目　录

目　录.....I
概　述.....1
一、建设项目背景.....1
二、项目工程内容.....2
三、本次评价内容和评价时段.....3
四、建设项目的特点.....4
五、环境影响评价工作过程.....6
六、关注的主要环境问题.....8
七、环境影响报告书的主要结论.....9
1 总则.....10
1.1 评价目的.....10
1.2 评价原则.....10
1.3 编制依据.....11
1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析.....16
1.5 环境影响要素识别和评价因子确定.....25
1.6 评价适用标准.....30
1.7 评价工作等级和评价范围.....37
1.8 环境保护目标与控制目标.....46
2 项目概况.....87
2.1 中江气田天然气储层特征简述.....87
2.2 中江气田已勘探开发工程及配套工程回顾.....90
2.3 已勘探开发工程环境影响回顾性分析.....105
2.4 项目基本情况.....117
2.5 项目组成.....126
2.6 钻前工程.....136
2.7 钻井工程.....138
2.8 完井工程.....152

2.9 地面工程.....154
2.10 供、排水工程.....177
2.11 供配电工程.....178
2.12 道路工程.....179
2.13 场站自动控制及防腐.....180
2.14 场站放散放空系统设置.....181
2.15 工程占地.....182
2.16 组织机构与定员.....182
3 工程分析.....184
3.1 施工期工程分析.....184
3.2 运营期工程分析.....232
3.3 退役期污染源及污染物排放情况.....241
3.4 中江气田产能建设项目（一期）产排污总体水平.....241
3.5 平面布置合理性分析.....250
4 项目建设区域环境概况.....253
4.1 自然环境概况.....253
4.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况.....290
5 生态环境影响评价.....325
5.1 生态环境现状调查与评价.....325
5.2 生态环境影响评价.....363
6 大气环境影响预测与评价.....375
6.1 环境空气质量现状调查与评价.....375
6.2 各单项工程项目大气环境影响预测与分析.....383
6.3 项目对区域大气环境影响分析.....389
6.4 大气环境影响小结.....390
7 地表水环境影响预测与评价.....391
7.1 地表水质量现状调查与评价.....391
7.2 各单项工程项目地表水环境影响预测与分析.....393

7.3 项目对区域地表水环境影响分析.....397
7.4 地表水环境影响评价小结.....398
8 地下水环境影响预测与评价.....399
8.1 评价区地下水环境现状勘查与评价.....399
8.2 井场、井站建设运行对地下水环境影响预测与评价.....411
8.3 管线建设运行对地下水环境影响预测与评价.....444
8.4 地下水环境影响评价小结.....445
9 土壤环境影响预测与评价.....448
9.1 土壤环境质量现状调查与评价.....448
9.2 各单项工程土壤环境影响预测与分析.....463
9.3 项目对区域土壤环境影响分析.....469
9.4 土壤环境影响评价小结.....470
10 声环境影响预测与评价.....471
10.1 声环境质量现状调查与评价.....471
10.2 各单项工程项目声环境影响预测与分析.....476
10.3 项目对区域声环境影响分析.....497
11 固体废物环境影响评价.....499
11.1 固体废物的来源及性质.....499
11.2 固体废物的处理、处置措施及对环境的影响分析.....500
11.3 固体废物对区域环境影响分析.....504
11.4 固废环境影响评价小结.....505
12 环境风险评价.....506
12.1 评价依据.....506
12.2 风险潜势初判及等级划分.....527
12.3 风险识别.....531
12.4 环境风险源项分析.....533
12.5 环境风险分析.....535
12.6 环境风险防范措施.....539

12.7 环境风险事故应急措施.....548
12.8 环境风险评价小结.....560
13 环境敏感区环境影响预测与评价.....562
13.1 对区域内集中式饮用水源及其保护区环境影响分析.....562
13.2 对四川三台水禽及湿地县级自然保护区环境影响分析.....576
13.3 对区域内风景名胜区、森林公园、湿地公园环境影响分析.....580
13.4 对区域内永久基本农田环境影响分析.....583
13.5 对区域内文物保护单位环境影响分析.....589
14 环境保护措施可行性论证.....590
14.1 水污染防治措施.....590
14.2 大气污染防治措施.....613
14.3 噪声污染防治措施.....615
14.4 固废污染防治措施.....617
14.5 地下水污染防治措施.....636
14.6 土壤污染防治措施.....643
14.7 生态环境保护措施.....647
14.8 搬迁安置环境保护措施.....660
14.9 环保设施及投资估算.....661
15 清洁生产与总量控制.....665
15.1 清洁生产分析.....665
15.2 总量控制.....667
16 环境管理及监测计划.....669
16.1 企业环境管理现状.....669
16.2 施工期环境管理建议.....670
16.3 运营期环境管理建议.....672
16.4 环境监测及环境保护监控计划.....673
16.5 竣工环保验收.....677
17 环境经济损益分析.....682

17.1 社会效益分析.....682
17.2 经济损益分析.....682
17.3 环境经济损益分析.....683
17.4 环保措施投资.....684
17.5 环境经济损益分析小结.....684
18 评价结论及建议.....686
18.1 结论.....686
18.2 建议.....697
一、附图.....698
二、附录.....699
三、附件.....699
四、附表.....699

概　述

一、建设项目背景

我国正处于工业化、城镇化进程加快的时期，能源需求持续较快增加，对能源供给形成很大压力，供求矛盾长期存在。目前，我国煤炭消费占世界的47%，在一次能源消费中的比重高出世界平均水平40%，以煤为主的能源结构与低碳发展的矛盾长期存在。随着我国城镇化深入发展，城镇人口规模不断扩大，对天然气的需求也将日益增加。加快发展天然气，提高天然气在我国一次能源消费结构中的比重，可显著减少二氧化碳等温室气体和细颗粒物($PM_{2.5}$）等污染物排放，实现节能减排、改善环境，这既是我国实现优化调整能源结构的现实选择，也是强化节能减排的迫切需要。

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司总部设立在成都市，油气资源分布在四川、贵州、云南、广西以及重庆等四省一市境内，其中天然气主要分布在川西和川东北区块。多年来成德绵三地是中石化西南油气分公司川西气田的传统市场，已具有较好的市场基础和管网条件，市场需求潜力较大，具有气源地的特殊优势。

中石化西南油气分公司川西陆相气田于1984年开发建设，包括新场、孝泉、什邡、马井、洛带、新都和中江等气田。截至2020年，川西陆相气田共有气井总数1648口，开井数1574口，年产气量24.5亿方。

中江气田气井分布于三市（成都市、德阳市和绵阳市），东西跨越约50km，南北跨越约100km，探矿权面积约4600km^2，采矿权面积404.8km^2。截止目前，东斜坡探明地质储量781.35亿方，动用储量364.6亿方，储量动用程度46.7%；其中主力气田中江-高庙气田探明储量687.15亿方，动用储量306.07亿方，储量动用程度44.5%，中江-高庙气田累计产气65.47亿方，其中中江区块累计产气51.91亿方。

中江气田投产后属西南油气分公司采气三厂中江采气管理区管辖，中江气田位于川西坳陷东斜坡带上，西邻成都凹陷，北接梓潼凹陷，呈“三隆两凹一斜坡”的格局，发育合兴场-高庙子-丰谷、知新场、中江-回龙、黄鹿、槐树等

局部构造，行政区域包括“三市两区三县”：德阳市罗江区、德阳市中江县、绵阳市涪城区、绵阳市三台县和成都市金堂县。中江气田目前由三个矿权范围组成，分别是：四川省四川盆地中江地区油气勘查矿权、四川省四川盆地绵竹一绵阳地区油气勘查矿权和四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权，目前该 3 个矿权均已取得登记。本次中江气田产能建设项目（一期）所部署的井位在上述中江气田三个矿权范围内均有分布。

截止 2020 年 11 月，中江气田管辖井站 81 座，已建输气管道 165 条，长度 437.33 千米，在用 153 条，长度 382 千米，停用 12 条。管辖气井 405 口，其中生产井 248 口、长停井 37 口、已封井 120 口，目前年产气 10.0059 亿方，年产油 2.4698 万吨，年产水 2.95 万方，平均油压 3.42MPa，平均套压 5.85MPa，平均单井产量 $1.41\times10^4m^3/d$，平均单井累产气 $2378\times10^4m^3$。其中主力区块中江区块和高庙区块产量 $263.32\times10^4m^3/d$，占中江气田总产量的 96.75%。中江气田天然气除 $8.5\times10^4m^3/d$ 直输用户外，其他天然气主要通过中罗线、港华线和老德绵线外输至成德绵市场。

根据川西陆相三年滚动和七年行动计划，2019-2025 年确保川西陆相产量维持 25 亿方稳产，其中中江气田年产量维持在 10 亿方以上呈小规模上产趋势。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，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部拟部署中江气田产能建设项目（一期），拟新建产能 $6.41\times10^8m^3/a$，具体建设内容包括：新建井场井站 15 座，共部署 68 口天然气井，新建气田内部集输管线 17 条，共计 60.49km，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。

二、项目工程内容

结合前期已开展的单项工程环评情况，本次中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目主要包含井场钻井、地面采气集输两部分。

（1）井场钻井：实施的 15 座（共 68 口天然气井）钻井，各井场均采用丛式水平井组布井，“导管+二开”井身结构，导管段采用清水钻井液钻井，一开+二开段直井段采用水基钻井液钻井，造斜和水平段采用油基钻井液钻井，

钻至目的层后，进行加砂压裂，开井返排测试求产。中江气田产能建设项目（一期）产能建设井场井站分布图见图 1。

***

图 1　中江气田产能建设项目（一期）产能建设井场井站分布图

（2）地面采气集输：主要工程量包括 15 座井场钻井完成后新建采气井站，即新建 15 座井站，实施 68 口井采气工程；新建 17 条气田内部集输管线，共 60.49km。采气井站采用两种工艺："井下节流+带液计量+气液混输"工艺和"井下节流+带液计量+分离计量"工艺，气井经井下节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再分离计量或气液混输后外输下游井站或集气站。新建 17 条井区内部采集输管线，采用枝状集输管网串接各井站，各井站气井天然气经采气管网汇集，将气体汇集到各阀室，进入港华线、中罗线、中龙线等集输干线，进入成都、德阳、绵阳市场供用户使用。中江气田产能建设项目（一期）产能建设新建内部集输管线分布图见图 2。

***

图 2　中江气田产能建设项目（一期）产能建设新建内部集输管线分布图

三、本次评价内容和评价时段

中江气田产能建设项目（一期）建设内容主要包括：新建井场井站 15 座，共部署 68 口天然气井，新建气田内部集输管线 17 条，共计 60.49km，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。建设内容主要包括钻前工程、钻井工程（含压裂测试）、地面采气集输工程三部分，本次评价的具体评价内容和评价时段如下：

（1）评价内容

①对中江气田产能建设项目（一期）涉及的 15 座钻井井场和采气井站、新建 17 条气田内部集输管线等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境以及声环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全

面深入的分析、预测和评价，突出区域开采累积性影响分析，同时结合项目选址的合理性和区域三线一单管控要求，论证产能建设项目的环境可行性；

②对中江气田产能建设项目（一期）产能建设依托原井场、已建管线、废水污染物治理措施依托的污水处理厂、回注井站、固废处理措施依托的地方砖厂、水泥厂、危废处置资质单位等开展相关调查工作，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证产能建设项目的可依托性。

③针对利用原井场新建钻井工程或井站工程的原井场的建设情况、环评批复执行情况、实际环境影响进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；

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

（2）评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)中的有关规定，本次评价时段分施工期、运行期和退役期三个时段来开展环境影响评价。

四、建设项目的特点

本项目为天然气产能建设项目，其项目特点主要分为天然气的开采特点和井区产能建设项目特点两大类：

（1）天然气开采项目特点

①天然气开发建设项目兼具非污染生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；污染影响施工期主要有钻井废水、试压废水、压裂返排液、废钻井泥浆、废钻井岩屑、钻井设备噪声、扬尘、钻井柴油机废气等；运行期主要有凝析油无组织挥发性有机物，气田采出水、机泵、撬装设备等设备噪声，清管废渣、废润滑油等。

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

③本工程建设内容多，工艺过程复杂。项目建设内容包括新井场、采气站场、管线工程以及配套的道路、供电、通讯等设施的建设工程，还包括依托现有站场进行扩建井场和井站。主要工艺过程包括钻井、井下作业、采气、天然气集输、压裂返排液、气田采出水储运、道路建设等。

④气田项目不同于一般建设项目，具有分布区域广、污染源分散。从局部看，作为点源的井、站场工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、站场等所构成的面源对环境影响则比较显著。

⑤项目环境风险事故类型较多，主要有钻井过程中发生的井漏、泥浆泄漏；采气及井下作业发生的井喷、火灾、爆炸；天然气集输过程中的泄漏、火灾和爆炸，气田采出水储运及处理过程中的事故等。

⑥天然气压裂长度较短，压裂时间较短，压裂用水量较小，从而压裂返排液产生量也较小，压裂用水尽可能使用区域内其他井产生的压裂返排液，其次就近取当地地表水或井水；

⑦实施清洁生产，绿色开发。针对钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液等采取“减量化、资源化循环利用、无害化”的措施实施清洁生产，不能回用的废水采取转运至区域内污水处理厂预处理后到回注井回注深层地层方式处置，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和生态环境；

⑧推行钻井固体废物随钻清洁化处理技术，导管段采用清水钻井液钻井，二开直井段采用水基钻井液为主，水基钻屑（II 类一般工业固废）采用制砖或制水泥等资源化利用方式处置；二开造斜和水平段采用油基钻井液，产生的油基钻屑（属 HW08“废矿物油与含矿物油废物”中的 072-001-08“以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的废弃钻井泥浆”）按照危废贮存要求现场贮存（防渗、防风、防雨、防晒），岩屑罐装方式（避免跑冒滴漏）交由具有相应危废处置资质单位场外转运和最终妥善处置；

⑨采取工程措施有效控制甲烷逸散。针对甲烷逸散的问题，工程采取先配套建设地面采气撬装设备，然后进行试气、采气的方式，从而能够有效控制甲烷排放，既实现了资源回收利用，又较好地保护了环境。

（2）产能建设项目特点

①常规天然气产能建设项目多以“整体部署，滚动实施，接替稳产”方式建设，井区区域内各单项工程施工期和运营期交叉存在，不同时段区域产排污水平不同，除单项工程采取的环保措施外，还需要通过优化开发时序和规模，控制产能建设项目环境影响在当地环境可接受范围内。

②产能建设项目建产期以天然气开发施工期环境影响为主，稳产期则为施工期和运营期并存，衰减期则以运营期为主，环境影响相对较小，各阶段环境影响方式、程度不同，需要采取各阶段有针对性的环保措施外，还需要有预见性的规划好各项目环保措施执行时间节点。

③须从产能建设项目区域层面选择合理的开发强度，协调压裂返排液、钻井废水的井组间回用、井间回用实现钻井废水、压裂返排液的循环利用最大化，减少废水的现场贮存量和存储周期，以及最终外运依托处理量。

④可从产能建设项目区域层面，针对各单项工程建设进度，协调如钻井泥浆、地面采气撬装设备（不同阶段，采气设备不同）的多井场间工艺设备循环利用，减少资源消耗。

五、环境影响评价工作过程

（1）准备阶段

2020 年 10 月，中材地质工程勘查研究院有限公司承担了“中江气田产能建设项目（一期）”环评工作。根据建设单位提供的项目资料，确立了如下环评工作思路：

①编制环境影响评价工作方案；

②根据项目设计资料，针对天然气产能建设项目特点，对单项工程如钻前、钻井、压裂施工、场站及输气管线运营对环境的影响进行识别；

③在识别环境影响的基础上，重点对产能建设项目可能会对区域内的生态环境、环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境等重点环境要素的环境影响

和环境风险进行深入分析、预测并尽可能给出定量数据，以论证工程的环境可行性；

④对工程可能带来的环境影响，提出有针对性的环境保护措施和环境风险防控措施，并进行经济技术论证；

⑤根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）中关于公众参与与环评分离的相关规定，本次环评配合业主单位按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定开展了本项目的公众参与相关工作。

（2）环境影响评价工作阶段

① 环境敏感区筛查

本评价于 2020 年 10 月 9 日~15 日对区域进行了详查，查明评价范围内、外建制乡镇水源地、农村饮用水源地、自然保护区、风景名胜区、森林公园等各类环境敏感区，对项目所在区域环境敏感区进行了现场详查工作。

②环境现状调查

结合项目区内前期单独开展环评的项目监测情况，本评价于 2020 年 10 月 15 日~11 月 10 日对项目区域环境空气、声环境、地下水、土壤等开展了现状监测工作。

③环境影响评价工作

根据调查、收集到的有关文件、资料，在环境现状调查结果的基础上，采用计算机模型模拟、类比分析等手段，对建设项目对各环境要素的环境影响和环境风险进行了分析、预测及评价，同时考虑产能建设强度和产排污对区域自然资源、环境质量、社会环保基础设施资源的可承载性，提出合理化建议。

（3）编制环境影响报告书

整理各环境要素的分析、预测成果，评价工程建设对各环境要素的影响，编制环境影响报告书，论证工程建设的环境可行性。邀请了有关领域的专家进行有针对性地咨询、研讨。

（4）报告审查阶段

2021 年 1 月 15 日~2021 年 1 月 26 日，我公司组织对报告书的内部两级审查工作和建设单位核实工作，修改后形成了《中江气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》（送审版），并按相关规定呈报审查。

六、关注的主要环境问题

根据天然气产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

（1）井场、站场、管线等单项工程建设占地对生态环境的影响程度；

（2）工程建设和运行过程中产生的废气，尤其是柴油发电机废气、油基泥浆钻井过程产生的有机废气，运行期凝析油无组织有机废气、甲烷的逸散对当地环境的影响；

（3）工程建设和运行过程中产生的钻井废水、压裂返排液以及采气废水等生产废水和施工人员生活污水的环境影响和处置方式，不能回用的废水转运至区域内污水处理站处理后回注或外排的可行性、有效性和可靠性；

（4）钻完井过程中产生的固体废物，废水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废油、含油固废的处置方式可行性、有效性和可靠性；

（5）钻井施工以及运营期集输过程中各类声源对当地声环境的影响；

（6）关注施工过程中施工场地跑冒滴漏对浅层地下水环境尤其是周围住户水井地下水的影响以及污染防治，同时兼顾复杂地质区钻井过程中对浅、中层地下水环境的保护措施的可行性、有效性；

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

（8）产能建设项目建设期、采气期周期较长，区域内不同单项工程施工期和运营期环境影响相互叠加，需考虑产能建设不同阶段对区域环境的整体环境影响，分析环保措施的整体有效性，有预见性的规划好井区产能建设项目配套环保措施执行时间节点；

（9）根据井区产能建设规模和时序进程，分析判断区域自然资源、环境质量（地表水、地下水、环境空气）、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，从而提出优化产能建设规模和时序进程的环保建议。

七、环境影响报告书的主要结论

中江气田产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，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、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评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，本次中江气田产能建设项目（一期）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，中江气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

本项目环评报告编制过程中得到了四川省生态环境厅、四川省环境工程评估中心、德阳市生态环境局、绵阳市生态环境局、成都市生态环境局等相关职能部门以及中国石油化工股份有限公司西南油气分公司、中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部等单位领导和专家的大力支持和帮助，在此一并表示衷心的感谢！

1 总则

1.1 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，通过对天然气开发施工期、运行期和闭井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，并根据中江气田产能建设项目（一期）内单项工程（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，提出施工期和运行期的环境风险防范措施；使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度；为工程的设计、建设及运行期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.2 评价原则

（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。

1.3 编制依据

1.3.1 任务依据

中江气田产能建设项目（一期）环境影响报告书的委托书，2020 年 9 月 25 日。

1.3.2 环境保护法律和法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修正）。

（3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29 修订）；

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

（3）《中华人民共和国水法》（2016.7）；

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

（5）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月）；

（6）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月）；

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

（8）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10 修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011.3）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（修正），2012.7.1 施行；

（11）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订，2020.9.1 实施）；

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

（13）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；

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

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

1.3.3 行政法规与国务院发布的规范性文件

（1）《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31 号，1996.83）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号，2017.7）；

（3）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38 号，2000.12.6）；

（4）《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见

的通知》（国发[2003]100 号，2003.12.17）；

（5）《中华人民共和国自然保护区条例》(2017.10.7 修订)；

（6）《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》（国发[2007]15 号，2007.5.23）；

（7）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）；

（8）《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011.2.22）；

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

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

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

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

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

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

（15）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7 修订）；

（16）《中华人民共和国河道管理条例》，2017 年 10 月 1 日修订。

1.3.4 部门规章与部门发布的规范性文件

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

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

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

（4）《环境影响评价公众参与办法》（2018 年 7 月 16 日）；

（5）《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号，2015.6.5）；

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

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

（8）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18

号，2012.03.07 实施；

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

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

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

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

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

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

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

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

（17）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38 号）；

（18）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发[2007]165 号）；

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

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

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

1.3.5 地方行政规章及规范性文件

（1）《四川省重点保护野生动物名录》（1990.3.12）；

（2）《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000.9.13）；

（3）《四川省永久基本农田保护实施细则》（1996.2.29）；

（4）《四川省环境保护条例》（2017 年 9 月 22 日修订）；

（5）《四川省危险废物污染环境防治办法》（2004.1.1）；

（6）《四川省生态功能区划》，2010 年；

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

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

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

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

（11）《四川省灰霾污染防治实施方案》（川环发[2013]78 号）；

（12）《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018.7.26 修订）；

（13）《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2016.1.29）；

（14）《四川省“十三五”生态建设和环境保护规划》（2016.12）；

（15）《四川省自然保护区管理条例》（2018.9.30 修订）；

（16）《四川省生态保护红线实施意见》（2016.9.30）；

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

（18）《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）。

1.3.6 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），2017.1.1；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018.12.1；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019.3.1；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016.1.1；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009），2010.4.1；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），2011.9.1；

（7）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019.3.1；

（8）《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018），2019.7.1；；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-

2007）；

（8）《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）；

（9）《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

（10）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）。

1.3.7 石油天然气行业技术规范

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

（2）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

（4）《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；

（5）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（6）《石油天然气井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

（7）《井下作业安全规程》（SY 5727——2014）

（8）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）

（9）《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2014）

（10）《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；

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

（13）《油井井下作业防喷技术规程》（SYT5974-2014）；

（14）《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）；

（15）《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SYT 5974-2014）；

（16）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（17）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（18）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；

（19）《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；

（20）《天然气》（GB17820-2018）。

1.3.8 项目资料

（1）《关于开展中江气田产能建设项目（一期）等区块评工作的通知》

（西南油气〔2020〕108 号）；

（2）《中江气田产能建设项目（一期）等三个区块部署方案》（2020 年 9 月）

（3）《中江气田环评地面方案》（中石化股份有限公司西南油气分公司 2020 年 10 月）；

（4）《丰谷 6D 井天然气组成成分》（2020 年 11 月 12 日）；

（5）《马蓬 23-17 井，马蓬 23-18 井等天然气组分分析检测报告》（2014 年 12 月 11 日）等。

1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析

1.4.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录》的符合性

本项目系天然气勘探开发中的天然气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》规定鼓励发展类产业项目中的第七条第一款（常规石油、天然气勘探与开采），因此本项目建设符合国家产业政策。

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

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

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

表 1.4-1 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》对比分析表

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	**推进规划环境影响评价**		
（二）	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	未编制相油气开发专项规划环境影响报告书。	非强制性要求，不违背

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
二	**深化项目环评“放管服”改革**		
（四）	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次评价为中江气田产能建设项目（一期）环评，包括拟建的新井、站场、集输管道工程及配套工程等。	符合
三	**强化生态环境保护措施**		
（七）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	钻井过程中产生的废水经过处理后优先重复利用，不能利用的废水转运回注站或污水处理站处理，不向地表水体排放污染物。	符合
（八）	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目钻井期间不能回用的钻井废水和压裂返排液通过密闭罐车转运至袁家环保处理站预处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596—2016）后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，环评中论证回注的环境可行性。	符合
（九）	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本工程主要采用水基钻井液，仅在二开造斜和水平段等特殊情况下使用少量油基钻井液，水基钻井固定在井场通过压滤减量化后外运综合利用，少量油基钻井固废为危险废物与废油等含油固废委托有危废资质单位进行处置。	符合
（十）	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目气井不含硫，废水等污染物均为罐装，天然气均密闭输送，井场优先使用网电，柴油发电机使用清洁的柴油作为能源，废气的排放能满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。		
（十一）	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，同时场外未设置废水池，由泥浆不落地及循环系统区域设置废水罐，对废水及时处理，大大节约了用地，选用先进的钻井技术，缩短施工时间。钻井和压裂设备优先使用网电、柴油发电机使用高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求。	符合
（十二）	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	本项目管道为内部集输管道，不涉及油气长输管道。	符合
（十三）	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	本项目制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合

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

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号，2012-03-07 实施）对比分析详见表 1.4-2。

表 1.4-2　项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	**清洁生产**		

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用无毒油气田化学剂。	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。	本项目采用无毒钻井液体系，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。	酸化液和压裂液在井场内集中配置。压裂残液和返排液经收集后重复利用，无法利用的转运至污水处理站预处理后回注处理。压裂、试气过程中，在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施。	符合
二	**生态保护**		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地。	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目天然气在放喷过程中不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧，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，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用，不能利用的废水预处理后回注。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目严格按照相关标准要求规范落实防渗措施。	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无	本工程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，	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	害化处置。	交有危废资质的单位处置。	
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	对于可能受到油污染的土地，拟采取生物或物化方法进行修复。	符合
四	**运行风险和环境管理**		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	本项目业主制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	本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
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。	本项目业主单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本项目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

通过将本项目工程内容、环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理四大项十三小项内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

1.4.2 规划符合性分析

（1）与能源发展规划符合性分析

①与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》符合性分析

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

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

②与《天然气发展十三五规划》符合性分析

国家发展改革委 2016 年印发的《国家发展改革委关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》（发改能源〔2016〕2743 号）明确提出，“十三五”期间，以四川、鄂尔多斯、塔里木盆地为勘探重点，强化已开发气田稳产，做好已探明未开发储量、新增探明储量开发评价和目标区优选建产工作，2020 年产量约 1200 亿立方米。四川盆地加强磨溪地区龙王庙组气藏动态跟踪评价和高石梯地区震旦系气藏勘探开发一体化，加快川东北、普光、元坝、彭州海相等气田开发，努力保持既有气田稳产。

本项目天然气开发属于川东北气田开发建设项目，符合《国家发展改革委关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》（发改能源〔2016〕2743 号）中所提的“加快常规天然气增产步伐”要求。

③与《四川省“十三五”能源发展规划》符合性

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

中江气田产能建设项目（一期）属《四川省“十三五”能源发展规划》规划的常规天然气勘探开发项目，项目建设符合《四川省“十三五”能源发展规划》规划要求。

（2）与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

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

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条指出：“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，本项目属于天然气开发项目，天然气主要供应德阳、绵阳和成都三大城市，项目的建设能够改善成渝地区区域大气环境质量，符合《长江经济带生态环境保护规划》要求。

②与《四川实施长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》的符合性分析

按照《四川实施长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中对建设项目提出了一系列的管控关要求。本工程属于天然气开发项目，井位的选址和工程管线未占用和穿越自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水源保护区范围内，未位于《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区、水产种质资源保护区的岸线和河段范围、国家湿地公园的岸线和河段范围、《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内，项目不在生态保护红线范围内，本项目建设工程将占用永久基本农田，项目属于重大民生工程，建设单位将按照相关要求办理相关用地手续，因此，本项目不属于《四川实施长江经济带发展负面清单》中禁止建设的项目，工程的建设符合《四川实施长江经济带发展负面清单》要求。

（3）与生态功能区划的符合性

①与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性

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

②与《四川省生态功能区划》的符合性分析

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区、I-2-4 涪江中下游场镇-农业生态功能区和 I-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区”。该生态功能区主要生态功能为农产品提供功能，人居保障功能；生态保护与发展方向为：“发挥区域中心城市辐射作用，优化人居环境。加强永久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”和“发挥区域中心城市辐射作用，优化人居环境。加强永久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”。

本项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省生态功能区划》要求。

（4）城镇总体规划的相容性分析

根据《德阳市新型城镇化规划(2017-2022 年)》，本项目未位于规划中旅游型特色小城镇，包括鉴华镇、冰川镇、红白镇、土门镇、遵道镇、汉旺镇等乡镇内，规划中指出：“推进新区交通、能源、给排水、电力、通信、燃气和园林绿化等基础设施建设”、“完善燃气输配、储备和供应保障系统。”，本项目属于能源供应以及基础设施建设项目，不违背《德阳市新型城镇化规划(2017-2022 年)》中的相关要求。根据《中江县中心城区控制性详细规划》（2018 年）以及各乡镇城镇总体规划可知，项目未在中江县中心城区、通济镇、辑庆镇、南华镇场镇范围内，根据罗江区新盛镇场镇规划，项目未在新盛镇场镇范围内。

根据《三台县城市总体规划（2013-2030 年）》以及项目涉及镇镇域规划可知，项目均未在三台县中心城区、以及立新镇、芦溪镇、八洞镇场镇范围内。根据绵阳市涪城区城乡统筹规划以及项目涉及镇域场镇规划可知，项目未在丰谷镇、杨家镇等场镇范围内。

根据《金堂县城市总体规划（2015-2030）》及福兴镇场镇规划，项目未在金堂县城区以及福兴镇场镇范围内。

总上所述，本项目位于农村生态环境，占用的土地主要为农用地，井场及管线选址未在城镇总体规划范围内，本项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

1.4.3 与“三线一单”符合性分析

（1）与生态保护红线的符合性分析

2017 年 2 月，中共中央办公厅国务院办公厅印发了《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》，意见中关于红线管控要求如下：实行严格管控。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能

减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后，报国务院批准。因国家重大战略资源勘查需要，在不影响主体功能定位的前提下，经依法批准后予以安排勘查项目。

根据调查及咨询当地生态环境局，本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24 号）的相关要求。同时，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等各类自然保护地。

（2）与环境质量底线的符合性分析

本项目属于生态类项目，本项目建成后运营期污染物主要为采气废水和凝析油，产生量较少。根据现状调查，区域环境质量较好。在项目建成后区域水环境、空气环境、土壤环境以及声环境均能满足相应功能区要求，能保障周边人民群众生存基本环境质量要求的安全线。

（3）与自然资源利用上线的符合性分析

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

（4）与环境准入负面清单的符合性分析

本项目为天然气开发项目，项目所在地均不涉及各类生态保护红线，同时项目不属于《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单（第一批）（试行）》、《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单（第二批）（试行）》中项目。

因此，拟建项目不属于环境准入负面清单项目。

（5）与《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9 号）的符合性分析

本项目位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂

县，根据《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9号），项目所在地属于成都平原经济区，该区域总体生态环境管控要求为：①针对突出生态环境问题，大力优化调整产业结构，实施最严格的环境准入要求；②加快地区生产总值（GDP）贡献小、污染排放强度大的产业（如建材、家具等产业）替代升级，结构优化；③对重点发展的电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等产业提出最严格的环境准入要求；④岷江、沱江流域执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》；⑤优化涉危险废物涉危险化学品产业布局，严控环境风险，保障人居安全。

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）中成都平原经济区的生态环境管控要求。

中江气田产能建设项目（一期）地理位置图见**附图 1.4-1**，中江气田产能建设项目（一期）与四川省生态红线范围位置关系图见**附图 1.4-2**。

1.5 环境影响要素识别和评价因子确定

鉴于天然气开发项目建设特点，本次中江气田产能建设项目（一期）采取“总体部署，滚动实施”方式进行，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，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.5.1 环境影响要素识别

中江气田产能建设项目（一期）施工期的环境影响主要为 15 座井场钻前工程、钻井工程、完井工程、15 座采气井站建设、17 条 60.49km 的集输管道

等单项工程的施工过程。钻前工程、采气站和集气管网施工过程中由于场地平整、进站道路、运输车辆、施工作业带的整理、管沟的开挖、布管等施工活动对周围环境产生的不利影响：一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；二是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。此外，钻井工程阶段，钻井、固井、完井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井废弃泥浆、压裂返排液、钻井岩屑等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置，否则将会对当地环境产生很大的环境影响。

运行期，正常情况下排污主要来自井场、站场等工艺过程中产生的少量废气、采气废水、生活垃圾等。

本项目施工期和运行期的环境影响要素识别情况如下：

（1）施工期影响

①施工期非污染生态环境影响

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

②施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自钻井废水、压裂返排液、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井废弃泥浆、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、压滤机、离心机、挖掘机、压裂车等，其强度在 75dB(A)～95dB(A)。

③事故状态

事故状态的环境影响包括可燃气体遇火爆炸冲击波、废水池、废渣罐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）运行期环境影响

天然气产能建设运行期间对环境的影响分为正常和事故两种情况。

① 正常工况

正常运行状况下，天然气开采从井口→集输管线→集气站→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气废水。井场、站场设备噪声对厂界声环境质量的影响。

非正常工况时，系统超压和站场检修时经放空装置直接排放的天然气或燃烧后排放的废气、排放噪声对大气环境和声环境的影响。

1）污废水

运行期间产生的污废水主要来自各 15 座采气井站气液分离器分离的集输气中携带的井下采气废水。

2）固体废物

运行期间产生的固体废物主要来自各井站站场清管和设备检修时产生的废渣等。

②事故状态

事故状态下，一旦井场、站场、集气管道发生泄漏，将会对环境空气造成影响，若发生火灾爆炸还对周围的土壤、动植物、人群等造成破坏。

（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 1.5-1。

表 1.5-1　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	其他
施工期	钻井工程	废气	柴油发电机废气	TSP 、NO_x	—	√								
			油基泥浆钻井过程有机废气	VOC_S		√								
			测试放喷废气	NO_x	——	√								
		废水	钻井废水	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			洗井废水	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			方井雨水	COD、TDS、石油类、Cl—			√	√		√				
			压裂返排液	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
		固废	岩屑、废泥浆	/	—			√		√	√			
		噪声	柴油机、压裂泵等噪声	/	——				√					
		风险	井喷、井漏	CH_4	——	√	√	√						
		生态	井场及井场道路占地	永久占地、动植物影响	—					√	√	√	√	
	内部集输工程	废气	施工机械和车辆尾气	NO_x、CO、烃类	—	√								
		废水	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
			管道试压排水	悬浮物	—		√							
		固废	施工废渣和生活垃圾	/	—			√		√	√			
		噪声	施工机械和车辆噪声	/	—				√					
		生态	站场建设	水土流失、动植物影响	—					√	√	√	√	
			管道敷设、施工便道	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	—					√	√	√	√	
		其它	雇用当地劳动力	对当地社会经济的拉动	++									√
			交通	短时阻断交通	—									√
运	采气	废	检修、事故	CH_4、NO_x	—	√								

行期	站场、内部集输工程	气	放空		—								
			无组织有机废气	VOC_S		√							
		废水	采气废水	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√			
			生活废水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√					
		固废	清管、检修废渣	氧化铁等机械杂质	—			√		√	√		
			生活垃圾	/	—			√		√	√		
		噪声	设备及气流噪声、泵注噪声	/	—				√				
		风险	站场天然气泄漏	CH_4	——	√							
			管道破损天然气泄漏	CH_4	——	√							
			污水罐破裂、转运事故	COD、石油类、Cl^-	——		√	√		√			
退役期	废弃管道设备锈蚀、固废			Fe_2O_3等	—			√		√	√		
	生产设施的停用、拆除和土地恢复			/	++					√	√	√	√
备注：“——”为负影响较大；“—”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。													

1.5.2 评价因子确定

根据当地环境特征及前文识别结果，确定本项目环境评价因子如下：

（1）现状调查评价因子

声环境：等效声级。

环境空气：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S。

地表水环境：pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、氯化物、硫化物、石油类、硫酸盐。

地下水环境：背景离子（K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}）；基本水质因子（pH、氨氮、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）。

土壤：土壤理化性质；建设用地（45 项基本因子）：pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二

氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[K]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；农用地（8 项基本因子）：pH 值、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌；特征因子：石油烃、硫酸盐、氯化物。

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

（2）环境影响分析因子

声环境：等效连续 A 声级；

环境空气：施工期：颗粒物、NOx、NMHC；运营期：NMHC（井场井站）

地下水：COD、石油类、氯化物。

固体废物：临时土石方、水基钻井固废（岩屑和废弃钻井泥浆）、废油、油基岩屑、生活垃圾以及运营期清管废渣。

土壤环境：石油烃、硫酸盐、氯化物。

生态环境：土壤侵蚀、土地利用、地表植被。

环境风险：爆炸冲击波（甲烷等可燃气体泄漏）；石油类、COD、氯化物（废水泄漏、油罐泄漏、钻井岩屑现场贮存泄漏、外运处置运输时泄漏、压裂返排液以及采气废水等污染物转运时的泄漏等）。

1.6 评价适用标准

中江气田产能建设项目（一期）位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区、三台县，成都市金堂县境内，根据四川省环境功能区划相关文件，本项目所在区域环境功能区划及执行的环评标准如下：

1.6.1 环境功能区划

根据本项目环评执行标准函，查询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：

（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，水体功能为饮用、灌溉、泄洪、养殖、发电等，属长江水系。

（2）地下水环境功能区划

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。

（3）环境空气功能区划

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。

（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 4 类声环境功能区。

（5）生态功能区划

区域生态功能区划属“I四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区、I-2-4 涪江中下游场镇-农业生态功能区和 I-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区”，该生态功能区主要生态功能为农产品提供功能，人居保障功能。

1.6.2 环境质量标准

本项目环境质量标准执行情况如下：

（1）环境空气质量标准

评价区内区域环境空气评价执行《环境空气质量标准》(GB 3095-2012）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃参考《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，硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境附录 D》（HJ 2.2-2018）“表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值”，具体浓度限值见表 1.6-1。

表 1.6-1　环境空气质量标准(μg/m^3)

污染物名称	取值时间	浓度限值	污染物名称	取值时间	浓度限值

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/m^3	O_3	1 小时平均	200
	24 小时平均	4 mg/m^3		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
硫化氢	1 小时平均	10	非甲烷总烃	1 小时平均	2 mg/m^3

（2）地表水环境质量标准

本项目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 1.6-2。

表 1.6-2　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

（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 1.6-3。

表 1.6-3　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（COD_{Mn}计）	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	溶解性总固体
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450	≤1000
项目	氟	铬（六价）	铅	砷	汞	镉
浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001	≤0.005
项目	挥发性酚类	氰化物	总大肠菌群（MPN/100mL）		细菌总数（CFU/mL）	
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤3		≤100	
备注	石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的III类水标准，其他执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。总大肠菌群单位：MPN/100mL；菌落总数单位：CFU/mL；pH 无量纲；其他指标单位：mg/L。					

（4）声环境质量标准

项目所在区域为农村区域，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 1.6-4。

表 1.6-4　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

（5）土壤环境质量标准

农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值，详见表 1.6-5；建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），详见表 1.6-6；石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 1.6-7。

表 1.6-5　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		pH≤5.5		5.5＜pH≤6.5		6.5＜pH≤7.5		pH＞7.5	
		风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值
镉	水田	0.3	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
	其他	0.3		0.3		0.3		0.6	
汞	水田	0.5	2.0	0.5	2.5	0.6	4.0	1.0	6.0
	其他	1.3		1.8		2.4		3.4	
砷	水田	30	200	30	150	25	120	20	100
	其他	40		40		30		25	
铅	水田	80	400	100	500	140	700	240	1000
	其他	70		90		120		170	
铬	水田	250	800	250	850	300	1000	350	1300
	其他	150		150		200		250	
铜	水田	150	/	150	/	200	/	200	/
	其他	50		50		100		100	
镍		60	/	70	/	100	/	190	/
锌		200	/	200	/	250	/	300	/

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

表 1.6-6　建设用地土壤污染风险管控标准　　单位：mg/kg

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

苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	45000
苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
䓛	490	1293	4900	12900
二苯并[a，h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
萘	25	70	255	700

表 1.6-7 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准（特征因子）单位：mg/kg

污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
石油烃（C_{10}~C_{40}）	-	826	4500	5000	9000

1.6.3 污染物排放标准

（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），施工期和运行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 1.6-8。

表 1.6-8 大气污染物综合排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	最高允许排放速率(kg/h)	无组织排放监控浓度限值（mg/m^3）	备注
柴油发电机	SO_2	550	/	0.40	根据 2017.1.12 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求”
	NOx	240	/	0.12	
	颗粒物	120	0.78	1.0	
施工场地扬尘	TSP	/	/	0.25	《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）

厂界	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）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经收集后经各单项工程施工队伍配备的环保厕所处理后拉运至当地城镇污水处理厂处理；钻井工程钻井废水和压裂返排液循环利用，无法利用的完钻后转运至袁家环保处理站预处理后，转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排；运营期产生的采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

因此，项目施工和运营期无生产废水外排，无生产废水排放执行标准。

（3）噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运行期厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，详见表 1.6-9。

表 1.6-9　　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

（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》(GB18597-2001)和《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)等 3 项国家

污染物控制标准修改单的公告》(环境保护部公告 2013 年第 36 号文)。

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。

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。使用油基泥浆钻井泥浆钻井产生的含油岩屑（危废 HW08 072-001-08）以及其他含油固废，现场仅做临时贮存并及时交由具有相应危险废物资质单位妥善处置。含油岩屑及含油固废现场贮存、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》（GB18597-2001），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。

1.7 评价工作等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则》(HJ 19-2011、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 610-2016、HJ2.4-2009、HJ/T169-2018)中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级如下。

1.7.1 生态环境

（1）评价等级

（1）评价等级

根据本工程的环境影响特点，其生态影响主要集中在井场、井站以及集输管线等施工影响区域内，仅井站、进场道路占地为永久占地，施工临时占地在采取有效的恢复措施后，区块内的生态环境均可恢复。

本区块工程占地面积0.7863km^2（临时占地75.41hm^2，永久占地3.22hm^2）

＜2km^2；集输管线长60.49km<100km。工程与特殊生态敏感区（四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区））最近距离约280m，其影响范围可能涉及四川三台水禽及湿地县级自然保护区。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011），本工程生态评价等级为一级。

（2）评价范围

本次中江气田产能建设项目（一期）由15个井场井站、60.49km集输管线组成，且按照滚动开发，分步实施，本项目分布区域广、生产设施分散，区域内各站场相距较远，从整个区域看，基本呈点状、线状分布，故其对环境影响多限于井场、站场及集输管线较近的范围。本项目生态评价范围为井场（井站）场界外扩3km范围，管线及道路两侧外扩500m带状区域以及特殊生态敏感区（四川三台水禽及湿地县级自然保护区），重点评价可能受工程影响的区域。

1.7.2 环境空气

（1）评价等级

本次产能建设涉及井场井站、以及集采气管网等各单项工程，由于各单项工程为相对独立单元，故环境空气评级等级按各单项工程分别判定。

根据天然气开发项目环境影响特点，大气环境影响为钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气以及油基泥浆钻井产生的有机废气，运营期间正常工况下将产生凝析油挥发性有机废气和集输设备检修或事故状态下时产生少量的放空废气。由于施工期较短暂，单井钻井时间约 50d，运营期检修废气为瞬时不连续排放污染源，因此，本项目按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，选择运营期污染源正常排放的凝析油挥发性有机废气作为主要大气污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中估算模型分别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。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，采用AERSCREEN 估算模式（应输入地形参数）计算项目凝析油挥发性有机废气为主要污染物，计算其最大地面空气质量浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准限值的 10%时所对应的最远距离 D10%。

本项目仅 9 个采气井站采用气液分离工艺，其余井站采用气液混输工艺将混合的气液输送至下一个井站进行分离，采用气液分离输送的井站均布置 1 个 20m^3 的采气废水污水罐暂存采气废水和凝析油，污水罐处于密闭状态，仅留有呼吸孔。本评价估算选取 9 个采用气液分离工艺井站中的所处地势较低、周边居民点分布较近等环境最不利的中江 102-3HF 井站作为典型站场进行估算，通过工程分析计算，该井站凝析油挥发性有机废气（以 NMHC 表征）无组织排放量约 0.0074kg/h（0.065t/a）。其估算模型参数详见下表 1.7-2，主要污染源估算模型计算结果见表 1.7-3。

表 1.7-2　估算模型参数表

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/℃		37.7
最低环境温度/℃		-6.8
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
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 1.7-3　中江 102-3HF 井站凝析油挥发性有机废气估算模型计算结果表

污染源	中江 102-3 井站污水罐	
污染物	NMHC	
下风向距离（m）	预测质量浓度/（μg/m^3）	占标率/%
10	9.21	0.46
14	**10.3**	**0.52**
25	8.99	0.45
50	6.80	0.34
100	4.75	0.24
200	2.73	0.14
300	2.04	0.10
500	1.42	0.07

800	1.19	0.06
1000	1.09	0.05
1500	0.902	0.05
2000	0.767	0.04
2500	0.664	0.03

由以上预测结果可知，最不利情况下，本项目中江 102-3HF 井站污水罐凝析油无组织排放的有机废气（NMHC）下风向最大落地浓度出现在 14m 处，最大落地浓度为 10.3ug/m^3，最大地面浓度占标率 P_{MAX}=0.52% < 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。

（2）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（井站）周边 500m 范围、管线 200m 的范围进行评价。

1.7.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属属长江流域涪江水系、沱江水系，III 类水域功能，本项目实施过程中产生的废水依托区块内处理站处理后回用或外排处理，项目现场无生产废水外排到当地地表水环境。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中的评价工作分级原则，本项目废水不直接排放到外环境，地表水评价等级为三级 B。

（2）评价范围

由于本项目生产运用期无污废水直接外排至当地地表水环境，故本次地表水评价范围为重点分析评价范围应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求和环境风险事故性排水对当地地表水环境的影响。

1.7.4 地下水环境

（1）评价工作等级

本项目依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中建

设项目地下水评价等级划分标准，在进行工程分析、现场调查和水文地质试验的基础上，结合建设项目场地的包气带防污性能、浅层含水层水文地质特征、地下水环境敏感程度、污染物排放量与污染因子复杂程度等指标特征，对本项目的地下水环境影响评价进行了等级划分。

① 建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A，本项目钻井、采气工程和集输工程属于**F：天然气、页岩气开采**，应划分为**II类**建设项目。

② 地下水环境敏感性

根据现场调查和资料收集结果，与本项目建设相关的各类地下水环境敏感对象主要为集中式饮用水水源、分散式饮用水水源地和具有供水价值的含水层，井场周边集中式饮用水水源位置分布附图1.8-1所示。根据各集中饮用水源及其保护区与本项目各场地空间分布特征，结合场地所在水文地质单元的水文地质条件，各集中式饮用水水源及保护区范围内均不涉及本项目工程建设内容，表明本项目建设场地范围不在集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区范围内。

现场调查结果表明本项目场地占地及评价范围仅分布有分散式饮用水源井及具有供水价值的含水层。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中对地下水敏感程度划分的标准要求，结合本项目的影响程度、污染方式、渗漏途径等特征，本项目由地下水环境敏感程度分级表（表1.7-4）可知，本项目地下水环境敏感程度属于**“较敏感”**程度。

表1.7-4　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感程度分级表
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感（√）	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮

	用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地，特殊地下水水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

③ 地下水影响评价工作等级

同时，本项目等级划分依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》中建设项目评价工作评价等级划分要求（表1.7-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》项目类别划分要求，本项目环境影响评价工作等级分级划分为II类项目“二级”。

表1.7-5 建设项目评价工作等级分级表

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》中评价范围的划分要求，地下水评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。建设项目地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法。通过调查分析可知，本项目地下水环境影响评价的调查评价范围由项目所处的地形地貌和水文地质条件等共同决定。

本项目位于西南丘陵红层地区，区内地下水系统被侵蚀剥蚀成一个个小的水文地质单元，呈现出地下水在山顶接受补给，在附近的低洼处以泉水或浸水缓慢排泄，丘顶丘坡为入渗补给和强烈交替带，沟谷为埋藏储集区等典型水文地质单元特点。结合区内以上水文地质单元特点和项目对地下水环境影响形式，本次评价范围宜选用公式计算法、自定义法三种方法相互结合的方式进行划定。评价区范围的划定首先根据自定义法考虑场地所在水文地质单元边界，以山脊作为分水岭，以河流作为排泄边界；其次根据公式计算法着重控制位于区域地

下水流向的下游地区，最后评价区以水文地质单元的天然边界为准。

根据地下水导则，线性工程应以工程边界两侧向外延伸200m作为调查评价范围，本项目管线不穿越饮用水源保护区，根据上述原则本项目管线评价范围为各输气管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.7-1。

本项目各场站大部分分属不同水文地质单元，本次计算下游迁移距离和评价范围面积见表1.7-6所示，评价范围空间分布情况如图1.7-1。

本次公式计算法确定项目地下水评价范围的计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/n_e$$

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，0.168-0.463m/d；

I—水力坡度，0.0027-0.0183；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e—有效孔隙度，取 0.08-0.16。

表1.7-6　各场地评价范围划分情况一览表

井场名称	迁移距离/m	评价范围面积 km^2	评价范围边界
高沙103-6HF井场	504	23.6	西部以泡桐树村-玉皇镇一线，南部以任家村-鲜家坝村-大坪村-龙坝村一线、东部以石梯村、北部以齐心村-拱桥村-柏林湾村-杨家镇一线为界
丰谷6D井场	70	23.6	
高沙104HF井场	293	50.1	西部以石梯村-和平村一线、西南及南部以灯台村-车坝村-福星村-芦溪村一线、东北以兴相村-永凤村-长江村一线、北部以新建村-长江村一线为界
高沙106HF井场	864	50.1	
高沙102-7HF井场	309	50.1	
高沙316HF井场	363	50.1	
中江120-1HF井场	98	7.8	西北以寨子梁子-谢家大梁子一线、东及北以府主山-长湾-花生湾-青冈湾-红庙子一线、南部以八洞镇-白土地一线、西南以卢家湾-欧家院子一线为界
中江120-3HF井场	236	8.15	西北以马鞍山-观音山-牛王庙一线，东北以碑垭口-蒋家梁子-狮子梁子一线，东部以土门垭-笔架山一线、南部以土门村-何家湾一线为界

江沙348HF井场	826	22.7	南部以飞龙村-祝家庙村一线、东部以肖家垭口-新民村-五根松村一线、北部以长梁村-文堂村-大田坝村-黄姜寺村一线、西部以余家河一线为界
江沙348-2HF井场	313	22.7	
江沙347HF井场	160	10.4	西部以引泉村-劲松村-松林堡-大梁子-青龙咀一线、西南以引泉村-青云寺一线、南部以飞凤村一线、东部及东北以余家河一下为界
江沙325HF井场	431	8.38	西部及西北以余家河为界、北部以普桥村-刘家院子-大河堰一线、东部以袁家湾-蒋家沟-雷家烧坊一线、东南以伍家山-何家湾-新房院子一线、南部以鸡公梁子-观音山一线为界
高蓬301HF井场	272	7.12	西北以苏桥村-高屋基-谢家湾一线、东部以花龙门-五根松一线、南部以景观村-木桥村一线为界
江沙346井场	37	2.92	西及西北以堰塘湾-尖梁子-八角堰-黑石头梁子一线、东北以彭家粉坊-岳屋长一线、西南以范家油坊-向家院子-村公所一线、南部以彭家院子一线为界
中江119井场	370	6.54	西北以兰家大院子-朱家院子-罗家大院子一线、东部以彭家湾-川主庙-回龙镇-陈家河坝一线、南及西南以凯江为界

***

图1.7-1　各场地地下水环境影响评价范围图

1.7.5 噪声

（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 1.7-7。

表 1.7-7　　声环境评价等级

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

（2）评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。故本项目施工期声环境评价范围按照导则要求确定为 15 个新建钻井井场周边 300m 范围，15 个采气井站 200m 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，集输管线两侧 200m 范围。

表 1.7-8　声环境评价范围表

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

1.7.6 土壤环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目属于污染影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表 1.7-9，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.7-10。

表 1.7-9 污染影响型敏感程度分级表

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

表 1.7-10 污染影响型评价工作等级划分表

评价等级 / 占地规模 / 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注:“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

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。井场、井站以及集输管线

周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为：敏感。项目各拟建井场、站场及管线永久占地均小于 5hm^2，占地规模属于小型，因此，本项目各单项工程土壤环境影响评价等级均为二级。

（4）土壤环境影响评价范围

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为：井场、站场和集输管线占地范围内以及占地范围外 200m 范围内。

1.7.7 环境风险

（1）评价等级

施工期：按照中国石油化工股份有限公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。中江气田产能建设项目（一期）各井可获气层为***组、***以及***地层，为不含硫化氢的天然气层。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169—2018)，本项目涉及的危险物质包括甲烷和井场储存的柴油物质。将各井站（井站）作为一个独立单元，两个站场之间的管线作为一个独立单元，分别计算不同单元内危险物质数量与临界量比值（Q)，通过计算 Q 最大值为 0.45＜1，因此该项目环境风险潜势为I，项目环境风险评价等级为简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169—2018)，本项目评价范围参照三级评价范围，大气环境风险范围为各井场（井站）周边 3.0km 范围内，管线大气环境风险范围为管道中心线两侧 200m 的范围内；地表水环境风险范围为井场（井站）周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体；地下水环境风险评价范围为各井场（井站）周边浅层含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、以及集中式饮用水源和分散式饮用水源取水井。

1.8 环境保护目标与控制目标

1.8.1 区块内主要环境敏感目标

根据现场调查，中江气田产能建设项目（一期）涉及的环境敏感目标统计

如下：

根据现场调查和对中江气田产能建设项目（一期）区域环境敏感区资料的收集与识别，本次中江气田产能建设项目（一期）区域内共有环境敏感区 32 处，其中集中式饮用水源保护区 20 处（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内）、自然保护区 1 处（绵阳市三台县）、风景名胜区 3 处（德阳市罗江区、绵阳市三台县、成都市金堂县）、森林公园 3 处（绵阳市涪城区、绵阳市三台县、成都市金堂县）、湿地公园 1 处（绵阳市涪城区）、文物古迹 4 处（各井场周边 3km 及各集输管线沿线 200m 范围内）。各处环境敏感区基本情况统计见下表 1.8-1，产能建设项目与区域环境敏感区位置关系见**附图 1.8-1**。项目井场及集输管线与四川三台水禽及湿地县级自然保护区位置关系见**附图 1.8-2。**

表 1.8-1　中江气田产能建设项目（一期）区域环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	20 处集中式饮用水源保护区	均为乡镇集中式饮用水源，详见表 4.2-2	各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内；无项目重叠
2	四川三台水禽及湿地自然保护区	县级自然保护区	中江 120-3HF 井场东北侧距离三台水禽及湿地县级自然保护区约 1km；无项目重叠
3	剑门蜀道风景名胜区-白马关景区	国家级风景名胜区	德阳市罗江区；无项目重叠
4	三台县云台风景名胜区	省级风景名胜区	绵阳市三台县；无项目重叠
5	金堂县云顶石城风景名胜区	省级风景名胜区	成都市金堂县；无项目重叠
6	四川省涪城凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市涪城区；无项目重叠
7	四川省凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市三台县；无项目重叠
8	成都市龙泉山城市森林公园	城市森林公园	成都市金堂县；无项目重叠
9	四川绵阳三江湖国家湿地公园	国家湿地公园	绵阳市涪城区；无项目重叠
10	文物保护单位	省级 1 处、市级 3 处，详见表 4.2-5	各井场周边 3km 及各集输管线沿线 200m 范围内；无项目重叠

区内集中式饮用水水源保护区（水源地）分布情况见 4.2.1 章节**表 4.2-2**；

区内文物保护单位分布情况见 4.2.6 章节**表 4.2-5**；

项目均不占用一级公益林，15 座井站中仅井位 7（江沙 348HF 井）井场占用部分二级公益林，项目所在区域公益林分布图见**附图 1.8-3~4**；

项目所在区域永久基本农田分布图见**附图 1.8-5~7；**项目占用基本农田情况统计表见章节 4.2.6，表 4.2-4~5。

1.8.2 项目主要环境保护目标

区内常年大型地表水体分布情况节见**表 1.8-2**，项目所在区域水系图见**附图 1.8-8**；

各单项工程环境空气保护目标（重点统计井口 500m 范围内的住户）统计表见**表 1.8-3。**各井场单项工程声环境保护目标（声环境评价区 300m 内（施工期统计 300m）；统计表**见表 1.8-4**。各集输管线单项工程声环境和大气环境保护目标（声环境评价区 200m 内）；统计表见**表 1.8-5**。各单项工程环境保护目标图见**附图 1.8-39~44.**

（3）地下水保护目标

区内地下水是一个具有综合服务功能的开放系统，是维持当地社会经济发展的重要供水水源，也是维持当地生态环境系统稳定的重要因素，地下水环境功能的划分在地下水环境影响评价分析中起着举足轻重的作用。评价区地下水环境功能划分主要依据水利部《全国地下水功能区划分技术大纲》和《地下水功能评价与区划技术要求》（中国地质调查局）的有关要求和规定。

通过现场走访和对区内地下水、居民生活用水及地下水环境状况调查，评价区地下水主要赋存于白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层和第四系松散岩类孔隙含水层中，地下水埋藏深度较浅；碎屑岩类裂隙孔隙水含水层和松散岩类孔隙含水层是区内居民生活、农牧业生产主要开采层位。综上，评价区内地下水环境功能主要为当地分散居民生活用水、农牧业生产提供水资源和维持当地植被生态系统稳定等功能。

现场走访调查结果表明，评价区内居民饮用水源主要为浅层水井，一部分居民使用场镇集中式饮用水源井进行供水，另一部分居民使用自家水井进行供水，主要开采层位为白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层和第四系浅层松散岩类孔隙含水层。因此，根据地下水导则要求，本项目评价区内所涉及地下水环境保

护目标主要为集中式水源地和分散式饮用水源取水井及其赋存的白垩系碎屑岩类含水层、第四系浅层松散岩类孔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，各典型保护目标概况以及与井场的位置关系**见表1.8-5**，项目所在地水文地质图及地下水环境保护目标分布情况见**附图 1.8-39~44。**

（4）土壤保护目标：以井场井站和管线等项目占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

表 1.8-2　项目所在区域中地表水体分布情况统计表

序号	水体名称	流域范围及规模	主要功能	与项目位置关系
1	涪江	涪江为长江支流嘉陵江的右岸最大支流，发源于松潘县雪宝顶，涪江南流经四川省平武县、江油市、绵阳市、三台县、射洪市、遂宁市、重庆市潼南区、铜梁区等区域，在重庆市合川区汇入嘉陵江。全长 700 千米，流域面积 3.64 万平方千米，多年平均径流量 572 立方米/秒。在三台县境内自西北向东南斜流。流程 70.65km，流域面积 2660.58km^2，自然落差 64.2m，洪峰流量 9900m^3/s，年平均流量 348m^3/s，枯期流量 66m^3/s，平均流速 0.8m/s，平均比降 1‰，平均河宽 100m，平均水深 0.825m，是三台县境内最大河流。	饮用水、防洪灌溉、发电等	本项目新建的高沙 102-7HF 井场东北侧距离涪江 780m，高沙 102-7HF 井站至高沙 316HF 井站集输管线东北侧距离涪江 270m
2	凯江	凯江，亦名中江，涪江一级支流，发源于绵阳市安州区西北海拔高程 2700 米的千佛山西麓一碗水，沿途流经安州区、罗江区、旌阳区、中江县，经三台县潼川镇汇入涪江，河长 213 公里，流域面积 2620 平方公里，多年平均流量 44 立方米每秒，河宽 100-300 米，自然落差 296 米。	饮用水、农业用水、发电等	江沙 33-41HF 井站~江沙 308 井站集输管线北侧距离凯江 143m，江沙 21-1HF 井站~江沙 341 井站集输管线东侧距离凯江 110m
3	芦溪河	芦溪河又名葫芦溪，为涪江的一条小支流。	防洪灌溉、生态功能	丰谷 6D 井场东北侧距离芦溪河 212m
4	苏家河	苏家河发源于八洞镇三村罗盘石，曲折东南，汇集 4 条支流，经群益月明寺、建平五村法慧庵、云同五村老君堰、建平三村龙王塘至前锋与三条分支河流汇成一条河流，曲折向东，经灵兴鲑鱼嘴水库至灵兴七村殷家沟进入涪江。支流包括刘营镇境内的转龙河、柏龙河，灵兴镇境内的董家沟、杨家沟。苏家河流域流经八洞、建平、前锋、云同、刘营、灵兴 6 个乡镇。苏家河流程企长 73.8km，流域面积 184.63 平方公里，白然落差 70m，多年平均流量 2.42m^3/s。	防洪灌溉、生态功能	中江 120-1HF 井场北侧距离苏家河约 65m
5	余家河	又名西江，全长 38 公里，发源于龙泉山脉中江县兴隆镇老牛坡村的雷神庙，天然落差 331 米，平均坡降 8.2%，折向东北经辑庆镇，于中江县南华镇一环路南段西江三桥处汇入凯江。	防洪灌溉、生态功能	江沙 325HF 井站-江沙 301HF 井站集输管线穿越余家河，新建江沙 325HF 井场西侧距离余家河约 600m
6	小东河	又名东江、铜堰河，全长 29.7 公里，发源于中江县黄鹿镇红金村的董家庙，天然落差 36 米，平均坡降 1.5%。由北向南经三台县黎曙镇入中江界，流经通济镇、东北镇、凯江镇，在凯江镇猫儿嘴处流入凯江。中江城区段共有 12 座桥梁将两岸相连。	防洪灌溉、生态功能	江沙 318HF 井站-江沙 318-2HF 井站集输管线穿越小东河

7	资水河	是金堂县境最大的山溪河流，也是金堂县第二大河流，全长 201km，流域面积 1845km^2。县境内流程 58.4km，县出口处流域面积 576.9km^2，县境内流域面积 393km^2，河道比降 l‰，最大洪峰流量 1032m^3/s，多年平均流量 3.7m^3/s，总径流量达到 1.25 亿 m^3。	防洪灌溉、生态功能	新建井场江沙 346 井场东侧 246m 为资水河



图 1.8-1 涪江照片



图 1.8-2 小东河照片



图 1.8-3 余家河照片

表 1.8-3　各井场（井站）大气环境保护目标统计表

保护目标名称	坐标/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对场界距离（m）	相对井口距离（m）
	X	Y						
1、高沙 103-6HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	13~72	60~92
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 6 户 20 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	14~89	77~109
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 16 户 45 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	54~235	135~218
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 18 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	157~295	200~318
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 35 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	196~309	242~339
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 11 户 30 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	148~297	204~319
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 18 人，1~2F 砖瓦	二类	NW	282~396	340~427
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 15 户 60 人，1~2F 砖瓦	二类	NW	315~422	370~499
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 16 户 65 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	327~493	370~504
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	385~446	432~458
11#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 48 人，1~2F 砖瓦	二类	S	385~503	430~531
12#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 56 人，1~2F 砖瓦	二类	W	268~370	310~405
2、高沙 104HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 20 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	156~217	227~287
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 16 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	140~184	180~214
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 27 户 85 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	125~347	182~373
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 25 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	230~299	265~370
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 15 户 60 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	315~442	324~482
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 24 户 75 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	270~430	341~465
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 18 户 65 人，1~2F 砖瓦	二类	E	278~468	321~491
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 25 人，1~2F 砖瓦	二类	SE	436~492	484~536
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 42 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	414~492	464~542

3、高沙 106HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 7 户 25 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	132~295	170~312
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	234~280	292~322
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 6 户 18 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	138~317	178~352
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	192~307	246~334
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 40 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	388~501	395~488
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 20 户 61 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	324~430	375~453
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 20 人，1~2F 砖瓦	二类	NW	322~456	389~464
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 8 人，1~2F 砖瓦	二类	SW	441~507	482~521
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 26 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	321~473	365~482
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 27 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	323~480	388~491
4、高沙 102-7HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 1 户 3 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	123~167	180~207
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	213~278	296~339
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 26 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	201~259	229~292
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 17 户 55 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	82~221	101~174
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	255~301	278~310
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	155~319	205~347
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 33 人，1~2F 砖瓦	二类	W	165~257	203~279
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 11 人，1~2F 砖瓦	二类	W	300~420	344~440
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 14 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	381~487	455~513
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 33 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	312~472	361~482
11#居民点	***	***	居住区	分散居民 16 户 45 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	354~494	394~538
12#居民点	***	***	居住区	分散居民 28 户 71 人，1~2F 砖瓦	二类	E	298~530	290~538
13#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 17 人，1~2F 砖瓦	二类	SE	378~484	433~508
14#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 11 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	288~357	362~405
15#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 9 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	417~485	462~520

5、中江 120-1HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 24 户 108 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	131~288	148~288
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 40 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	192~309	226~322
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 22 户 65 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	106~228	134~288
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 16 户 49 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	338~420	401~480
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 17 户 56 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	261~465	328~509
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	349~455	393~490
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 26 人，1~2F 砖瓦	二类	NE	399~467	457~510
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦	二类	SE	410~458	468~527
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 42 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	298~381	349~423
6、中江 120-3HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 7 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	66~109	93~98
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 30 户 41 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	72~256	119~308
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 5 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	224~304	278~320
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 4 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	250~280	287~295
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 27 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	186~314	219~344
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 17 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	148~292	208~343
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 26 人，1~2F 砖瓦	二类	SW	303~470	401~518
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 41 人，1~2F 砖瓦	二类	E	265~413	315~458
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 56 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	295~497	352~547
7、江沙 348HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 42 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	178~272	246~322
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 40 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	195~290	219~311
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 9 户 31 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	225~312	273~349
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 21 户 70 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	124~283	188~336
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 8 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	399~449	450~495

6#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	319~478	329~479
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦	二类	SW	283~364	325~367
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 18 户 57 人，1~2F 砖瓦	二类	SW	292~520	343~506
8、江沙 348-2HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 18 户 60 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	75~271	116~310
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 25 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	148~207	186~250
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 41 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	202~305	246~342
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 44 户 140 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	52~298	110~332
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 18 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	358~512	389~528
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 21 户 68 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	281~468	330~528
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 32 人，1~2F 砖瓦	二类	E	300~441	337~471
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 26 人，1~2F 砖瓦	二类	S	275~369	330~411
9、江沙 347HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	21~85	89~99
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 45 户 140 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	82~287	102~337
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	87~139	114~175
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 24 户 78 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	72~336	146~361
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 13 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	192~277	262~339
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 17 户 58 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	294~466	333~510
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 9 户 31 人，1~2F 砖瓦	二类	NE	379~495	377~515
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 27 人，1~2F 砖瓦	二类	NE	413~499	433~507
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 47 人，1~2F 砖瓦	二类	SE	386~492	430~540
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 20 户 65 人，1~2F 砖瓦	二类	N	327~478	392~558
11#居民点	***	***	居住区	分散居民 27 户 88 人，1~2F 砖瓦	二类	SW	354~476	404~509
10、江沙 325HF								

1#居民点	***	***	居住区	分散居民 16 户 45 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	141~307	197~355
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 33 户 135 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	163~328	217~366
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 7 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	81~112	111~147
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 1 户 5 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	409~425	462
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 16 户 47 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	374~505	428~560
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	427~475	482~527
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 47 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	282~513	322~533
11、高沙 316HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 11 户 35 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	181~285	241~326
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 32 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	59~239	102~264
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 7 户 25 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	62~123	105~189
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 25 户 82 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	247~467	307~507
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 37 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	398~521	438~536
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 11 户 38 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	329~478	365~527
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 7 户 23 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	346~397	401~506
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 14 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	436~489	485~533
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 8 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	310~374	376~427
12、丰谷 6-1HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 28 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	106~275	167~339
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 11 户 39 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	142~279	162~292
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 15 户 50 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	228~292	254~322
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 31 户 101 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	123~290	158~326
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 48 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	107~268	138~312
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 20 户 68 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	313~494	360~530
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 19 户 67 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	292~480	368~543
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 37 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	371~486	421~517

9#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 45 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	396~509	422~535
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 22 户 71 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	299~537	328~556
11#居民点	***	***	居住区	分散居民 26 户 83 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	373~549	415~561
13、高蓬 301HF								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 8 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	171~204	209~243
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 14 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	61~106	126~165
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	91~152	135~193
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 2 户 7 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	93~128	135~159
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 27 户 85 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	227~374	273~421
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 7 户 25 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	392~474	419~504
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 8 户 29 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	414~500	450~536
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	463~528	490~550
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 42 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	363~505	417~564
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	279~470	343~528
11#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	315~412	389~482
12#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 34 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	329~451	364~485
14、江沙 346								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 41 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	63~289	117~331
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	124~175	196~243
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 14 户 65 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	44~271	117~340
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 16 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	136~190	199~243
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 19 户 64 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	82~324	118~343
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 6 户 23 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	340~467	380~505
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 7 户 26 人，1~2F 砖瓦房	二类	N	279~433	327~473
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 12 户 42 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	335~472	373~502
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 7 户 24 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	337~456	406~531
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 22 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	308~420	345~453

11#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	300~356	352~398
15、中江 119-4								
1#居民点	***	***	居住区	分散居民 3 户 11 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	12~67	66~91
2#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 36 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	74~239	123~276
3#居民点	***	***	居住区	分散居民 11 户 38 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	156~284	180~309
4#居民点	***	***	居住区	分散居民 13 户 42 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	226~309	278~350
5#居民点	***	***	居住区	分散居民 28 户 63 人，1~2F 砖瓦房	二类	W	131~339	182~365
6#居民点	***	***	居住区	分散居民 9 户 32 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	149~203	195~241
7#居民点	***	***	居住区	分散居民 15 户 51 人，1~2F 砖瓦房	二类	NW	295~424	351~471
8#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 18 人，1~2F 砖瓦房	二类	NE	333~382	387~435
9#居民点	***	***	居住区	分散居民 5 户 22 人，1~2F 砖瓦房	二类	E	316~438	358~478
10#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 34 人，1~2F 砖瓦房	二类	SE	292~481	423~531
11#居民点	***	***	居住区	分散居民 4 户 13 人，1~2F 砖瓦房	二类	S	280~411	330~459
12#居民点	***	***	居住区	分散居民 10 户 35 人，1~2F 砖瓦房	二类	SW	301~436	358~481

表 1.8-4　各井场（井站）声环境保护目标统计表

序号	名称	位置（m）				环境敏感特性	影响因素
		与井口方位	与井口距离	与场界距离	与放喷池距离		
1、高沙 103-6HF							
1	1#居民点	SE	60~92	60~92	53~101	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	NW	77~109	77~109	179~244	分散居民 6 户 20 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	NE	135~218	135~218	105~265	分散居民 16 户 45 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	SE	200~318	200~318	92~230	分散居民 5 户 18 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	S	242~339	242~339	215~313	分散居民 10 户 35 人，1~2F 砖瓦房	
6	6#居民点	NW	204~319	204~319	310~445	分散居民 11 户 30 人，1~2F 砖瓦房	
2、高沙 104HF							
1	1#居民点	N	227~287	156~217	340~395	分散居民 5 户 20 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含

2	2#居民点	NE	180~214	140~184	305~363	分散居民 4 户 16 人，1~2F 砖瓦房	压裂）、采气阶段噪声影响
3	3#居民点	E	182~373	125~347	242~378	分散居民 27 户 85 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	W	265~370	230~299	165~263	分散居民 8 户 25 人，1~2F 砖瓦房	
3、高沙 106HF							
1	1#居民点	NE	170~312	132~295	85~247	分散居民 7 户 25 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	W	292~322	234~280	323~365	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SW	178~352	138~317	261~433	分散居民 6 户 18 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	SE	246~334	192~307	272~383	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦房	
4、高沙 102-7HF							
1	1#居民点	NW	180~207	123~167	219~258	分散居民 1 户 3 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	N	296~339	213~278	318~375	分散居民 3 户 10 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	NE	229~292	201~259	322~391	分散居民 8 户 26 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	NE	101~174	82~221	208~293	分散居民 17 户 55 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	E	278~310	255~301	365~423	分散居民 5 户 15 人，1~2F 砖瓦房	
6	6#居民点	S	205~347	155~319	169~348	分散居民 12 户 38 人，1~2F 砖瓦房	
7	7#居民点	W	203~279	165~257	125~215	分散居民 10 户 33 人，1~2F 砖瓦	
5、中江 120-1HF							
1	1#居民点	NE	148~288	131~288	233~375	分散居民 24 户 753 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	S	226~322	192~309	140~260	分散居民 13 户 40 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SW	134~288	106~228	110~286	分散居民 22 户 65 人，1~2F 砖瓦房	
6、中江 120-3HF							
1	1#居民点	NW	93~98	66~109	128~198	分散居民 2 户 7 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	N	119~308	72~256	202~407	分散居民 30 户 41 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	NE	278~320	224~304	362~441	分散居民 2 户 5 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	E	287~295	250~280	300~325	分散居民 2 户 4 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	SE	219~344	186~314	176~279	分散居民 8 户 27 人，1~2F 砖瓦房	
6	6#居民点	SW	208~343	148~292	152~286	分散居民 5 户 17 人，1~2F 砖瓦房	

7、江沙 348HF							
1	1#居民点	NE	246~322	178~272	185~312	分散居民 13 户 42 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	E	219~311	195~290	140~235	分散居民 13 户 40 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SW	273~349	225~312	317~386	分散居民 9 户 31 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	NW	188~336	124~283	258~443	分散居民 21 户 70 人，1~2F 砖瓦房	
8、江沙 348-2HF							
1	1#居民点	NE	116~310	75~271	125~319	分散居民 18 户 60 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	SE	186~250	148~207	133~146	分散居民 8 户 25 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SW	246~342	202~305	272~357	分散居民 13 户 41 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	W	110~332	52~298	201~447	分散居民 44 户 140 人，1~2F 砖瓦房	
9、江沙 347HF							
1	1#居民点	SW	89~99	21~85	86~170	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	N	102~337	82~287	81~308	分散居民 45 户 140 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	W	114~175	87~139	208~270	分散居民 3 户 15 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	N	146~361	72~336	102~421	分散居民 24 户 78 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	NW	262~339	192~277	166~243	分散居民 3 户 13 人，1~2F 砖瓦房	
10、江沙 325HF							
1	1#居民点	E	197~355	141~307	232~416	分散居民 16 户 45 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	SE	217~366	163~328	137~315	分散居民 33 户 135 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SW	111~147	81~112	66~96	分散居民 2 户 7 人，1~2F 砖瓦房	
11、高沙 316HF							
1	1#居民点	NE	241~326	181~285	249~328	分散居民 11 户 35 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	NE	102~264	59~239	55~199	分散居民 10 户 32 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SE	105~1897	62~123	60~137	分散居民 7 户 25 人，1~2F 砖瓦房	
12、丰谷 6-1HF							

1	1#居民点	NW	167~339	106~275	354~537	分散居民 13 户 28 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	E	162~292	142~279	83~152	分散居民 11 户 39 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SE	254~322	228~292	94~166	分散居民 15 户 50 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	S	158~326	123~290	174~325	分散居民 31 户 101 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	W	138~312	107~268	279~506	分散居民 14 户 48 人，1~2F 砖瓦房	
13、高蓬 301HF							
1	1#居民点	NE	209~243	171~204	205~246	分散居民 2 户 8 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	S	126~165	61~106	279~320	分散居民 4 户 14 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SW	135~193	91~152	240~307	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	NW	135~159	93~128	305~338	分散居民 2 户 7 人，1~2F 砖瓦房	
14、江沙 346							
1	1#居民点	N	117~331	63~289	99~344	分散居民 12 户 41 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	SE	196~243	124~175	109~161	分散居民 4 户 15 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	SE	117~340	44~271	126~319	分散居民 14 户 65 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	S	199~243	136~190	239~289	分散居民 4 户 16 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	W	118~343	82~324	216~439	分散居民 19 户 64 人，1~2F 砖瓦房	
15、中江 119-4							
1	1#居民点	NE	66~91	12~67	158~200	分散居民 3 户 11 人，1~2F 砖瓦房	钻前、钻井（含压裂）、采气阶段噪声影响
2	2#居民点	NE	123~276	74~239	204~371	分散居民 10 户 36 人，1~2F 砖瓦房	
3	3#居民点	E	180~309	156~284	260~378	分散居民 11 户 38 人，1~2F 砖瓦房	
4	4#居民点	S	278~350	226~309	263~342	分散居民 13 户 42 人，1~2F 砖瓦房	
5	5#居民点	W	182~365	131~339	87~295	分散居民 28 户 63 人，1~2F 砖瓦房	
6	6#居民点	NW	195~241	149~203	146~255	分散居民 9 户 32 人，1~2F 砖瓦房	

表 1.8-5　本项目管道两侧评价范围内环境保护目标统计表

编号	敏感点	敏感点特征	与管线的方位	最近距离（m）	影响因素

1、高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，68 户约 108 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	20	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，53 户约 135 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	11	
3	3#居民点	分散居民点，51 户约 185 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.40 沿线两侧	14	
2、高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，52 户约 183 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	14	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，35 户约 120 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.90 沿线两侧	63	
3	3#居民点	分散居民点，34 户约 114 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.19 沿线两侧	24	
3、高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，17 户约 58 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	24	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，32 户约 115 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.90 沿线两侧	53	
3	3#居民点	分散居民点，23 户约 62 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.01 沿线两侧	43	
4、高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，26 户约 198 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.26 沿线两侧	24	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
5、中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，8 户约 28 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	24	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，52 户约 189 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	38	
3	3#居民点	分散居民点，64 户约 238 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.00 沿线两侧	17	
4	4#居民点	分散居民点，41 户约 146 人，房屋高 1~2F	A3.00~A4.00 沿线两侧	16	
5	5#居民点	分散居民点，47 户约 193 人，房屋高 1~2F	A4.00~A4.80 沿线两侧	17	
6、江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，38 户约 105 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	77	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，42 户约 157 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	39	
3	3#居民点	分散居民点，73 户约 269 人，房屋高 1~2F	A2.00~A2.80 沿线两侧	11	
7、江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，64 户约 238 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	36	施工期环境空气和噪声，运行期环境
2	2#居民点	分散居民点，24 户约 85 人，房屋高 1~2F	A1.00~A1.30 沿线两侧	18	

					风险
8、江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，7 户约 23 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	78	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，85 户约 296 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.10 沿线两侧	40	
9、江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，50 户约 215 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	78	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，33 户约 110 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.90 沿线两侧	40	
10、高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，58 户约 215 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	25	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，88 户约 110 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	12	
3	3#居民点	分散居民点，35 户约 215 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.00 沿线两侧	39	
4	4#居民点	分散居民点，35 户约 110 人，房屋高 1~2F	A3.00~A4.00 沿线两侧	11	
5	5#居民点	分散居民点，82 户约 215 人，房屋高 1~2F	A4.00~A5.01 沿线两侧	19	
11、高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，24 户约 82 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	41	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，64 户约 221 人，房屋高 1~2F	A1.00~A1.89 沿线两侧	61	
12、江沙 346 井站—中江 122 井站管线					
1	1#居民点	分散居民点，24 户约 82 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	25	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，64 户约 221 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	30	
3	3#居民点	分散居民点，24 户约 82 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.00 沿线两侧	33	
4	4#居民点	分散居民点，64 户约 221 人，房屋高 1~2F	A3.00~A4.00 沿线两侧	72	
5	4#居民点	分散居民点，24 户约 82 人，房屋高 1~2F	A4.00~A5.23 沿线两侧	21	
13、江沙 345 井站~江沙 321 井站					
1	1#居民点	分散居民点，92 户约 298 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.05 沿线两侧	28	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险

14、江沙 341 井站~江沙 21-1 井站					
1	1#居民点	分散居民点，3 户约 1 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	36	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，83 户约 265 人，房屋高 1~2F	A1.00~A1.81 沿线两侧	6	
15、江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站					
1	1#居民点	分散居民点，47 户约 168 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	15	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，39 户约 135 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	8	
3	3#居民点	分散居民点，67 户约 238 人，房屋高 1~2F	A2.00~A2.76 沿线两侧	9	
16、江沙 33-41 井站—江沙 308 井站					
1	1#居民点	分散居民点，91 户约 321 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	8	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，39 户约 138 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	9	
3	3#居民点	分散居民点，48 户约 169 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.00 沿线两侧	52	
4	4#居民点	分散居民点，31 户约 128 人，房屋高 1~2F	A3.00~A3.86 沿线两侧	13	
17、江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站					
	1#居民点	分散居民点，77 户约 285 人，房屋高 1~2F	A0.00~A1.00 沿线两侧	25	施工期环境空气和噪声，运行期环境风险
2	2#居民点	分散居民点，46 户约 178 人，房屋高 1~2F	A1.00~A2.00 沿线两侧	17	
3	3#居民点	分散居民点，57 户约 211 人，房屋高 1~2F	A2.00~A3.00 沿线两侧	32	
4	4#居民点	分散居民点，44 户约 182 人，房屋高 1~2F	A3.00~A3.9 沿线两侧	21	

表1.8-5　井场评价周围内地下水环境保护目标、水位监测点一览表

井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与高沙103-6HF井场高差/距离关系/m	与丰谷6-1HF井场高差/距离关系/m		
高沙103-6HF	D01	高山寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-70	5-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/2156	12/6531		

井场、丰谷6-1HF井场	D02	罗汉寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-25	3-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-1/2010	17/7034		
	D03	王家桥村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-8	1.5-2	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-11/332	7/5347		
	D04	高山寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	4-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/1283	5/5354		
	D05	坚堡梁村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4-15	2-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/2817	12/5541		
	D06	坚堡梁村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-17	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/2101	11/5339		
	D07	鲜家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-30	4-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-12/2103	6/4319		
	D08	鲜家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-30	5-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-11/2006	7/3276		
	D09	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-12	5-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/976	5/4130		
	D10	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-40	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-16/669	2/4459		
	D11	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-30	4-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-14/237	4/4925		
	D12	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-8	1-3	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/326	5/4748		
	D13	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-30	2-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/536	5/4916		
	D14	字库村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-10	4-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-17/2097	1/3068		
	D15	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4-7	2-4	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-22/3337	-4/1715		

	D16	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4-6	1-2	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-5/2266	13/2764		
	D17	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-30	4-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-17/3667	1/2086		
	D18	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-30	5-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-27/5957	-9/965		
	D19	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-8	4-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-28/5521	-10/493		
	D20	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4-6	1-2	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-27/5192	-9/173		
	D21	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-8	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-23/5123	-5/240		
	D22	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-10	7-8	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-17/4823	1/211		
	D23	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-30	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-23/4799	-5/416		
	D24	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-8	2-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-23/4264	-5/768		
	D25	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-12	5-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-29/4717	-11/592		
	D26	齐心村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-12	6-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-35/6702	-17/1814		
	D27	罗汉寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-11	4-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-4/1801	14/6635		
	D28	罗汉寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-25	4-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	7/2808	25/7719		

	D29	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-9	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-19/1517	-1/3554		
	D30	鲜家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-9	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-14/2602	4/3324		
	D31	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-8	2-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-4/1256	14/4319		
	D32	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-28	4-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-22/3976	-4/1265		
	D33	高山寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-30	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/1959	15/5912		
	D34	柏林湾村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-9	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-8/1575	10/3456		
	D35	水塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-8	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-21/2879	-3/2355		
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与高沙104HF井场高差/距离关系/m	与高沙106HF井场高差/距离关系/m	与高沙102-7HF井场高差/距离关系/m	与高沙316HF井场高差/距离关系/m
高沙104HF井场、高沙106HF井场、高沙102-7HF	D36	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-11	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-20/1624	-62/4155	-45/6219	-61/3876
	D37	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-30	9-13	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-21/650	-63/2889	-46/5153	-62/4178
	D38	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-30	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/300	-55/2581	-38/4814	-54/3816

井场、高沙316HF井场	D39	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-25	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/239	-49/2459	-32/4590	-48/3300
	D40	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-30	4-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-9/1444	-51/3400	-34/5204	-50/2576
	D41	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	6-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/2553	-48/3734	-31/5033	-47/1431
	D42	和平村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-40	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/3268	-45/4426	-28/5547	-44/1459
	D43	和平村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-30	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/3852	-36/4579	-19/5353	-35/1024
	D44	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-16	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	4/3826	-38/4182	-21/4769	-37/462
	D45	和平村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-30	3-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	0/3283	-42/3826	-25/4665	-41/493
	D46	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-25	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	32/3380	-10/3277	7/3816	-9/519
	D47	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-30	4-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	33/3090	-9/3183	8/3924	-8/550
	D48	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-20	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	2/2338	-40/2891	-23/4096	-39/1194
	D49	凉泉村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	5/1437	-37/1575	-20/3443	-36/2610
	D50	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-30	2-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	19/2500	-23/1696	-6/2756	-22/2036

	D51	五柏村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-65	4-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	34/3724	-8/2786	9/2795	-7/1582
	D52	五柏村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	60-80	15-25	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	15/4572	-27/2652	-10/1396	-26/3180
	D53	永凤村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-60	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	3/4553	-39/2141	-22/228	-38/4116
	D54	永凤村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-15	4-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-20/4920	-62/2458	-45/173	-61/4482
	D55	永凤村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-15	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-26/5360	-68/2795	-51/1545	-67/5726
	D56	永强村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-15	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-30/5237	-72/3146	-55/3348	-71/6795
	D57	兴相村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-30	6-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/5780	-45/4084	-28/4604	-44/7808
	D58	群星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	3-30	1-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-9/3587	-51/2007	-34/3401	-50/5704
	D59	五香村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-30	3-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-24/4194	-66/3565	-49/5164	-65/7039
	D60	福星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-30	4-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-24/4753	-66/4789	-49/6574	-65/7980
	D61	车坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4-50	1-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-27/3467	-69/4191	-52/6301	-68/6890
	D62	凉泉村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-20	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/2369	-49/2571	-32/4725	-48/5485

	D63	凉泉村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-60	1-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-2/2042	-44/554	-27/2848	-43/3664
	D64	玉星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-10	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/2792	-36/281	-19/2214	-35/3987
	D65	玉星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-20	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	19/3770	-23/1211	-6/1540	-22/4553
	D66	五柏村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-8	2-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	22/3214	-20/1338	-3/1717	-19/2854
	D67	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-15	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/2461	-55/4160	-38/5682	-54/2195
	D68	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-60	3-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/1752	-48/3000	-31/4564	-47/1855
	D69	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-22	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/986	-48/2504	-31/4384	-47/2545
	D70	春光村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-50	2-14	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-14/510	-56/3078	-39/5225	-55/3618
	D71	凉泉村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-50	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-19/1640	-61/1514	-44/3803	-60/4307
	D72	凉泉村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-40	4-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-15/2358	-57/3220	-40/5442	-56/5751
	D73	凉泉村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	7-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-4/955	-46/1625	-29/3811	-45/3315
	D74	永强村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	6-16	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-29/4944	-71/2517	-54/2198	-70/5928

	D75	石河村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	4-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-19/4837	-61/3590	-44/4716	-60/7273
	D76	车坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-16	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-16/3355	-58/3422	-41/5394	-57/6519
	D77	群星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-30	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	0/2705	-42/1365	-25/3296	-41/4914
	D78	五柏村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-9	2-3	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	19/4190	-23/2165	-6/1156	-22/3198
	D79	五柏村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-10	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	19/3233	-23/782	-6/1543	-22/3641
	D80	群星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-35	3-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-5/2963	-47/2134	-30/4006	-46/5575
	D81	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-40	3-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	38/3694	-4/3677	13/4124	-3/311
	D82	玉星村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-60	6-17	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/2791	-36/271	-19/2041	-35/3669
	D83	永凤村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-30	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-18/4933	-60/2567	-43/384	-59/4221
	D84	高棚村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	13-35	7-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	32/3383	-10/3569	7/4224	-9/165
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与中江120-1井场高差/距离关系/m			

中江120-1井场	D85	红庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	80	25	部分有井	饮用	-6/1921			
	D86	红庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	4-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	1/2075			
	D87	红庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	4-13	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-4/1476			
	D88	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	6-13	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/984			
	D89	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-12	2-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	2/1301			
	D90	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	0-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	3/480			
	D91	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-1/256			
	D92	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	25-50	4-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	16/1344			
	D93	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	3-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	10/456			
	D94	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	12/1415			
	D95	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/891			
	D96	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	8/253			
	D97	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	6-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	24/1938			
	D98	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-40	2-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	9/1430			
	D99	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-40	7-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/518			
	D100	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	5-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	8/1387			

	D101	红庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	2/1516			
	D102	红庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	7-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	7/1829			
	D103	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	4-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	9/807			
	D104	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-40	7-13	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	14/1148			
	D105	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	6-14	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	36/1724			
	D106	书房村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-40	5-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	18/585			
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与中江120-3HF井场高差/距离关系/m			
中江120-3HF井场	D107	土门村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	4-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	5/1581			
	D108	土门村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	14-18	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/1247			
	D109	土门村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	4-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	8/1153			
	D110	土门村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	6-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-2/739			
	D111	土门村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	5-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-8/1499			
	D112	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	4-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/1052			
	D113	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	7-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	2/1072			

	D114	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-60	3-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	10/1304			
	D115	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-70	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/182			
	D116	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	8-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	10/695			
	D117	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	5-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	1/471			
	D118	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-40	2-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/966			
	D119	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	5-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-1/382			
	D120	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	5-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	32/1916			
	D121	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	5-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	14/1474			
	D122	土门村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-60	4-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	18/1079			
	D123	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	7-14	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-2/770			
	D124	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	12/613			
	D125	建民村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	4-16	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	18/1792			
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与江沙348HF井场高差/距离关系/m	与江沙348-2HF井场高差/距离关系/m		

江沙348HF井场、江沙348-2HF井场	D126	狮子村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-80	2-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-44/3730	12/1059		
	D127	狮子村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-60	2-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-45/2995	11/301		
	D128	狮子村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-60	2-10	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-57/2180	-1/653		
	D129	祝家庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-60	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-37/2848	19/1088		
	D130	祝家庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-60	2-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-39/3972	17/2794		
	D131	祝家庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-60	2-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-35/4062	21/3400		
	D132	祝家庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-10	1-2	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-40/3397	16/2031		
	D133	祝家庙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	90	10	每户一口井	饮用	-42/3763	14/2303		
	D134	响井村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	2-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-36/2759	20/2149		
	D135	响井村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	2-14	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-45/2606	11/1536		
	D136	响井村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	80	12	部分有井	饮用	-55/2309	1/1073		
	D137	响井村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	8-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-49/2041	7/1498		

	D138	响井村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	4-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-35/2652	21/2628		
	D139	响井村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	6-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-42/2007	14/2372		
	D140	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	5-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-49/1470	7/1453		
	D141	狮子村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-60	2-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-48/2771	8/132		
	D142	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-60	3-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-50/2337	6/371		
	D143	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-50	3-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-38/1811	18/1041		
	D144	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	110	21	部分有井	饮用	-54/1619	2/1192		
	D145	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	120	29	部分有井	饮用	-53/1338	3/1524		
	D146	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	8-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-44/1456	12/2336		
	D147	月塘村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	100	19	每户一口井	饮用	-45/1970	11/2889		
	D148	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-30	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-40/2203	16/3248		
	D149	张家沟村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	5-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-31/2757	25/4223		

	D150	五根松村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	80	15	部分有井	饮用	-38/2909	18/4702		
	D151	五根松村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	3-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-32/2970	24/4994		
	D152	长梁村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	2-50	0.5-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-41/1417	15/3513		
	D153	长梁村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	7-16	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-31/1886	25/3659		
	D154	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	5-14	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-43/754	13/2260		
	D155	中兴村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-80	7-16	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-48/1433	8/1786		
	D156	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	7-17	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-54/248	2/2654		
	D157	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	60-80	6-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-46/288	10/2897		
	D158	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	3-6	1-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-41/889	15/3573		
	D159	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-60	2-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-44/1432	12/4136		
	D160	文堂村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-50	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-49/1655	7/4203		
	D161	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	7-16	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-53/916	3/3206		
	D162	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-30	6-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-53/1644	3/3513		

	D163	大田坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	8-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-45/1648	11/3637		
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与江沙347HF井场高差/距离关系/m			
江沙347HF井场	D164	中坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-60	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	9/3340			
	D165	中坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-80	2-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	7/2643			
	D166	永远村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-60	2-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	24/1989			
	D167	永远村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	10-15	部分有井	饮用+灌溉+养殖	21/2907			
	D168	永远村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	7-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	20/2511			
	D169	钟楼村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-60	3-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	4/2216			
	D170	钟楼村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	6-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	4/1868			
	D171	钟楼村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-60	2-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	3/1303			
	D172	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-10	5-6	部分有井	饮用+灌溉+养殖	2/1100			
	D173	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	120	18	部分有井	饮用	-3/567			
	D174	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-30	3-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	35/804			
	D175	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	6-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	24/1182			

	D176	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-35	10-12	部分有井	饮用+灌溉+养殖	6/414			
	D177	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-10	4-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	16/325			
	D178	钟楼村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-60	5-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	7/2012			
	D179	中坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-60	1-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/2368			
	D180	钟楼村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	7-15	部分有井	饮用+灌溉+养殖	0/2006			
	D181	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-10	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/1200			
	D182	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-9	3-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/761			
	D183	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-12	4-5	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-8/441			
	D184	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	7-12	部分有井	饮用+灌溉+养殖	15/313			
	D185	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	100	18	部分有井	饮用	-12/885			
	D186	新建村	***	***	泉点	砂岩、砂质泥岩	0	0	部分有井	饮用	-7/1040			
	D187	新建村	***	***	泉点	砂岩、砂质泥岩	0	0	部分有井	饮用	36/935			
	D188	新建村	***	***	泉点	砂岩、砂质泥岩	0	0	部分有井	饮用	24/1102			
	D189	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/783			
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与江沙325HF井场高差/距			

											离关系/m			
江沙325HF井场	D190	南山镇牵河村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	7-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-41/1176			
	D191	南华镇南山村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-6	2-3	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-46/1193			
	D192	南山村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-15	3-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-62/1166			
	D193	南山村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-9	3-4	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-60/830			
	D194	南山村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	80	14	部分有井	饮用	-64/1471			
	D195	南山村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	4-6	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-40/585			
	D196	南山村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	7-13	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-41/296			
	D197	严家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	4-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-46/807			
	D198	严家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	5-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-46/1066			
	D199	上严家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-80	4-16	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-52/1972			
	D200	下严家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	100	15	部分有井	饮用	-61/2157			
	D201	下严家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-60	7-17	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-57/2311			

	D202	中严村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	6-30	1-4	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-56/1840			
	D203	中严村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-9	0.5-2	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-43/2065			
	D204	严家坝村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	100	14	部分有井	饮用	-55/1235			
	D205	槐树花村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-60	8-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-55/662			
	D206	普桥村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-12	2-4	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-59/1162			
	D207	中严村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-30	10-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-51/396			
	D208	普桥村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	100	5	部分有井	饮用	-66/988			
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与高蓬301HF井场高差/距离关系/m			
高蓬301HF井场	D209	木桥村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-14/1538			
	D210	木桥村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-80	7-14	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-15/1645			
	D211	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-30	2-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-15/1626			
	D212	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-60	3-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/1815			

	D213	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-50	6-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/1330			
	D214	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-50	1-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/823			
	D215	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-40	2-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-8/537			
	D216	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-30	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/1043			
	D217	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	4-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-5/1159			
	D218	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-35	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-15/576			
	D219	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-10/344			
	D220	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-50	3-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/1028			
	D221	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-50	3-18	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-25/2243			
	D222	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-40	3-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-12/1096			
	D223	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	2-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-23/2211			
	D224	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	3-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/1512			
	D225	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-40	4-9	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-14/1730			
	D226	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-50	6-11	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-16/1816			

	D227	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-60	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-6/2083			
	D228	金龙村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	12-50	2-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-4/448			
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与江沙346井场高差/距离关系/m			
江沙346井场	D229	福兴镇田堰村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	60-80	15-25	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-23/254			
	D230	田堰村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	20-18	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-20/217			
	D231	田堰村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	20-30	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-17/129			
	D232	三溪镇黑风寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4-60	0.5-30	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-20/274			
	D233	黑凤寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	4	2	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-26/715			
	D234	黑凤寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-19/1423			
	D235	黑凤寺村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-20	1-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-18/1005			
	D236	福兴镇三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	7-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-15/402			
	D237	三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-60	2-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-12/1482			
	D238	三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-60	2-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-20/723			

	D239	三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-60	2-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-20/616			
	D240	三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-1	50-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-10/937			
	D241	三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-30	5-7	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-18/825			
	D242	三福村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	10-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-9/918			
井场编号	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	水位埋深/m	水井分布情况	开发利用情况	与中江119-4井场高差/距离关系/m			
中江119-4井场	D243	太白村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	7-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-1/1175			
	D244	太白村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	9-50	1-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	4/959			
	D245	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	10-18	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	10/1098			
	D246	太白村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-9	3-5	部分有井	饮用+灌溉+养殖	-1/1224			
	D247	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	7-15	3-5	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-12/1255			
	D248	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-70	8-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-1/813			
	D249	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	7-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	2/600			
	D250	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	5-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	5/227			
	D251	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-70	10-25	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	0/449			

	D252	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	50-60	10-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-10/878			
	D253	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	8-50	3-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-5/640			
	D254	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-50	8-17	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-4/334			
	D255	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	5-50	1-26	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	1/211			
	D256	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	40-60	4-20	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/141			
	D257	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-20	8-10	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	4/395			
	D258	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	7-16	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	6/813			
	D259	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	110	16	部分有井	饮用	6/653			
	D260	东北镇牟公村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-40	7-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-7/962			
	D261	牟公村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-40	7-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	5/827			
	D262	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-18	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-13/1368			
	D263	太白村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-35	10-16	每户一口井	饮用	-14/1656			
	D264	牟公村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-50	5-12	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	3/882			
	D265	太白村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-50	4-8	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-2/1055			
	D266	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10-40	7-25	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	12/720			

	D267	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-60	4-6	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-14/1621			
	D268	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	15-60	7-15	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-12/1155			
	D269	新站村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	30-50	6-21	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-1/455			
	D270	太白村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	20-60	10-30	每户一口井	饮用+灌溉+养殖	-3/1482			

2 项目概况

2.1 中江气田天然气储层特征简述

2.1.1 区域气藏构造特征

中江气田位于川西坳陷东斜坡带上，西邻成都凹陷，北接梓潼凹陷，呈“三隆两凹一斜坡”的格局，发育合兴场-高庙子-丰谷、知新场、中江-回龙、黄鹿、槐树等局部构造，发育烃源大断层 21 条（中西部），主要烃源断层 9 条，其中 5 条（F2、F3、F4、F6、F9）未出露地表的有效烃源断裂，高庙子地区—F4；中江地区——F2、F3；福兴—回龙地区——F6、F9，中江气田的面积约 2400km^2，中江气田***组 JS_2^1 顶面构造图（各层系建产河道叠合图）见下图 2.1-1。

***

图 2.1-1 中江气田***组 JS21 顶面构造图（各层系建产河道叠合图）

本次评价区为北东东向构造带的高庙子-丰谷地区及中江斜坡带的中江-回龙地区。***组埋深 1500～3200 米，***组上下分为三个气藏，分别为 JS1、JS2、JS3，由 11 套砂组、18 层砂体(JS_1^1-JS_3^{3-3})构成，其中 JS_1 和 JS_2 各划分为四个砂组，分别为 JS_1^1、JS_1^2、JS_1^3、JS_1^4 和 JS_2^1、JS_2^2、JS_2^3、JS_2^4，JS3 划分为三个砂组，分别为 JS_3^1、JS_3^2、JS_3^3。砂体叠置频繁，单层厚度变化大（5 米~30 米），纵向上垂直河道呈透镜状展布。

***

图 2.1-2　JS_3^{3-3} 砂体厚度等值线图

2.1.2 区域气藏地层特征

区内主要出露白至系(K)和侏罗系(J)的地层，仅在沱江两岸分布有少量的第四系松散堆积物(Q)。根据区域地质资料及现场调查，将区出露地层由新到老依次为下白垩系苍溪组（K_1c）、白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）、古店组（K_1g）、侏罗系***（J_3p）和第四系中更新统（Q_2）上更新统（Q_3）、全新统（Q_4），其特征简述如表2.1-1所示。

表2.1-1　区域岩性地层统计表

***

***

2.1.3 天然气气储层特征

开启的断裂是油气藏中油气垂向运移的重要途径。中江气田断层较为发育，断层断开层位较深，同时多数深大断裂为通天断层，在断裂相对发育的构造区发现天然气藏较多，断层不发育的构造区天然气藏发现很少或者基本没发现天然气藏。

四川盆地中江气田中侏罗统***组气藏为典型的致密砂岩气藏，其储层具有孔隙度低，渗透性差,孔隙结构复杂，其储层岩性：以岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩为主；结构成熟度中等-较低，分选性较好，磨圆次棱角状为主，胶结类型孔隙式为主；物性：平均孔隙度 9%；平均渗透率 0.5mD，属于特低孔-超低渗致密储层，孔渗关系较好。

***

图 2.1-3　中江气田***组岩石类型三角分类图

纵向上储层物性特征差异大，其中：JS_1 平均孔隙度 9.81%，渗透率 0.17mD；JS_2 平均孔隙度 7.65%，渗透率 0.16mD；JS_3 平均孔隙度 8.59%，渗透率 0.21mD；纵向上，JS_3 储层物性最好，JS_1、JS_2 次之；同层不同河道差异大；同层同河道差异大。

储集空间类型以粒间孔、粒内溶孔为主。微观孔隙结构特征：东坡***组孔径平均值主要在 40μm ~120μm，中值孔喉半径主要在 0.01μm~0.2μm 之间，中值半径在 0.12μm 左右，排驱压力峰值在 1MPa，喉道半径大部分小于 1μm，以微细喉道为主，孔隙结构以低—特低孔微细喉为主。JS_3^{3-2} 储层分类孔隙结构参数评价表见下表。

表 2.1-2　JS_3^{3-2} 储层分类孔隙结构参数评价表

压汞曲线类型	I	II	III
平均孔隙度%	11.44	8.8	7

平均渗透率 mD	0.99	.049	0.046
排驱压力(MP)	0.47	0.9	1.42
Pc50(MP)	1.78	9.87	101.4
中值半径（μm）	0.42	0.09	0.008
最大孔喉半径（μm）	1.31	0.86	0.54
最大进汞饱和度%	94.6	84.7	60.1
均值系数 XP	10.6	10.5	8.48
分选系数 CS	2.08	2.54	4.57
歪度系数 SK	1.43	1.66	1.48
变异系数 CC	0.19	0.25	0.55
孔隙结构	低孔微细喉	低-特低孔微细喉	超低孔微细喉

储层总体厚度较薄(15-38m)，优质利储层（I、II 类）厚 10~30m，***组储层分类评价标准见下表。

表 2.1-3 东坡***组储层分类评价标准

分类	沉积微相	砂体构型	成岩相	岩性	孔隙度（%）	渗透率（mD）	排驱压力（MPa）
I 类	前缘水下分流主河道	稳定性低弯度河道	绿泥石胶结长石溶蚀相	中-细粒岩屑长石砂岩	>11	>0.4	0.45~2.23
II 类	前缘水下分流主河道、平原分流主河道	动荡性低弯度河道、心滩	绿泥石胶结相	中-细粒长石岩屑砂岩	9~11	0.14~0.4	0.72~3.2
III 类	前缘水下分流次河道、河口坝、平原分流主河道	动荡性低弯度河道、废弃河道	方解石胶结相	细粒岩屑砂岩	7~9	0.04~0.14	1.2~4.59
IV 类	溢岸砂、席状砂等		粘土、方解石胶结相	细粒岩屑砂岩、粉砂岩	<7	<0.04	>4.59

2.1.4 气藏类型

四川盆地中江气田中侏罗统***组气藏为典型的孔隙型致密砂岩储层，流体为天然气为主，伴有地层水和凝析油的产出；高压为主，局部常压气藏，原

始地层压力为 26.64～31.3.99MPa ，压力系数 1.1～1.57，正常地温，地温梯度 2.12℃/100m。

2.2 中江气田已勘探开发工程及配套工程回顾

2.2.1 中江气田勘探开发进程

中江气田的天然气勘探开发大体可分为三个主要阶段：

（一）第一阶段：勘探发现与评价阶段（1995-2011 年）

1995 年川泉 181 井在 JS_1^4 层酸化测试获无阻流量 1.65 万方/天，发现了***组气藏（提交控制储量 91.54 亿）。 至 2011 年底，勘探先后历经“三上三下”，在 JS_1^4、JS_2^4 层共部署探井 14 口，测试试采产量低，一直未能突破产能关（稳定产量均低于 0.5 万方/天）。2011 年底中江气田 JS_1^4 层勘探程度图见下图，2011 年中江气田勘探井测试成果表见下表。

***

图 2.2-1　2011 年底中江气田 JS_1^4 层勘探程度图

表 2.2-1　2011 年中江气田勘探井测试成果表

井号	层位	砂厚（m）	测试方式	测试产量(万方/天)	无阻流量(万方/天)	测试产水（方/天）	评价
川泉 181	JS_1^4	20.5	射孔	1.0	1.65		气层
	JS_2^3	34	射孔	0.004			干层
	JS_2^{4-1}	34.6	射孔	0.0046			干层
江沙 7	JS_1^4	23.7	射孔		0.734		气层
	JS_2^{4-1}	43.4	射孔		0.224		含气层
	J_2x	9.3	射孔	0.013			干层
江沙 9	JS_1^4	23	射孔	0.134		1.03	含水气层
	JS_2^3	11.3	射孔	2.19			气层
江沙 3	JS_2^{4-1}	32	射孔	0.028			干层
			加砂压裂	1.86			气层
	JS_2^{4-1}	14	射孔	0.03			干层
江沙 2	JS_1^1	7.5	射孔		0.15		含气层
中江 10	JS_2^{4-1}	27	加砂压裂	0.522			气层
	JS_2^{4-2}	6.8	加砂压裂	0.51			气层
中江 12	JS_1^4	23	射孔	0.0076			干层
中江 15	JS_2^3	26	射孔	0.018		3.0	水层

江沙 5	JS_2^{4-1}	13.2	未测试				干层
	JS_3^{3-3}	17.9	加砂压裂	0.1167	0.1167		含气层
江沙 8H	JS_3^{1-2}	19.6	加砂压裂	0.0222	0.0222		含气层
中江 13	JS_2^{4-1}	28	加砂压裂	0.1095	0.1095		含气层
中江 11	JS_1^4	13.7	加砂压裂	0	0		干层
	JS_2^{4-1}	19.5	加砂压裂	0.3501	0.3501		含水气层

（二）第二阶段：早期开发阶段(2012-2013)

开发针对主力勘探层位 JS_1^4、JS_2^4 转变评价思路，变直井为水平井，同时开展水平井分段压裂试验，2012 年部署的 2 口开发评价井（江沙 10-1H、江沙 3-1H）突破了增产关。随后实施的评价及开发井投产后产量低、产水现象普遍，仍然未突破效益开发关。JS_1^4、JS_2^4 层储层综合评价及测试现状图见下图 2.2-2 和图 2.2-3。

***

图 2.2-2　JS_1^4 层储层综合评价及测试现状图

综合评价及测试现状图

表 2.2-2 中江 JS_1^4、JS_2^4 试采现状统计表

***

（三）第三阶段：滚动评价开发建产阶段（2013-至今）

2013 年-至今西南分公司针对气藏高效开发过程中面临的难点，紧紧抓住效益开发这个“牛鼻子”，组建了一体化科研团队进行攻关，共部署滚动勘探及评价井 54 口，累计落实商业开发储量 462 亿方。实施开发井 165 口，新增动用储量 330 亿方，新建产能 11.37 亿方，目前日产气 270 万方，累计产气 46.31 亿方，实现了高效开发及效益最大化，成功建成了川西第二大气田—中江气田，也是西南分公司效益最好区块之一。中江气田富集区分布叠合图见下图 2.2-4，中江气田 JS 气藏年产气量柱状图见图 2.2-5。

***

图 2.2-4　中江气田富集区分布叠合图

***

图 2.2-5　中江气田 JS 气藏年产气量柱状图

2.2.2 勘探开发工程现状

（1）产能建设情况

中江气田主要包含中江区块，高庙区块和合兴场区块三个区块和东泰、丰谷、石泉场等外围区块。截止目前，中江气田管辖井站81座，管辖气井405口，开井数248口，目前年产气10.0059亿方，年产油2.4698万吨，年产水2.95万方，平均油压3.42MPa，平均套压5.85MPa，平均单井产量1.41×10^4m^3/d，平均单井累产气2378×10^4m^3。其中主力区块中江区块和高庙区块产量263.32×10^4m^3/d，占中江气田总产量的96.75%。

中江气田天然气除8.5×10^4m^3/d直输用户外，其他天然气主要通过中罗线、港华线和老德绵线外输至成德绵市场。

（2）集输工程建设情况

目前已建输气管道 165 条，长度 437.33 千米，在用 153 条，长度 382 千米，停用 12 条，已建成中龙线、中罗线、港华线等集输干线，气田内天然气经各井站分离计量后通过各集气干线直接进入成都、德阳、绵阳市场供用户使用。中江气田已建成的集输干线基本情况如下：

① 中龙线

中龙线即中江-龙泉输气管道，该管道首站起自中江，途经成都市金堂县、青白江区、新都区，至龙泉驿区云绣阀室末站止，外输至成都。中龙线管径为Φ457×8mm，设计压力 3.99MPa，全长 70km，是向川西气区拓展成都市场、中江资源外输的重要输气管道。目前，该条管线外输天然气，设计输量为6×10^8m^3/a，实际输量 0.8×10^8m^3/a，中江气田以南外输管道压力由投产前的3.48MPa 下降到 2.87MPa。，该条管线于 2019 年 8 月 18 日正式运行。

② 中罗线

中江-罗江输气管道位于四川省德阳市，起点中江首站，终点为罗江区金

山阀室，与袁东线接口，全长 46.5km，管径 Φ325×7mm，设计压力 3.99MPa，设计输量为 $3\times10^8m^3/a$，共设 6 座阀室，输配气站场 3 座，日输气能力可达 100 万 m^3，途经中江县、罗江县共 7 个乡镇，该条管线于 2013 年 9 月 18 日正式运行。

③ 港华线

港华线管道首站起自中江团结配气站，终点为黄许首站。港华线管径为 Φ325×7mm，输气压力 1.2~1.8MPa，全长 31km。该条管线外输天然气输量为 $88\times10^4m^3/d$。

***

图 2.2-6　中江气田集输管线分布示意图

（3）增压工程建设情况

根据川西陆相三年滚动和七年行动计划，2019-2025 年确保川西陆相产量维持 25 亿方稳产，其中中江气田年产量维持在 10 亿方以上呈小规模上产趋势。由于新老井进入一套集输管网，加之气井自身油压的衰减，中江气田低压气井产量的释放将受到外输压力的影响，面临稳产困难甚至关井停产的局面，影响到中江气田乃至川西陆相气田整体产量目标的完成。因此，中江气田内目前正在建设中江气田整体增压开采工程，该工程于 2020 年 5 月 27 日取得了德阳市生态环境局环评批复，批文号德环审批[2020]247 号，该工程建设合兴增压站和江沙 21-6 增压站，分别位于德阳市中江县合兴乡松柏村 5 组和德阳市中江县杰兴镇雷鸣村 3 组，拟对中江气田的主力区块中江区块和高庙区块中的江沙 10 井区、江沙 21-6 井区以及高庙 32 井区进行增压开采，采用井区增压方式以解决老井低气压导致产量低的问题，本项目部署的新井压力较高，暂不接入增压站，若后期需要增压，根据增压站运行情况进行考虑是否接入该增压站。

2.2.3 本项目相关工程现状

中江气田产能建设项目（一期）新建 15 座井场中有 3 座井场依托原有井场进行扩建，采气阶段该 3 座井站利用原井站相关采气集输设施进行输气，同

时本项目新建 17 条集输管线，为气田内本次新建井站或气田内即将建成投产的井站进行输气。

（1）依托的井场及集输设施

中江气田产能建设项目（一期）新建井场中中江 120-1HF 井场依托中江 120 井场扩建，丰谷 6-1HF 井场依托丰谷 6D 井场扩建、中江 119-4 井站依托中江 119 井场进行扩建，中江 119 井场已于 2019 年进行过一次扩建，即中江 119-1 井场，目前已采气，本次再新增 5 口井，同时该 3 座井站依托原有井站的集输气工程，依托的井场相关建设情况统计见下表 2.2-3，依托的集输管线相关建设情况统计表见下表 2.2-4。

表 2.2-3 依托的 4 座井相关建设情况统计表

井站	地理位置	井口数量（口）	井型	环评批复时间及文号	验收时间及验收意见文号	建设情况	投产时间	采气量 $10^4m^3/d$	凝析油产生情况 m^3/月
中江 119 井场	中江县回龙镇碉楼沟村 5 组	1	直井、评价井	2018.10.18，德环审批[2018]119 号	2020.11.23，产建[2020]335 号	已投产	2019.12.27	8.4	1.2
中江 119-1 井场（与中江 119 井场为同一井场）	中江县回龙镇碉楼沟村 5 组	1	定向井，开发井	2019.11.26，德环审批[2019]208 号	2020.11.23，产建[2020]336 号	已投产	2020.6.10	10	1.2
中江 120 井场	绵阳市三台县八洞镇书房村 9 组	1	直井、评价井	2018.12.21，德环审批[2018]204 号	正在验收	已投产	2020.6.25	4.2	1.2
丰谷 6D 井场	绵阳市涪城区丰谷镇龙坝村	1	大斜度井，评价井	2018.7.11 绵环审批[2018]108 号	2020.1.7，产建[2020]44 号	已投产	2019.9.10	0.7	0.26

表 2.2-4 依托的 3 条集输管线相关建设情况统计表

管线名称	起点位置	终点位置	管线长度（km）	管线规格（mm）	材质	设计压力	建设情况	投产时间
中江 119 井站~江沙 206-2 井站管线	（中江 119）中江县回龙镇碉楼沟村 5 组	（江沙 206-2）德阳市中江县回龙镇太白村 6 组	1.9	Φ159×6	无缝钢管 20#	3.99MPa	已投产	2019.12.27
中江 120 井站~江沙 203-7HF 井站管线	（中江 120）绵阳市三台县八洞镇书房村 9 组	（江沙 203-7HF）德阳市中江县通济镇雪莲村 2 组	6.48	Φ159×6	无缝钢管 20#	3.99MPa	已投产	2020.9

丰谷 6D 井站~绵阳金泰燃气管线	（丰谷 6D）绵阳市涪城区丰谷镇龙坝村	（绵阳金泰燃气管线）绵阳市三台县立新镇	2.8	大斜度井，评价井	无缝钢管 20#	3.99MPa	已投产	2018.10.26

（2）集输管线起止井站

本项目新建 17 条集输管线，总长为 60.49km，为气田内本次新建井站或即将建成投产井站进行输气，管线起止点井站建设情况以及是否属于本项目建设内容见下表。

表 2.2-5　管线起止点站场建设情况及是否属于本项目建设内容统计表

序号	集输管线名称	起始站名称	建成情况	是否属于本次评价内容
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	**高沙 103-6HF 井站**	**未建**	**是**
		高沙 103HF 井站	未建	否
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	**高沙 104HF 井站**	**未建**	**是**
		高沙 101HF 井站	已建	否
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	**高沙 106HF 井站**	**未建**	**是**
		高沙 104HF 井站	**未建**	**是**
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	**高沙 102-7HF 井站**	**未建**	**是**
		高沙 316HF 井站	**未建**	**是**
5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线	**中江 120-3HF 井站**	**未建**	**是**
		江沙 321-1HF 井站	已建	否
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	**江沙 348HF 井站**	**未建**	**是**
		江沙 209HF 井站	已建	否
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	**江沙 348-2HF 井站**	**未建**	**是**

		江沙 209HF 井站	已建	否
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	**江沙 347HF 井站**	**未建**	**是**
		江沙 211-1HF 井站	已建	否
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	**江沙 325HF 井站**	**未建**	**是**
		江沙 301HF 井站	已建	否
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	**高沙 316HF 井站**	**未建**	**是**
		高沙 104HF 井站	**未建**	**是**
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	**高蓬 301HF 井站**	**未建**	**是**
		高庙 32 井站	已建	否
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	**江沙 346 井站**	**未建**	**是**
		中江 122 井站	已建	否
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	江沙 345HF 井站	在建	否
		江沙 321HF 井站	已建	否
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	江沙 341 井站	在建	否
		江沙 21-1 井站	已建	否
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	江沙 220-4HF 井站	未建	否
		江沙 220HF 井站	未建	否
16	江沙 33-41 井站—江沙 308 井站管线	江沙 33-41 井站	已建	否
		江沙 308 井站	已建	否
17	江沙 318HF 井站—江沙 321-1 井站管线	江沙 318HF 井站	在建	否
		江沙 321-1 井站	在建	否

2.2.4 中江气田已配套的环保工程

中江气田配套的主要环保工程为废水处置工程、泥浆中转站工程以及凝析油回收工程。

（1）配套的废水处理工程

钻井废水经不落地循环系统处理后，优先循环使用，完钻阶段废水回用于配置压裂返排液，无法回用的废水转运至**袁家环保处理站**预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的**回注站**回注处置，现场不外排。压裂返排液优先在井场内回用，回用不完的转运至**孟家基地**暂存，用于同区域钻井配置压裂液，无法回用的废水转运至**袁家环保处理站**预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的**回注站**回注处置，现场不外排；采气期间井站产生的采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。采气期间的凝析油交产能建设及勘探项目部**中江气田混合液处理中转站**进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的废水进以上采气废水污水处理站处理。因此中江气田内配置的废水处理工程主要有**孟家基地、袁家环保处理站、中江气田混合液处理中转站、地层水综合利用站以及回注站，回注站已建成的有：孝蓬 101 回注站、新场 15 井回注站、新场 25 回注站、新场 30 回注站、马蓬 33 回注站和联 119 回注站。**

① 孟家基地

孟家基地隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区黄许镇双元村 8 组，孟家基地建成时间为 2018 年，主要是为避免压裂返排液无其他井回用时暂存气田内钻井产生的压裂返排液，起到对整个区块压裂返排液调配的功能，孟家基地共配备罐体 380 具，总容量 16000m^3，基地采取了围堰、防渗等污染防治措施，由于压裂返排液产生量远远小于压裂液配置量，产生的压裂返排液基本能及时转运至钻井现场进行调配压裂液，因此，目前孟家基地基本处于空置状态。该项目 2018 年在德阳市旌阳区环境保护局进行了备案，备案号：20185106030000080。

② 袁家环保处理站（又名袁家气田水处理站）

袁家环保处理站隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区德新镇江林村 2 组，于 2005 年建成并投入营运，该处理站主要接纳钻井废水、压裂返排液以及采气废水的处置，工程于 2018 年进行了技改，技改后区域气井所产气田水通过袁家环保处理站改造后的收集池收集后，一部分预处理后拉运回注处理，另外一部分预处理后输至地层水综合利用站进行蒸发脱盐处理，处理后的废水输回袁家气田水处理站进行脱氮处理后经已设排污口达标排放至绵远河。其中预处理回注气田水 300m^3/d，预处理外排气田水 500m^3/d。该项目取得了德阳市环境保护局环评批复，批文号德环审批[2018]87 号，于 2020 年 4 月 30 日通过竣工环境保护验收。具体废水处理工艺流程见第 14 章节。

③ 齐福气田水处理站

齐福气田水处理站位于绵竹市齐福镇桐麻村三组，原项目主要从事钻井作业废水、地层水和压裂返排液的处理，取得环评批复(竹环建管函[2010]80 号)，并通过环保验收（竹环验[2010]05 号)。项目于 2019 年进行了技改，技改后主要从事钻井作业废水和采气废水的处理，处理后的废水转运至回注站回注处理，处理能力为 500m^3/d，目前实际处理能力为 200 m^3/d，剩余处理能力为 300m^3/d。项目技改部分于 2019 年 2 月 1 日取得了绵竹市环境保护局环评批复（竹环审批函[2019]7 号），于 2019 年试运行，目前正在开展验收。具体废水处理工艺流程见第 14 章节。

④ 地层水综合利用站

地层水综合利用站又名川西气田高氯废水低温蒸馏处理站，隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区德新镇胜利村 7 组，该处理站主要对采气废水降氯离子处置后实现废水达标外排，该处理站两期设计，处理能力为分别为 360m^3/d（一期，处理中浅层井采气废水）、700m^3/d（二期，处理深层井采气废水），本项目所有井均为浅层井，采气废水主要经一期处理站处理，一期处理工程于 2018 年进行了技改，技改后采气废水经蒸馏处理后可实现达标外排，技改工程批文号为德环审批[2018]86 号，目前一期实际

处理量约 180m³/d。具体废水处理工艺流程见第 14 章节。

⑤ 回注站

目前区域内已建成的回注站有：孝蓬 101、新场 15、新场 25、新场 30、马蓬 33、联 119、什邡 50 回注站。

A．孝蓬 101 回注站

孝蓬 101 回注站中国石油化工股份有限公司西南油气分公司川西采气厂，位于四川省绵竹市新市镇两河口村 12 组。孝蓬 101 回注工程环评已于 2016 年 1 月取得德阳市环保局批复（德环审批〔2016〕13 号），于 2018 年 11 月取得德阳市环境保护局同意验收意见（德环验[2018]29 号）。孝蓬 101 回注站总储水量为 16.1×10⁴m³，历年已回注量为 7.24×10⁴m³，剩余回注总量约 8.86×10⁴m³，设计日回注规模为 200m³/d，目前实际进场日回注废水量 50～100m³/d，剩余日回注量 100～150m³/d。

B．新场 15 井回注站

新场 15 井回注站隶属于中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于四川省绵竹市新市镇白庙村 10 组。新场 15 井回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（竹环建管函[2018]32 号），于 2019 年 5 月建成投入使用，于 2019 年 8 月 20 日通过竣工环保验收。新场 15 井回注站设计总容量为 69.85×10⁴m³，历年已回注量为 32.2×10⁴m³，剩余回注总量约 37.65×10⁴m³，设计日回注规模为 300m³/d，目前实际进场日回注废水量 150m³/d，剩余回注量 150m³/d。

C.新场 25 回注站

新场 25 回注站属于中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于四川省绵竹市新市镇范存村 11 组。新场 25 井回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（竹环建管函（2018）31 号），新场 25 井回注站设计总容量为 67.57×10⁴m³，历年已回注量为 11.6×10⁴m³，剩余回注空间为 55.97×10⁴m³；设计日回注规模为 300m³/d，目前仅作为应急处置能力尚未动用。

D.新场 30 回注站

新场 30 回注站位于四川省绵竹市玉泉镇涌泉村 8 组。新场 30 回注工程

环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（竹环建管函（2018）29 号）。回注站设有配套的回注水收集罐及注水系统等设施。经处理后的钻井废水进入回注站后，再通过高位水罐、回注泵进行回注。新场 30 回注站设计回注规模为 300m^3/d，于 2019 年 6 月份建成投入使用。新场 30 回注站设计总容量为 66.15×10^4m^3，目前已回注量为 11.45×10^4m^3，剩余回注空间为 54.7×10^4m^3；设计日回注规模为 300m^3/d，近期该回注井未启用回注，剩余日回注量 300m^3/d。

E.马蓬 33 回注站

马蓬 33 回注站属于中国石化西南油气分公司采气一厂，位于四川省德阳市什邡市马井镇金桥村 7 组。马蓬 33 井回注工程环评已于 2018 年 11 月 19 日取得什邡市环保局批复（什邡审批（2018）65 号），2019 年 8 月投入试运行，于 2020 年 1 月 10 日通过竣工环境保护验收，马蓬 33 回注站设计日回注规模为 200m^3/d，设计总容量为 13.7×10^4m^3，剩余回注空间为 10×10^4m^3。

F.联 119 回注站

联 119 回注站位于四川省德阳市罗江区白马关镇广济村。联 119 回注站环评已于 2019 年 1 月 18 日取得了德阳市环境保护局批复（德环审批（2019）11 号）。联 119 回注站设计回注规模为 100m^3/d，设计总容量为 38.28×10^4m^3，目前已回注量为 38.28×10^4m^3，剩余回注空间为 36×10^4m^3；设计日回注规模为 200m^3/d，近期该回注井未启用回注，剩余日回注量 300m^3/d。

G．什邡 50 回注站

什邡 50 回注站建设工程位于广汉市小汉镇瓦窑村 11 组，利用什邡 50、什邡 50-1 井新建回注站，服务对象为西南油气分公司所属生产单位川西气田产出水经袁家环保处理站和齐福气田水处理站预处理后检测合格的回注水。该工程于 2019 年 8 月 27 日取得了德阳市生态环境局的环评批复，批文号为德环审批[2019]86 号。回注空间为 31.37×10^4m^3，回注站回注能力为 200m^3/d。

（2）配套的泥浆中转工程

区域内配有川西泥浆中转站作为水基泥浆调配中转站，以及在川南地区配有威远泥浆中转站作为油基泥浆调配中转站，此两个隶属于中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司西南环保中心。

① 川西泥浆中转站

川西泥浆中转站位于德阳市旌阳区黄许镇（位于袁家固废处理场内），工程于 2015 年取得德阳市旌阳区环境保护局环评批复，批文号德市旌环函[2011]208 号，于 2015 年 5 月取得德阳市旌阳区环境保护局的验收批复（德市旌环验〔2015〕14 号）。厂区进行了防雨及硬化防渗，安装了 40 座 75m^3 的泥浆罐体，泥浆储存能力 3000m^3，目前经西南油气分公司调配，随时空余储存能力在 2000m^3 以上。

② 威远泥浆中转站

威远泥浆中转站位于内江市威远县向义镇四方村 1、2 组，包括储备罐区 22 台 55m^3 水基泥浆储备罐及其配套设施、14 台 75m^3 油基泥浆储备罐及其配套设施。由于中江气田未配置油基泥浆中转工程，因此本项目井场油基泥浆钻井后无法及时中转油基泥浆，本项目将威远泥浆中转站作为本项目油基泥浆中转站。威远泥浆中转站于 2018 年 1 月 10 日取得了威远县环境保护局的环评批复（威环审批[2018]1 号）,目前该中转站暂存泥浆暂存泥浆约 500m^3，有能力接纳本区域的中转泥浆。

（3）中江气田混合液处理中转站

中江气田混合液处理中转站隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于中江县东北镇雷鸣村 3 组，于 2020 年 5 月 26 日取得德阳市生态环境局的环评批复，批文号德环审批[2020]243 号，于今年 6 月开始建设，现已建设完成，处于试运行状态。中江气田混合液处理中转站主要为中江气田内采气废水进行凝析油的回收，采取混合液三相分离处理方式进行处置，设计处理规模 200m^3/d，目前试运行实际处理量约 50m^3/d，正常运行后保证富余处理能力超过 80m^3/d。具体处理工艺流程见第 14 章节。

气田内已配套的环保工程情况一览表如下表。

表 2.2-6　气田内已配套的环保工程情况一览表

类别	依托单位	地理位置	设计总处理规模（万 m^3）	剩余总处理规模（万 m^3）	设计规模（m^3/d）	目前实际处理量（m^3/d）	剩余处理量（m^3/d）	主要功能	环评	验收
废水	孟家基地	旌阳区黄许镇双元村 8 组	1.6	1.6	储存规模 16000	0	16000	可回用压裂液暂存	备案号：201851060300000801	/
	袁家环保处理站（袁家气田水处理站）	德阳市旌阳区黄许镇江林村 2 组	/	/	处理规模 300	100	处理规模 300	钻井废水、压裂返排液预处理	德环审批[2018]87 号	已验收 2020.4.30
					处理规模 500	150	350	采气废水预处理		
	齐福气田水处理站	绵竹市齐福镇桐麻村三组	/	/	处理规模 500	200	300	采气废水预处理	竹环审批函[2019]7 号	正在验收
	地层水综合利用站	德阳市旌阳区德新镇胜利村 8 组	/	/	一期处理规模 360	150	210	中浅层采气废水处理	德环审批[2018]86 号	正在验收
					二期处理规模 700	600	100	深层采气废水处理	德环建函[2015]41 号	已验收德环验[2015]11 号
	孝蓬101回注站	绵竹市新市镇两河口村12组	16.1	8.86	回注规模 200	100	100	钻井废水、压裂返排液和钻井废水回注	德环审批[2016]13 号	德环验[2018]11 号
	新场15井回注站	绵竹市新市镇白庙村10组	69.85	37.65	回注规模 300	150	150		竹环建管函（2018）32 号	已验收 2019.8.20

类别	依托单位	地理位置	设计总处理规模（万m^3）	剩余总处理规模（万m^3）	设计规模（m^3/d）	目前实际处理量（m^3/d）	剩余处理量（m^3/d）	主要功能	环评	验收
	马蓬33回注站	德阳市什邡市马井镇金桥村7组	13.7	10	回注规模为200	200	200		竹环建管函（2018）31号	已验收2020.1.10
	新场25井回注站	绵竹市新市镇范存村11组	67.57	55.97	回注规模为300	0	300		竹环建管函（2018）31号	正在验收
	新场30井回注站	绵竹市玉泉镇涌泉村8组	66.15	54.7	回注规模为300	0	300		竹环建管函（2018）29号	正在验收
	联119回注站	德阳市罗江区白马关镇广济村	38.28	36	回注规模为300	0	100		德环审批（2019）11号	正在验收
	什邡50回注站	广汉市小汉镇瓦窑村11组	31.37	31.37	回注规模为300	0	200		德环审批（2019）86号	正在验收
泥浆中转	川西泥浆中转站	中江县黄许镇江林村	0.327	0.2	储存规模3270	储存规模1270	储存规模2000	暂存水基泥浆	德市旌环函[2011]208号	德市旌环验[2015]14号
	威远泥浆中转站	内江市威远县向义镇四方村1、2组	0.105	0.05	储存规模1050	储存规模500	储存规模550	暂存油基泥浆	威环审批[2018]1 号	正在验收
凝析油	中江气田混合液处理中转站	中江县东北镇雷鸣村3组	/	/	处理规模200	50	150	回收凝析油	德环审批[2020]243号	正在验收

2.3 已勘探开发工程环境影响回顾性分析

2.3.1 已勘探开发工程主要环境影响及防治措施

通过调查，目前区域内已实施完工近百个井场的钻井工程，区域内正在实施钻井的项目约 5 个，实施采气的站场约 80 座，正在投入使用的集输管线施工约 382km，运行的增压站工程 1 个，现有工程环境影响及防治措施分要素进行介绍：

（1） 生态环境影响及防治措施

该区域井场井站的修建、集输工程、井场公路、增压站等工程会对所征用土地以及管沟开挖占地的植被进行清除，改变土地利用现状；对井场、井场公路、增压占地等用地以及管沟进行开挖、平整会改变土壤结构，造成地表裸露，开挖的土石方临时就近堆放，可能引起新的水土流失；环境改变和施工噪声可能会影响周围栖息的动物，且井站是永久占地，将改变土地利用，占地为一般为耕地，将破坏植被影响生产。运营期井站的永久占地面价较小，其他临时用地及时进行生态恢复，运营期对周边生态环境影响较小。

井场和管沟开挖为临时占地，施工期结束后对临时用地及时恢复，对周边植被影响较小，井场临时用地表土集中清理并在表土堆场内临时堆存，采取夯实措施控制水土流失，为以后井场临时占地复耕复种创造条件。

井场四周设置有清污分流沟，避免场外雨水进入和场内无废水外排，保护周边水田耕作环境。此外项目采取“不落地”工艺处理系统实时处理钻井泥浆和岩屑，并实现的钻井废水的循环再利用，减少了钻井过程对当地水资源的占用外，还避免了站外修建废水池、岩屑池、固化填埋池等占地，减小了项目占地。

通过调查以及类别相同工程实施情况，除项目占地生态环境改变外，周边耕地、灌草林地等生境与项目实施前无明显改变，且施工期较短，临时用地的生态能够得到较快的恢复，但施工过程中应注重对钻井作业人员的环境保护意识教育，施工作业范围严格控制在临时征地红线范围内，禁止越界施工和作业，因此，区域内钻井施工过程对周边生态环境影响较小。

（2）大气环境影响

气田内实施项目大气污染物主要为钻井期间柴油机废气、施工扬尘、运输扬尘等。运营期天然气均由密闭管道运输，仅事故检修时将产生少量放散天然气，同时，部分井站使用了水套加热炉，燃烧天然气过程将产生少量 NO_x 和颗粒物。

该区域内，井场基本使用网电，无法连接网电时采用柴油发电机发电，柴油发电机废气释放到环境空气中后将很快被稀释，且单项工程钻井周期短，对环境空气影响较小。施工期间通过洒水抑尘等措施后扬尘对周边环境影响很小。运营期间，天然气放散仅在事故检修时进行，一年约 2~3 次，放散时间短，对周围大气影响较小，井站内的水套加热炉燃烧天然气，天然气属于清洁能源，且不含硫化氢，因此对周围大气环境影响较小。根据走访调查，各项目施工期和运营期未接到附近居民关于施工扬尘等环境空气污染扰民的环保投诉。

（3）水环境影响及防治措施

项目废水的产生主要体现在钻井施工期阶段以及运营期采气废水产生阶段。钻井施工期废水主要来自于钻井过程中失效泥浆处理、冲洗钻井井场、钻具等产生的钻井废水，洗井废水、压裂返排液以及施工人员产生的生活污水，运营期产生的废水主要为采气站采气废水以及井站值班人员产生的生活废水。

根据调查，本工程土建施工前产生的施工废水经沉淀后循环使用，钻井施工期采取了钻井废水收集、处置、不外排措施：钻井期间钻井废水、洗井废水均优先回用于配置压裂液，无法回用的废水转运至至袁家环保处理站预处理后交回注站回注处置，现场不外排；压裂返排液优先回用，无法回用的部分转运至至袁家环保处理站预处理后交回注站回注处置，现场不外排；采气期间产生的采气废水定期通过罐车拉运至产能建设及勘探项目部袁家环保处理站以及地层水综合利用站进行低温蒸发脱盐工艺处理后实现达标后外排。生活废水由环保厕所处理后用于周边农肥使用。各井场钻井废水均得到了合理的处理，废水的处理措施符合环保要求，根据现场调查，未见钻探作业施工废水乱排现象，至今为止，未出现废水泄漏污染环境的事故。

此外，钻井期间各井场内采取了分区防渗措施，废水渗透进入表层冲击土

的量很少，项目废水外运综合利用或回注深层地下，不外排，不会长期贮存现场，同时在井场四周设置井界沟和清污分流水沟，严防场地废水污染物流出厂界，钻井过程中通过导管段采气清水钻+套管保护的方式，防止对区域浅层地表含水层造成影响，目前，未出现钻井过程对周边居民饮用水源造成较大影响的情况。井场现场四周雨污分流沟设置照片见图 2.3-1。



图 2.3-1　井场现场四周雨污分流沟设置照片

（4）声环境影响调查

项目的声环境影响主要表现在钻井施工期间设备噪声对周围居民的影响，钻井作业噪声主要来源于柴油机、发电机组、钻机、钻井泵等连续机械噪声，且声源噪声级较大，为 24h 连续作业，对周边居民声环境有一定程度的影响。根据调查，钻井施工过程中采取了噪声防治措施：使用网电供电；对于机械振动产生的噪声采取了减震措施；尽量采用了低噪声设备，最大程度的减缓对当地农户声环境的不利影响；同时结合项目居民外出务工较多，居民房屋闲置率较高的实际情况，钻井施工队伍采用临时租用周边居民住房作为钻井队生活用

房方式降低钻井施工噪声对居民声环境的影响。同时，对井口 100m 范围内的居民采取了临时搬迁，尽可能的减小了钻井工程中对居民的噪声影响。运营期各井站设备较少，设备噪声小，对周围居民声环境影响较小。中江气田整体增压开采工程运行期间主要噪声源为增压站压缩机组噪声，选用了低噪声设备，并采用了减震隔声等措施，且在站场周边进行了绿化，在正常生产情况下，增压站工艺设备噪声控制在 62dB 左右，通过工程减震隔声措施以及距离衰减后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类功能区标准，对周围住户声环境影响较小。

（5）固体废物影响

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或特殊地层所用油基泥浆钻井产生的少量油基岩屑，以及各井场井站和增压站维修设备时产生的废油等含油固体废物。

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，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，无法回用的及时交危废资质单位进行处置，现场无固废滞留和排放，对周围环境影响较小。

（6）风险事故防范及应急措施

根据调查，各井场钻井施工过程均严格按照《石油与天然气钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）、等行业相关规范和《钻井设计》的要求进行工程控制，钻井中按行业相关规范，井控防喷管、测试防喷管按要求设置了应急放喷和点火系统，并按要求配备了井喷失控后的应急点火系统和专业执行人员和负责人，并按照石油天然气行业规范对施工作业全过程开展了环境风险因素识别、应急处置措施配置、编制环境风险应急预案、预案演练等，目前该区域未出现较大环境风险事故，钻井作业环境风险在可控可防的范围内。

典型井站现场图如下图。

***

图 2.3-2　丰谷 6D 井站（本项目依托井站）现场情况图

***

图 2.3-3　中江 120 井站（本项目依托井站）现场情况图

***

图 2.3-4　中江 119 井站（本项目依托井站）现场情况图

***

图 2.3-5　江沙 301 井站（气田内已建井站）现场情况图

2.3.2 已勘探开发工程对区域环境影响回顾性评价

（1）区域生态环境影响回顾

区域内已建工程施工期临时占地造成生态系统生物量减少，景观斑块破碎化程度有所增加，野生动物栖息地破坏；部分林草地的占用，造成地表裸露，形成水土流失；土地利用现状发生变化，临时占地和永久占地占用了部分永久基本农田，对区域内农业生产造成了一定的影响。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，仅部分采气井场存在井场永久占地范围外包括放喷池等区域还未复垦的现象。临时用地生态恢复后能较短时间恢复成原有生态现状，对区域生态环境影响较小，已建工程永久占地改变了土地使用功能，造成一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成一定的影响，但井站永久占地面积较小，单井场占地约 1.5 亩，占用永久基本农田的面积建设单位将按照有关规定进行生态补偿，将影响和损失降低到最小。区域开发至今，未出现严重的生态环境问题。现场临时占地生态恢复情况见下图。



图 2.3-6　管线临时占地生态恢复情况

（2）区域大气环境影响回顾

已勘探开发工程运营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场的加热水套炉燃烧天然气后产生的废气，该区域内天然气不含硫，因此，天然气燃烧废气主要为 NO_X 和颗粒物，天然气属于清洁能源，燃烧后污染物产生量较小，对区域环境影响较小。本项目引用项目所在三市的环境质量公报中的大气环境质量情况进行区域大气环境质量变化趋势评价，同时引用 2020 年 4 月 8 日对中江 120 井钻井工程环境日常检测报告中完井工程日常环境检测报告中的大气监测数据，评价钻井过程对区域环境空气的影响。

① 区域环境空气质量变化趋势

A．德阳市环境空气质量变化趋势

根据《2018 年德阳市环境质量公报》和《2019 年德阳市生态环境状况公报》，2017 年~2019 年德阳市环境空气质量指标变化趋势见下表。

表 2.3-1　2017 年~2019 年德阳市环境空气质量指标变化趋势

年份	SO_2 年平均浓度 μg/m³	NO_2 年平均浓度 μg/m³	PM_{10} 年平均浓度 μg/m³	$PM_{2.5}$ 年平均浓度 μg/m³	CO 24 小时平均第 95 百分位数 mg/m³	O_3 最大 8 小时平均第 90 百分位数 μg/m³
2017 年	14	28	88	56	1.5	124
2018 年	12	29	76	49	1.3	158
2019 年	12	26	61	40.2	1.1	142

由上表可知，2017 年至 2019 年各空气质量指标年平均浓度（24 小时平均第 95 百分位数、最大 8 小时平均第 90 百分位数）除 2018 年 NO_2 年平均浓度较 2017 年有所增高，其余指标均是变小，说明 2017 年至 2019 年，德阳市环境空气质量总体是变好的趋势。

B．绵阳市环境空气质量变化趋势

根据《绵阳市 2017 年环境状况公报》、《绵阳市 2018 年环境状况公报》和《2019 年绵阳市生态环境状况公报》，2017 年~2019 年绵阳市环境空气质量指标变化趋势见下表。

表 2.3-2　2017 年~2019 年绵阳市环境空气质量指标变化趋势

年份	SO_2 年平均浓度 μg/m³	NO_2 年平均浓度 μg/m³	PM_{10} 年平均浓度 μg/m³	$PM_{2.5}$ 年平均浓度 μg/m³	CO 24 小时平均第 95 百分位数 mg/m³	O_3 最大 8 小时平均第 90 百分位数 μg/m³
2017 年	9	32	71.4	47.8	1.4	134
2018 年	6.4	31.5	45	72	1.1	152
2019 年	5.3	29.6	37.6	58.6	1.0	137

由上表可知，2017 年至 2019 年各空气质量指标年平均浓度（24 小时平均第 95 百分位数、最大 8 小时平均第 90 百分位数）除 2018 年 $PM_{2.5}$ 年平均浓度较 2017 年有所增高，其余指标变化均是变小，说明 2017 年至 2019 年，绵阳市环境空气质量总体是变好的趋势。

C．成都市环境空气质量变化趋势

根据《2019 年成都市生态环境质量公报》可知，2013 年以来监测数据表

明，$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2 年均浓度均呈下降趋势，特别是 SO_2 浓度降幅达 77.4%，$PM_{2.5}$、PM_{10} 也呈持续下降趋势，降幅显著。2013 年~2019 年成都阳市环境空气质量指标变化趋势见下图。

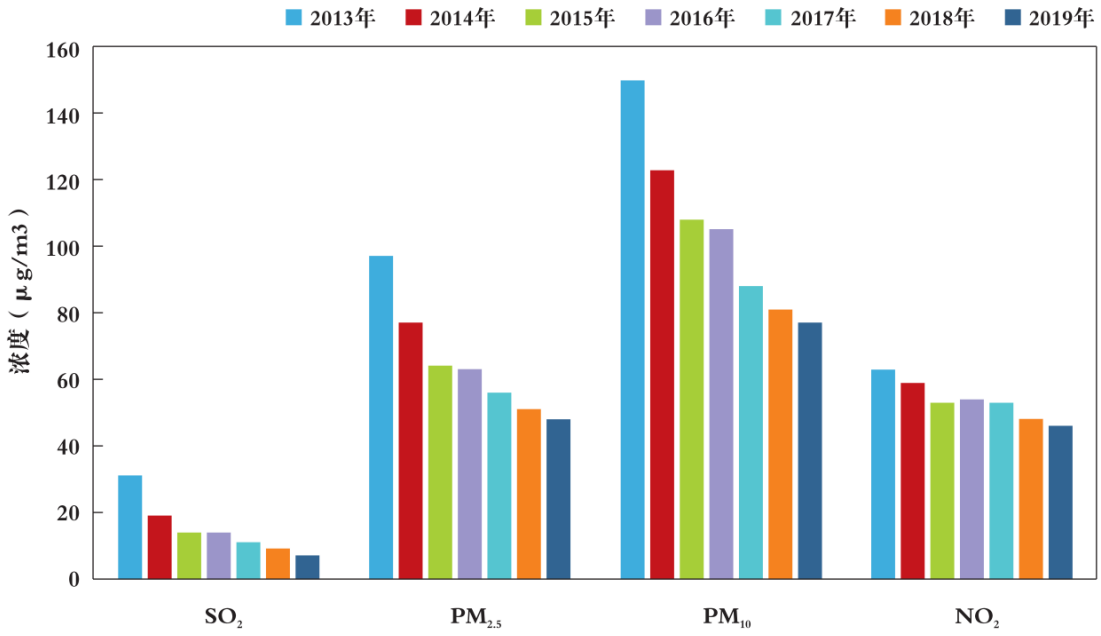


图 2.3-7　2013 年-2019 年成都市四项污染物年均浓度变化

综上所述，项目所在区域德阳市、绵阳市和成都市近几年来环境空气质量总体是变好的趋势。

② 钻井过程对区域环境影响情况

引用 2020 年 4 月 8 日《中江 120 井钻井工程环境日常检测报告》中对中江 120 井场钻井工程过程对大气监测的结果评价钻井过程中对周围环境空气的影响，其中 G1 监测点为中江 120 井口东北偏北约 400m 农户处，G2 监测点为井口西南面约 822m 农户处，监测结果见下表。

表 2.3-3　已建站场（中江 120 井）环境空气监测点检测结果

检测点			检测指标	检测结果（mg/m³）				标准限值（mg/m³）	结果评价
				第一次	第二次	第三次	第四次		
中江	G1	2020.3.10	SO_2	0.015	0.016	0.016	0.014	0.5	达标
	G2	2020.3.11		0.013	0.012	0.010	0.015		
	G1	2020.3.10	NO_X	0.076	0.142	ND	0.136	0.25	

120井	G2	2020.3.11		0.086	0.086	0.260	0.242		达标
	G1	2020.3.10	$PM_{2.5}$	0.0456(日均值)				0.075	达标
	G2	2020.3.11		0.0604(日均值)					

通过上表可知，钻井过程周边敏感点环境空气监测指标均能满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012）中的二级标准要求，因此，钻井过程对局部环境空气质量影响较小。

综上所述，近几年项目所在区域环境空气质量总体情况趋好，项目的实施不会改变区域环境空气质量，而且本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少重能源废气排放量，对区域环境空气质量为有利影响。

（3）区域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，去向有两种，一种是预处理后外排，受纳水体是绵远河，另一种是预处理后转运至回注站回注处理。本项目引用2020年中国石化西南油气分公司环境监测站2019年6月18日和2020年6月4日分别对袁家气田水处理站排口绵远河上下断面地表水监测报告中相关数据对绵远河水质现状进行对比评价绵远河水质变化情况，监测结果见下表。

表2.3-4　袁家环保处理站排放口对照断面和控制断面监测结果

监测点		PH值	氯化物	氨氮	六价铬	挥发酚	石油类	砷	NO^{3-}
2019年6月18日	排口上游500m	8.15	20	0.326	0.006	0.0006	ND	0.0006	/
	排口下游1500m	7.97	66	0.959	0.010	0.0014	0.02	0.0005	/
2020年6月4日	排口上游500m	8.15	18.4	0.271	ND	ND	0.02	0.0015	3.78
	排口下游1500m	8.15	31.5	0.222	ND	0.0014	0.02	0.0013	4.53
《地表水环境质量标准》III类标准限值		6-9	250	1.0	0.05	0.005	0.05	0.05	10
监测点		汞	铜	锌	锰	铁	高锰酸盐指数	总磷	SO_4^{2-}

2019年6月18日	排口上游500m	0.00003	ND	ND	0.021	0.06	2.8	0.077	/
	排口下游1500m	0.00005	ND	ND	0.113	0.19	2.9	0.090	/
2020年6月4日	排口上游500m	ND	0.0008	ND	0.0525	0.0623	2.2	0.08	75.0
	排口下游1500m	0.00005	0.00136	ND	0.0320	0.0320	2.6	0.07	78.2
《地表水环境质量标准》III类标准限值		0.0001	1.0	1.0	0.1	0.3	6	0.2	250

根据2019年、2020年《绵远河袁家气田水处理站断面地表水监测》结果表明，袁家环保处理站下游排口监测因子监测值略大于上游监测因子监测值，说明袁家环保处理站废水排放后，对绵远河水质有一定影响，但是两年间绵远河袁家环保处理站外排口上游500m下游1500m监测断面处各监测指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中地表水环境质量III类标准限值和集中式生活饮用水地表水源地补充项目标准限值，并且2020年绵远河水质监测数据较2019年有所变好，说明绵远河具有一定的水环境容量，绵远河水环境质量总体较好，袁家气田水处理站运行稳定未对绵远河水环境质量造成重大影响。区域勘探开发至今，未出现因天然气勘探开发工程而发生较大的地表水污染事故，因此，项目的实施未对整个区域地表水造成较大的影响。

（4）区域地下水环境影响回顾

本项目所在区块为多年滚动开发区块，区内对天然气开采已有一定历史，目前区块内建设开采井场百余个，集输管线若干条。为了查明区内已实施的天然开采工程对区内地下水环境的影响情况，本次评价以选取了区内具有代表性的地下水监测点，依据区块内时空的变化特征进行本次评价的地下水环境变化的回顾性评价。

本次回顾性评价选取了《丰谷6D井钻采工程竣工环境保护验收调查报告》（2019年11月19日）、《丰谷6D井钻采工程建设项目环境影响评价报告表》（2017年9月18日）、《江沙321-1井组钻采项目环境质量现状监测》（2018年6月26日）、《中江120井钻井工程日常环境检测报告》（2020年

4 月 8 日）、《中江 119 井钻采工程日常环境监测报告》（2020 年 4 月 23 日）、《江沙 209HF 井钻采工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》（2018 年 01 月 25 日）中地下水监测数据，同时本次采取监测点位重合的方式分析其所在区内地下水环境的变化趋势，监测重合点位分别为 W70-W32、W60-W14、W56-W12、W50-W50，地下水监测因子包含本项目的特征因子 COD、石油类和氯化物。各监测数据及评价结果情况见 8.1.4 一节。

通过对地下水监测数据对比分析可知，区内地下水环境变化较小，尤其是本项目特征因子未发生超标及明显的递增趋势。从地下水环境监测角度，总体而言，天然气开发未对区内地下水产生明显的影响，对区内地下水环境扰动较小。

此外，本次对地下水环境现场调查的同时也对区内居民进行走访调查，以随机的形式回顾性评价的思路巡防居民，通过访问可知，区内大部分居民开采地下水作为生活用水，本区内天然气开采实施多年，未发生明显的因天然气开采实施而导致的地下水污染事故，进而影响当地居民的供水安全。

综上，区内多年持续的天然气开采对区内地下水环境的扰动较小，地下水监测结果表明，区内浅层地下水环境质量现状良好。

（5）区域声环境影响回顾

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，本项目引用 2020 年 4 月 23 日中江 119 井钻采工程日常环境检测报告以及本项目对正在实施采气过程的丰谷 6D 井站厂界噪声监测结果分别评价钻井过程和采过程对区域声环境的影响，中江 119 井监测时工矿为正在钻井施工，供电为当地网电，丰谷 6D 井站监测工矿为运营期采气阶段，监测结果如下表：

表 2.3-5 已实施的建设项目厂界及敏感点噪声监测结果

站场	监测时间	监测点位	监测时段	监测结果	标准限值	达标情况
中江 119 井	2020.3.20	厂界外西北侧距厂界约 1m	昼间	56	60	达标
			夜间	48	50	达标
		厂界外西侧距厂界约 1m	昼间	54	60	达标
			夜间	46	50	达标
		厂界外西南侧	昼间	57	60	达标

		距厂界约 1m	夜间	47	50	达标
		厂界外东南侧距厂界约 1m	昼间	56	60	达标
			夜间	47	50	达标
丰谷 6D	2020.10.26	东南场界（N7）	昼间	46	60	达标
		井组东南侧约 176m 处居民房（N8）	夜间	40	50	达标
	2020.10.27	东南场界（N7）	昼间	47	60	达标
		井组东南侧约 176m 处居民房（N8）	夜间	42	50	达标

通过上述中江 119 井钻采工程的日常环境监测结果和丰谷 6D 井站采气期的检测结果可知，在采取各项噪声控制措施后，中江 119 井钻采工程施工期厂界和丰谷 6D 井站采气期厂界昼夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，丰谷 6D 井站周边敏感点噪声能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。中江 119 井监钻井井场采用网电供电，钻井噪声较小，但部分井场无法接电，使用柴油发电机发电，对井场周边的居民会产生一定的噪声影响，但是在井口 300m 范围左右能满足 2 类标准值，施工期噪声的影响具有一定的范围性，同时各井场间具有一定的距离，且钻井施工时间较短，一般 50d/单井，因此，在加强各种减噪工程措施以及加强与当地居民协调沟通的情况下，钻井噪声对区域声环境的影响是可以接受的。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。

（6）区域土壤环境影响回顾

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，本项目通过调查已投入采气运营的中江 119 井场土壤环境现状评价钻井过程对土壤环境的影响，监测结果见章节 9.1.3。由监测结果可知，监测因子监测值均能满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值和《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，同时柱状点的特征因子监测值未超过区域特征因子监测值水平，由此可见，项目钻采过程对土壤环境影响较小。

此外，根据调查和资料收集，川西平原地区的中石化天然气钻采项目，均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气钻采项目对区域土壤环境未造成较大影响。

2.3.3 已勘探开发工程存在的环境问题及建议

通过对区域已建工程现场调查、现状环境监测以及查阅相关资料，区域勘探开发至今，未出现较大的环境污染事故，区域内环境质量状况总体较好，但还存在以下环境问题：

（1） 部分井场钻井施工噪声对周围居民

由于部分地区无法将网电接入实施钻井施工，因此钻井过程产生的噪声对井场周围较近的居民有一定的影响，本项目建议建设单位优先采用网电，减少柴油发电机噪声；合理布置井场，主要噪声源尽量远离居民；从源头上降低钻井施工噪声对周边居民的影响。同时合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；在施工前应做好周边居民的协调和沟通工作，取得周边居民的理解和支持。

（2）部分井场施工完毕后未及时复垦

通过现场调查发现，部分井场钻井施工已完毕，已进入采气工程，临时占地已覆土，但未进行复耕，建议建设单位尽快复耕，恢复农业生产。同时少量钻井施工完毕后，放喷池等区域未及时进行生态恢复，需尽快进行覆土复耕。

2.4 项目基本情况

2.4.1 项目名称及建设性质

项目名称：中江气田产能建设项目（一期）；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部；

生产管理单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司西南油气分公司采气三厂；

建设性质：新建；

井别及井型：开发井；两种井型：定向井和水平井；

开发矿种：***组、***以及***地层天然气。

2.4.2 矿权范围

中江气田产能建设项目（一期）涉及三个矿权范围，分别是四川省四川盆地中江地区油气勘查矿权、四川省四川盆地绵竹一绵阳地区油气勘查矿权和四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权，具体范围如下图所示。

***

图 2.4-1 项目涉及矿权范围图

中江气田产能建设项目（一期）15 座井场主要分布在四川省四川盆地中江地区油气勘查矿权和四川省四川盆地中江地区油气勘查矿权范围内，项目在各矿权范围分布情况见下表。

表 2.4-1 各矿权范围井场分布情况

矿权名称	序号	井场名称	井口数量（口）	目的层位
四川省四川盆地中江地区油气勘查矿权	1	高沙 103-6HF 井场	4	***组、***
	2	高沙 104HF 井场	8	
	3	高沙 106HF 井场	4	
	4	高沙 102-7HF 井场	4	
	5	高沙 316HF 井场	4	
	6	丰谷 6-1HF 井场（原丰谷 6D 井场）	3	
	7	合计	27	
四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权	1	高蓬 301HF 井场	4	***
四川省四川盆地中江地区油气勘查矿权	1	中江 120-1 井场（原中江 120 井场）	6	***组、***
	2	中江 120-3HF 井场	6	
	3	江沙 348HF 井场	4	
	4	江沙 348-2HF 井场	4	
	5	江沙 347HF 井场	4	
	6	江沙 325HF 井场	4	
	7	江沙 346 井场	4	
	8	中江 119-4 井场（原中江 119 井场）	5	
	合计		37	

2.4.3 建设地点

中江气田产能建设项目（一期）位于四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区和三台县）、成都市（金堂县）境内，其中德阳中江县分布的井位数量最多，分布的管线长度最长，其次为绵阳三台县，各县域内分布的井口数量和管线长度见表 2.4-2，井场具体位置见表 2.4-3，管线具体穿越位置见表 2.4-4，中江气田产能建设项目（一期）地理位置见**附图 1.4-1**。

表 2.4-2 各县域工程分布情况

序号	县域名称	井位数量（个）	管线长度（km）
1	德阳中江县	6	28.15
2	德阳罗江区	1	2.25
3	绵阳涪城区	2	2.88
4	绵阳三台县	5	21.71
5	成都金堂县	1	5.5
6	总计	15	60.49

表 2.4-3 中江气田产能建设项目（一期）各井组（站）地理位置统计表

井位序号	井场名称	地理位置
井位 1	高沙 103-6HF 井场	绵阳市涪城区杨家镇***
井位 2	高沙 104HF 井场	绵阳市三台县立新镇***
井位 3	高沙 106HF 井场	绵阳市三台县芦溪镇***
井位 4	高沙 102-7HF 井场	绵阳市三台县芦溪镇***
井位 5	中江 120-1 井场（原中江 120 井场）	绵阳市三台县八洞镇***
井位 6	中江 120-3HF 井场	德阳市中江县通济镇***
井位 7	江沙 348HF 井场	德阳市中江县辑庆镇大***
井位 8	江沙 348-2HF 井场	德阳市中江县辑庆镇***
井位 9	江沙 347HF 井场	德阳市中江县辑庆镇***
井位 10	江沙 325HF 井场	德阳市中江县南华镇***
井位 11	高沙 316HF 井场	绵阳市三台县立新镇***
井位 12	丰谷 6-1HF 井场（原丰谷 6D 井场）	绵阳市涪城区丰谷镇***
井位 13	高蓬 301HF 井场	德阳市罗江区新盛镇***
井位 14	江沙 346 井场	成都市金堂县福兴镇***
井位 15	中江 119-4 井场（原中江 119 井场）	德阳市中江县回龙镇***

表 2.4-4 中江气田产能建设项目（一期）集输管线穿越地理位置统计表

序号	集输管线名称	起点位置	终点位置	穿越的县域	长度 km
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	绵阳市涪城区杨家镇***	绵阳市涪城区丰谷镇***	绵阳市涪城区	2.88
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	绵阳市三台县立新镇***	绵阳市三台县立新镇***	绵阳市三台县	5.1
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	绵阳市三台县芦溪镇***	绵阳市三台县立新镇***	绵阳市三台县	3.75
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	绵阳市三台县芦溪镇***	绵阳市三台县立新镇***	绵阳市三台县	6.48
5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线	德阳市中江县通济镇***	德阳市中江县通济镇***	德阳市中江县	6
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县	2.91
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县	1.23
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县	2.61
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	德阳市中江县南华镇***	德阳市中江县辑庆镇***	德阳市中江县	2.3
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	绵阳市三台县立新镇***	绵阳市三台县立新镇***	绵阳市三台县	2.88
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	德阳市罗江区新盛镇***	德阳市罗江区新盛镇***	德阳市罗江区	2.25
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	成都市金堂县福兴镇***	成都市金堂县福兴镇***	成都市金堂县	5.5
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	德阳市中江县东北镇***	德阳市中江县东北镇***	德阳市中江县	2.8
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	德阳市中江县南华镇***	德阳市中江县南华镇***	德阳市中江县	2.3
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	绵阳市三台县新鲁镇***	绵阳市三台县新鲁镇***	绵阳市三台县	3.5
16	江沙 33-41 井站—江沙 308 井站管线	德阳市中江县回龙镇***	德阳市中江县悦来镇***	德阳市中江县	4
17	江沙 318HF 井站-江沙 321-1HF 井站管线	德阳市中江县通济镇***	德阳市中江县通济镇***	德阳市中江县	4
18	总计				60.49

2.4.4 建设内容及规模

（1）建设规模及开采周期

根据中江气田产能建设项目（一期）块产能建设总体部署安排，本次产能新建 15 个井场井站，预计产能建设规模为 175.6×10^{4}m^3/d（6.41×10^{8}m^3/a），新建 17 条气田内部集输管线，共计 60.49km，集输规模为 197.64×10^{4}m^3/d（7.21×10^{8}m^3/a），本次产能建设预计分 4 年实施，计划从 2021 年开始实施，2024 年全部建成投产，集输管线建设时序随井站投产时间而定。本项目建设时序如下表。

表 2.4-5 中江气田产能建设项目（一期）产能建设时序计划表

建设时间	建设井组	井口数量（口）	预计最大产能（m^3/a）
2021 年	中江 120-1HF 井场、高蓬 301HF 井场、江沙 346 井场	14	1.2118×10^8
2022 年	中江 120-3HF 井场、江沙 325HF 井场、江沙 348HF 井场、中江 119-4 井场	19	1.8761×10^8
2023 年	江沙 347HF 井场、丰谷 6-1HF 井场、江沙 348-2HF 井场、高沙 316HF 井场	15	1.4235×10^8
2024 年	高沙 103-6HF 井场、高沙 104HF 井场、高沙 106HF 井场、高沙 102-7HF 井场	20	1.8980×10^8
合计	16 个井站（15 个井场）	68	6.41×10^8

注：随着生产时间变长，井压减小，产能会随之减小，预计后期产能每年递减 10%。

（2）建设内容

①井场钻井工程

根据中江气田总体部署安排，中江气田产能建设项目（一期）共部署 15 个新钻井井场，共计 68 口井，其中 3 个井场依托原井场位置扩大建设钻井井场，其余 12 个井场均为新建井场。本项目部署井场情况统计表见下表。

表 2.4-6 本项目部署井场情况统计表

井场序号	井场名称	井数（口）	井名（参考）	井型（初定）
井位 1	高沙 103-6HF 井场	4	高沙 103-6HF	水平井
			高沙 103-6HF-1	
			高沙 103-6HF-2	
			高沙 103-6HF-3	
井位 2	高沙 104HF 井场	4	高沙 104HF	水平井
			高沙 104HF-1	
			高沙 104HF-2	
			高沙 104HF-3	

		4	高沙 105HF 高沙 105HF-1 高沙 105HF-2 高沙 105HF-3	水平井
井位 3	高沙 106HF 井场	4	高沙 106HF 高沙 106HF-1 高沙 106HF-2 高沙 102-6HF	水平井
井位 4	高沙 102-7HF 井场	4	高沙 102-7HF 高沙 102-7HF-1 高沙 102-7HF-2 高沙 102-8HF	水平井
井位 5	中江 120-1HF 井场 （原中江 120 井场）	6	中江 120-1HF 中江 120-1HF-1 中江 120-1HF-2 中江 120-1HF-3 中江 120-1HF-4 中江 120-2HF	水平井
井位 6	中江 120-3HF 井场	6	中江 120-3HF 中江 120-3HF-1 中江 120-3HF-2 中江 120-3HF-3 中江 120-3HF-4 中江 120-4HF	水平井
井位 7	江沙 348HF 井场	4	江沙 348HF 江沙 348-1HF 江沙 348-1HF-1 江沙 348-1HF-2	水平井
井位 8	江沙 348-2HF 井场	4	江沙 348-2HF 江沙 348-2HF-1 江沙 348-2HF-2 江沙 348-3HF	水平井
井位 9	江沙 347HF 井场	4	江沙 347HF 江沙 347-1HF 江沙 347-1HF-1 江沙 347-1HF-2	水平井
井位 10	江沙 325HF 井场	4	江沙 325HF 江沙 325-1HF 江沙 325-1HF-1 江沙 325-1HF-2	水平井
井位 11	高沙 316HF 井场	4	高沙 316HF 高沙 316-1HF 高沙 316-1HF-1 高沙 316-1HF-2	水平井
井位 12		3	丰谷 6-1HF	水平井

	丰谷 6-1HF 井场（原丰谷 6D 井场）		丰谷 6-1HF-1	
			丰谷 6-2HF	
井位 13	高蓬 301HF 井场	4	高蓬 301HF	水平井
			高蓬 301HF-1	
			高蓬 301HF-2	
			高蓬 301HF-3	
井位 14	江沙 346 井场	4	江沙 346	水平井或定向井
			江沙 346-1	
			江沙 346-2	
			江沙 346-3	
井位 15	中江 119-4 井场（原中江 119 井场）	5	中江 119-4	水平井或定向井
			中江 119-4-1	
			中江 119-4-2	
			中江 119-4-3	
			中江 119-4-4	
合计	/	68	/	/

② 采气井站工程

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，进行采气井站工程建设，本项目拟部署 15 座采气井站，为中江气田产能建设项目（一期）钻井工程所配套的采气站场。15 个站场中丰谷 6-1HF 井站依托原丰谷 6D 井站、中江 119-4 井站依托原中江 119 井站和中江 120-1HF 井站依托原中江 120 井站采输设施进行扩建，并依托原有已建管线外输气。本方案新部署采气井 68 口，最大配产 $175.6\times10^4m^3/d$（$6.41\times10^8m^3/a$），由于后期井压情况发生变化，导致气量也会发生相应的变化，根据区块内已实施采气井统计数据分析，各井产气量将每年递减约 10%。本项目不涉及集气站、阀室的建设。

表 2.4-7　中江气田产能建设项目（一期）采气井场工程

井场序号	井站名称	井数	井组最大年配产	目的层
		（口）	（万方/a）	
1	高沙 103-6HF 井站	4	3796	***组、***
2	高沙 104HF 井站	8	7592	***组、***
3	高沙 106HF 井站	4	3796	***组、***
4	高沙 102-7HF 井站	4	3796	***组、***
5	中江 120-1HF 井站	6	5694	***组、***
6	中江 120-3HF 井站	6	5694	***组、***
7	江沙 348HF 井站	4	3796	***组、***
8	江沙 348-2HF 井站	4	3796	***组、***

9	江沙 347HF 井站	4	3796	***组、***
10	江沙 325HF 井站	4	3796	***组、***
11	高沙 316HF 井站	4	3796	***组、***
12	丰谷 6-1HF 井站（依托原丰谷 6D 井站）	3	2847	***组、***
13	高蓬 301HF 井站	4	2628	***
14	江沙 346 井站	4	3796	***组、***
15	中江 119-4 井站（原中江 119 井站）	5	5475	***组、***
合计	/	68	64094	/

注：单井产气随着后期压力的减小，气量会逐渐减少，各井产气量将每年递减约 10%。

③ 集输管线工程

根据中江气田开发井位部署及天然气总体流向，本项目拟依托中江、高庙区块管网系统外输，通过各井站之间的集输管线将气体汇集到各阀室，进入港华线、中罗线、中龙线等集输干线，进入成都、德阳、绵阳市场供用户使用，用户类型主要包括城市燃气（居民和商业用户）、CNG、工业用户三类用户。本次中江气田产能建设项目（一期）地面集输管线工程包括本次产能建设新部署井位配套的集输工程以及气田区域内其他井组急需新建配套的集输工程。本项目共部署 17 条集输管线，管线长度共计 60.49km，其中 Φ89×5 集气管线 3 条，长度 8.6km；Φ159×6 集气管线 13 条，总长 47.89km；Φ219×6 集气管线 1 条，长度 4km。管线均采用 20#无缝钢管，设计压力 3.99MPa，设计集输规模为 197.64×$10^4$$m^3$/d（7.21×$10^8$$m^3$/a）。中江气田管线总体布局详见下图 2.4-2（附图 2.4-1），本次拟建管线工程量见表 2.4-8。

表 2.4-8　中江气田产能建设项目（一期）集输管线工程统计表

序号	集输管线名称	管线规格（mm）	管线长度（km）	材质	设计压力（Mpa）	输气规模（$10^4$$m^3$/d）
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	Φ159×6	2.88	20#	3.99	10.4
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	Φ159×6	5.1	20#	3.99	31.2
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	Φ159×6	3.75	20#	3.99	10.4
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	Φ159×6	6.48	20#	3.99	10.4
5	中江 120-3HF 井站—	Φ159×6	6	20#	3.99	15.6

	江沙 321-1HF 井站管线					
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	Φ159×6	2.91	20#	3.99	10.4
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	Φ159×6	1.23	20#	3.99	10.4
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	Φ159×6	2.61	20#	3.99	10.4
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	Φ159×6	2.3	20#	3.99	10.4
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	Φ159×6	2.88	20#	3.99	20.8
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	Φ159×5	2.25	20#	3.99	7.2
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	Φ159×6	5.5	20#	3.99	10.4
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	Φ89×5	2.8	20#	3.99	9.4
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	Φ89×5	2.3	20#	3.99	5.04
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	Φ89×5	3.5	20#	3.99	5.2
16	江沙 33-41 井站—江沙 308 井站管线	Φ159×6	4	20#	3.99	10
17	江沙 318HF 井-江沙 321-1HF 井	Φ219×6	4	20#	3.99	30
18	合计		60.49			197.64

***

图 2.4-2　中江气田集输管线总体布局方案

2.4.5 气质成分

根据钻井设计，本项目涉及三个目的层，分别为***组、***和***。根据业主提供的资料，本项目目的层为***组井产气气质类比同目的层位的丰谷 6D 井产出主要流体成分，相对密度为 0.6116，不含硫化氢；目的层为***井产气气质类比同目的层位的回龙 6H 井产出主要流体成分，相对密度为 0.6294，不含硫化氢；***井产气气质类比同目的层位的川合 100 井产出主要流体成分，相对密度为 0.5934，不含硫化氢，具体详见表 2.4-9。

表 2.4-9　设计井主要目的层气样组分预测（%）

目的	CH	乙	丙	异	正	异	正	己	CO_2	氮	氦	氢	H_2

层	4	烷	烷	丁烷	丁烷	戊烷	戊烷	烷及以上					S
***组	91.68	5.30	1.31	0.27	0.28	0.09	0.07	0.16	0.00	0.77	0.03	0.02	/
***	90.17	5.79	1.95	0.29	0.52	0.13	0.20	0.18	0.31	0.43	0.02	0.00	/
***	94.23	3.59	0.86	0.17	0.18	0.06	0.04	0.12	0.05	0.67	0.03	0.00	/

从气质报告分析数据可知，中江气田所产天然气甲烷含量均在90%以上，其他杂质成分少，天然气经井站气液分离后无需净化可直接进入输气干线输往供气市场。

2.5 项目组成

中江气田产能建设项目（一期）包括钻井井场、采气井站、集输管线三个部分，新建井场井站15座，共部署68口井，新建气田内部集输管线17条，共计60.49km，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。中江120-1HF井场、中江119-4井场和丰谷6-1HF井场依托原有井场进行扩建，新建井口钻井，后期依托原井站地面集输工程进行采气，中江气田产能建设项目（一期）项目组成表见下表。

表2.5-1　中江气田产能建设项目（一期）产能建设组成表

类别	项目	建设内容	主要环境影响	
			施工期	运营期
钻井井场	井组数	新建钻井井场15座	钻井废水、压裂返排液、水基泥浆岩屑、废水基泥浆、生活污染物、柴油发电机废气、油基泥浆钻井有机废气	/
	开发井数	新建开发井68口钻井工程		
采气井站	井站数	新建配套采气井站15座（为本次新建的15座井场钻井完后转采气站）	破坏农林植被，造成水土流失；改变局部土地利用现状。施工人员生活污染物、施工扬尘	清管废渣；采气废水；凝析油；检修废气；生活废水；生活垃圾
	采气井数	新建开发井68口井采气工程		

集输管线	井站之间内部集气管线	新建气田内配套的集输管线工程，约 60.49km	临时占地，破坏农林植被，造成水土流失；管道施工机械及车辆噪声、废气；管道试压废水；河流穿越施工对河流的影响	管道腐蚀气体泄漏导致的爆炸冲击波环境风险影响
依托工程	中江 120 井场	中江 120-1HF 井场依托原中江 120 井场进行扩建，采气阶段依托原中江 120 井站相关采气设施进行采输气	/	清管废渣；采气废水；凝析油；检修废气
	中江 120 井站~江沙 203-7HF 井站集输管线	长度约 3.29 km，中江 120-1HF 井站依托该已建管线输气	/	
	丰谷 6D 井场	丰谷 6-1HF 井场依托原丰谷 6D 井场进行扩建，采气阶段依托原中江丰谷 6D 井站相关采气设施进行采输气	/	
	丰谷 6D 井站~绵阳金泰线集输管线	长度约 2km，丰谷 6-1HF 井站依托该已建管线输气	/	
	中江 119 井场	中江 119-4 井场依托原中江 119 井场进行扩建，采气阶段依托原中江 119 井站相关采气设施进行采输气	/	
	中江 119 井站~江沙 206-2 井站集输管线	长度约 2.9km，中江 119-4 井站依托该已建管线输气	/	
	川西泥浆中转站	接受能力 3270m^3，接受项目可回用泥浆的中转	/	/
	威远泥浆中转站	接受能力 1050m^3，接受项目可回用泥浆的中转	/	/
	中江气田混合液处理中转站	处理能力 200m^3/d，处理中江气田区域内采气凝析油，经三相分离工艺处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至污水处理站处理	/	废水
	袁家环保处理站	处理能力共 800m^3/d，其中预处理钻井废水和压裂返排液规模 300m^3/d（回注），预处理采气废水 500m^3/d	/	废水
	地层水综合利用站（一期）	处理能力为 360m^3/d，对采气废水降氯离子处置后实现废水达标外排	/	废水

	回注井站	回注井站包含孝蓬 101 井、新场 15、25、30 井、马蓬 33 井、联 119 井及什邡 50 井等，本项目废水回注水质、水量在各回注井接受能力范围内	/	废水
	当地砖厂或水泥厂	项目产生的水基泥浆钻井固废收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理	/	固废
	危废资质单位	油基岩屑、顶替泥浆交由有危废处理资质单位进行妥善处置，项目产生的废油等危废，交由钻井队综合利用后，无法利用的交由有危废处理资质单位进行妥善处置	/	固废

由于本次中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目采取滚动开发，分步实施，同一时期内，井区内各类井场、井站、场站施工期和运营期交叉，为便于工程分析和现场环境管理，本评价按照各单项工程项目给出项目组成表。

2.5.1 井场钻井工程项目组成

各井场作为天然气开发井生产井场，采用丛式井组方式布置，减少占地，并按照独立项目根据产能建设整体计划逐步实施。项目共布置 15 个井场，各井场布置井口 3~8 口不等，单排或双排排列，井口间距约 5m。为减少占地面积，各井场不修建废水池和固废池，废水由废水收集罐收集，固废由废渣收集罐收集后及时外运。

井场钻井工程建设内容包括钻前工程、钻井工程、完井作业，钻前工程为钻井前准备工作，包括井场道路建设、平整井场、修建泥浆不落地及循环系统区域（300m^2，50m×6m，包括泥浆循环系统、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐、废渣收集罐等），修建放喷池（1 个，100m^3）、修建设备基础、安装设备等，同时修建办公和生活区活动板房、钻前道路、给排水、供配电等辅助工程；钻井工程主要包括利用钻前工程构筑的井场以及设备基础对井场内布置的天然气开发井实施钻井、套管固井作业；完井作业主要指钻井至目的层后，对该井油气产能情况进行测试，工程内容包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等

过程。

本项目新建 15 个井场，其中 3 个井场（中江 120-1HF 井场、丰谷 6-1HF 井场和中江 119-4 井场）依托原有井场进行扩建，**依托原有井场的工程包括：原井场部分区域、放喷池、供水、供电工程以及环保厕所等设施**，其他工程均为新建，此 3 个井场钻井工程（含依托工程）主要工程内容和工程量见表 2.5-2，项目各井场钻井工程（无依托工程）主要工程内容和工程量见表 2.5-3。

表 2.5-2 中江 120-1HF、丰谷 6-1HF 和中江 119-4 井场钻井工程项目组成及主要环境问题一览表

名称	建设内容及规模			可能产生的环境问题	备注
主体工程	钻前工程	场地平整	平整场地，依托原有井场扩建	剥离土壤，破坏土壤结构，破坏植被，改变自然地形地貌，占用土地，改变土地利用现状，新增水土流失。建设过程中车辆运行噪声、扬尘、废水和生活垃圾等	新建/依托
		泥浆不落地及循环系统区域	300m^2（50m×6m）/单井场，紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐区、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理		新建
		井口方井	2.5×2.5×1.5m/井，各井场方井 3~6 口不等，重点防渗处理		新建
		设备、设施基础	单井场单机钻，ZJ30/ZJ50 钻机，一口井结束后再实施另一口井的钻井		新建
		放喷池	各井场依托原有放喷池，100m^3，用于测试放喷，池内重点防渗		依托
		维修、新建井场道路	各井场依托原有入场道路、维修入场道路，道路路肩宽度 4.5m，路面宽度为 3.5m		依托
		表土堆放场	各井场旁设置 1 个表土堆场，临时堆放表土		新建
	钻井工程	钻井设备安装	钻机成套设备搬运、安装、调试	钻井过程中破坏土壤结构；柴油发电机废气（停电）；钻井废水、洗井废水及员工生活污水；钻井固废、员工生活垃圾；钻井设备噪声	新建
		钻井作业	导管段采用清水钻进，一开、二开段直井段采用水基钻井液钻井，造斜段和水平段采用油基钻井液		新建
		固井作业	全井段实施套管保护+水泥固井。		新建
	完井	洗井作业	钻至目的层后，采用清水对井壁进行洗井作业	洗井废水、压裂返排液、测试产生废气，	新建

名称	建设内容及规模			可能产生的环境问题	备注
	作业	射孔作业	射孔专业设备送至进行预订深度，对准目的层引爆色空气对目的层套管射孔	放喷气流噪声等	新建
		压裂作业	加砂压裂，提高气层的渗透能力，增加产气量		新建
		测试放喷	各井组各配置 1 个 100 m^3 放喷池，完井后测试放喷。测试完后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理		新建
公辅工程	供电工程		项目优先使用当地电网供电。各井场设置发电机房 1 座，3 台柴油机供电，布置在井场内	设备噪声、燃料燃烧废气	依托
	供水工程		钻井用水取自井口附近溪沟或大型河流，员工生活用水取自附近农民水井，各井场生活区设生活水罐 1 座（10m^3）	/	依托
	辅助设备用房		录井、泥浆实验等辅助工作	/	新建
	放喷池		各井场布置 1 个，放喷池净空容积 100m^3，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	临时占用土地、剥离土壤、破坏土壤结构、测试放喷废气、废水、噪声等	依托
	油罐		各井场布置 1 个（8t/个）	环境风险	新建
	泥浆储备罐		各井场布置 1 个（50m^3/个）	环境风险	新建
	排水工程		清污分流，井场四周边修筑双环沟（外环沟和排水沟）疏导雨水，若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集污坑抽汲至放喷池。各井场外围排污沟全长约 300m	/	新建/依托
环保工程	集污坑		各井场油罐、泥浆泵等处基础连接排污沟，放喷池较近区域修筑 0.5m×0.5m×0.5m 的集污坑	截留项目油水罐泥浆泵等产生的废油、受污染的雨水	新建/依托
	垃圾箱		各井场和生产区外和生活区建垃圾收集坑 1 个，共计 2 个	生活垃圾、废包装材料等	新建
	泥浆不落地系统和泥浆循环系统		各井场 1 套，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐、压滤机等固控设备；包括废水收集罐 2 个（20m^3/个）、废渣收集罐 2 个（20m^3/个）泥浆循环罐 6 个（40m^3/个）、	噪声、钻井固废、钻井废水	新建

名称	建设内容及规模		可能产生的环境问题	备注
		集污罐 1 个（下陷式，长 10m×宽 3.2m×深 1.6m 放置 1 个集污罐，总容积 40m³）		
	搬迁及无害化处理	测试完后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理	噪声；若处理不彻底，可能产生废水及固体废物	新建
办公	环保厕所	各井场和生活区各修建的厕所各 1 座，共 2 座	生活污水、临时占地等	依托
	办公和生活用房	临时性活动房，18 座	临时占用土地，产生生活污水和生活垃圾	新建

表 2.5-3　各井场钻井工程（无依托工程）项目组成及主要环境问题一览表

名称	建设内容及规模			可能产生的环境问题
主体工程	钻前工程	场地平整	共 12 个井场，平整场地，包括井场、泥浆不落地及循环系统区域、放喷池等区域，各井场占地约 1hm²	剥离土壤，破坏土壤结构，破坏植被，改变自然地形地貌，占用土地，改变土地利用现状，新增水土流失。建设过程中车辆运行噪声、扬尘、废水和生活垃圾等
		泥浆不落地及循环系统区域	单井场 300m²（50m×6m），紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理	
		井口方井	2.5×2.5×1.5m/井，各井场方井 4~8 口不等，重点防渗处理	
		设备、设施基础	单井场单机钻，ZJ30/ ZJ50 钻机，一口井结束后再实施另一口井的钻井	
		放喷池	各井场修建 1 个，100m³，用于测试放喷，池内重点防渗	
		维修、新建井场道路	各井场新建入场道路、维修入场道路，道路路肩宽度 4.5m，路面宽度为 3.5m	
		表土堆放场	各井场旁设置 1 个表土堆场，临时堆放表土	
	钻井工程	钻井设备安装	ZJ30/ZJ50 钻机成套设备搬运、安装、调试	钻井过程中破坏土壤结构；柴油发电机废气（停电）；钻井废水、洗井废水及员工生活污水；钻井固废、员工生活垃圾；钻井设备噪声
		钻井作业	导管段采用清水钻进，二开段直井段采用水基钻井液钻进，造斜段和水平段采用油基钻井液钻进	
		固井作业	全井段实施套管保护+水泥固井。	
	完井作	洗井作业	钻至目的层后，采用清水对井壁进行洗井作业	洗井废水、压裂返排液、测试产生废气，放喷气流噪声
		射孔作业	射孔专业设备送至进行预订深度，对	

名称	建设内容及规模			可能产生的环境问题
	业		准目的层引爆色空气对目的层套管射孔	等
		压裂作业	加砂压裂，压裂液用量约 2000m³/单井，提高气层的渗透能力，增加产气量	
		测试放喷	各井组各配置 1 个 100m³ 放喷池，完井后测试放喷。测试完后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理	
公辅工程	供电工程		项目使用当地电网供电。同时各井场设置发电机房 1 座，3 台柴油机供电，布置在井场内	设备噪声、燃料燃烧废气
	供水工程		钻井用水取自井口附近溪沟或大型河流，员工生活用水取自附近农民水井，各井场生活区设生活水罐 1 座（10m³）	/
	辅助设备用房		录井、泥浆实验等辅助工作	/
	放喷池		各井场布置 1 个，放喷池净空容积 100m³，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	临时占用土地、剥离土壤、破坏土壤结构、测试放喷废气、废水、噪声等
	油罐		各井场布置 1 个（8t/个）	环境风险
	泥浆储备罐		各井场布置 1 个（50m³/个）	环境风险
	排水工程		清污分流，井场四周边修筑双环沟（外环沟和排水沟）疏导雨水，若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集污坑抽汲至放喷池。各井场外围排污沟全长约 300m	/
环保工程	集污坑		各井场油罐、泥浆泵等处基础连接排污沟，放喷池较近区域修筑 0.5m×0.5m×0.5m 的集污坑	截留项目油水罐泥浆泵等产生的废油、受污染的雨水
	垃圾箱		各井场和生产区外和生活区建垃圾收集箱 1 个，共计 2 个	生活垃圾、废包装材料等
	泥浆不落地系统和泥浆循环系统		各井场 1 套，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐、压滤机等固控设备；包括废水收集罐 2 个（20m³/个）、废渣收集罐 2 个（20m³/个）泥浆循环罐 6 个（40m³/个）、集污罐 1 个（下陷式，长 10m×宽 3.2m×深 1.6m 放置 1 个集污罐，总容积 40m³）	噪声、钻井固废、钻井废水
	搬迁及无害化处理		测试完后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理	噪声；若处理不彻底，可能产生废水及固体废物

名称	建设内容及规模		可能产生的环境问题
办公	环保厕所	各井场和生活区各修建的厕所各 1 座，共 2 座	生活污水、临时占地等
	办公和生活用房	临时性活动房，18 座	临时占用土地，产生生活污水和生活垃圾

2.5.2 采气井站工程项目组成

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，进行采气站场工程建设，本项目拟部署 15 座采气站场，其中中江 120-1HF 井站、丰谷 6-1HF 井站、中江 119-4 井站依托原有井站进行扩建，采气计量后接入原井站，依托原有已建管线外输气。

采气站场按标准化、模块化建设，中江气田气井采用两种工艺：“井下节流+带液计量+气液混输”工艺和“井下节流+带液计量+分离计量”工艺，气井经井下节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再分离计量或气液混输后外输下游井站或集气站。

本项目分不同采气工艺列出项目组成表，“井下节流+带液计量+气液混输 ”工艺采气站场工程主要工程内容和工程量见表 2.5-4，“井下节流+带液计量+分离计量”工艺采气站场工程主要工程内容和工程量见表 2.5-5。

表 2.5-4 “井下节流+带液计量+气液混输”工艺采气站场工程组成情况一览表

工程类别	建设规模及主要内容		主要环境问题	
			施工期	营运期
主体工程	新建采气井站 6 个，站场内修建围栏、大门及井口操作台，站场根据井口数量和分布情况进行布置，占地面积约 333m^2		扬尘、废水、噪声、固体废物	废气、采气废水、凝析油、噪声、环境风险
	工艺装置区	每口井设置 1 套带液计量撬，安装安全阀、站内阀门、管件等装置		
辅助公用工程	放散系统	新建放散系统 1 套		废气、噪声
	信息化系统	各井站设置一套一体化采集装置，采用 RTU 对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理		/

	供配电	接入当地电网		/
	消防	每个井站配 6 个手提式、2 个手推式磷酸铵盐干粉灭火器及消防砂池		/
	排水	井场四周设雨水沟		/

表 2.5-5 “井下节流+带液计量+分离计量”工艺采气站场工程组成情况一览表

工程类别	建设规模及主要内容		主要环境问题		备注
			施工期	营运期	
主体工程	新建采气井站 9 个，站场内修建围栏、大门及井口操作台，站场根据井口数量和分布情况进行布置，单井站占地面积约 1000m^2		扬尘、废水、噪声、固体废物	废气、采气废水、凝析油、噪声、环境风险	其中中江 120-1HF、丰谷 6-1HF、中江 119-4 井站依托原井站扩建
	工艺装置区	每口井设置 1 套带液计量撬，各井站设置 1 套撬装气液分离器、安装站内阀门、管件等装置			/
辅助公用工程	放散系统	新建放散系统 1 套		废气、噪声	其中中江 120-1HF、丰谷 6-1HF、中江 119-4 井站依托原井站放散系统
	信息化系统	各井站设置一套一体化采集装置，采用 RTU 对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理		/	其中中江 120-1HF、丰谷 6-1HF、中江 119-4 井站依托原井站信息化系统
	供配电	接入当地电网		/	其中中江 120-1HF、丰谷 6-1HF、中江 119-4 井站依托原井站供配电网
	采气废水、凝析油收集系统	井场设污水罐 2 台，容积为 20m^3		采气废水	其中中江 120-1HF、丰谷 6-1HF、中江 119-4 井站依托原井站污水罐
	消防	每个井站配 6 个手提式、2 个手推式磷酸铵盐干粉灭火器及消防砂池		/	/
	排水	井场四周设雨水沟		/	/

2.5.3 集输管线工程项目组成

根据中江气田产能建设项目（一期）产能计划，本次地面工程共新建 17 条管线，共 60.49km，包括本次产能建设新部署井位的配套集输管线以及气田区域内其他井组急需新建的配套集输管线。集气站工程项目组成间表 2.5-7。

表 2.5-7　集输管线工程项目组成表

项目分类		主要内容及设备		可能的环境影响	
				施工期	运行期
主体工程	集输管线	项目共涉及 17 条管线，总长为 60.49km，设计压力为 3.99MPa，管径为 Φ89×5、Φ159×6、Φ219×6，管道全部采用 20SMLS 材质的无缝钢管，集输规模为 $197.64\times10^4m^3/d$（$7.21\times10^8m^3/a$）		临时改变土地利用性质，造成农业损失、生态破坏产生水土流失，产生施工噪声、扬尘、渣土等	植被将得到一定的恢复农田的生产力将得到恢复，水土流失将逐步减少
	穿越工程	河流	穿越小型河流 149.9m/11 次，采用大开挖穿越	施工废水、扬尘、噪声、生活废水、生活垃圾等	正常状态下无污染问题
		沟渠	穿越沟渠 119m/59 次，采用大开挖穿越		
		鱼塘	穿越鱼塘 260m/3 次，采用大开挖穿越		
		公路	穿越高速公路 76m/1 次，穿越省级或县级公路 57m/4 次，穿越乡村道路共 677m/88 次，穿越高速路、省道、乡道等等级公路采用顶管方式穿越，穿越乡村道路采用大开挖穿越		
辅助及公用工程	放空系统	由于各管线为井站之间的连接，线路较短，各集输管线工程的放空系统依托两端井站放空系统放空		/	放空废气、放空噪声
	管道防腐	线路管道外防腐层采用加强级二级 PE 防腐，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带		施工废水、扬尘、噪声、生活废水、生活垃圾等	/
	标志桩、转角	**转角桩**：管道水平改变方向的位置，转角角度大于等于 5°时，设置转角桩，转角桩上标明管道程； **里程桩**：每公里设一个；			/

	桩、警示牌	**穿越标志桩**：管道穿越水塘、公路处设置穿越标志桩，穿越标志桩上标明管道名称、穿越类型、公路的名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质；穿越管道、光缆、电缆处应在交叉处两侧设置交叉标志桩； **警示牌**：在穿越公路、冲沟、人口集中居住区设置警示牌		
	通信	敷设光缆，光缆选型为 GYTA53-16B1，与天然气管线同沟敷设，直埋地敷设		/
环保工程	水土保持	做好护坡、堡坎和排水设施，在穿越河流时，没有护岸新修护岸，原有护岸损坏后立即恢复	临时改变土地利用性质，造成一定的农业损失、生态破坏,产生水土流失，产生施工噪声、扬尘、渣土等	/
	临时材料堆场	工程建设过程中需设置堆管场，全部为临时堆管场，堆管场尽可能少占地，用于堆放管材、设备等，在项目建成后对堆场进行植被恢复		/
	弃渣场	不单独设置弃渣场，土石方利用两侧作业带对方，及时回填		/
	施工便道	交通不便利处修建施工便道，约 46.1km		/

2.6 钻前工程

中江气田产能建设项目（一期）建设项目新部署 15 个井场，新部署的井场钻前工程仍将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）和《川西平原钻前工程标准方案设计》实现标准化建设。

（1）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”，中江气田产能建设项目（一期）建设项目新部署 15 个井场在钻前实施阶段对井口外围 100m 范围内的居民实施临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。同时井口 500m 范围无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布。

（2）井场：井场长、宽由井场部署井数（3~8 口井不等）和井场现场情况

按照钻井工程井场布置设置，钻前工程主要完成井场占地平整、设备基础构筑、场地截排水沟、工艺区围堰、工艺区防渗层等隐蔽工程施工。

（3）场外放喷池：根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第4.1.2.3 条规定：放喷管线应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m。地层压力大于 70MPa 或含硫油气井设置主、副放喷池各一个，与井口的夹角不小于 120°。每个井场设置 1~2 处放喷池，放喷口修建燃烧池，燃烧池长×宽×高为 10*10*1m，放喷池宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。

（4）场外水池：项目属于不含硫井，不规划场外布置水池。

（5）泥浆不落地及循环系统区域：为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设300m^2（50m×6m）的泥浆不落地及循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

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

各井场钻前工程主要内容和工程量表见下表 2.6-1。各井场钻前工程临时占地面积见下表 2.6-2。

表2.6-1　　各井场钻前工程主要内容和工程量表

序号	名称		单位	数量	备注
1	进场道路		m	按需求	中江120-1HF、丰谷6-1HF、中江119-4井场依托原有井场道路
2	井场工程	井场面积	m^2	不超过1hm^2	中江120-1HF、丰谷6-1HF、中江119-4井场依托原有井场扩大
4		钻机基础	套	1	单机钻
5	废水收集罐		个	2	20m^3/个
6	废渣收集罐		个	2	20m^3/个
7	泥浆储罐		个	1	50m^3/个
8	泥浆循环罐		个	6	40m^3/个
9	柴油罐		个	1	8t/个

10	生活水罐		座	1	10m³
11	放喷池		座	1	100m³，中江120-1HF、丰谷6-1HF、中江119-4井场依托原有井场放喷池
12	活动板房		座	18	/
13	集污罐		个	1	40m³
14	土石方	挖方量	m³	约3000m³/单井场	占地为林地的井场土地方挖方量稍多
15		填方量	m³	约3000m³/单井场	/
16		临时弃方量	m³	0，可实现挖填平衡	/

表 2.6-2 各井场钻前工程占地面积统计表

井场序号	井场名称	井数（口）	钻前占地面积（hm²）
1	高沙 103-6HF 井场	4	0.82225
2	高沙 104HF 井场	8	0.82915
3	高沙 106HF 井场	4	0.7183
4	高沙 102-7HF 井场	4	0.6814
5	中江 120-1HF 井场	6	0.73995
6	中江 120-3HF 井场	6	0.71925
7	江沙 348HF 井场	4	0.7318
8	江沙 348-2HF 井场	4	0.66205
9	江沙 347HF 井场	4	0.6436
10	江沙 325HF 井场	4	0.72775
11	高沙 316HF 井场	4	0.65485
12	丰谷 6D 井场	3	0.65075
13	高蓬 301HF 井场	4	0.66115
14	江沙 346 井场	4	0.69265
15	中江 119 井场	5	0.71335
16	合计	68	10.64825

注：钻前工程占地面积为井场、泥浆不落地及循环系统区域、井场道路、放喷池和临时表土堆场占地面积之和，各工程详细占地见后续章节。

2.7 钻井工程

2.7.1 井位数量和井场布置方式

（1）各井场井位数量

本项目各井场井位数量 3~8 口不定，共计 68 口井，中江气田产能建设项目（一期）各井场井口数量见下表。

表 2.7-1 各井场井口数量统计表

井场序号	井场名称	井数（口）	井名（参考）	井型（初定）

井位 1	高沙 103-6HF 井场	4	高沙 103-6HF	水平井
			高沙 103-6HF-1	
			高沙 103-6HF-2	
			高沙 103-6HF-3	
井位 2	高沙 104HF 井场	4	高沙 104HF	水平井
			高沙 104HF-1	
			高沙 104HF-2	
			高沙 104HF-3	
		4	高沙 105HF	水平井
			高沙 105HF-1	
			高沙 105HF-2	
			高沙 105HF-3	
井位 3	高沙 106HF 井场	4	高沙 106HF	水平井
			高沙 106HF-1	
			高沙 106HF-2	
			高沙 102-6HF	
井位 4	高沙 102-7HF 井场	4	高沙 102-7HF	水平井
			高沙 102-7HF-1	
			高沙 102-7HF-2	
			高沙 102-8HF	
井位 5	中江 120-1HF 井场（原中江 120 井场）	6	中江 120-1HF	水平井
			中江 120-1HF-1	
			中江 120-1HF-2	
			中江 120-1HF-3	
			中江 120-1HF-4	
			中江 120-2HF	
井位 6	中江 120-3HF 井场	6	中江 120-3HF	水平井
			中江 120-3HF-1	
			中江 120-3HF-2	
			中江 120-3HF-3	
			中江 120-3HF-4	
			中江 120-4HF	
井位 7	江沙 348HF 井场	4	江沙 348HF	水平井
			江沙 348-1HF	
			江沙 348-1HF-1	
			江沙 348-1HF-2	
井位 8	江沙 348-2HF 井场	4	江沙 348-2HF	水平井
			江沙 348-2HF-1	
			江沙 348-2HF-2	
			江沙 348-3HF	
井位 9	江沙 347HF 井场	4	江沙 347HF	水平井
			江沙 347-1HF	
			江沙 347-1HF-1	
			江沙 347-1HF-2	
井位 10	江沙 325HF 井场	4	江沙 325HF	水平井

			江沙 325-1HF	
			江沙 325-1HF-1	
			江沙 325-1HF-2	
井位 11	高沙 316HF 井场	4	高沙 316HF	水平井
			高沙 316-1HF	
			高沙 316-1HF-1	
			高沙 316-1HF-2	
井位 12	丰谷 6-1HF 井场（原丰谷 6D 井场）	3	丰谷 6-1HF	水平井
			丰谷 6-1HF-1	
			丰谷 6-2HF	
井位 13	高蓬 301HF 井场	4	高蓬 301HF	水平井
			高蓬 301HF-1	
			高蓬 301HF-2	
			高蓬 301HF-3	
井位 14	江沙 346 井场	4	江沙 346	水平井或定向井
			江沙 346-1	
			江沙 346-2	
			江沙 346-3	
井位 15	中江 119-4 井场（原中江 119 井场）	5	中江 119-4	水平井或定向井
			中江 119-4-1	
			中江 119-4-2	
			中江 119-4-3	
			中江 119-4-4	
合计	/	68	/	/

（2）井场布置方式

根据井位布置方式，结合项目周边地势情况，井场尺寸大小各异，不同钻机井场有效尺寸各异，根据中江气田前期开发取得的布井经验，井场井位布置方式有单排布置和双排布置两种方式，井间距一般为 5m，同时各井场配置标准的泥浆不落地及循环系统区域进行泥浆不落地循环系统的布置，本项目类比中江区块已布置井场尺寸，根据井口数量给出典型井场尺寸大小，实际根据井位的布置以及现场实际条件进行微调，各井场尺寸大小见下表。

表 2.7-2 各井场尺寸大小一览表（初步拟定）

井场序号	井场名称	井数（口）	井场尺寸	泥浆不落地及循环系统区域	占地面积 hm^2
1	高沙 103-6HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
2	高沙 104HF 井场	8	110m×55m	50m×6m	0.635
3	高沙 106HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
4	高沙 102-7HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53

5	中江 120-1HF 井场	6	100m×55m	50m×6m	0.58
6	中江 120-3HF 井场	6	100m×55m	50m×6m	0.58
7	江沙 348HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
8	江沙 348-2HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
9	江沙 347HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
10	江沙 325HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
11	高沙 316HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
12	丰谷 6D 井场	3	99m×50m	50m×6m	0.525
13	高蓬 301HF 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
14	江沙 346 井场	4	100m×50m	50m×6m	0.53
15	中江 119 井场	5	100m×50m	50m×6m	0.53
16	合计	68	/	/	8.15

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 2.7-1 所示。

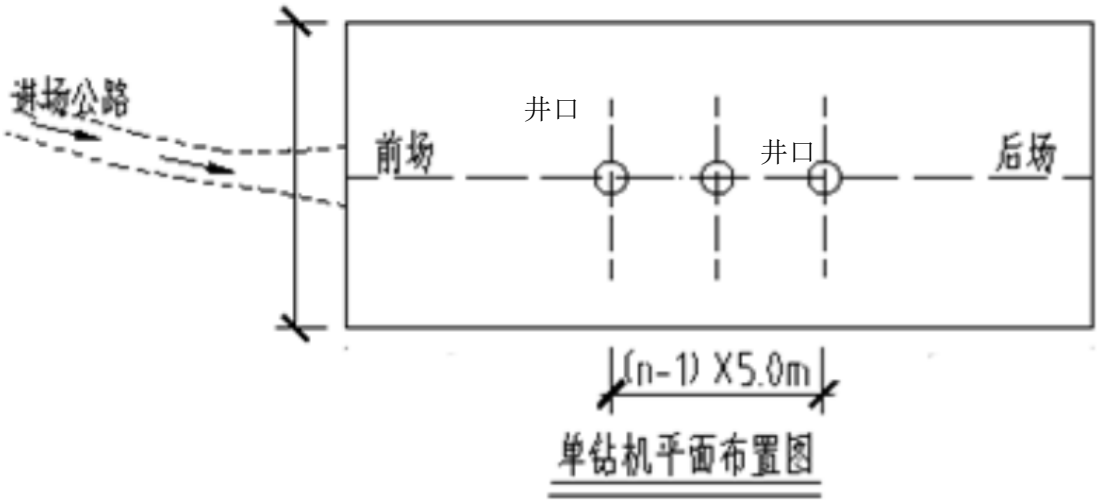


图 2.7-1　单钻机作业井场布置示意图（井口数量根据实际情况调整）

井场单钻机作业井场设备、附属设备布置图 2.7-2 所示。

***

图 2.7-2　井场单钻机作业井场设备布置图

本项目典型井场平面布置见附图 **2.7-1**。

2.7.3 井身结构设计

本项目分布于四川盆地川西坳陷东部斜坡中江-回龙构造、高庙-丰谷构造，主要目的层为***组和***，仅高蓬 301HF 井组井位目的层为***，68 口井分定

向井和水平井两种井型。

根据气藏工程和采气工程方案要求，油层套管设计为Φ139.7mm套管，据此结合示范区前期实钻经验，本次中江气田产能建设项目（一期）各井组单井采用现阶段最为成熟和可靠可性的常规导管+一开+二开段结构井身结构方案：

（1）导管采用Φ444.5mm钻头，下入Φ339.7mm套管，钻至深度以封闭浅层地下水为原则，下至深度一般为120~150m，水泥浆返至地面；

（2）一开采用Φ311.2mm钻头，采用复合钻井技术钻至剑门关组以下的地层***，下至深度一般为300m~600m，下入Φ244.5mm套管，封隔浅层气以上地层，安装简易井口装置；

（2）二开采用Φ215.9mm钻头，采用复合钻井钻至完钻井深，目的层深度一般为2000m~3500m，下入Φ139.7mm油层套管。

导管、一开、二开钻至地下深度根据井位所在地质结构而定，所在区域井型有两种类型：定向井和水平井，垂直井深约 3000m~3500m，若为水平井，水平段长约 1000m，各井组单井井身结构设计参数表见下表 2.7-3，典型定向井井身结构见图 2.7-3，典型水平井井身结构见图 2.7-4。

表 2.7-3　各井组单井井身结构设计参数表

开钻程序	套管名称	钻头程序		套管程序			备注
		井眼尺寸（mm）	完钻井深（m）	尺寸（mm）	下入井段（m）		
					起	止	
导管	表层套管	444.5	122~152	339.7	0	120~150	根据实钻可调整下深
一开	油层套管	311.2	302~602	244.5	0	300~600	
二开	生产尾管	215.9	2002~3502	139.7	1510	2000~3500	尾管悬挂点在油层套管以上200m
井身结构说明： 1、井身结构中井深深度为预估值，具体深度根据井位所在地地层结构进行调整； 2、导管如钻遇失返性漏失，应采用清水强钻，并制定安全钻井技术措施； 3、钻遇可能发生井漏、井喷等复杂地层，应简化钻具组合，尽量避免使用复杂的井下工具。 4、一开优选PDC钻头，二开井段优选长寿命螺杆+PDC钻具组合，在安全和满足地质要求的前提下，钻进中尽可能探索一趟钻工艺，尤其优先考虑水平井段探索一趟钻工艺技术。							

***

图 2.7-3　典型定向井井身结构图

***

图 2.7-4　典型水平井井身结构图

现场可根据地表实际情况适当调整井身结构，地质条件复杂的井可采用“导管+三开段”井身结构。采用 Φ139.7mm 油层套管是根据现阶段套管和压裂装备承压能力、体积压裂施工排量要求来确定的。在条件成熟的前提下可进一步优化井身结构，缩小井眼尺寸。

2.7.4 钻井方式选择

通过总结中江气田已完钻井的钻井成果，为提高钻井钻速和成功率，中江气田产能建设项目（一期）开发部署井采用如下钻井方式：

（1）采用丛式井平台、“工厂化”作业模式，提高钻井作业时效、缩短井场建井周期，降低建井成本。一口井完钻后，根据气量显示情况实施下一口井钻井。

（2）井眼、导管：采用清水快速钻进，缩短对地层浸泡时间，下 720mm 卷管及 508mm 导管封隔上部垮塌、水层、地表窜漏层。

（3）表层：为有效应对井漏、地层出水，导管段采用清水钻井，导管段清水钻深度以穿越浅层地下水，最大程度保护浅层地下水为原则；

（4）各井场内各单井依次实施钻井，待上一口井测试求产后再实施下一口井，井组内所有单井完钻测试获得产能后建站运营。

（5）根据目前区域内钻井过程中钻井液使用情况看，各井二开段基本使用水基钻井液钻进，仅在遇特殊地层情况或卡钻情况等条件下使用油基钻井液钻进，本项目按照最不利情况考虑，将按照二开中的造斜段和水平段全部采用油基钻井液组钻进进行评价。

表 2.7-4　中江气田产能建设项目（一期）单井钻井方式选择统计表

开次次序	层位	预计井段*（m）	钻井方式
导管	穿越第四系地层以下	0～150	高坂含钻井液（清水钻井液）
一开	/	150～600	钾石灰聚合物钻井液（水基钻井液）
二开	***、***组、***	600～3000	钾石灰聚磺钻井液（水基钻井液）
		3000~4500	油基钻井液

*说明：地层层位为预计层位，井段长度为预计长度，根据出露地层及各地层厚度分布情况调整；清水钻井深度以穿越浅层地下水深度为原则。

2.7.5 钻井液体系

（1）可能钻遇的复杂情况和钻井液技术重点

①环境保护：钻井液技术服务方应满足国家、地方政府以及企业对环保作业的有关要求。其中随钻治理按西南油气分公司工程技术管理部工程技术〔2018〕1 号文件要求。

②井漏：中江地区易发生井漏，应提前做好防漏堵漏材料及技术准备，钻井过程中加强坐岗观察，若发生井漏采取相应的堵漏措施及时堵漏。表层若发生失返性井漏，推荐采用清水强钻，并制定安全钻井技术措施，储层段使用的防漏堵漏材料应含有可酸溶的成分。

③井壁稳定：***、遂宁组粘土含量高，造浆性强，易吸水膨胀缩径；***组地层泥岩易水化分散坍塌。邻井实钻中在***-***组有不同程度的井壁失稳，钻进中强化钻井液抑制封堵，提高井壁稳定性。

④井控安全：根据井控要求，储备足量的高密度钻井液、加重材料和堵漏材料。

⑤条件成熟的情况下，推荐采用空气钻井方式钻越导管段，最大程度的保护浅层地下水。

（2）根据地质条件确定的钻井液要求

①清水钻进过程（0~150m）：在导管段（地面表层）钻进阶段，为了保护浅层含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响，建设方拟采用清水钻工艺进行导管段的钻井作业。清水主要成分为无毒无害的淡水（并可根据实际情况添加膨润土），钻完后及时下套管和固井，可最大程度的保护浅层地下水环境；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。

②水基泥浆钻进过程（150~3000m）：各井组一开、二开井段采用水基泥浆钻井，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将清水变为水基泥浆。水基泥浆阶段，首先使用 φ311.2mm 的钻头开展一开钻井作业，钻至井下约 600m 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；然后使用直径为 215.9mm 的钻头开展二开钻井作业，钻

至井下目的层后停钻，并进行起下钻具、尾管悬挂、固井等作业。

③油基泥浆钻井过程（造斜段+水平段）：造斜和水平井段裸眼段较长，地层较复杂，钻具摩阻扭矩大,要求钻井液具有良好的流变性能和携砂性，具有强抑制性、强封堵、高润滑、低摩阻、低高温高压滤失量和良好的失水造壁性；强化钻井液对纳-微米孔喉/裂缝的封堵，有效保护储层。根据中江气田等其他区块取得的钻井经验，优先使用高性能水基泥浆钻井，高性能水基泥浆不能满足水平井段钻进时则转化为油基泥浆继续钻进。

（2）钻井液使用方案

该区域产能建设项目垂直井深在 3000m~3500m 的范围，根据以往区域内水基钻井液能够满足储层段安全快速钻井的要求，仅在特殊地质情况下需使用少量的油基钻井液钻进，本项目钻井液体系主要考虑导管段采用清水钻井液，一开和二开段直井段采用水基钻井液钻进，造斜和水平段采用油基钻井液钻进。各井组采用的钻井液基础配方如下表。

表 2.7-5 各井组采用的钻井液基础配方

钻井段	钻井液体系	pH	主要成分
导管	高坂含钻井液	7	***
一开	钾石灰聚合物钻井液	8~10	***
二开	钾石灰聚合物钻井液(钻井液密度<1.5g/cm^{3}井段)		***
	钾石灰聚磺钻井液(钻井液密度≥1.5g/cm^{3}井段)		***
二开（造斜段+水平段）	油基钻井液	9~11	***

（3）钻井液性能参数设计

表 2.7-6　钻井液性能设计

井段(m)	钻井液类型	常规性能													流变性能				高温高压		固相含量				Ca^{2+} (mg/l)	K^{+} (mg/l)
		密度 (g/cm^3)		漏斗粘度 (s)		滤失量 (ml)	泥饼厚度 (mm)	初切 (Pa)		终切 (Pa)		pH		泥饼粘附系数 (Kf)	塑性粘度 (mPa·s)		动切力 (Pa)		滤失量 (ml)	泥饼厚度 (mm)	含砂量 (%)	固相含量 (%)	膨润土含量 (g/l)			
		下限	上限	下限	上限	上限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	上限	下限	上限	下限	上限	上限	上限	上限	上限	下限	上限	下限	下限
导管段	清水	1.07	1.10	80	120																						
一开段	钾石灰聚合物钻井液	1.10	1.30	40	55	5	0.5	2	5	4	10	8	9		10	20	5	10			0.5	19	25	35	200	15000
二开段	钾石灰聚合物钻井液	1.30	1.45	40	55	5	0.5	2	5	4	10	8	9		15	28	5	14			0.3	22	20	30	200	15000
	钾石灰聚合物钻井液	1.45	1.50	45	65	5	0.5	3	5	5	11	9	10	0.18	17	30	6	15			0.2	24	20	30	200	15000
	钾石灰聚磺钻井液	1.50	1.85	45	65	5	0.5	3	7	6	13	9	10	0.15	20	32	6	17			0.2	32	20	30	200	15000
	油基钻井液	1.80	2.10	45	85	5	0.5	2	6	4	15	9	11		30	50	5	15				40	15	25		

注：①钻井液密度和性能参数可根据实钻情况进行适当合理调整，做到安全钻进并确保及时发现保护油气层；②中江地区在***和***组易发生地层坍塌，实钻中应根据井下情况请示甲方适时调整钻井液密度；③井表层若发生失返性井漏，推荐采用清水强钻，并制定安全钻井技术措施。

（4）钻井液回收利用方案

在同一井组采用储备罐分类回收各井段钻井液，井场内各井重复利用，建立钻井公司内部泥浆转运协调机制，区域内建设有川西泥浆中转站，主要用于区域内水基泥浆中转，同时中石化西南分公司在威远建有威远泥浆中转站，可实现本项目油基泥浆的中转。各中转站可实现区域钻井液各钻井公司内部统一集中管理，批量综合回收再利用，减少现场新调配泥浆量。

2.7.6 固井方案设计

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天然气。

中江气田产能建设项目（一期）各井组单井固井均采用水泥固井方式固井，固井要求如下：

（1）除尾管固井外，水泥浆必须返到地面；

（2）固井质量必须合格；

（3）油气显示井段固井质量良好。

固井注水泥设计表见下表。

表 2.7-7 水泥用量及固井方式

井眼尺寸（mm）	套管外径（mm）	水泥浆上返深度（m）	水泥浆密度（g/cm³）	水泥型号	水泥浆量（m³）	固井方式	套管下深（m）	
							起	止
444.5	339.7	0	1.85	G 级	7	常规固井	0	50
311.2	244.5	0	1.85	G 级	25	常规固井	0	600
215.9	139.7	0	2.00	G 级	81	尾管	0	3000

注：①以上各表中水泥用量及上返深度为理论数据，在各开次固井施工中应根据实测井径进行修正，具体参照固井施工设计。
②各开次注水泥施工前，应采取相应堵漏方法提高裸眼地层承压能力，必要时可使用低密度防窜水泥浆体系，确保在压稳、不漏的基础上进行固井施工。
③说明：水泥浆性能和材料用量可依据现场情况调整。

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。

2.7.7 钻机及主要设备选型

（1）钻机选择

根据设计钻井深度和最大工作载荷作为钻机选型依据，同时考虑水平井摩阻、钻机处理井下复杂的能力及许用安全系数等，最大井下负载应不大于所选钻机最大钩载的 80%，据此确定中江气田产能建设项目（一期）设计井深小于 3000m 的井一般选用 ZJ50 型号钻机，若井深小于 2000m 的井选用 ZJ30 型号钻机。

表 2.7-8 钻具组合设计推荐表

开次	井眼尺寸（mm）	井段（m）		钻具组合	钻井工艺
		起	止		
导管	444.5	0	150	***	转盘钻井
一开	311.2	150	600	***	复合钻井
二开	215.9	600	3500	***	复合钻井

设计说明：

（1）各开次钻井应根据使用钻头、钻具类型和尺寸，配备相应井口工具。

（2）本井推荐采用 MWD 随钻测斜，提高施工效率，降低防碰风险；单弯螺杆度数可根据实际需要选用。

（3）根据钻头、钻具的类型和尺寸，配备相应的井口工具。按西南油气〔2018〕303 号《西南油气分公司内防喷工具管理实施细则》和规范要求安装钻具止回阀、旁通阀、随钻打捞杯等。

（4）钻遇可能发生井漏、井喷、井塌等地层，应简化钻具组合，避免使用结构复杂井下工具如螺杆等。

（4）开次井段起止深度因井地层分布情况而已。

（2）井控设备选择

根据《川西中浅层开发水平井钻井设计优化会议纪要》的要求，***组地层压力大于 35MPa、小于 45MPa 的井，采用 35MPa 的防喷器组合。钻井作业前开展“JSA”评估，做好地层压力监测工作，做到微超平衡钻进等，立足一级井控。

表 2.7-9 钻井所用主要设施一览表（单套）

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
一	钻井				
1	机械钻机	ZJ50	5000	m	1

2	井架	JJ135/31-K	1350	kN	1
3	底座	DZ135/4.5-X1	1350	kN	1
4	绞车	JC70A			
5	天车	TC450-1			
6	游车/大钩	YC450/DG450			
7	水龙头	SL450 II			
8	转盘	ZP-375			
9	传动装置	BC632/8-1 3/4″L-1			
10	柴油机	PZ12V190BG2-3	800	kW	3
11	发电机	PZ-8V190DZ	400	kW	1
12	机械传动装置	JS3-1000			4
13	钻井泵	3N	Z1300965	HP	2
14	重浆储备罐	地上罐，8000×2800×2400	50	m^3	1
15	泥浆循环系统及泥浆不落地工艺系统	包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐压滤机、泥浆循环罐（40m^3/个，6个）、废水收集罐（20m^3/个，2个）、废渣收集罐（20m^3/个，2个）、集污罐（半埋入式，10m× 3.2m×1.6m，容积40m^3）等		套	1
16	挖掘机	DH-60		台	1
17	装载机			台	1
18	运输车	FH-60		台	2
19	柴油罐	地上罐	8t	个	1
20	生活水罐	地上罐	10	m^3	1
二	**救生及消防**				
1	消防房及消防工具				按标准配套
2	二层台逃生装置				
3	钻台紧急滑道				
4	可燃气体监测仪			台	2

2.7.8 钻井作业原辅材料消耗

（1）钻井材料消耗

中江气田产能建设项目（一期）各井场钻井材料中钻头、套管、套管附件等在各井场材料区储存，钻井过程中钻井时钻杆、套管等临时在井场前场靠井

架码放使用；柴油在柴油罐内储存，储罐基础应采用混凝土结构基础。本工程使用材料消耗见表 2.7-10。

表 2.7-10　各井组钻井材料消耗表（单井）

材料名称	规　格　型 号	单位	数量	存储方式及位置
钻头	Φ444.5PDC 钻头	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
	Φ311.2 螺杆+PDC 钻具	只	若干	
	Φ215.9 螺杆+PDC 钻具	只	若干	
套管	Φ339.7mm 套管	m	50	
	Φ244.5mm 套管	m	600	
	Φ139.7mm 短套管	m	3000	
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

（2）钻井泥浆材料消耗

本项目使用的钻井泥浆原材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储，全井段禁止使用高毒害钻井液处理剂，导管井段采用膨润土钻井液，禁止加入有毒钻井液处理剂。本项目钻井工程钻井泥浆材料用量见表 2.7-11。

表 2.7-11 预计单井各段钻井液用量

钻井段	井段（m）		地面系统（m^3）	上层套管容积（m^3）	裸眼段容积（m^3）	损耗比例（m^3/m）	损耗量	井筒容积（m^3）	总需要（m^3）
	顶深	底深							
导管段（清水钻井液）	0	150	80	/	23	0.2	30	23	133
一开段（水基钻井液）	150	600	100	14	23	0.1	45	37	182
二开段（水基钻井液）	600	3000	100	35	89	0.05	120	124	344
二开段（油基钻井液）	3000	4500	100	70	55	0.01	15	125	240

注：均按照水平井考虑，损耗量不包括漏失，损耗量根据中江气田已实施井经验数据所得。

表 2.7-12 钻井泥浆材料用量（单井）

序号	材料种类	单位	单井用量	现场最大储量
2	新鲜水	m^3	1000	/

3	膨润土	t	15	5
4	纯碱	t	1.1	0.4
5	氢氧化钠	t	2.0	0.7
6	黄原胶	t	0.8	0.3
7	两性离子聚合物包被剂	t	1.5	0.5
8	两性离子聚合物降粘剂	t	1.5	0.5
9	水解聚丙烯腈铵盐	t	4.0	1.4
10	水解聚丙烯腈钾盐	t	4.0	1.4
11	无磺化褐煤	t	12	4.3
12	磺化丹宁	t	7	2.3
13	磺化酚醛树脂	t	13	4.3
14	改性沥青	t	21	7
15	多软化点沥青	t	8	4.3
16	改性石蜡封堵防塌剂	t	27	2.7
17	氯化钾	t	3.2	9
18	生石灰	t	3.2	1
19	纳米-微米聚合物成膜封堵剂		8	2.7
20	抗温抗饱和盐润滑剂	t	16	5.7
21	乳化剂	t	0.6	0.2
22	石墨类固体润滑剂	t	7	2.3
23	重晶石	t	600	190

注：各材料单井用量为类比区域其他类似项目所得，按照井深 3000m 计算，各井根据实际情况用量进行调整。

2.7.9 钻井周期预测

参考中江气田已完成井分段钻井速度和纯钻时效等指标，优选 PDC 钻头，考虑技术进步等因素，预计中江气田产能建设项目（一期）单井纯钻时效 52%，纯钻时间 562.12h，预测本项目水平井或定向井平均单井钻井周期为 50d 左右。

表 2.7-13　中江气田产能建设项目（一期）单井钻井周期预测

开次	尺寸（mm）	地层	井段（m）	进尺（m）	机械钻速（m/h）	纯钻时间（h）
0	Φ444.5	第四系以下	0～150	50	10	5
1	Φ311.2	/	150～600	550	12	45.83
2	Φ215.9	***、***组、***	600～1500	900	3	300
			1500～3500	1500	7	214.29

合计	565.12

表 2.7-14　中江气田产能建设项目（一期）单井钻井周期预测

序号	开次	施工项目	预计天数（d）	累计天数（d）
1	导管	导管施工	2	2
2	一开	一开钻进	12	14
		通井、下套管、固井、候凝、试压、扫水泥塞等	5	19
3	二开	二开钻进	23	42
4	完井	测井、通井、下套管、固井	3	45
		候凝、测声幅、扫水泥塞、套管试压等	5	50

2.8 完井工程

2.8.1 完井方式

前期开发实践表明，压裂改造是中浅层气藏重要的增产、建产手段。本井为开发井，考虑为分段压裂实施提供有利的井筒条件，完井方式推荐射孔完井。

2.8.2 压裂改造方案

压裂是指在井筒中形成高压迫使油气层形成裂缝的施工过程。项目各井采用加砂压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的，本项目采用加砂压裂方式进行压裂。

（1）压裂作业设备

本项目完井测试作业采用加砂压裂工艺，该工艺主要设备情况见表 2.8-1。

表 2.8-1　　加砂压裂作业设备设施一览表（单井）

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
1	2500型压裂车	YL 40-1860	/	辆	3
2	奔驰管汇车	/	X5292TYC	辆	1
3	奔驰混砂车	STL-00100	/	辆	1
4	压裂液罐	/	50	m^3	20
5	组合砂罐	/	100	m^3	1

（2）压裂液选择

根据建设单位提供的参考数据以及项目压裂设计，压裂作业主要原辅材料

见表2.8-2。

表 2.8-2　压裂作业主要原辅材料览表

类型	压裂液用量（m^3）	添加剂类型	浓度（%）
水平井和定向井	2000	助排剂	0.5
		粘土稳定剂	0.5
		破胶剂	0.02-0.2
		交联剂	0.35

本项目各井场现场配置压裂液，用于配制压裂液的原水来源于区域内其他井的钻井废水、洗井废水和压裂返排液以及新鲜取水。原水通过现场配置压裂液回收处理车辆经过滤去除杂质(如树叶、石头、沙粒等)、添加药剂（返排液专用杀菌剂、瓜胶等）等简单处理后用于配置压裂液。该回收处理工艺已属成熟工艺。压裂返排液使用指标及回用要求如下：①降阻水：固相含量≤1000mg/L；氯根含量≤50000mg/L；铁细菌TGB≤ 2.5×10^4个/mg；腐生菌≤2.5×10^4个/mg；②瓜胶压裂液除上述指标外，增加以钙离子计算的总硬度≤800mg/L。该回收处理工艺产生的少量杂质混入钻井固废中处理。

（3）供水方案

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设方案，由于各井压裂液用量较少，优先采用气田内其他井场产生的钻井废水和压裂返排液，不足部分以新鲜水补充。新鲜水主要取自井组附近水井或附近较大的地表水体，中江气田区域内有涪江、凯江等大型河流以及芦溪河、余家河和小东河等中小型河流，地表水资源量较为丰富，且天然气井压裂液用量较小，定向井和水平井单井压裂液用量约 2000m^3，利用气田区内其他废水后新鲜取水量较小，不会对当地的地表水和地下水产生较大的压力，同时，在取水前建设单位将取得相关水务部门同意后再实施取水，因此压裂取水对当地水资源量的影响较小。

（7）排采方案

压裂完毕后适当关井一段时间（3~5 天）将有部分压裂液从井底返排出来，根据气田内已实施井位压裂返排液统计情况可知，压裂返排液量约为压裂液的40%，单井压裂废水产生情况表见下表：

表 2.8-3　单井压裂废水产生情况表

井型	压裂液用量（m^3）	压裂时间（d）	压裂后排时间3～5d返排量（m^3）
水平井和定向井	2000	1	800

2.8.4 压裂施工周期预测

压裂施工周期预测：压裂过程会产生压裂返排液，水平井和定向井通常分3段压裂，压裂时间为1天/井。该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。

2.9 地面工程

2.9.1 总工艺方案

（1）采气总体流向方案

中江气田产能建设项目（一期）井站采用“井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”的集输工艺，气井经井下节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再气液混输/分离计量后外输下游井站或集气站。本次地面工程部署气井68口，涉及井站15座，新建内部集输管线17条，根据开发井位部署及天然气总体流向，井站单井采气后，拟依托中江、高庙区块管网系统外输，后进入港华线、中罗线、中龙线进入成都、德阳、绵阳市场供用户使用。中江气田产能建设项目（一期）集气总体流向示意图见图2.9-1。

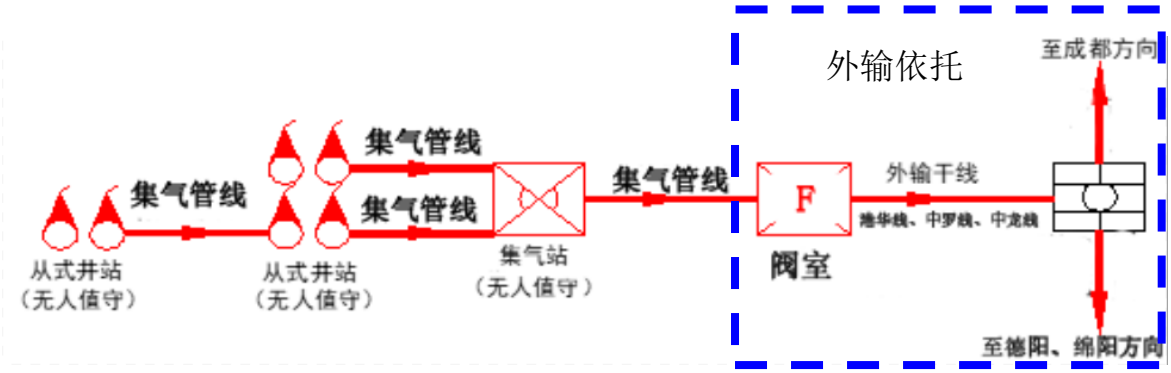


图2.9-1　中江气田产能建设项目（一期）集气总体流向示意图

（2）设计参数

根据《中江气田地面方案》设计资料，本次中江气田产能建设项目（一期）井站设计技术基础参数表见下表，集输管线设计压力为3.99MPa。

表 2.9-1　各区块气井设计基础参数表

序号	参数名称	中江构造	高庙构造
1	井口最高关井压（MPa）	34	42
2	井口最高流动压（MPa）	30	39
2	井口流动温度（℃）	18.37	19

（3）气田增压

中江气田内目前正在建设中江气田整体增压开采工程（2020 年 5 月 27 日取得德阳市生态环境局环评批复，批文号德环审批[2020]247 号），该工程拟对中江气田的主力区块中江区块和高庙区块中的江沙 10 井区、江沙 21-6 井区以及高庙 32 井区进行增压开采，采用井区增压方式以解决老井低气压导致产量低的问题，本项目部署的新井压力较高，暂不接入增压站，若后期需要增压，根据增压站实际运行情况而定。

2.9.2 采气井站

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设开发方案总体布局和集输工艺方案，本次产能建设项目地面工程建设内容包含新建采气站场 15 座，其中 3 座依托原有井站扩建站场；本项目采气井场均按无人值守设计。

（1）井站基本情况

①井站配产

根据中江气田先期实施的天然气开发井投产生产情况，单井配产平均为 $2.6\times10^4m^3/d$，中江 119 井站气量显示较好，单井配产分别为 $3\times10^4m^3/d$，高蓬 301 井站单井配产分别为 $1.8\times10^4m^3/d$，本方案部署新井 68 口，预计配产 $175.6\times10^4m^3/d$（$6.41\times10^8m^3/a$）。由于井压的变化，会导致采气量变化，根据中江气田已实施井的产气统计情况可知，每口井产气量每年将递减约 10%。中江气田产能建设项目（一期）产量统计情况见表 2.9-2。

表 2.9-2　各井组投产井单井压力、产量统计预测表

井场序号	井场名称	井数（口）	单井最大配产	井组最大配产	井组最大年配产
			（万方/天）	（万方/天）	（万方/a）
1	高沙 103-6HF 井站	4	2.6	10.4	3796
2	高沙 104HF 井站	8	2.6	20.8	7592
3	高沙 106HF 井站	4	2.6	10.4	3796

4	高沙 102-7HF 井站	4	2.6	10.4	3796
5	中江 120-1HF 井站	6	2.6	15.6	5694
6	中江 120-3HF 井站	6	2.6	15.6	5694
7	江沙 348HF 井站	4	2.6	10.4	3796
8	江沙 348-2HF 井站	4	2.6	10.4	3796
9	江沙 347HF 井站	4	2.6	10.4	3796
10	江沙 325HF 井站	4	2.6	10.4	3796
11	高沙 316HF 井站	4	2.6	10.4	3796
12	丰谷 6-1HF 井站（原丰谷 6D 井站）	3	2.6	7.8	2847
13	高蓬 301HF 井站	4	1.8	7.2	2628
14	江沙 346 井站	4	2.6	10.4	3796
15	中江 119-4 井站（原中江 119 井站）	5	3	15	5475
合计	/	68	/	175.6	64094

注：单井产气随着后期压力的减小，气量会逐渐减少，预计每年递减 10%，本次产能建设按最大气量计算。

②井场计量

由于天然气井建产方式为丛式井钻井，同井场单井产气共用一条采气管道输送，井场采用单井带液计量撬计量工艺。流程简化为井下节流后，各井利用带液计量撬实现单井连续计量，再气液混输或再通过撬装气液分离器分离计量后外输下游井站或集气站。

④ 井场生产流程

各站场按标准化、模块化建设，气井采用两种工艺：“井下节流+带液计量+分离总计量”或“井下节流+带液计量+气液混输”工艺进行采气生产，流程可简化为：气井经节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再气液混输直接外输下游井站或集气站或分离计量后外输下游井站或集气站。

根据井场气井数量以及井下压力情况，本项目各站场采用工艺详见表 2.9-3，典型工艺流程示意图详见图 2.9-2、图 2.9-3、图 2.9-4。

表 2.9-3　项目各采气井站采用的工艺

序号	井站名称	涉及井数（口）	站场工艺方案
1	高沙 103-6HF 井站	4	井下节流+带液计量+气液混输
2	高沙 104HF 井站	8	井下节流+带液计量+分离总计量

3	高沙 106HF 井站	4	井下节流+带液计量+分离总计量
4	高沙 102-7HF 井站	4	井下节流+带液计量+分离总计量
5	中江 120-1HF 井站	6	井下节流+带液计量+分离总计量
6	中江 120-3HF 井站	6	井下节流+带液计量+分离总计量
7	江沙 348HF 井站	4	井下节流+带液计量+气液混输
8	江沙 348-2HF 井站	4	井下节流+带液计量+气液混输
9	江沙 347HF 井站	4	井下节流+带液计量+气液混输
10	江沙 325HF 井站	4	井下节流+带液计量+气液混输
11	高沙 316HF 井站	4	井下节流+带液计量+分离总计量
12	丰谷 6D 井站	3	井下节流+带液计量+分离总计量
13	高蓬 301HF 井站	4	井下节流+带液计量+气液混输
14	江沙 346 井站	4	井下节流+带液计量+分离总计量
15	利用中江 119 井站	5	井下节流+带液计量+分离总计量

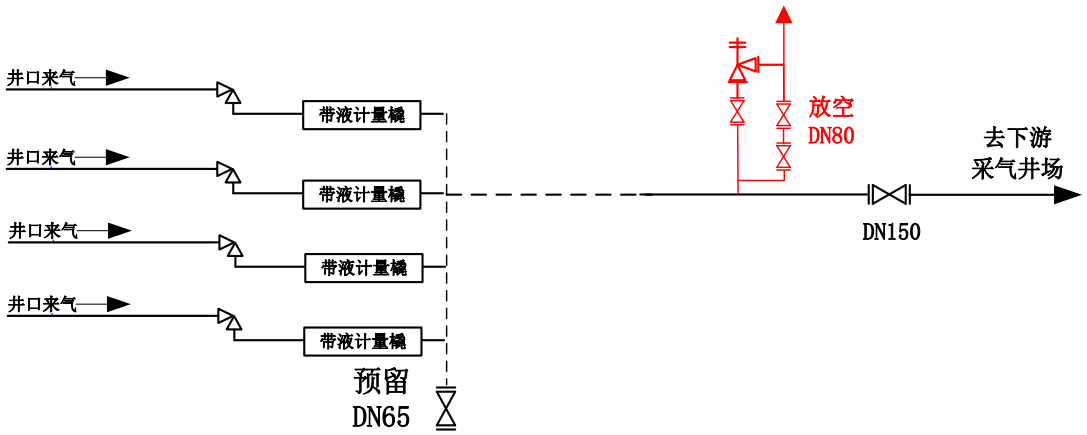


图 2.9-2 “井下节流+带液计量+气液混输”工艺流程示意图

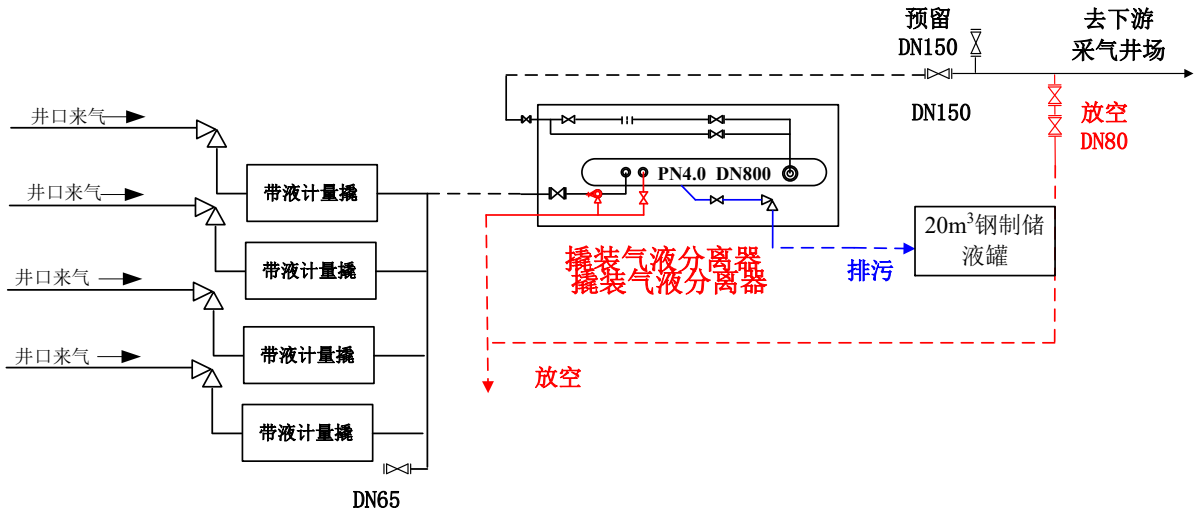


图 2.9-3 “井下节流+带液计量+分离总计量”工艺流程示意图

⑤ 各井站主要设备

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

表 2.9-4 中江气田产能建设项目（一期）各采气井站主要生产设备表

序号	井站名称	站场	
		规格型号	数量（套）
1	高沙 103-6HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		安全阀 PN4.0MPa DN50	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
2	高沙 104HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	8
		撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
3	高沙 106HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	1
		撬装疏水阀 PN4.0MPa DN50	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
4	高沙 102-7HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4

序号	井站名称	站场	
		规格型号	数量（套）
		撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	1
		撬装疏水阀 PN4.0MPa DN50	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
5	中江 120-1HF （依托中江 120 井站）	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	6
		撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
6	中江 120-3HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	6
		撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
7	江沙 348HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		安全阀 PN4.0MPa DN50	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
8	江沙 348-2HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		安全阀 PN4.0MPa DN50	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
9	江沙 347HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		安全阀 PN4.0MPa DN50	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
10	江沙 325HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		安全阀 PN4.0MPa DN50	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
11	高沙 316HF	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	1
		撬装疏水阀 PN4.0MPa DN50	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
12	丰谷 6-1HF（依托丰谷 6D 井站）	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	3

序号	井站名称	站场	
		规格型号	数量（套）
13	高蓬 301HF 井场	带液计量撬 PN4.0MPa DN50	4
		安全阀 PN4.0MPa DN50	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
14	江沙 346 井场	带液计量撬 PN4.0MPa　DN50	4
		撬装气液分离器 PN4.0MPa　DN600	1
		撬装疏水阀 PN4.0MPa　DN50	1
		20 方钢制污水罐	1
		高低压放空立管	1
		站内阀门、管件	1
15	中江 119-4 井站（依托中江 119 井场）	带液计量撬 PN4.0MPa　DN50	5
		撬装气液分离器 PN4.0MPa　DN800	1

⑥ 信息化方案

本次采气井站均按无人值守设计，日常巡井管理。各站场则采用 RTU 对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理，仪表信息采集后按 RTU→交换机→光缆的方式传输至服务器，每座井站设置视频监控 1-2 套，对站内进行实时监控。

⑦ 井站运营原辅材料消耗

中江气田产能建设项目（一期）各井站采气利用井下压力采用衰竭式开采，井站原辅材料消耗种类较少，用量较小，项目运营期为天然气的开采，控制系统消耗一定的电能，井站均为无人值守井站，无员工生活用水、用电。各井站原辅材料消耗见下表：

表 2.9-5　中江气田产能建设项目（一期）各井站原辅材料消耗表

项目	名称	单位	数量	备注
能源	电	kWh/a	3600	当地电网

（2）井站平面布置及占地

①井站平面布置

各井站采用标准化的平面布置，“井下节流+带液计量+分离总计量”井站平

面布置包括工艺流程装置区、储液区、放散区，“井下节流+带液计量+气液混输”井站平面布置仅包括工艺流程装置区、放散区，无储液区，站场为永久性占地，在钻井工程用地范围内建设，不另新增占地。

“井下节流+带液计量+分离总计量”井站平面布置见下图 2.9-4，**附图 2.9-1**，“井下节流+带液计量+气液混输”井站见下图 2.9-5，**附图 2.9-2**。

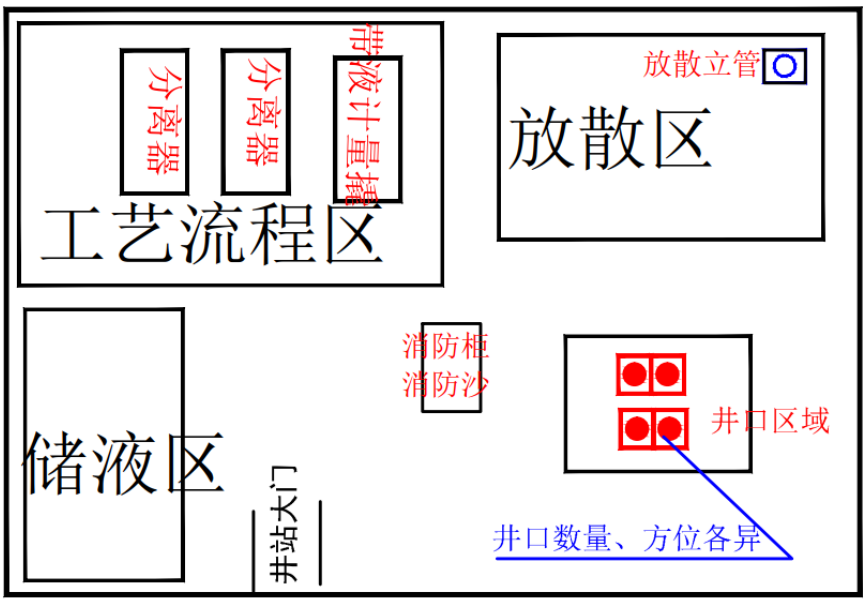


图 2.9-4　“井下节流+带液计量+分离总计量”井站平面布置示意图

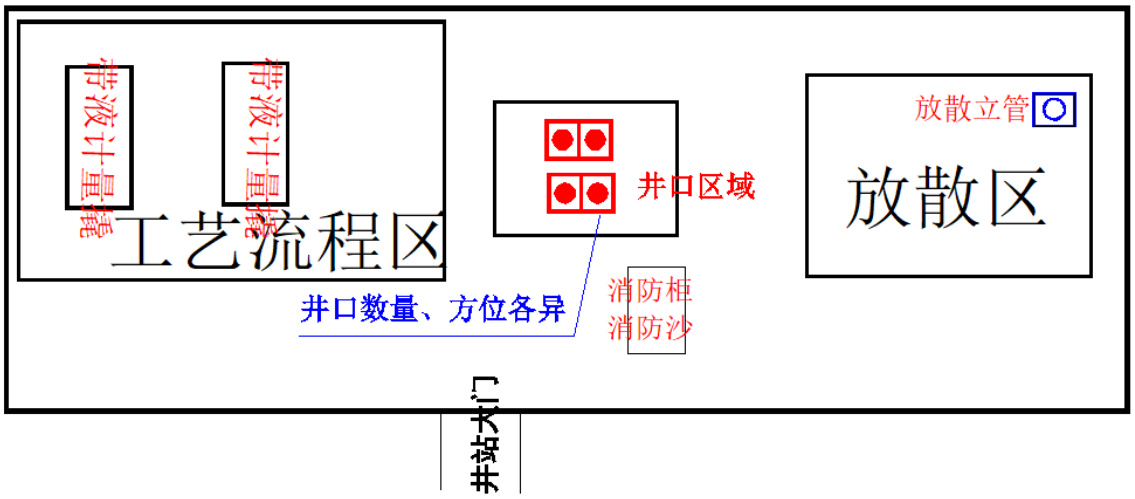


图 2.9-5　“井下节流+带液计量+气液混输”平面布置示意图

***

图 2.9-6 “井下节流+带液计量+分离总计量”井站平面布置示意图

④ 井站占地

站场的总平面布置，根据生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定。改扩建集气站考虑利用集气站现有的场地，对于站场安全距离不够的考虑适当增加征地。根据川西站场标准化工作以及目前的建设模式，各井站占地情况见下表。

表 2.9-6　各井站占地面积统计表（永久占地）

序号	井站名称	站场工艺方案	井站占地面积（hm^2）	井站道路占地面积（hm^2）	合计（hm^2）
1	高沙 103-6HF 井站	井下节流+带液计量+气液混输	0.10672	0.18225	0.28897
2	高沙 104HF 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.17342	0.08415	0.25757
3	高沙 106HF 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.1334	0.0783	0.2117
4	高沙 102-7HF 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.1334	0.0414	0.1748
5	中江 120-1HF 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.15341	0.04995	0.20336
6	中江 120-3HF 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.15341	0.065	0.21841
7	江沙 348HF 井站	井下节流+带液计量+气液混输	0.10672	0.204	0.31072
8	江沙 348-2HF 井站	井下节流+带液计量+气液混输	0.10672	0.049	0.15572
9	江沙 347HF 井站	井下节流+带液计量+气液混输	0.10672	0.008	0.11472
10	江沙 325HF 井站	井下节流+带液计量+气液混输	0.10672	0.195	0.30172
11	高沙 316HF 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.1334	0.033	0.1664
12	丰谷 6D 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.1	0.035	0.135
13	高蓬 301HF 井站	井下节流+带液计量+气液混输	0.10672	0.047	0.22372
14	江沙 346 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.1334	0.117	0.20675
15	利用中江 119 井站	井下节流+带液计量+分离总计量	0.1	0.07335	0.2044
16	合计	/	1.75416	1.2624	3.01656

2.9.3 集输管线

（1）集输管线走向设置原则

结合中江气田产能建设项目（一期）所在区域地形、地貌、工程地质条件、井站分布情况，交通、人文、经济的发展状况，集输管线走向选择遵循如下原则：

① 线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。

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

② 尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。

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

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

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

（2）管径、集输参数

本方案新建Φ89×5集气管线3条，长度8.6km；Φ159×6集气管线13条，长度47.89km，Φ219×6集气管线1条，长度4km，总长60.49km，管线采用20#无缝钢管，设计压力3.99MPa，设计集输规模为197.64×$10^4$$m^3$/d（7.21×$10^8$$m^3$/a）。各管线管线长度及管径选择以及材质设置见表2.9-7。

表2.9-7　中江气田产能建设项目（一期）集输管线参数选择表

序号	集输管线名称	管线规格（mm）	管线长度（km）	材质	设计压力（Mpa）	输气规模（$10^4$$m^3$/d）
1	高沙103-6HF井站—高沙103HF井站管线	Φ159×6	2.88	20#	3.99	10.4
2	高沙104HF井站—高沙101HF井站管线	Φ159×6	5.1	20#	3.99	31.2
3	高沙106HF井站—高沙104HF井站管线	Φ159×6	3.75	20#	3.99	10.4
4	高沙102-7HF井站—高沙316HF井站管线	Φ159×6	6.48	20#	3.99	10.4
5	中江120-3HF井站—江沙321-1HF井站管线	Φ159×6	6	20#	3.99	15.6

6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	Φ159×6	2.91	20#	3.99	10.4
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	Φ159×6	1.23	20#	3.99	10.4
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	Φ159×6	2.61	20#	3.99	10.4
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	Φ159×6	2.3	20#	3.99	10.4
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	Φ159×6	2.88	20#	3.99	20.8
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	Φ159×5	2.25	20#	3.99	7.2
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	Φ159×6	5.5	20#	3.99	10.4
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	Φ89×5	2.8	20#	3.99	9.4
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	Φ89×5	2.3	20#	3.99	5.04
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	Φ89×5	3.5	20#	3.99	5.2
16	江沙 33-41 站—江沙 308 站管线	Φ159×6	4	20#	3.99	10
17	江沙 318HF 井-江沙 321-1HF 井	Φ219×6	4	20#	3.99	30
18	合计		60.49			197.64

（3）管道敷设方式

本工程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。

① 管道埋深

根据《气田集输设计规范》GB 50349-2015 及《输气管道工程设计规范》GB 50251-2015 要求，并考虑到管道稳定性等要求综合确定，管道采用埋地敷设为主。为确保管道安全，不受外力破坏，平稳供气，管道应有足够的埋设深度且应埋设于最大冻土深度以下。本工程集气管道埋深一般地段要求为管顶距自然地面 1.0m。

本工程沿线地区等级为三级，考虑到管道沿线的地形地貌、农田耕作条件要求，埋地管道的管顶最小覆土厚度土壤类不低于 1.2m，岩石类不低于 0.8m。

对于卵石、碎石地段和石方段，管沟应超挖 0.3m，并回填细土，保证管道下方的细土层压实之后的厚度不小于 0.3m，以免防腐层受损。

管道穿越小型河流，按设计规范的要求将管顶埋设至河床稳定层以下0.5m，并应保证管顶最小埋深不小于 2.0m。当河床存在人工挖沙石可能引起河床下切的，要求埋设在挖掘深度以下 0.5m，管道上部埋设警示带，两侧设警示牌。

② 施工作业带

本工程集输管道沿线不同地段的施工作业带宽度见表 2.9-8：

表 2.9-8　不同地段管道敷设建议施工作业带宽度

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

管道通过经济作物区时，为减少管道施工对经济作物的损坏，施工作业带宽度应尽量缩窄，宜采用沟下组焊方式减小施工作业带宽度，工程管道根据管径的不同通过经济作物区的施工作业带宽度宜压缩在 8m～12m 之间。林地、耕地一般地段应在保证施工手段展开的前提下，尽量减小作业带宽度。对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

施工作业带清理、平整应遵循保护农田、果林、植被及配套设施，减少或防止水土流失。山区段、滑坡段、崩塌段、高陡斜坡对施工作业带内及附近有可能危及施工作业安全的落石、崩岩、滑塌等应进行清除或采取有效防护措施。

③ 堆管场

工程所在地为平原、部分丘陵地段，施工中需在管道沿线修建临时场地，用于堆放管道，便于管道铺设施工。临时场地设置应以保持周围生态环境、尽

量减少占地面积为原则，工程施工完成后需对临时场地进行生态恢复。

项目各集输管线作业带以及堆管场占地面积如下表：

表 2.9-9 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 hm^2	堆管场占地面积 hm^2	合计 hm^2
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	2.304	0.0864	2.3904
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	4.08	0.153	4.233
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	3	0.1125	3.1125
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	5.184	0.1944	5.3784
5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线	4.8	0.18	4.98
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	2.328	0.0873	2.4153
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	0.984	0.0369	1.0209
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	2.088	0.0783	2.1663
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	1.84	0.069	1.909
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	2.304	0.0864	2.3904
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	1.8	0.0675	1.8675
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	4.4	0.165	4.565
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	1.44	0.092	1.532
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	1.84	0.084	1.924
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	2.8	0.1	2.9
16	江沙 33-41 站—江沙 308 站管线	3.1558	0.1	3.2558
17	沙 3318 站—江沙 321-1 站管线	3.2	0.1	3.3
18	总计	47.5478	1.7927	49.3405

④管沟底宽和坡度

管沟底宽度根据管道外径、开挖方式、组装焊接工艺及工程地质等因素确定。

当管沟深 5m 以内时，管底宽度 0.5-1.2m；管沟深度大于 5m 时，应根据土壤类别及物理力学性质确定管沟宽度；当管沟需加支撑时，应计入支撑结构厚度。管沟坡度依据土壤性质确定，坡度比为 1:0~1:1.25。

（4）沿线特殊地段及处理

①山区、丘陵段

山区段没有道路的可劈山修路然后敷设管道，有山间道路的可拓宽，以便管道能够放置在路边；陡坡段只考虑道路可以通到隧道口或坡脚、坡顶，中间斜坡段则采用爬行设备或发送管线施工。设计中尽量满足施工期间的设备、材料运输和管道安装的方便性以及后期运行中的安全性。

②经济作物区、果园段

管道所经地区以林区、耕地为主，为减少管线施工对经济作物、果园的损坏，选线过程中尽量选择避绕，对于无法避开区段，管道尽量靠近果树园内农用道路敷设，施工作业带宽度应尽量缩窄，可考虑采用沟下组焊方式以减小施工作业带宽度，以减少占地。

③穿越林区地段

对于林区内的管道施工，作业带宽度 8m，并应预先编制施工安全预案，确保林区内的施工安全。管沟开挖严禁采用爆破方式进行；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；焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如隔板），防止电弧和火花进入林区；严禁在树林边或树林内吸烟、引弧；对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区；施工中应配备一定数量的移动灭火器。

③ 崩塌、滑坡区域

对于受地形条件的限制，管道无法避让滑坡的情况，应对通过滑坡段的管道进行保护，如设置抗滑桩、抗滑挡土墙，同时设置截、排水沟等多种治理措施；对于坡体较薄的崩塌、滑坡，应将管道置于稳定的岩层或土层中，并采取适当工程措施。

④ 水域小型穿越

小型河流虽然水量不大，但如果埋深不足或没有及时恢复地貌，作好水工保护，极易在雨季冲毁管沟，损坏管道。因此，管道必须埋到冲刷及疏浚线深度以下，并及时做好水工保护，确保管道安全。

⑤ 地下水位较高段

本工程沿线部分地段地下水位较高或存在流沙或淤泥地段，均应考虑配重设计，防止水位上升，管道上浮。

⑥与高压输电线较近段

线路因受地形、地物及城市规划等条件限制，局部被迫靠近高压线并与其并行，管道设计需采取特殊的阴极保护措施，保证管道的安全。

与高压线较近段，在施工中应加强施工人员、施工机具设备的安全绝缘措施，如：施工人员应穿绝缘鞋，戴绝缘手套，或者在绝缘保护垫上操作等。在高压线附近进行管道焊接时，焊管必须接地。任何情况下都不得把管道与高压线塔接地连接起来。施工不宜采用大型机具。雷雨天气必须停止施工作业。

（5）水工保护

本工程管道沿线主要经过平原、部分山地丘陵等地貌地段。低山丘陵和山区冲沟等地段的发育，会对管道运营产生潜在危害，管道施工也将会使在自然状态下稳定或相对稳定的地貌产生变化，从而引发不稳定因素，对管道安全构成威胁。为保证管道安全，防止由于洪水、重力作用、风蚀、地震、人为改变地貌等因素对管道造成的破坏，需对管道经过的不良地质段采取水工保护措施。

管道沿线所经不良地质段主要有 3 种：山地丘陵地段、河流冲沟地段和其它不良地质段。

针对上述不同地质段，水工保护设计采取不同类型及相应处理措施。

① 山地丘陵地段

山地丘陵地段的水工保护按 20 年一遇最大降雨量作为设计标准。根据管道与等高线的相对关系分为以下 3 种情况：管线垂直等高线、管线平行等高线和管线斜交等高线。

A. 管线垂直等高线

主要有以下几种水工保护形式：

a、截水墙：根据山地地形、地质情况及冲沟、山垭口汇流等情况，确定截水墙断面形式、间距等。截水墙采用浆砌石砌筑。

b、护坡：坡度 15°～50°且植被不易生长的山坡坡地，采用浆砌块石或预制混凝土框格等型式护坡。

c、挡土墙：坡度＞ 50°的山坡，采用挡土墙防护。挡土墙采用浆砌石砌筑。

d、截、排水沟：对于管道所经山坡坡度较陡、山坡坡顶汇流面积较大、洪水宣泄较集中的部位以及雨季施工管道，需进行相应的边坡排水设计。可在管沟护面两侧设置截、排水沟等导水、排水设施。

B. 管线平行等高线

a、对于需要削坡开挖施工作业带的岩质较好的边坡，开挖边坡上侧设置浆砌石截水沟，作业带下坡侧设置挡土墙。

b、对于需要削坡开挖施工作业带的岩质不好的边坡或土质边坡，开挖边坡采用浆砌块石护坡、护面墙、挡土墙等方式支护，开挖边坡上侧设置浆砌石截水沟，作业带下坡侧设置挡土墙。

C. 管线斜交等高线

该类水工保护设计可根据实际情况参照管线垂直和平行等高线水工保护形式进行防护。

② 河流、冲沟地段

山区型河流、冲沟一般位于较宽阔的山地和丘陵的谷地中，河道弯曲，切割较深，滩地不连续。对于宽浅的河道、冲沟，管道一般采取穿越方式；窄深的河道、冲沟，管道一般采取跨越方式。河流、冲沟处管道的危害破坏形式主要有 2 种：河床谷底的下切和河岸谷壁的扩张。

A. 河床谷底的下切

根据河流冲刷情况，对管道采取相应的稳管措施，同时对冲刷较为严重的地段增设防冲墙、护底等。

B. 河岸谷壁的扩张

根据河岸的岩土性能不同，采取不同防护方式。对岩质段岸坡，由于河岸较稳定，需解决的主要问题是管沟回填土的流失，一般采用浆砌石等刚性护坡结构； 对土质段岸坡，当河岸地质良好时，可采用浆砌石结构型式护坡；当河岸地质不良时，则自身调节能力较强的散体材料柔性护坡结构(如石笼护坡等)。

③ 其它不良地质段

管道穿越田埂、陡坎及道路的路堤、路堑的水工保护:

A. 管道穿越田埂，应在管道穿越段砌筑堡坎，恢复田埂功能，避免耕作土壤的流失。

B. 管道攀援陡坎，可采用浆砌石挡土墙的型式在管道外侧进行防护。

C. 对受到开挖管沟影响的道路的路堤、路堑，可根据实际情况加设重力式或仰斜式浆砌石挡土墙路堤、路堑，以确保管沟及穿越道路的安全。

（6）穿越工程

①水域穿越

本项目不涉及各类大中型河流穿越，管道沿线穿越小型河流 149.9m/10 次，沟渠 119m/59 次，穿越鱼塘 260m/3 次，均采用大开挖方式穿越，弹性敷设及弯管、弯头两端环焊缝严禁穿入套管内。套管内用细砂充填，间隔 2m 加管道隔离保护支架。项目穿越水域情况及施工方式见下表 2.9-10。

表 2.9-10　集输管线穿越水域情况统计表

序号	管线名称	穿越小型河流长度/次数	穿越沟渠长度/次数	穿越鱼塘长度/次数	施工方式
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	0	6m/3 次	100m/1 次	大开挖+套管
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	0	14m/7 次	40m/1 次	大开挖+套管
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	0	16m/8 次	0	大开挖+套管
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	0	24m/12 次	0	大开挖+套管
5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线	0	12m/6 次	0	大开挖+套管
6	江沙 348HF 井站—江沙	40m/2 次	6m/3 次	120m/1 次	大开挖+套管

	209HF 井站管线				
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	10m/1 次	0	0	大开挖+套管
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	0	0	0	大开挖+套管
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	25m/1 次	2m/1 次	0	大开挖+套管
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	0	6m/3 次	0	大开挖+套管
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	8m/1 次	4m/2 次	0	大开挖+套管
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	0	6m/3 次	0	大开挖+套管
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	0	4m/2 次	0	大开挖+套管
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	0	2m/1 次	0	大开挖+套管
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	0	8m/4 次	0	大开挖+套管
16	江沙 33-41 站—江沙 308 站管线	46.9m/3 次	6m/3 次	0	大开挖+套管
17	江沙 318HF 井站-江沙 321-1HF 井站管线	40m/3 次	3m/1 次		大开挖+套管
18	共计	149.9m/11 次	119m/59 次	260m/3 次	/

A：小型河沟穿越

本项目穿越最大的河流为余家河，为小型河流，河宽管道穿越小型河沟时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。

B：水渠穿越

本工程管道穿越水渠时采用大开挖并深埋，管道顶部距水渠、水沟的底部的距离不得小于 0.5m。管道施工完毕后，应立即恢复沟渠原貌。

本项目河流穿越情况见下图。



图 2.9-7　江沙 325HF 井站-江沙 301HF 井站管线穿越余家河处

③ 公路穿越

本工程管道共穿越高速公路（成巴高速）76m/1 次，省道（S205、S101）34m/2 次、县道（沥青道路）23m/2 次，水泥乡村公路 677m/88 次。穿越成巴高速公路采用顶管钢筋混凝土套管保护方式穿越，穿越省道以及县道等II级以上高等级公路时，优先采用顶管钢筋混凝土套管保护方式，若条件不允许则采用大开挖方式，水泥乡村公路以及机耕道采用大开挖套管保护方式穿越，项目穿越公路情况见下表 2.9-11。

表 2.9-11 集输管线穿越公路情况统计表

序号	管线名称	穿越高速公路长度/次数	穿越省道、县道长度/次数	穿越乡村公路长度/次数	施工方式
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	0	0	56m/7 次	大开挖+套管
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	0	0	32m/4 次	大开挖+套管
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	0	0	48m/6 次	大开挖+套管
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	0	20m/1 次	88m/11 次	省道：优先顶管+套管 村道：大开挖+套管

5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线	0	25m/2 次	40m/5 次	县道：优先顶管+套管 村道：大开挖+套管
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	0	0	32m/4 次	大开挖+套管
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	0	0	8m/1 次	大开挖+套管
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	0	0	8m/1 次	大开挖+套管
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	0	0	8m/1 次	大开挖+套管
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	0	0	16m/2 次	大开挖+套管
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	0	0	16m/2 次	大开挖+套管
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	0	12m/1 次	80m/10 次	县道：优先顶管+套管 村道：大开挖+套管
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	0	0	18m/2 次	大开挖+套管
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	0	0	40m/5 次	大开挖+套管
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	0	0	32m/4 次	大开挖+套管
16	江沙 33-41 站—江沙 308 站管线	76m/1 次	0	80m/10 次	高速路：顶管+套管 村道：大开挖+套管
17	江沙 318HF 井-江沙 321-1HF 井	0	0	75m/13 次	
18	共计	76m/1 次	57m/4 次	677m/88 次	/



图 2.9-8 江沙 33-41 站—江沙 308 站管线穿越成巴高速处



图 2.9-9 高沙 102-7HF 井站-高沙 316HF 井站管线穿越 S205 省道处

A、穿越设计原则

管道穿越公路根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/T50423-2013）规定：

管道穿越公路时尽量正交穿越；如必须斜交，斜交角不宜小于 60°；受地形地物限制时公路与线路夹角不得小于 30°。

公路穿越应根据公路的等级、路基地质、填土高度、地形条件等具体情况分别采用大开挖穿越方式、顶管穿越方式。管道穿越II级以上高等级公路时，优先采用顶管穿越方式，条件不允许的情况下采用大开挖方式穿越；穿越III级以下的公路或一般道路时可采用大开挖直埋方式穿越。

管道穿越公路时，保护套管顶距公路路面＞1.2m，距公路边沟沟底>1.0m；采用钢筋混凝土盖板时，管顶距公路路面＞1.2m，管顶距盖板不小于 0.5m。

针对本工程的特点，一般穿路地段采用钢筋混凝土套管保护钢管，以增加承载能力，机耕道及地势较陡管线段，采用钢筋混凝土盖板保护。

其中，套管质量应符合《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求；套管内充填最大粒径不大于 3mm 的细土，同时应压实，确保无集气

空间。

B、高速穿越

本项目集输管线仅一条管线江沙 33-41HF 井站~江沙 308 井站穿越了一次高速：成巴高速，穿越长度约 76m，穿越位置见下图 2.9-10。

***

图 2.9-10　江沙 33-41HF 井站~江沙 308 井站管线穿越成巴高速位置

江沙 33-41HF 井站~江沙 308 井站穿越成巴高速使用顶管方式穿越，本环评要求，项目需在穿越施工前在取得高速公路主管部门许可后，方可开工建设。

（7）线路附属设施

①标志桩

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

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

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

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

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

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

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

②警示牌

为保护管道不受意外外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气

管道沿途设置一定数量的警示牌。

警示牌设置位置：

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

③警示带

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

（8）集输管线工程量

本项目集输管线工程量统计表见下表：

表 2.9-12 集输工程工程量统计表

序号	项目	单位	数量	备注
线路工程：总长度 60.49km				
（一）输气管道(外径×壁厚)、材质、管型				
1	Φ89×5.0 无缝钢管 20#	km	10.32	按照长度的 1.2 倍考虑
2	Φ159×6.0 无缝钢管 20#	km	57.468	按照长度的 1.2 倍考虑
3	Φ219×6.0 无缝钢管 20#	km	4.8	按照长度的 1.2 倍考虑
（二）水域穿越				
1	穿越小型河流、沟渠、鱼塘（开挖）	m/处	528.9/73	采用大开挖+套管方式进行施工
（四）公路穿越				
1	穿越高速公路	m/处	76/1	采用顶管+套管方式进行施工
2	穿越省道、县道等级公路（沥青）	m/处	57/4	优先采用顶管+套管方式进行施工，，其次为大开挖+套管方式进施工
3	穿越乡村公路（水泥）	m/处	677/88	采用大开挖+套管方式进行施工
（五）其他穿越				
1	地下管道、地下电（光）缆	次	若干	人工开挖方式，并用角钢或钢管对穿越部分的管道进行保护
（六）附属工程				
1	标志桩、警示牌、警示带	/	按需设置	
2	钢筋混凝土套管	/	按需设置	
3	绝缘橡胶板	/	按需设置	
（七）防腐				
1	线路管道外防腐层采用二层 PE 加强级防腐层	km	60.49	
（八）土石方				
1	土石方开挖	万 m^3	21.2	

2	土石方回填	万 m^3	21.2	
3	弃方量	万 m^3	0	
（九）道路				
1	施工便道	km	46.1	
（十）占地				
1	临时占地（施工作业带、堆管场、施工便道）	hm^2	67.78	
2	永久占地（标志桩、警示牌等）	hm^2	0.2	

2.10 供、排水工程

根据天然气开发项目用水特点，在钻井、压裂施工过程中因调配钻井泥浆和各井场现场配置压裂液用水量较大，而在开采运营期主要为压裂液的返排，除设备保洁等极少量用新鲜水外，主要以排水为主的特点。

2.10.1 供水工程

本项目工程用水包括生产用水和生活用水，生活用水取自项目拟建井场附近农户现有供水系统，生产用水优先采用区域内其他井场产生的钻井废水、压裂返排液，其次就近取自项目拟建井场附近农户水井或大型地表水体，施工用水中压裂液新鲜取水量按80%计算，回用压裂返排液按20%计算。各井场用水量见下表：

表2.10-1 各井组用水量统计表

序号	井场名称	井口数量（口）	施工期					运营期
			钻井用水量m^3	压裂液配置用水量m^3	生活用水量m^3	试压用水量m^3	总用水量m^3	生活用水量m^3/a
1	高沙103-6HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
2	高沙104HF井场	8	4800	12800	1500	5	19105	/
3	高沙106HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
4	高沙102-7HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
5	中江120-1井场	6	3600	9600	1140	5	14345	/
6	中江120-3HF井场	6	3600	9600	1140	5	14345	/
7	江沙348HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
8	江沙348-2HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
9	江沙347HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
10	江沙325HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
11	高沙316HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
12	丰谷6-1HF井场	3	1800	4800	600	5	7205	/
13	高蓬301HF井场	4	2400	6400	780	5	9585	/

14	江沙346井场	4	2400	6400	780	5	9585	/
15	中江119-4井场	5	3000	8000	960	5	11965	/
16	地面集输	/	0	0	/	989	989	/
17	合计	68	40800	108800	13140	1064	163804	/

注：站场修建生活用水纳入地面集输管线工程考虑。

由上表可知。项目施工期总用水量为各钻井工程钻井用水量、压裂液配置用水量、管道工程试压用水量以及生活用水量之和，总用水量约$16.38\times10^4m^3$，运营期无生产用水，各井站均为无人值守站，无生活用水。

2.10.2 排水工程

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

工程污废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、采气废水、试压废水、检修废水和生活污水。本项目钻井废水经泥浆不落地工艺处理后可回用部分用于本井场回用，不能回用的钻井废水用密闭罐车转运至袁家环保处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排；压裂返排液能达到回用要求的用密闭罐车运至其他井场配置压裂液，若水质不能达到回用要求，用密闭罐车运至袁家环保处理站预处理后转运到区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。采气期采气废水用密闭罐车转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。施工期间和运营期间现场均无废水外排。

2.11 供配电工程

中江气田产能建设项目（一期）所在的地区电网完善，供电可靠性较高。

钻井期：用电优先采用当地网电，若无网电采用柴油机发电。井场现场布置有 3 台柴油动力机组和 1 台生活发电机，型号分别为为 PZ12V190BG2-3 和 PZ-8V190DZ，功率分别为 800KW 和 400kW。供停电时使用。

采气期：用电由当地电网提供。站场用电负荷等级均为三级，站场内用电均由当地供电部门从周边 220V 农网接入，站内设置户外动力配电箱 1 套，防雷防静电装置 1 套，防爆补光灯 100W LED 1-2 盏。

2.12 道路工程

中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目道路工程主要分为施工期的施工便道临时道路和运营期站场永久性道路两部分：

2.12.1 施工便道

内输管道在施工时，沿线已拓宽的原有公路往往只能到达施工场地附近的区域，不能抵达施工场地，因此需新修从原有公路至施工场地的施工便道。新修施工便道路基宽度 4m，并在路基边缘设置排水沟，路基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；两侧设土质路肩各 0.5m×0.5m。施工便道工程内容见表 2.12-1。

表 2.12-1　　施工便道工程概况一览表

序号	集输管线名称	管线长度 km	施工便道长度 km	施工便道占地面积 hm^2
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	2.88	2.1	0.84
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线	5.1	3.6	1.44
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线	3.75	2.6	1.04
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线	6.48	4.5	1.8
5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线	6	4.2	1.68
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线	2.91	2	0.8
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线	1.23	0.9	0.36
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线	2.61	1.8	0.72
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线	2.3	1.6	0.64
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线	2.88	2	0.8
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线	2.25	1.6	0.64
12	江沙 346 井站—中江 122 井站管线	5.5	3.9	1.56
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线	2.8	2.6	1.04
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	2.3	1.9	0.76
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	3.5	2.3	0.92
16	江沙 33-41 站—江沙 308 站管线	4	4.2	1.68
17	江沙 318HF 井站-江沙 321-1HF 井站管线	4	4.3	1.72
18	合计	60.49	46.1	18.44

2.12.2 井场道路

井场道路工程为连接站场至当地路网，全部利用现有农村公路和钻前公路进行改建，包括硬化路面、完善路基排水和安全设施等。道路参照（平原区）四级公路单车道，设计速度 20km/h，路基宽度≧4.5m 单车道，不大于 300m 设置一处错车道，水泥混凝土路面，路面宽度≧3.5m，两侧 0.50m 土路肩硬化。站场道路工程内容见表 2.12-2。

表 2.12-2　　井场道路工程概况一览表

序号	井场名称	井场道路长度（km）	占地面积（hm^2）
1	高沙 103-6HF 井场	0.405	0.18225
2	高沙 104HF 井场	0.187	0.08415
3	高沙 106HF 井场	0.174	0.0783
4	高沙 102-7HF 井场	0.092	0.0414
5	中江 120-1HF 井场（原中江 120 井场）	0.111	0.04995
6	中江 120-3HF 井场	0.065	0.065
7	江沙 348HF 井场	0.204	0.204
8	江沙 348-2HF 井场	0.049	0.049
9	江沙 347HF 井场	0.008	0.008
10	江沙 325HF 井场	0.195	0.195
11	高沙 316HF 井场	0.033	0.033
12	丰谷 6-1HF 井场（原丰谷 6D 井场）	0.035	0.035
13	高蓬 301HF 井场	0.047	0.047
14	江沙 346 井场	0.117	0.117
15	中江 119-4 井场（原中江 119 井场）	0.163	0.07335
合计	合计	1.885	1.2624

2.13 场站自动控制及防腐

2.13.1 阴极保护、防腐

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

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

集输管线防腐：线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用

聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。

对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。

2.13.2 自动控制

采用以计算机为核心的监控及数据采集（Supervisory Control And Data Acquisition 简称 SCADA）系统，对站场和管道全线进行实时的监控和管理。拟建管线自动控制系统依托沿线各井站，不单令设置。

整个地面输气管道工程 SCADA 系统控制分为三级：

第一级为调度中心控制级：对全线进行远程监控，实行统一调度管理。在正常情况下，由调控中心对全线进行监视和控制。沿线各站控制无需人工干预，工艺站场的 SCS 和阀室 RTU 在调度控制中心的统一指挥下完成各自的监控工作。

第二级为站场控制级：输气站场通过站控系统（SCS）对站内工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及连锁保护。站场控制级控制权限由调控中心确定，经调控中心授权后，才允许操作人员通过 SCS 对该站进行授权范围内的操作。当通信系统发生故障或者系统检修时，用站控系统实现站内的监视与控制。

第三级为就地控制级：当进行设备检修或紧急切断时，可采用就地控制方式。

2.12.3 通信系统

本工程新建集输管道采用同沟敷设 24 芯光缆方式作为 SCADA 系统数据传输的主要通道，采用租用通信公网电路方案作为 SCADA 数据传输备用通信方式，阀室采用 GPRS 作为 SCADA 数据传输备用通信方式。

2.14 场站放散放空系统设置

放空系统作为正常放空或事故放空时的设施，对放空的天然气，按《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183－2004）和《气田集输设计规范》（GB50349－2015）有关规定，本项目各站需设放空。本项目各井站设置放空

区域，放空管线设计压力为 1.6Mpa，放空区结合当地风向（下风向布置）、周边地貌及建筑物（地势高处，高于周边 50m 范围内地表建筑）等进行确定，放空区域设置放空立管，放空立管设计高度为 10m，与站内各设备的安全距离严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求设置。内部集输管线的放空依托两端井站放空设施进行放空。

2.15 工程占地

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设工程内容，本项目占地涉及施工期临时占地和场站永久占地两种类型，项目占地统计如下：

表 2.15-1　中江气田产能建设项目（一期）产能建设工程建设占地情况

序号	工程类别		占地面积(hm^2)		备注
			临时站地	永久占地	
1	井场井站工程	井场	6.3958	1.7542	临时占地为钻井期间井场+泥浆不落地及循环系统区域用地，永久占地为采气期间井站占地
		场外附属设施	1.23585	1.2624	主要包含钻井期间井场道路、放喷池、表土堆场等，井场道路采气期间保留
2	管道工程	作业带+堆管场	49.3405	0	施工作业带和堆管场施工完毕后生态恢复
		施工便道	18.44	0	施工便道施工完毕后生态恢复
		标志桩、警示牌等	0	0.2	/
小计			75.41215	3.2166	/
合计			78.62875		/

中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目总占地面积 78.63hm^2，其中临时占地 75.41hm^2（主要为集输管道施工临时占地和各井场井站钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地 3.22hm^2（主要为采气井站和、场站道路及管线附属设施标志桩、警示牌等占地。

2.16 组织机构与定员

（1）钻前过程

主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约 25 人，仅白天施工，夜间不作业。钻前工程约 30 天。

（2）钻井过程

每个钻井队编制一般为 45 人，包括甲方管理人员和乙方员工，岗位为 24h

驻井，分两队倒班；包括监督人员、带班队长、副队长、定向工程师、随钻测量工程师、录井工程师、地质师、控压钻井工程师、钻井工程师、泥浆工程师、司钻、副司钻、勤杂人员等，井场不设置食堂，施工人员依托周围农户解决餐饮问题。

单井定向井或水平井钻井时间约 50d，钻井过程 24h 不间断，压裂作业仅 1 天，为白天作业。

（3）地面集输施工工程

由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，考虑每天施工人员为 40 人，仅白天施工，夜间不作业，站场施工时间约 30 天，管道施工时间根据长度以及地势情况各异。

（4）采气过程

项目采气工程建设井组站场，井站均按无人值守站设计。管道和无人值守井站巡检人员由建设单位另行设置。

3 工程分析

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

表 1　中江气田产能建设项目（一期）单项工程项目阶段划分表

阶段	钻井井场	采气井站	集输管网
施工期	钻前施工（30d）	场站建设（30d）	管网建设
	钻井施工（50d）		
运营期	生产期（10a~）	运营期	运营期
退役期	退役	退役	退役

3.1 施工期工程分析

3.1.1 钻前施工

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，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。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。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

由于各井场的钻前工程施工主要为土建施工，施工过程简单，施工过程及主要环境影响因素见**图 3.1-1**：

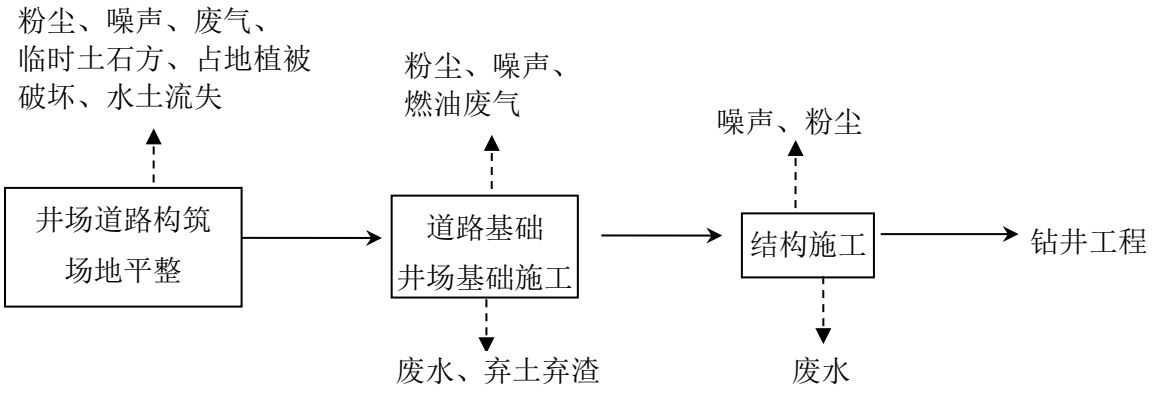


图 3.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

（2）钻前施工内容

钻前土建施工主要包括为钻井工程配套用的井场、方井、生活区等、场外建设一个 50m×6m 泥浆不落地及循环系统区域、100m^3 放喷池、钻井施工队伍生活区活动板房基础、进场道路以及对钻井及其配套设备设施工艺区场地实施分区防腐防渗作业等。

① 临时表土堆场

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

② 分区防渗

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等规范要求，需通过采取分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井工程及压裂过程污染物入渗土壤及地下水环境。钻井期和采气期需设置重点防渗区（泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统区、泥浆料台区、集污坑、重浆罐区、放喷池、油罐区等）和一般防渗区（井场其他区域、环保厕所、双环沟）。

③ 排水沟

井场四周修筑外环沟，离集污罐或放喷池较近区域设置集水坑（规格 1*0.5*1m），外环沟与自然沟渠连接，便于排除场地内雨水等清水；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池；雨季且井场外侧高或还需修建地方沟渠则修双沟（图 3.1-2~3），其它情况修筑单沟；

根据实际需要恢复地方沟渠以满足灌溉需要，具体尺寸以满足灌溉要求为宜；排水沟周围应及早填土，要求均匀回填，分层夯实；

附属基础采用现浇混凝土的，为满足钻井期间污水不渗入井场，除重浆罐、水罐基础外，其余基础四周在井队搬家结束后，采用厚 240mm 单砖砖砌封闭，设置 50cm×50cm×50cm 的集污坑或引流至集污罐。

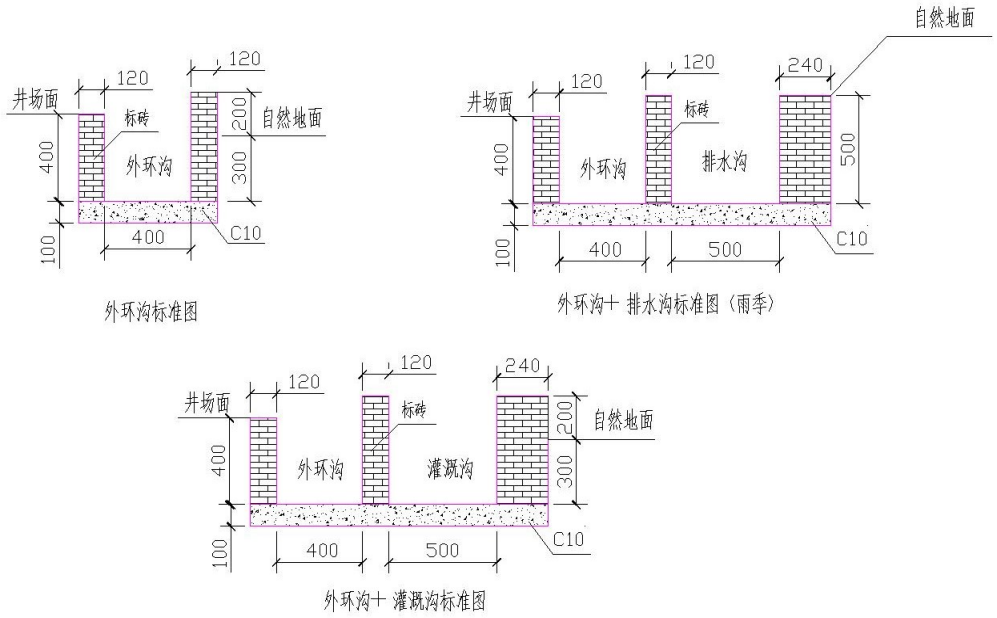


图 3.1-2　井场外环沟（单沟）及外环沟与灌溉沟（双沟）设计图

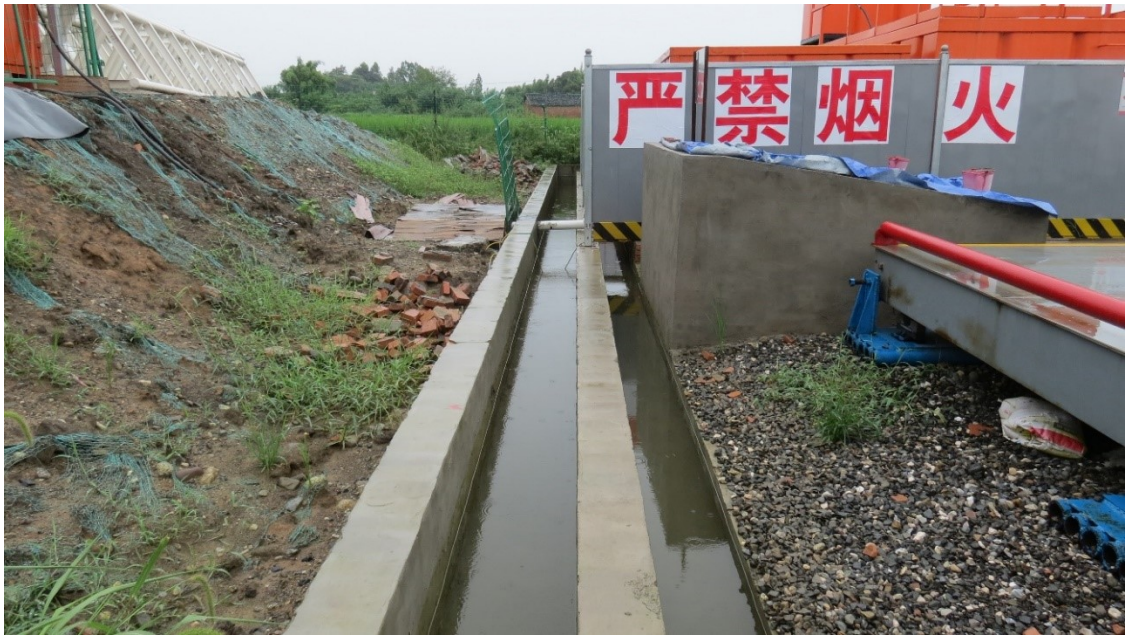


图 3.1-3　井场外环沟与灌溉沟（双沟）现场照片

（3）钻前施工主要污染工序及产物情况

①生态环境

在井场道路、井场平整、设备基础开挖过程，将导致地表原有农作物、灌草林地植被破坏，造成的地面裸露，形成水土流失，各井场新建的井场道路、平整井场若不采取水土保持措施，可能造成新的水土流失。

根据对中江气田产能建设项目（一期）内拟选井站位置现场调查和土地利用现状卫片资料解译结果看，井场选址占地类型以农用地为主，少量林灌地，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于井站施工结束后（即压裂后完成地面集输建站前）对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力。

②大气污染

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，各井场钻前施工均不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为各井场土建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（单个井场钻前施工工期约 30 天）。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水污染

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）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 25 人，主要为就近聘请的当地民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水经场地截排水沟截留后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，钻前施工无施工废水排放。

④噪声污染

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，噪声级见表 3.1-1。钻前施工噪声主要影响施工场地周边 200m 范围内居民，虽为短期施工，但应采取措施减少其对周边居民的影响。由于钻前施工工程量小，且为野外作业，钻前工程仅昼间施工作业，夜间不作业。

表 3.1-1　主要施工机具噪声源强

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

④ 固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的中江气田区块前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做场填方区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体废物管理的物质”，钻前施工现场按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施即可。

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

钻前施工产排污情况统计见表 3.1-2：

表 3.1-2　单个井场钻前施工污染物产排情况统计表

要素	污染物种类 / 污染源	主要污染物	原始产生		污染防治措施	处理后排放		排放去向
			浓度	产生量		浓度	排放量	
地表水	施工废水	SS	少量		全部回用，无外排	0		回用，不外排
	生活污水	COD、BOD_5、氨氮	0		不设集中生活营地，依托当地农户提供生活服务，生活污水进入当地农户化粪池收集后用于农用	0		依托当地农户化粪池收集后农用，不外排

废气	施工场地	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量	环境空气
	施工机械	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	环境空气
固废	生活垃圾	生活垃圾	0	施工人员多为临时聘请的当地民工，不在现场居住，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	0	当地乡镇生活垃圾处置场

3.1.2 钻井施工

（1）钻井施工工序及产污环节分析

钻井工程主要有设备安装、钻井、钻井辅助作业、固井等过程；完井工程主要有完钻后洗井、射孔、压裂测试放喷等过程。

（1）钻井工程作业工艺流程

本项目钻井方式以泥浆钻井方式为主，导管段采用更加环保的清水钻井方式钻井，一开段和二开直井段采用水基泥浆钻井，二开造斜和水平段采用油基泥浆钻井，水基泥浆钻井工艺流程及产污环节见图 3.1-4，油基泥浆钻井工艺流程及产污环节见图 3.1-5。

******

图 3.1-4 水基泥浆钻井工程工艺流程及产污环节图

***图 3.1-5 油基泥浆钻井工程工艺流程及产污环节图

钻井由起下钻、接单根、钻井等作业组成；钻井辅助作业由电测井、综合录井等作业组成；固井由下套管和注固井液两个过程组成；完井有洗井、射孔、洗井作业和测试放喷组成，最后进行设备搬迁及井场清理。本项目采用水基和油基泥浆钻井工艺，对钻井过程中产生的污染物采取随钻处理，不会在井场内长期储存。井场钻井最后产生的泥浆优先利用于区块内其他井场配置泥浆，中石化西南油气分公司在德阳和威远分别建有川西泥浆中转站和威远泥浆中转站以暂存区域内无法及时中转的水基和油基泥浆，最大程度做到泥浆循环利用。

（2）钻井工艺

钻井是根据地层地质情况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。钻进过程根据井身结构先使用大钻头钻进，后使用小钻头钻进，钻井液根据钻遇地层地质的不同，本项目分导管段、一开~二开钻进，导管段使用清水钻井，一开和二开直井段使用水基泥浆钻井液钻进，二开造斜和水平段采用油基钻井液钻进。

①清水钻进过程

为了保护浅层含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响，本项目各井均在导管段拟采取清水钻工艺进行钻井作业。清水主要成分为无毒无害的淡水（并可根据实际情况添加膨润土），钻完后及时下套管和固井，可最大程度的保护浅层地下水环境；根据现场实际钻探情况，下井深度以完全封隔浅层裂隙水发育区为原则，必要时可加长。根据浅层地下水埋深，本项目各井组导管段加长至地下约150m或更深，最大程度地保护浅层地下水。

主要钻井过程为：由网电提供钻井动力（基本网电已全覆盖，仅个别地方条件不允许采用柴油机发电），将清水通过钻杆立柱不断的高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水泥浆夹带着岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口，清水泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，钻至井身约 150m，然后进行起下钻具更换钻头、替换钻井液等作业，为水基泥浆钻井做准备。

⑧ 泥浆钻进过程

本项目各井一开～二开直井段采用水基泥浆钻井，二开造斜段和水平段地层情况较为复杂，采用油基泥浆钻井，清水和泥浆钻井工艺过程与大致相同，只将钻井液进行转变。高压泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。

③钻井泥浆循环工艺

钻井泥浆其主要功能为带动钻头钻进和带出井底岩屑两大功能。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使钻

井泥浆性能改变，给钻井工程及油、气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经离心机除气处理（避免泥浆中含气量增加导致泥浆密度偏低，井下可燃气体影响泥浆使用安全）后回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。完钻后井筒内替换出来的泥浆经循环系统处理后与泥浆循环系统内剩余的合格钻井泥浆全部拉运至泥浆调配站（中转站）回用或者储存待下一口井使用，钻井过程中泥浆回用率不低于 95%。

泥浆不落地技术工艺简介：钻井过程中出井钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥罐、离心机等固控设备筛分后分离出可回用泥浆和钻井固废，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋传输器至搅拌罐，经后续的压滤设备等进行两次强制固液分离后产生的固相废渣（滤饼）经螺旋传输器进入废渣收集罐，产生的液相废水或废油尽可能的回用。泥浆不落地技术工艺对水基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在 20%～40%的范围内，对油基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在 10%~15%左右。项目泥浆循环系统及泥浆不落地工艺流程见图 3.1-6，现场布置图见 3.1-7~8。

***图 3.1-6 项目泥浆不落地工艺流程图

***图 3.1-7　项目泥浆不落地现场布置图

**图 3.1-8　项目泥浆不落地工艺压滤设备图

⑨ 本工程钻井泥浆类型及组成

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

⑤水基泥浆和油基泥浆转换工艺

本项目水基和油基钻井过程，其转换工艺如下：

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

B．泵入 10m^3 高粘顶替隔离液，然后是油基钻井泥浆。顶替过程中不能停泵，确保顶替效率。

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

（3）钻井辅助作业

钻井辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、井控等作业组成。

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。若放射源无法从井中捞出，则需及时报备生态环境主管部门，另行环评。

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。

井控主要是在井口安装管汇控制气浸、井涌、井喷。先根据本井预测地层压力及套管抗内压强度等情况，确定井控装置压力等级，再根据等级要求选择

相应的井控装置进行井控作业。主要控制设备有环形防喷器、闸板防喷器、阻流管汇、节流管汇、压井管汇等设备。

（4）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天然气。

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）完井作业

当钻至目的层后，对气井进行完井作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。完井作业包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。完井作业流程及产污环节见下图所示。

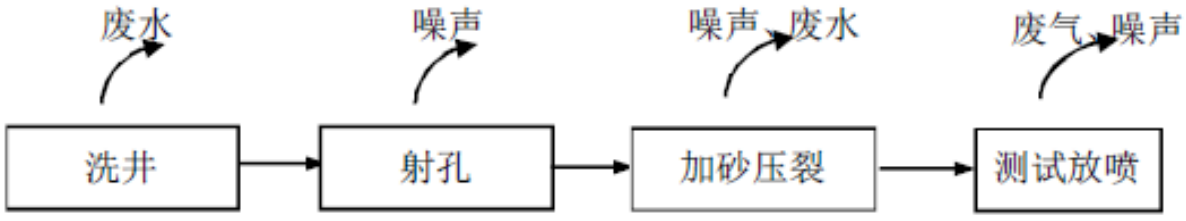


图 3.1-7 完井作业阶段作业流程及产污节点

①洗井

项目钻至目的层后，首先是进行洗井作业，采用清水对井壁进行洗井作业，

洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口经洗井管柱返回地面。该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水，根据中江气田同一类型井类比调查统计，单井产生洗井废水约 90m^3，本项目各井组 3~8 口井不等，单井组产生洗井废水 270m^3~720m^3 不等，中江气田产能建设项目（一期）共布置 68 口井，共产生洗井废水约 6120m^3。

②射孔

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。该环节产生的污染物主要为射孔时产生的噪声。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加砂压裂

压裂是指在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝的施工过程。本项目为定向井，采用加砂压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的。

压裂过程会产生压裂返排液，压裂时间一般为 1 天/井。该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。压裂作业过程见下图。

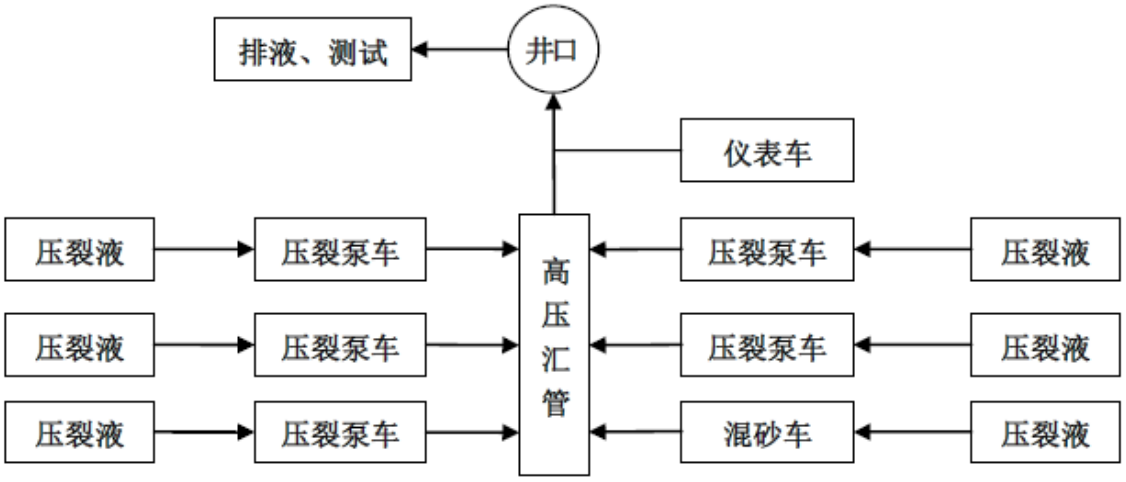


图 3.1-8　项目压裂作业示意图

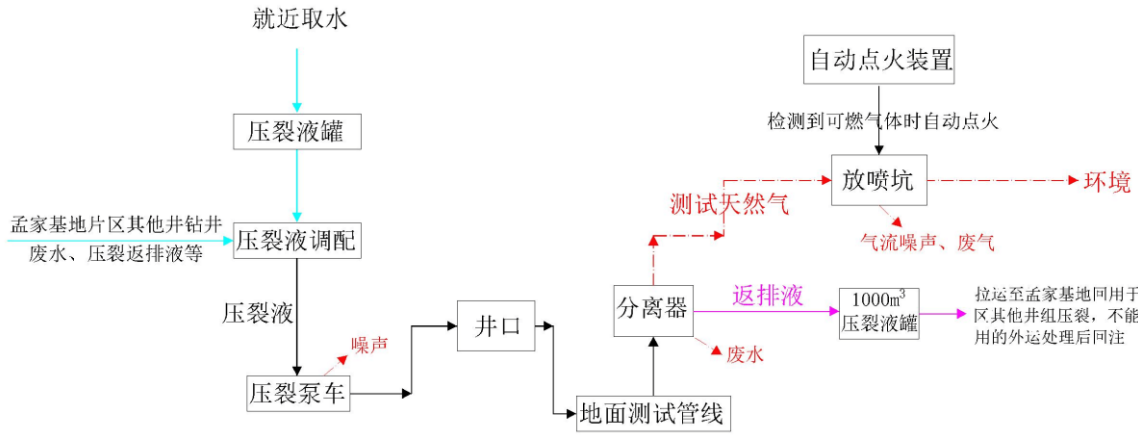


图 3.1-9　压裂工艺及产污环节图

⑤ 测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量。为了解气井的产气量，在完井后，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，由于项目目的层为***、***组和***，不含硫化氢，因此，测试放喷主要产物为 CO_2 和 H_2O，测试放喷时间一般为 8～12h，属短期排放。测试放喷燃烧一般为高度 1m 的地面火炬，放喷池内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。

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，其余设备如钻井设备、泥浆循环系统和泥浆不落地系统等将拆除搬迁，集污罐进行填平，并对井场废弃物进行无害化治理；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。

搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，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、保留环保厕所等）。建设单位依法办理环保手续并按照钻井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。

（2）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

中江气田产能建设项目（一期）天然气钻井作业主要采用泥浆钻等不同钻井介质钻井方式，将根据现场实时钻遇地质情况选用适用的钻井方式，故上述钻井方式现场钻井施工过程中存在交叉相互切换施工情况，为便于钻井阶段产排污统计，本评价按照环境要素分阶段分析核算。

① 废气

泥浆钻井过程以柴油机做动力，带动钻头切割地层从而不断钻进，井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低，钻井作业现场废气主要产生于钻井柴油机发电机和动力器柴油燃烧废气、油基泥浆钻井时产生的有机废气、完井测试放喷废气以及非正常状态事故放喷废气。

A：钻井阶段废气：柴油机废气

中江区块内所在区域电网情况较好，但个别井场有可能无法接电，本项目按照最不利情况考虑，按照井场使用柴油发电机发电开展评价。井场内单套钻井设备主要使用 3 台 800kw 功率柴油机（两用一备）提供钻井动力，以及使用 2 台 400kw 柴油机（一用一备）发电供井场生活区使用，柴油机的油耗约 203g/kw·h。本项目使用的为合格的轻质柴油成品，排气筒内径 0.3m，排放烟气温度为 100℃。按照原国家环保总局《关于排污费征收核定有关工作的通知》（环发[2003]64 号）中有关排放污染物物料衡算的规定，预测主要污染物排放情况见表 5.1-8。

表 5.1-8　单井柴油机、发电机组废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 m^3/h	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m^3)	排放总量（t）	排气筒高度
800kw 柴油动力机组，运行时间约 1250h×2 台	162.4	2000	NO_2	0.05	25	0.0513	6m
			SO_2	0.16	77	0.1640	
			颗粒物	0.21	100	0.2153	
400kw 柴油发电机，运行时间 1250h×1 台	81.2	1000	NO_2	0.025	25	0.0256	6m
			SO_2	0.08	77	0.0820	
			颗粒物	0.105	100	0.1076	

本项目使用的为合格的轻质柴油成品，采用柴油机设备自带的 6m 高排气

筒排放，根据中江气田区块已实施的钻井项目，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，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划。

B：油基泥浆钻井时产生的有机废气

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为柴油或白油，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。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。

油基泥浆一般含油量在 50%左右，油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为柴油或白油，单井使用油基泥浆用量约 240m^3（约 480t），本项目油基泥浆钻井过程中有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中柴油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.03kg/h，约 0.012t，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 0.864t。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，在钻井过程中，在气田内需将气井采出的井产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求对油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密闭罐进行密闭，同时转运过程中应采用密闭的储罐罐车进行转运，减少气田内有机物挥发量。

C：完井测试放喷废气

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，根据类比区域内同地层气井，测试放喷时无阻天然气量最大为 $15\times10^4m^3/d$，测试放喷时间一般为 8～12h，约放喷天然气 $3.75\times10^4m^3$。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，测试放喷主要产物为 CO_2 和

水蒸气，属短期排放。

D：非正常状态事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业，放喷天然气量约 $0.16\times10^4m^3$，燃烧后主要污染物为 CO_2。事故放喷时间短，属临时排放。

② 废水

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设方案，各井场钻井施工过程中均采用“不落地”随钻处理钻井过程产生的失效水基泥浆和水基钻井岩屑，故本次中江气田产能建设项目（一期）产能建设各井场钻井过程中废水主要为泥浆钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水和生活污水。

A：泥浆钻井阶段钻井废水

各井场钻井废水主要产生于各井清水、水基泥浆段钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，不外排；水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备保洁废水。

据钻井工艺，钻井废水主要用于水基泥浆的配置，储存于泥浆储备罐中，钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井固废进入废渣收集罐。钻井固废经不落地循环系统两次压滤后固液分离，固相钻井固废进入废渣收集罐，液相为钻井废水进入废水收集罐。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。完钻后废钻井泥浆通过钻井现场泥浆不落地工艺进行固液分离，形成钻井废水和钻井固废分别进入废水收集罐和废渣收集罐。钻井废水主要包括：1）检修设备废水，冲洗钻台、钻具和振动筛以及泥浆循环罐和泥浆储备罐定期清洗废水等；2）钻井固废及废泥浆经泥浆不落地工艺（两次压滤）固液分离出来的液体相部分。

根据西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析，得出不同井身范围内常规钻井作业的新鲜水使用量、废水量和废泥浆量（《石油天然气勘探开发污染物防治管理办法》），钻井过程中废水尽可能的回用，该办法中废水排放量标准的规定见表 5.2-3，其中钻井阶段平均每米进尺用水量约为 0.2m^3，平均每米进尺废水产生量取 0.06m^3。根据中江气田同一目的层井深情况，清水和水基钻各井深度在 2000~3000m，按照 3000m 计算，因此每口井废水产生量约 180m^3，清水及水基泥浆单井钻井周期为 30d，因此单井钻井废水日排量约 6m^3/d。各井产生的钻井废水用密闭罐车拉运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。各井组钻井废水产生量统计表见下表 3.1-4。

表 3.1-4　钻井工程废水排放量标准

井深 H（m）	废水控制量（m^3）
≤2000	H×0.05
2000-3000	H×0.06
≥3000	H×0.06

表 3.1-5　各井组钻井废水产生量统计表

井组编号	井型	井口数量	钻井废水产生量（m^3）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	720
高沙 104HF 井场	水平井	8	1440
高沙 106HF 井场	水平井	4	720
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	720
中江 120-1 井场	水平井	6	1080
中江 120-3HF 井场	水平井	6	1080
江沙 348HF 井场	水平井	4	720
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	720
江沙 347HF 井场	水平井	4	720
江沙 325HF 井场	水平井	4	720
高沙 316HF 井场	水平井	4	720
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	540
高蓬 301HF 井场	水平井	4	720
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	720
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	900
合计		68	12240

由于完钻阶段钻具设备保洁废水是直接接触钻井工具（使用刮泥器刮泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井井场，钻井保洁废水主要污染物成分与钻井泥浆成分相似，其性质是钻井泥浆的高倍稀释废水。

钻井废水中的污染物主要来自泥浆和柴油机跑冒漏滴的油类，因此废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD。本项目钻井时使用水基泥浆，属于环保类泥浆，钻井废水污染程度较低；同时根据对袁家环保处理站的调查，省内钻井废水的 COD 普遍在 200～5000 之间，中石化西南油气分公司安全环保处于 2016 年 3 月对袁家环保处理站原水的监测结果基本符合上述统计；最后，项目参考了区域内同类采气项目的源强，最终确定项目钻井废水的主要污染物浓度见下表。

表 3.1-6　项目钻井废水中主要污染物浓度　　单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	COD	SS	石油类	氨氮	氯化物
浓度	7～10	200～20000	50～500	0.5～110	0～60	5000

根据建设单位提供的位于德阳市旌阳区的新 8-2 井钻井废水监测报告（检测时间为 2020 年 9 月 14 日）见下表 3.1-7。本项目与新 8-2 井所用水基泥浆成分基本相同，该钻井废水监测报告具有可类比性。

表 3.1-7　新 8-2 井钻井废水中主要污染物浓度　　单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	COD	SS	石油类	氨氮	总氮	总磷	氯化物	挥发酚	色度
浓度	8.3	12900	/	0.27	24.4	20.7	0.90	4700	0.974	256
主要污染物	Fe	Mn	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	Cr^{6+}	As	Hg
浓度	0.457	ND	ND	1.23	0.094	ND	0.019	0.023	0.0167	0.00052

根据表 3.1-7 可见，钻井废水呈碱性，COD 检测值和氯化物检测值较大，重金属含量低，钻井废水污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。

B：洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水。根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统

计分析，项目单井洗井废水量产生量约 90m³，井组洗井废水量产生量约 270~720m³，该部分废水回用于配置压裂液，不外排。经类比调查，洗井作业产生的废水污染物浓度情况见下表。各井组洗井废水产生量见下表 3.1-8。

表 3.1-8　洗井作业废水产生情况统计

废水种类	产生量（m³）	主要污染物浓度　　mg/L（pH 无量纲）				
		pH	COD	石油类	氯化物	SS
洗井废水	450	6.5～9	≤2000	≤80	500～1500	≤200

表 3.1-9　各井组洗井废水产生量统计表

井组名称	井型	井口数量	洗井废水产生量（m³）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	360
高沙 104HF 井场	水平井	8	720
高沙 106HF 井场	水平井	4	360
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	360
中江 120-1 井场	水平井	6	540
中江 120-3HF 井场	水平井	6	540
江沙 348HF 井场	水平井	4	360
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	360
江沙 347HF 井场	水平井	4	360
江沙 325HF 井场	水平井	4	360
高沙 316HF 井场	水平井	4	360
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	270
高蓬 301HF 井场	水平井	4	360
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	360
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	450
合计		68	6120

C：压裂返排液

井筒清洗干净后，通过压裂车将配置的压裂液压至地层，压裂出许多裂缝，加入支撑剂（如石英砂、玻璃珠等）充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。当进行压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，进入已作防渗处理的放喷池暂存。压裂返排液全部抽吸至压裂液储罐以用于新井压裂作业，压裂返排废水量较少。经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不在现场检测），若

水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至同区域其他钻井压裂作业；若水质不能达到回用要求，用密闭罐车运至转运至袁家污水处理厂处理后交由区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。

根据设计方案，水平井或定向井压裂液用量需约 2000m^3，单井压裂时间为 1 天，返排率约 40%，返排时间 3~5d，单井压裂返排液量约 800m^3，最大日排放量约 266.7m^3/d，压裂返排液先贮存于已做防渗处理的放喷池中，保证废水量不超过池体容积的 80%，及时用泵抽至压裂液储罐实行区域回用处置，根据区域已实施井位压裂返排液回用情况统计，可回用的返排液量约 50%，因此单井可回用的压裂返排液量为 400m^3，单井无法回用的压裂返排液量为 400m^3，本项目 68 口井无法回用的压裂返排液量约为 2.72 万 m^3。可回用的压裂返排液采用密闭罐车运至区域内其他井场实施压裂液配置，无法回用的采用密闭罐车转运至袁家环保处理站处理后交由区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。

则项目各井组压裂返排液产生量见下表。

表 3.1-10　各井组压裂用水及压裂返排液产生量统计表

井组名称	井型	井口数量	压裂液用量（m^3）	返排量（m^3）	无法回用的返排液量（m^3）	返排时间（d）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
高沙 104HF 井场	水平井	8	16000	6400	3200	3～5
高沙 106HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
中江 120-1 井场	水平井	6	12000	4800	2400	3～5
中江 120-3HF 井场	水平井	6	12000	4800	2400	3～5
江沙 348HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
江沙 347HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
江沙 325HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
高沙 316HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	6000	2400	1200	3～5

高蓬 301HF 井场	水平井	4	8000	3200	1600	3～5
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	8000	3200	1600	3～5
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	10000	4000	2000	3～5
合计	/	68	136000	54400	27200	/

压裂返排液呈弱酸性，离子以 Cl^-为主，重金属含量低，压裂返排液污染物以仍以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。类比中江气田压裂返排液检测数据，压裂返排液中主要污染物浓度见下表：

表 3.1-11　压裂返排液中主要污染物浓度　　单位：mg/L（pH 无量纲）

污染物	pH	SS	石油类	COD	Cl^-
污染物浓度	2～8	50～800	5～200	380～2600	5200～12000

本项目压裂返排液水质类别建设单位提供的袁家环保处理站（袁家气田水处理站）回注水监测报告中的数据（检测时间为 2019 年 12 月 19 日），检测的废水水样为袁家环保处理站原水池（处理前）的压裂返排液，检测结果见下表 3.1-12，该检测废水为同区域气井产生的压裂返排液，该废水监测报告具有可类比性。

表 3.1-12　袁家环保处理站原水池（处理前）中主要污染物浓度

单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	悬浮物	颗粒中径	石油类
浓度	7.23	665	3.01	777

根据表 3.1-2 可见，压裂返排液呈碱性，石油类检测值较大，压裂返排液污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。

D：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，结合本项目井场区域占地情况，本项目方井区域的最大雨量共计约为 $5m^3$/单井，共计 $340m^3$，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配

用水。

E：生活污水

各井场钻井一套钻井设备配备一队钻井施工人员，每队施工人员约 45 人，生活用水按每人每天 80L 计，单井钻井周期约 50d/井，井队生活污水按用水量的 85%计，单井钻井期间生活污水产生量共计 153m^3/井（约 3.06m^3/d），各井组生活污水产生量统计表见下表：

表 3.1-13　各井组生活污水产生量统计表

井组编号	井型	井口数量(口)	钻井周期（d）	生活用水量（m^3）	生活污水产生量（m^3）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	200	720	612
高沙 104HF 井场	水平井	8	400	1440	1224
高沙 106HF 井场	水平井	4	200	720	612
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	200	720	612
中江 120-1HF 井场	水平井	6	300	1080	918
中江 120-3HF 井场	水平井	6	300	1080	918
江沙 348HF 井场	水平井	4	200	720	612
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	200	720	612
江沙 347HF 井场	水平井	4	200	720	612
江沙 325HF 井场	水平井	4	200	720	612
高沙 316HF 井场	水平井	4	200	720	612
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	150	540	459
高蓬 301HF 井场	水平井	4	200	720	612
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	200	720	612
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	250	900	765
合计		68	3400	12240	10404

生活污水产生量较少，主要污染物为：SS、COD、BOD_5、NH_3-N，主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD_5 约为 100mg/L，SS 约为 250mg/L、NH_3-N 约为 20mg/L。由于采用 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，生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理。

各井组钻井施工阶段废水产生情况见下表。

表 3.1-14　各井组废水排放情况统计表

污染物种类		主要污染物	原始产生情况		污染防治措施	处理后排放情况	
污染源及其特征			浓度	产生量		浓度	排放量
钻井废水	水基泥浆钻井阶段钻井废水	pH 、COD、SS、石油类	高浓度废水	180m³/单井	经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	0	
洗井废水		pH 、COD、SS、石油类、氯化物	90m³/单井		该部分废水回用于配置压裂液，不外排	0	
压裂返排液		pH 、COD、SS、石油类、氯化物	800m³/单井		压裂返排液优先回用，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	0	
方井雨水		pH 、COD、SS、石油类	5m³/单井		方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆和压裂配置液调配用水。	0	
生活污水	主要来源于钻井生活区的生活污水	水量	3.06m³/d		生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理	0	
		COD	300mg/L	0.918kg			
		BOD_5	100mg/L	0.147kg			
		SS	250mg/L	0.367kg			
		NH_3-N	20 mg/L	0.029kg			

③噪声

井场噪声分布区域主要分为动力及钻台区、泥浆泵区和固控区、压裂作业区等，其主要噪声设备有：

机械噪声组：包括钻机、泥浆泵以及其他种机械转动所产生的噪声；

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；

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

钻井工程（含压裂）主要噪声源设备噪声值见表 3.1-15。

表 3.1-15　项目钻井工程主要噪声源

阶段	噪声设备	数量	单台源强dB（A）（1m处）	采取的降噪措施	降噪后源强	噪声特征	排放时间	频谱特性	声源种类
正常工况	钻井设备	1套	90～100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	85～95	机械	昼夜连续	以低频噪声为主，60~1000Hz以内，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点	固定声源
	泥浆泵	2台	85～90		80～85	机械			
	振动筛	2台	85～90		80～85	机械			
	压裂设备	3台	99～104		94～99	机械			
	离心机	2台	85～90		80～85	机械			
停电	柴油机	3台	90～95	排气筒上自带高质量消声器	80～85	机械	连续		固定声源
	发电机	1台	85～90	设置发电机房，减震、吸声	75～85	机械	连续		固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	110	/	110	空气动力	测试3h		固定声源

④固废

本项目固废主要有钻井过程产生的钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油等。

A：钻井固废

钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经泥浆不落地工艺进行固液分离产生的固相废渣。水基泥浆钻产生的钻井固废均为一般工业固废，油基泥浆钻井阶段产生的含油钻井固废，属于危险固体废物。

a：水基钻井固废

水基泥浆钻产生的废钻井泥浆和钻井岩屑均为一般工业固废，钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆带出至地面。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于：1）被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；2）在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；3）完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；4）钻井泥浆循环系统跑、冒、

滴、漏而排出的钻井泥浆；5）钻井完成后剩余的不可回用的废钻井泥浆。废钻井泥浆主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和硫化褐煤。

据产能建设及勘探项目部统计，岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地处理后，钻井固废单位进尺产生量控制在 0.28m^3/m 左右。据此推算，单井清水钻和水基泥浆钻井深长度预计约 3000m，本项目单井水基钻井固废产生量为约 840m^3，本项目水基钻井固废总产生量约 5.712 万 m^3（11.424 万 t），各井组钻井固废产生量统计表见下表。

表 3.1-16　各井组水基钻井固废产生量统计表

井组编号	井型	井口数量	水基钻井固废产生量（m^3）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	3360
高沙 104HF 井场	水平井	8	6720
高沙 106HF 井场	水平井	4	3360
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	3360
中江 120-1 井场	水平井	6	5040
中江 120-3HF 井场	水平井	6	5040
江沙 348HF 井场	水平井	4	3360
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	3360
江沙 347HF 井场	水平井	4	3360
江沙 325HF 井场	水平井	4	3360
高沙 316HF 井场	水平井	4	3360
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	2520
高蓬 301HF 井场	水平井	4	3360
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	3360
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	4200
合计		68	57120

项目钻井过程采用泥浆不落地技术及时循环利用钻井泥浆，并分理处出大的岩屑和废钻井泥浆。水基泥浆钻产生的钻井固废通过泥浆不落地工艺处理后，形成泥饼，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。

b：顶替泥浆

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约 30m^3，本项目共产生顶替泥浆约 2040m^3（4080t），根据《国家危险废物名录》（2021 年

版），顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。各井产生的顶替泥浆与油基钻井固废一并处理，实时收集和短暂贮存后全部交由具有相应危废处置资质单位外运妥善处置，现场采用废渣罐收集实现场内转运，现场不外排。

c：油基钻井固废

项目在钻井过程中若遇到卡钻现象或地层复杂情况，将采用油基泥钻井液井，本项目按照所有井的造斜和水平段（约 1500m）全部采用油基泥浆进行钻井，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。根据类比同区域同目的层油基泥浆钻井产生固废量统计可知，油基钻井固废（油基岩屑和废油基泥浆）产生量为井身理论计算体积的 3 倍，则计算出每口水平井产生的油基钻井固废约 165m^3，本项目共产生油基钻井固废约 11220m^3（22440t）。产生的油基钻井固废由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。各井组油基钻井固废产生量统计表见下表。

表 3.1-16　各井组油基钻井固废产生量统计表

井组编号	井型	井口数量	油基钻井固废产生量（m^3）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	660
高沙 104HF 井场	水平井	8	1320
高沙 106HF 井场	水平井	4	660
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	660
中江 120-1 井场	水平井	6	990
中江 120-3HF 井场	水平井	6	990
江沙 348HF 井场	水平井	4	660
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	660
江沙 347HF 井场	水平井	4	660
江沙 325HF 井场	水平井	4	660
高沙 316HF 井场	水平井	4	660
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	495
高蓬 301HF 井场	水平井	4	660
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	660
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	825

合计		68	11220

C：生活垃圾和包装材料

钻井期，生活垃圾产生量按 0.5kg/人•d 计算，单队钻井人员 45 人/队，产生量约为 22.5kg/d·井，定向井和水平井钻井周期约 50d/井，因此，单井（水平井和定向井）钻井期间生活垃圾产生量共计 1.125t/井，各井组生活污水产生量统计表见下表：

表 3.1-17　各井组生活垃圾产生量统计表

井组编号	井型	井口数量（口）	钻井周期（d）	生活垃圾产生量（t）
高沙 103-6HF 井场	水平井	4	200	4.5
高沙 104HF 井场	水平井	8	400	9
高沙 106HF 井场	水平井	4	200	4.5
高沙 102-7HF 井场	水平井	4	200	4.5
中江 120-1HF 井场	水平井	6	300	6.75
中江 120-3HF 井场	水平井	6	300	6.75
江沙 348HF 井场	水平井	4	200	4.5
江沙 348-2HF 井场	水平井	4	200	4.5
江沙 347HF 井场	水平井	4	200	4.5
江沙 325HF 井场	水平井	4	200	4.5
高沙 316HF 井场	水平井	4	200	4.5
丰谷 6-1HF 井场	水平井	3	150	3.375
高蓬 301HF 井场	水平井	4	200	4.5
江沙 346 井场	水平井或定向井	4	200	4.5
中江 119-4 井场	水平井或定向井	5	250	5.625
合计		68	3400	76.5

生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾堆放箱中，与环保厕所产生的污泥一并定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

各井场需要现场配置部分钻井液，将产生少量包装材料，各井场产生的废包装材料约为 2.0t，15 个井场共产生的废包装材料约 30.0t，废包装材料在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

D：含油固废

钻井过程中含油固废的主要来源有：A：机械（泥浆泵、转盘、链条等）

润滑废油等含油固废；B：液压控制管线滴漏的控制液，如液压大钳、封井器及液压表传压管线滴漏的控制液。钻井产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目废油及废油桶等含油固废产生总量约 0.5t/井场，项目共产生 7.5t。含油固废属于危险废物（物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求，在危废暂存场内储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或有危险废物处理资质的单位代为处置。

项目单井组固体废物产生量见表 3.1-18。

表 3.1-18　　单井组钻井作业固体废物产生量

钻井阶段	种类	产生量	主要成分	处理处置方式	分类
水基泥浆钻井	钻井固废（废钻井泥浆和钻井岩屑）	840m^3/单井	水、粘土、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石、岩石、土壤等	通过泥浆不落地工艺处理后，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	II 类一般工业固废
顶替泥浆	废含油泥浆	30m^3/单井	石油类、粘土、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石、等	收集后全部交由具有相应危废处置资质单位妥善处置	HW08 072-001-08 危险废物
油基泥浆钻井	含油钻井固废（油基岩屑和含油废钻井泥浆）	165m^3/井	岩石、土壤、柴油等	通过泥浆不落地工艺处理后，收集后全部交由具有相应危废处置资质单位妥善处置	HW08 072-001-08 危险废物
全过程	生活垃圾	1.125t/单井	生活垃圾	按当地环卫部门要求统一妥善处理	生活垃圾
	废包装袋	2.0t/井场	塑料	在材料区集中收集后送当地废品回收站处理	I 类一般工业固废
	废油及含油固体废物	0.5t/井场	废油等其他含油固废	站内设置废油桶集中收集，完钻后交由有相关处理资质的单位妥善处置	HW08 900-249-08 危险固废

表 3.1-19　　单井钻井作业危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
顶替泥浆	HW08	072-001-08	30m^3/单井	水基转油基	半固态	黏土、柴油	柴油	水基转油基约	T	废渣收集罐收集，现场贮存，交由资质单位处

						等		1d		置
油基钻井固废	HW08	072-001-08	165m³/单井	油基钻井	半固态	岩石、柴油等	柴油或白油	造斜段和水平段约15d	T	废渣收集罐收集，现场贮存，交由资质单位处置
含油固废	HW08	900-249-08	0.5t/井场	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	50d/井	T、I	废油桶收集，现场贮存，完钻后交由钻井队综合利用或交由资质单位处置

⑤地下水污染

A：地下水污染源类型分析

钻井工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的钻井废水、泥浆、岩屑等的渗滤液以及井下钻进过程中滤失的钻井泥浆。

B：污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

a、渗透污染：钻井泥浆循环系统、钻井污染物清洁化生产处理系统、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

b、穿透污染：一般发生在钻进过程中的井漏事故中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与固井方案密切相关。

C：地下水污染源源强分析

a：污染物渗滤液：此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在一体化操作区域内暂存中，所含废液经离析后，向周围岩层渗入、扩散。本项目对一体化操作工艺区作为重点污染防渗区处理，正常工况下渗透外泄量极小。

b：钻井滤失泥浆：此类影响产生于钻进期间的过平衡钻井阶段，钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量＜3m³/h 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。本项目在每段完钻后及时采用套管水泥固井，从措施上减少井筒内泥浆滤失可能。

⑥ 环境风险

钻井施工存在一定的环境风险，主要表现为钻井在钻遇可能产气层时发生

的可燃气体泄漏导致的火灾爆炸环境风险事故；此外还表现为井场（含一体化操作工艺区）、井场外放喷池渗漏污染地表土壤和浅层地下水；井筒内套管破损导致钻井过程中钻井泥浆漏失，进入地下水环境，污染地下水环境。油罐区存储的柴油泄漏环境风险；原辅材料转运运输风险等。

本项目钻井施工过程（含压裂施工过程）总体产排污核算情况见下表。

表 3.1-20　　本项目钻井工程污染物排放统计表

环境要素	污染物种类 / 污染源及其特征		主要污染物	原始产生情况 浓度	原始产生情况 产生量	污染防治措施	处理后排放情况 浓度	处理后排放情况 排放量	排放去向
地表水	钻井废水	泥浆钻井阶段钻井废水	水量	12240m³		经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的废水转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	0		回用调配压裂返排液或外运处置
			pH 、COD、SS、石油类	高浓度废水			/		
	洗井废水	主要来源于洗井作业	水量	6120m³		回用于配置压裂液，不外排	0		回用
			pH 、COD、SS、石油类、氯化物	高浓度废水			/		
	压裂返排液	来源于压裂阶段	水量	54400m³		暂存于压裂液储罐，转运至同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	0		回用调配压裂返排液或外运处置
			pH、SS、石油类、Cl^-	高浓度返排废水			/		
	方井雨水	来源于方井雨水	水量	340m³		方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆和压裂配置液调配用水。	0		回用
			pH、SS、石油类、Cl^-	/			/		
	生活污水	主要来源于钻井生活区的生活污水	水量	10404m³		生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理	11016m³		外运处置
			COD	300mg/L	3.1212t		100 mg/L	1.0404t	
			BOD_5	100mg/L	1.0404t		20 mg/L	0.2080t	
			SS	250mg/L	2.6010t		100 mg/L	1.0404t	
			NH_3-N	20 mg/L	0.2080t		10 mg/L	0.10404t	
废气	柴油机动力废气（单井场）		烟气量	625 万 m³		燃油采用合格的轻质柴油成品，废气经 H=6m、DN=0.3m 排气筒达标排放	625 万 Nm³		环境空气
			$N0_x$	25mg/m³	0.0769t		25mg/m³	0.0769t	
			SO_2	80 mg/m³	0.2460t		80mg/m³	0.2460t	
			颗粒物	100mg/m³	0.3229t		100mg/m³	0.3229t	
	油基泥浆钻井有机废气		NMHC	0.03kg/h	0.816t		0.03kg/h	0.816t	环境空气

	完井测试放喷废气	NO_X	/	/	目的层不含硫化氢，测试放喷时间一般为 8～12h，属短期排放	NO_X	/	/
	非正常状态事故放喷废气	NO_X	/	/	放喷的天然气立即点火燃烧	NO_X	/	/
噪声	钻井设备噪声	机械噪声	80 ~100dB（A）		置于钻井井场内，基础安装减振垫层	65~75 dB（A）		/
	柴油机发电噪声	机械噪声	90 ~95dB（A）		排气筒上自带高质量消声器设置发电机房，减震、吸声	75~85dB（A）		/
	事故放喷噪声	空气动力噪声	110dB（A）		仅事故情况下产生	110dB（A）		/
固废	水基泥浆钻井固废	岩屑和废泥浆	/	11.424 万 t	通过泥浆不落地工艺处理后，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	/	0.00	地方砖厂综合利用
	顶替泥浆	废含油泥浆	/	4080t	收集后全部交由具有相应危废处置资质单位妥善处置，现场不外排	/	0.00	委托处理
	油基泥浆钻井固废	含油钻井岩屑	/	2.244 万 t	通过泥浆不落地工艺处理后，收集后全部交由具有相应危废处置资质单位妥善处置，现场不外排	/	0.00	委托处理
	生活垃圾	生活垃圾	/	76.5t	统一收集，定期按当地环卫部门要求统一处理。	/	0.00	委托处理
	废包装材料	废包装材料	/	30t	在材料区集中收集后送当地废品回收站处理	/	0.00	委托处理
	跑冒滴漏油	废油及含油固废	/	7.5t	设油桶集中收集，优先回用，无法回用的交由资质单位妥善处置	/	0.00	专业处置或委托处理

3.1.3 站场建设施工

由于各采气站建设仅涉及井站内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、采气设备安装等施工。由采气工程施工全部在各井场井站内完成，无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量，设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

（1）站场施工工序及产污环节

场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理阶段。主要工艺流程见图 3.1-10。

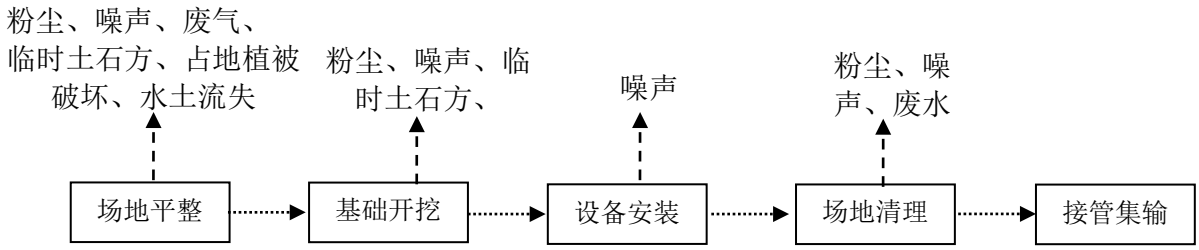


图 3.1-10　场站施工工序及产污环节示意图

A、站内管线吹扫

流程整体安装完毕后，对泄压流程用压缩空气进行吹扫，吹扫时应设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端应固定，吹扫口流速在 20m/s 以上，直到管内无污物排出为合格。

B、站内管线试压

强度试压介质、严密性试压介质为清水。强度试压压力为设计压力的 1.15 倍，严密性试压按设计压力进行。试压时升压应缓慢，达到试验压力后，严密性稳压 30min。稳压期间沿管道系统进行检查，以无变形、无渗漏、无压降为合格。试压中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（2）场站施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

施工期影响生态环境的因素主要是工程占地、改变土地利用类型。工程占用土地破坏了原有的植被，原有的农业生态环境将逐渐改变。另外，由于场地平整后，必将造成施工区域土地裸露，改变原有的地貌景观，裸露地表没有植被覆盖，在雨季极易产生径流，加重土壤侵蚀程度，造成水土流失。本项目优先建设场地清污分流截排水沟，减少施工期水土流失，各场站设备安装完毕后及时进行场站内道路硬化和绿化，减少场站水土流失。

②废气

施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 CO_2 和 NO_X 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘等。

③ 废水

项目施工期污废水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

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

站内工艺管道试压水：管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每采气站内部工艺管网试压废水约 $5m^3$。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水排放时将在排放口安装过滤器拦截试压废水中的悬浮物，通过站场地雨水沟外排。

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

④ 噪声

各场站施工过程中噪声源主要来自各场站施工使用的挖掘机、推土机、载重汽车、打桩机、装载机等施工机具作业时产生的噪声，噪声源强参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013），其噪声源强见表 3.1-21。

表 3.1-21　　单个场站施工主要施工机具噪声源特征

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

⑤固体废物

场站施工固废主要来自现场开挖产生的土石方，优先剥离 0.3m 厚表土各场站就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的场地绿化等用地用土），剩余土石方做到场地自行平衡，站场建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），因此开挖土石方产生量较小，挖方根据中江气田区块已实施的站场的实际情况，各站场施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

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的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

3.1.4 集输管线施工

（1）集输管网施工工序及产污环节

集气管道工程施工一般包括施工准备、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序，整个施工由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成，本项目地面集输工程施工期间不设施工营地，施工人员主要依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见图 3.1-11。

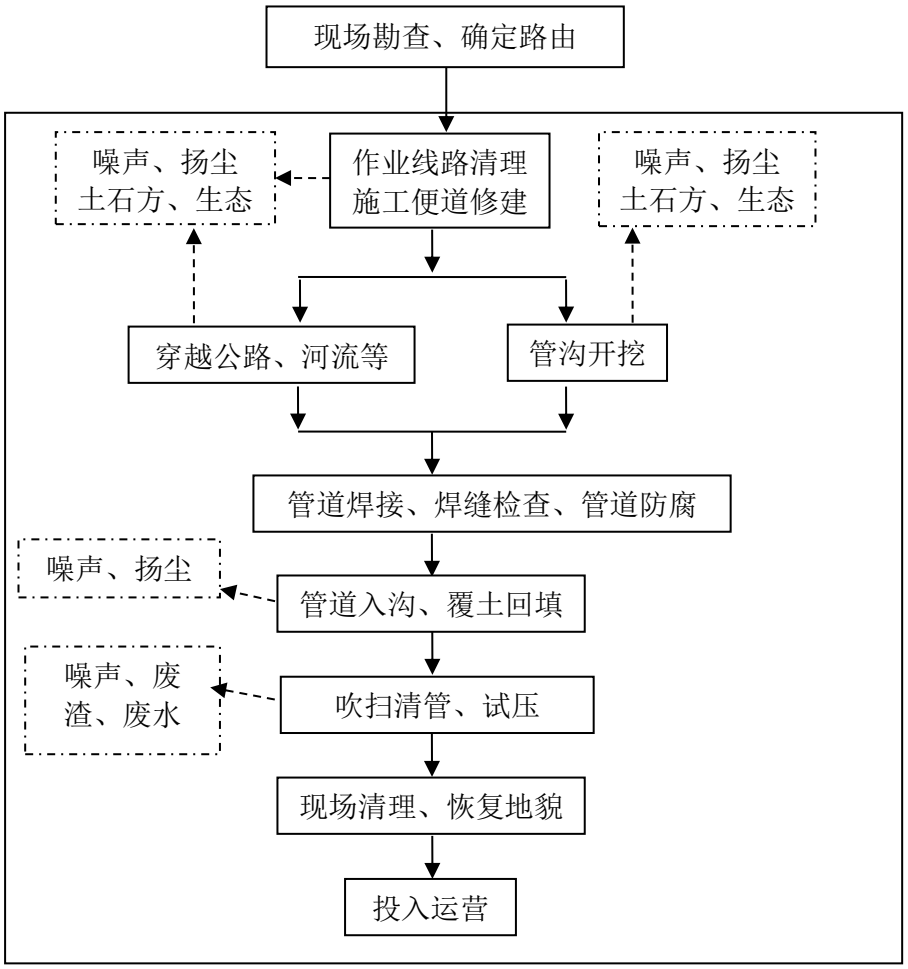


图 3.1-11　主要施工工序及产污环节示意图

① 管道工程施工作业带清理、道路建设

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

A. 施工作业带清理、管沟开挖

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行，然后才能进行管沟开挖作业。本工程沿线所经地区主要为平原丘陵区，管线基本穿行于水田、旱田、经济作物和林地等区域，管道通过经济作物区时，为减少管道施工对经济作物的损坏，施工作业带宽度应尽量缩窄，宜

采用沟下组焊方式减小施工作业带宽度，工程管道根据管径的不同通过经济作物区的施工作业带宽度宜压缩在 8m～12m 之间。

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

开挖管沟是施工期对生态环境构成影响的最主要活动。本工程地面集输管道主要采用沟埋方式敷设，管沟开挖断面示意图见图 3.1-12，管线施工断面示意图（埋管后）见图 3.1-13，同类型管道施工项目作业带构筑情况见图 3.1-14。

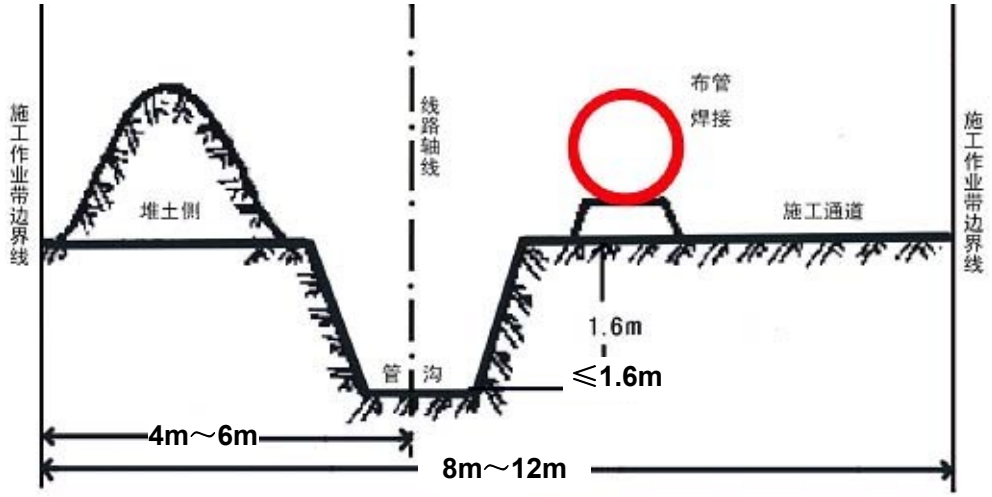


图 3.1-12　管线施工示意图（开挖时）

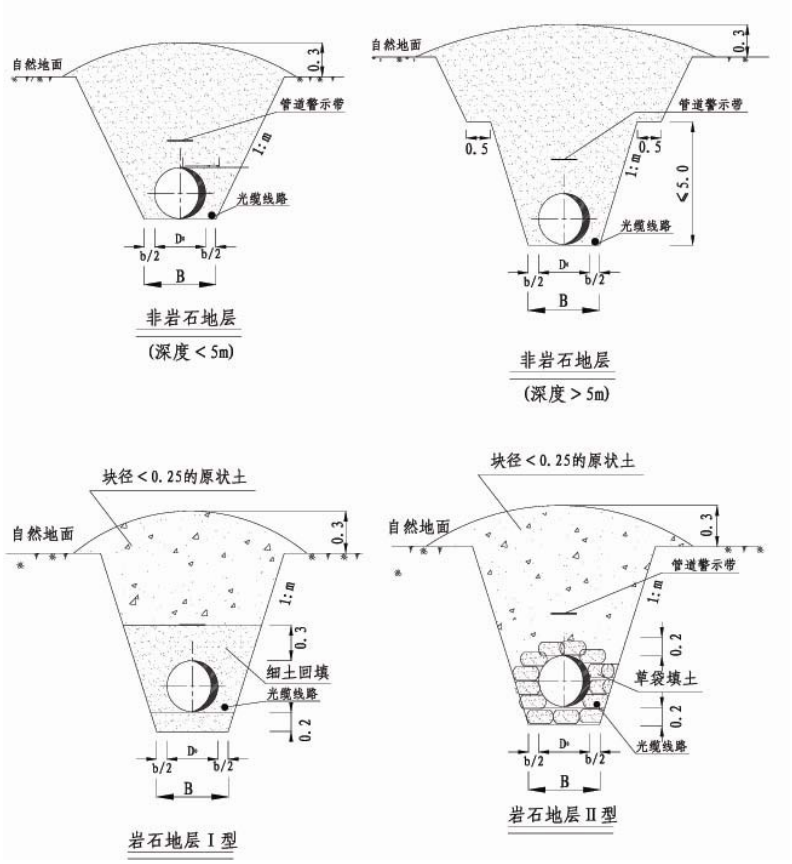


图 3.1-13　管线施工断面示意图（埋管后）



图 3.1-14 同类型管道施工项目作业带构筑情况

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

B. 施工便道和伴行路建设

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

（2）穿越工程

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本次中江气田产能建设项目（一期）产能地面建设方案，本次集输管网穿越工程有河流主要为小型河流和沟渠穿越，无中大型河流穿越，公路穿越主要有高速、省道、县道、村道等穿越。小型河流和沟渠的穿越主要有为开挖方式，穿跨越方式选择应该根据地形地貌、水文、工程地质、环境、交通运输等多方面因素综合分析，确定合理的穿越方式，若水域条件允许的情况下，建议优先使用非开挖穿越方法（定向钻或顶管）；管道穿越公路一般采用顶管、定向钻和开挖三种方式。对于高等级公路（高速公路、省道、县道）尽可能采用定向钻及顶管方式，对于普通乡村公路将更多地采用开挖穿越。穿越工程将会对穿越点附近的生态环境产生一定的影响。

①河流穿越

开挖施工过程及穿越河流流程和方式见图 3.1-15。

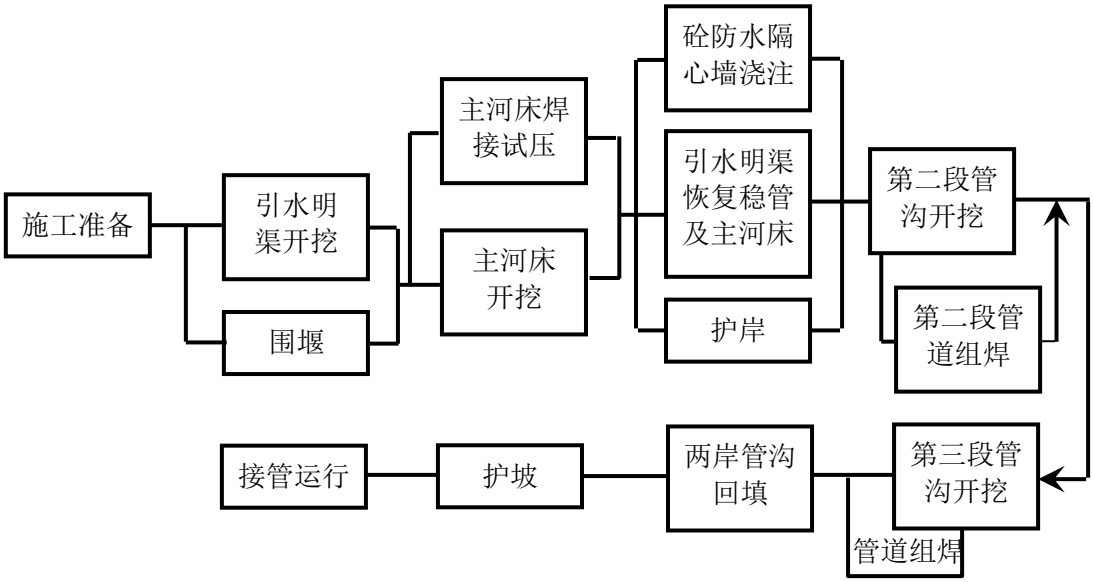


图 3.1-15　开挖方式穿越河流施工流程

管网河流穿越大开挖防渗一般为围堰开挖沟埋方式，根据河流的地形、水文和地质条件、施工场地和设备，拟利用河床 1/3 做导流沟、2/3 做围堰区、采用分两侧交替围堰、干水、大开挖的施工方式。为防止管道在下沟后上浮，管道在下沟后均应及时进行配重，配重方式根据现场实际情况采用现浇混凝土或装配式加重块方式进行稳管。对基岩河床，采取现浇混凝土方式稳管；对于砂、卵、砾石河床，可采用混凝土压重块稳管；对于土质河床，可采用编织袋稳管。穿越河流时，管沟穿越处的岸坡采用浆砌石护坡、护岸措施；管道埋设在穿越河流河床设计冲刷线以下稳定层内。围堰大开挖施工示意图见图 3.1-16，类似施工现场见下图：

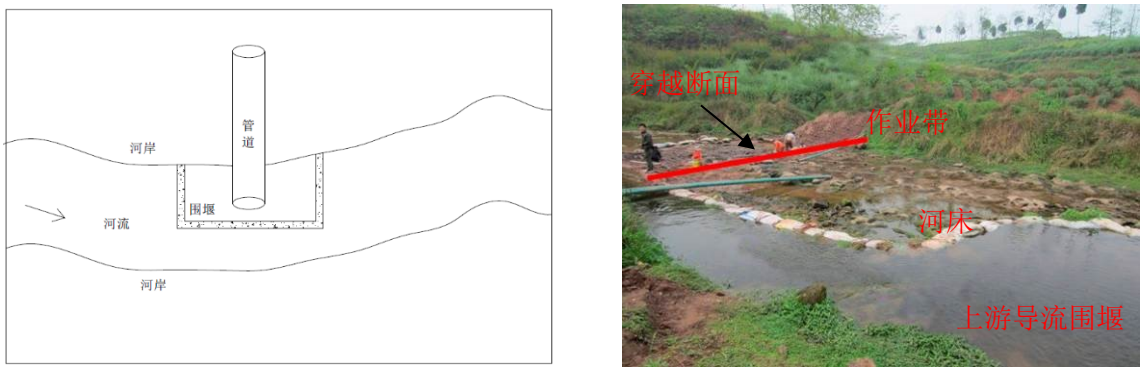


图 3.1-16　大开挖(导流明渠)穿越河流施工示意图（类似工程参考）

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。

② 公路穿越

管道穿越公路一般采用顶管和开挖两种方式。

A.顶管

对于高等级公路尽可能采用顶管方式，对于普通及小型公路将更多地采用开挖穿越。本工程穿越高速公路、省道及县道公路优先采用顶管穿越，普通乡村公路穿越直接采用大开挖方式。套管采用钢筋混凝土套管(适用于较长距离)以及钢套管(适用于较短距离)，以增加承载能力。管道穿越公路时，输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路路面以下 1.2m，公路边沟底面以下1.0m。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。顶管施工工艺示意图见图 3.1-18。

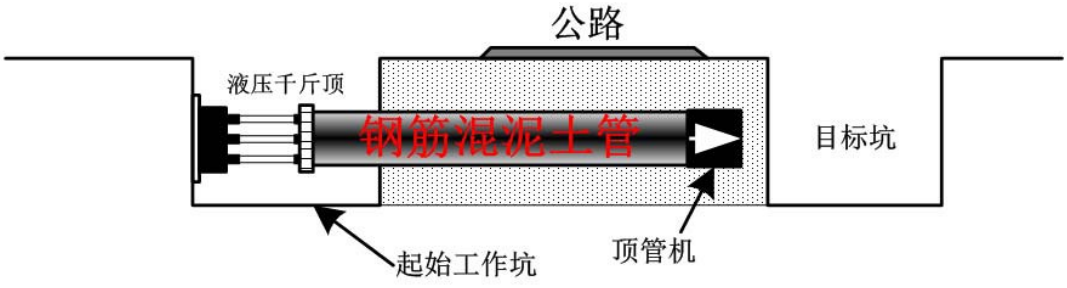


图 3.1-18　管线顶管穿越公路示意图

顶管施工是指在工作坑内借助于顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计的坡度顶入土中，并将土方运走。一节管子完成顶

入土层之后，再下第二节管子继续顶进。其原理是借助于主顶油缸及管道间、中继间等推力，把工具管或掘进机从工作坑内穿过土层一直推进到接收坑内吊起。管道紧随工具管或掘进机后，埋设在两坑之间。顶管施工涉及到基坑开挖，因此对地质情况有一定的要求，在顶管施工基坑开挖过程中，应加强风险防范措施，防治基坑垮塌等现象发生，同时弃土的堆放应加强水土保持措施。

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

顶管和沟埋开挖穿越方式将产生一定量多余土石方，这部分土石方数量少，就地选择坑凹地或公路两侧管道护坡内填埋，不产生弃方，不需要设置土石方堆放场。

B.开挖

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路市，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出公路边沟外 2m，套管规格为 DRCPIII1200X2000 GB/T11836～2009，管线与公路交叉尽量垂直。套管质量应满足《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

（3）焊接、清管、试压、干燥、置换

①管道焊接

本工程集输管道推荐采用半自动焊接，建议吊管机进行机械布管，内对口器进行组对，采用半自动焊进行焊接，沟上组焊，利用吊管机整体下沟，焊条为 E6010。管道焊缝质量先进行外观检查，外观检查标准应符合《油水长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2006）的规定，合格后方可进行无损检测。

管道所有焊缝内部质量检查均应进行 100%的超声波探伤检查，要求达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109－2005）的II级质量要求。无损检测方法应选用射线检测和超声波检测，焊缝表面缺陷应选用液体渗透探伤。当采用超声波检测对焊缝进行无损检测时，应按下列比例对每个焊工或流水作业焊工组当天完成的焊缝进行复验：二级地区中焊缝的 10%，三级地区焊缝中的 15%。

②吹扫

管道安装完毕后，对站内新安装设备用压缩空气进行吹扫，吹扫时应设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端应固定，吹扫口流速在 20m/s 以上，直到管内无污物排出为合格。

③ 管道试压

本项目采用分段试压的方式进行，本工程强度试压、严密性试压介质采用洁净水。试压要求见表 3.1-21。

表3.1-21　试压要求明细表

项目	试验段	试验介质	试验压力	稳压时间	合格标准
强度试验	井口至井口紧急切断阀下游法兰的管道	无腐蚀性洁净水	63.0MPa	4h	无渗漏，无压降
	井口紧急切断阀下游法兰后、分离器出口工艺管线	无腐蚀性洁净水	5.985MPa	4h	
	放空管线、排污管线	无腐蚀性洁净水	2.3.99MPa	4h	
严密性试验	井口至井口紧急切断阀下游法兰的管道	无腐蚀性洁净水	42.0MPa	24h	无渗漏，无压降
	井口紧急切断阀下游法兰后、分离器出口工艺管线	无腐蚀性洁净水	3.99MPa	24h	
	放空管线、排污管线	无腐蚀性洁净水	1.6MPa	24h	

除本设计已明确的要求外，本工程施工及验收还应执行《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》（GB50540-2009）有关规定。

站外管道应执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）有关规定。

④氮气置换

投产置换是天然气管道施工后投入运行的一个关键步骤，通过这一过程排出管道中的空气，引入天然气。为防止形成爆炸性混合物，采用注入氮气后再引入天然气进行置换的方法。

根据置换过程中的实际情况，采用该方法时建议采取以下措施：

★置换前要确保清管干净，以免给以后的运行管理带来麻烦。

★置换前要周密计算置换过程中天然气的供气压力，合理控制管道内气体流速。

★置换时要注意检测氮气及天然气到达的位置，计算管道内纯氮气段的大小，保持天然气与空气之间的距离。

★置换前粗略确定所需氮气量，避免浪费或出现不足的情况，在管段较长时，可以采用分段置换的方法。

★注氮压力和注入天然气压力应保持一致，在注氮结束后要马上注入天然气，尽量减小混气段，减少氮气的损失。

★注氮过程中，可通过站场放喷管道进行放空。

★根据测算氮气和空气混合气体到放喷池的时间，提前在放喷池用 0～25%便携式含氧量分析仪在管道出口检测氮气和空气混合段气体的含氧量，当检测到氧气含量降至 2%时，即可认为管路内是纯氮气。然后即可停止放空，氮气置换工作完成。

（2）管网施工期产排污情况分析

①废水

管道施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水。

A、试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目工可，本项目管道总长度 60.49km，其中管径 Φ89×5 集气管线 3 条，长度 8.6km；Φ159×6 集气管线 13 条，长度 47.89km；Φ219×6 集气管线 1 条，长度 4km。根据体积计算，本项目试压废水共计约 989m^3，主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。由于井区各井场井站为滚动建设，试压废水仅在中江气田产能建设项目（一期）采集气管网建设时产生，试压废水施工管道分段产生，采取排放管道口安装泥

沙过滤器措施处理后外排，经当地沟渠汇集后就近汇入当地地表水环境。

B、生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活污水以每人 100L/d 计，考虑每天施工人员为 40 人，产污系数为 0.85，因此，生活污水产生量约 3.4m^3/d。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，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

②废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘以及施工机具（柴油机）排放的尾气。

A、施工扬尘

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

B、机具尾气

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

③噪声

管道施工噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机、运输车辆等，其强度在 80~95dB(A)之间；本项目主要施工机械噪声源强见表 3.1-22。

表 3.1-22　施工期主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	测点距施工机具距离	噪声源强 dB(A)
1	挖掘机	5	84
2	推土机	5	86
3	吊管机	5	86
4	电焊机	5	83
5	切割机	5	93

6	载重汽车	5	88
7	顶管机械	5	85
8	柴油发电机	5	98

④ 固体废物

施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

A、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，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期施工人员生活垃圾不集中产生和排放，依托当地乡镇、农村现有的生活垃圾收集储运系统处置。

B、施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约0.2t/km，本项目新建管道长60.49km，管道施工废料的产生量约12.1t，施工废料由供应商回收利用。

C、废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自高速公路、大型省道县道等穿越采气定向钻、顶管施工过程，该施工过程中所用泥浆主要用来减少打钻和顶进过程管壁与土体之间的磨擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（纯碱）。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻、顶管施工将设置泥浆池。施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆自然干化后就地填埋处置（废弃泥浆量约2t，干重约1t），并覆土复原。

⑤生态环境

本项目所在地属于农村区域，项目地面集输工程建设对将所在区域的农业生产会造成一定影响。管线临时占地以旱地和水田为主，随着工程结束，

将恢复原有土地形态，不会对土地资源和农业生产产生永久影响。

本项目穿越的主要为小河，无大型河流穿越，采用开挖方式施工，对水生生态将造成一定影响，管线穿越施工是临时工程，仅在施工期对水体水质和水生物生长环境有短期影响，施工结束后，水生生态将恢复原状。穿越高速公路、大型省道县道等穿越采气定向钻、顶管施工过程，将在顶管两端进行基坑开挖，基坑开挖会产生部分弃土，弃土堆放会占用部分土地，堆放过程产生一定的水土流失。

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

3.1.5 污染物排放总量统计

本部分对中江气田产能建设项目（一期），即 15 座钻井井场、采气井站（68 口钻井）和 17 条（60.49km）集输管道，施工期产生的主要污染物排放总量进行统计。

表 3.1-23 本项目施工期“三废”排放统计表

污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
废气	施工扬尘、车辆尾气	TSP、NOx	少量	洒水抑尘，使用合格柴汽油等	少量
	柴油机废气（单井场）	NOx、SO_2、TSP	少量	燃油用合格柴汽油，废气达标排放	少量
	油基泥浆钻井有机废气	NMHC	0.864t	加强密闭措施	0.864t
	完井测试放喷废气	NO_X	少量	目的层不含硫化氢，测试放喷时间一般为 8～12h，属短期排放	少量
	非正常状态事故放喷废气	NO_X	少量	放喷的天然气立即点火燃烧	少量
废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类	12240m^3	无法回用的废水转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置	0
	洗井废水	pH、COD、SS、石油类	6120m^3	回用于配置压裂液	0
	方井雨水	pH、SS、石油类、Cl^-	340m^3	隔油后回用于水基泥浆和压裂配置液调配用水。	0
	压裂返排液	pH、SS、石油类、Cl^-	54400m^3	转运至同区域其他井场配置压裂液，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	0
	试压废水	SS	989m^3	过滤后经当地沟渠汇集后就近汇入当地地表水环境。	0
	生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	10404m^3	经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理	0
固废	水基钻井固废（废泥浆+岩屑）	/	11.424 万 t	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	0
	顶替泥浆	/	4080t	交由有危废处理资质单位处置	0

	油基钻井固废	/	2.244 万 t	交由有危废处理资质单位处置	0
	废油及含油固废	/	7.5t	优先回用，无法回用的交由资质单位妥善处置	0
	包装袋	/	30t	在材料区集中收集后送当地废品回收站处理	0
	生活垃圾	/	76.5t	统一收集，定期按当地环卫部门要求统一处理。	0
	施工废料	/	12.1t	由供应商回收利用	0
	管道顶管穿越产生废弃泥浆	/	2t	泥浆池中填埋，及时生态恢复	0
噪声	柴油发电机、泥浆泵、钻井设备、压裂车等设备噪声	Leq	70~110dB	隔声减震	65~110dB

3.2 运营期工程分析

3.2.1 采气站场

（1）采气井站工艺流程及产污环节分析

各井站采气总体工艺流程为：中江气田产能建设项目（一期）井站采用“井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”的集输工艺，气井经井下节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再气液混输/分离计量后外输下游井站或集气站。

采气井站地面采气工艺流程及产污环节见图 3.2-1~3。

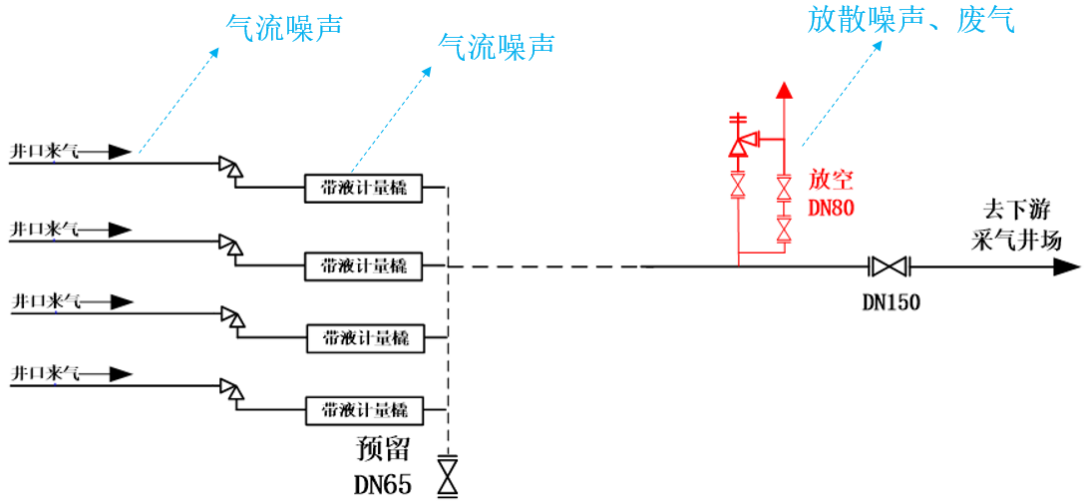


图 3.2-1“井下节流+带液计量+气液混输”工艺流程及产污环节示意图

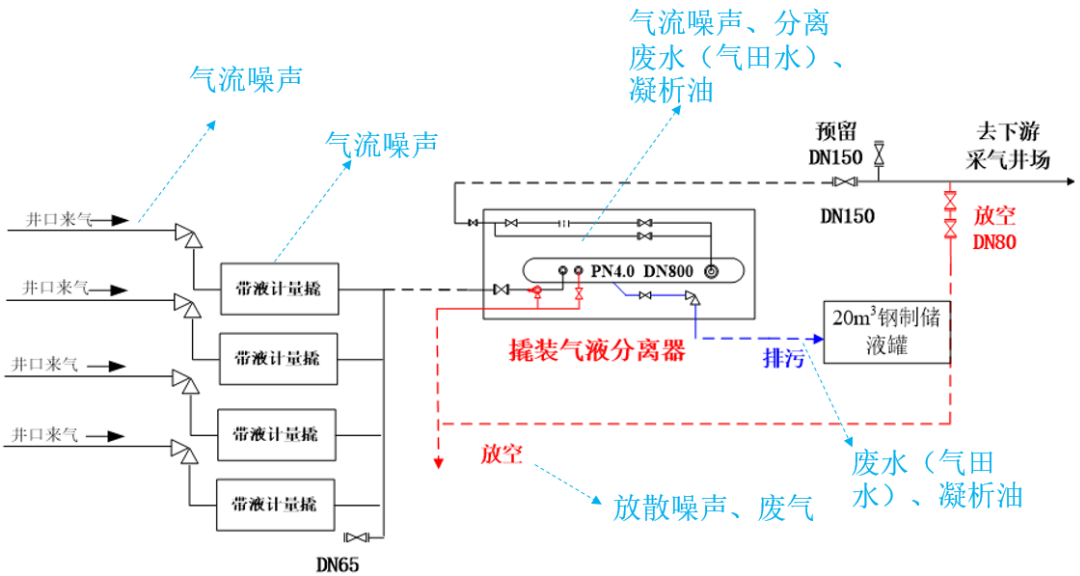


图 3.2-2 “井下节流+带液计量+分离总计量”工艺流程及产污环节示意图

本项目 15 个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 10m 高放散管放散，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，各区独立放散设置，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，放散或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。

（2）采气井站运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

本项目运营期废水主要为采气废水，井站为无人值守井站，无生活废水外排。

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，进入分离器，分离出的采气废水转入污水罐，由罐车定期拉运至区域污水处理站处理后外排或回注处理。根据中江气田同目的层已采气井类比资料调查，单井每生产 10 万方气产生采气废水量约 3m^3，则根据本项目最大配产 175.6×$10^4$$m^3$/d 的规模，本工程采气废水最大日产生量约 52.68m^3/d（1.923 万 m^3/a），随着后期各井气量的减少，各井采气废水的产生量也将减少，本评价按照最大量统计。本项目各井站采气废水最大产生量见下表。

表 3.2-1 各井站采气废水最大产生情况统计表

序号	井场名称	井数（口）	井组最大配产（万方/天）	井站采气废水日最大产生量 m^3/d	井站采气废水最大年产生量 m^3/a	去向
1	高沙 103-6HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	下游井站高沙 103HF 井站
2	高沙 104HF 井站	8	20.8	6.24	2277.6	井站内污水罐暂存定期外运

3	高沙 106HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	
4	高沙 102-7HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	
5	中江 120-1HF 井站	6	15.6	4.68	1708.2	
6	中江 120-3HF 井站	6	15.6	4.68	1708.2	
7	江沙 348HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	下游井站江沙 209HF 井站
8	江沙 348-2HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	下游井站江沙 209HF 井站
9	江沙 347HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	下游井站江沙 211-1HF 井站
10	江沙 325HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	下游井站江沙 301HF 井站
11	高沙 316HF 井站	4	10.4	3.12	1138.8	井站内污水罐暂存定期外运
12	丰谷 6-1HF 井站	3	7.8	2.34	854.1	
13	高蓬 301HF 井站	4	7.2	2.16	788.4	下游井站高庙 32 井站
14	江沙 346 井站	4	10.4	3.12	1138.8	井站内污水罐暂存定期外运
15	中江 119-4 井站	5	15	4.5	1642.5	
16	合计	68	175.6	52.68	19228.2	

本项目井站分两种工艺：“井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”，采用“井下节流+带液计量+气液混输工艺”的井站内不设置污水储罐区，气液直接往下一个井站进行分离，若采用“井下节流+带液计量+分离总计量”的井站，则气液经分离后，凝析油与采气废水采用密闭管道集输转输至采气站场污水罐内暂存，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，污水罐密闭，容积为 20m^3，废水达到一定量后采用密闭罐车及时转运至污水处理站进行处理，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。

采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手

续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。

根据类比区域内采气废水水质检测报告统计，采气废水主要污染物为COD、SS和氯化物等，污染物及浓度见表3.2-2。

表3.2-2　采气废水水质一览表 单位：mg/L

污染物名称	COD_{Cr}	SS	石油类	氯化物	pH（无量纲）
污染物产生浓度	460～3000	50～400	20～100	1000~25000	6.5～10

本项目采气废水水质类别建设单位提供的袁家环保处理站采气废水监测报告中的数据（检测时间为2019年12月19日），检测的废水水样为袁家环保处理站原水池中的废水，检测结果见下表 3.2-3，该检测废水为同区域气井产生的采气废水，该废水监测报告具有可类比性。

表3.2-3　采气废水中主要污染物浓度　单位：mg/L（pH无量纲）

主要污染物	pH	COD	氯化物	氨氮	石油类
浓度	9.40	2730	24800	86.4	82.3

根据表3.2-3可见，采气废水呈碱性，COD、氯化物和石油类检测值较大，采气废水污染物以pH、COD、石油类、氯化物等为主。

③ 废气

项目运营过程中废气包括凝析油挥发性有机废气、设备检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。

A：凝析油挥发性有机废气

本项目采气阶段采用“井下节流+带液计量+分离总计量”的井站，气液经分离后，分离后的天然气通过集输管网进入下一个井站，分离后的凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，污水罐属于密闭的状态，仅留有呼吸孔，采气废水和凝析油暂存后静置油水分层，上层凝析油在污水罐内静止储存的情况下，会产生无组织排放的挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃。

本项目共有9个井站采用气液分离工艺，各井站分别设置一个20m^3的采气废水污水罐，均为固定顶罐，凝析油暂存产生的无组织排放挥发性有机废气属于小呼吸废气，根据《环境保护计算手册》推荐的灌区小呼吸气计算公式计

算出各井站凝析油挥发性有机废气产生情况如下：

$$L_B = 0.191 \cdot M \cdot \left(\frac{P}{100910 - P}\right)^{0.68} \cdot D^{1.73} \cdot H^{0.51} \cdot \Delta T^{0.45} \cdot F_P \cdot C \cdot K_C$$

式中：L_B——固定顶罐的呼吸排放量（kg/a）；

M—储罐内蒸气的分子量，凝析油分子量取其中最易挥发的戊烷的分子量 72；

P—在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa），参照原油的理化参数，本项目所产凝析油的真实蒸气压约为 41kPa；

D—罐的直径（m）；

H—平均蒸气空间高度（m）；

△T—一天之内的平均温度差（℃），取 9℃；

F_P—涂层因子（无量纲），根据油漆状况取值在 1-1.5 之间；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲），直径在 0~9m 之间的罐体，C=1-0.0123（D-9）^{2}，罐径大于 9m 的 C=1；

Kc—产品因子（石油原油 Kc 取 0.65，其他的有机液体取 1.0）

通过以上公式计算结果可知，单井站凝析油挥发性有机废气（NMHC）无组织最大排放量约 0.0074kg/h（0.065t/a），则 9 个井站凝析油挥发性有机废气无组织最大排放量约 0.585t/a。

B：检修及事故废气

正常运行时，采气井站采气全部在压力管道内运行，无废气排放，站场设备检修排放的少量的检修废气（天然气原料气）。

本工程地面采气工程正常运行期间，站场设备一般每年需要进行 1~2 次定期检修，检修泄漏的少量天然气将通过工艺区外的放散系统直接排放。事故产生时，井站内安装有自动截断阀，能够在几秒钟之内迅速关闭阀门，根据中江气田井站检修记录资料的调查，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放散气量，各井站检修和事故天然气排放量约 50m^3/a。

设备检修时间比较短，且气量较小，天然气直接通过放空管引高放散排放（H≥15m），由于所输送的天然气不含硫化氢，大气污染物主要为甲烷等烃类，

且为瞬时排放，对周围环境影响较小。若事故情况下天然气产生量较大，则每个井场配备有人工点火装置，能够及时点火，天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NO_x 和 TSP。

③噪声

各井站正常生产时，场站噪声主要来源于节流阀、分离器和计量装置等设备产生的气流噪声等设备的气流摩擦噪声，气流摩擦噪声大小与天然气产量有关。根据类比调查，站场各主要噪声源强见下表。

表 3.2-5　井站运营期运行期主要噪声源强

序号	主要噪声设备	噪声强度范围(dB(A))	备注
1	水套炉	50～60	连续噪声
2	分离器	60～65	
3	节流阀	60～65	
4	计量装置	55～60	
5	放散系统	60~70	间断（应急状态）

为有效控制噪声，首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备。据类比中江气田已投产井站正常产生时的厂界噪声，站场运营期噪声约 40~50dB（A）。

④ 固废

运行期间产生的固体废物主要为站场分离器产生的废渣、检修废渣、凝析油以及撬装设备废油。

A：站场分离器产生的废渣、检修废渣

井场分离器分离出来的废渣量以及检修时清管产生的废渣较少，各井站产生量约 2kg/a，分离器分离的废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，属于 I 类工业固废，收集后交由当地环卫部门进行处置，不外排。

B：凝析油

本项目钻井目的层为***、***组和***，从井中采出的天然气可能带有一

部分凝析油。根据中江气田同目的层已采气井类比资料调查，采气期间单井每生产 10 万方气产生凝析油量约 2.5t，根据本项目最大配产 175.6×$10^4$$m^3$/d 的规模，本工程共产生凝析油量约 43.9t/d，1.6323 万 t/a，随着后期各井气量的减少，各井采气产生的凝析油产生量也将减少，本评价按照最大量统计。本项目各井站凝析油最大产生量见下表。

表 3.2-6 各井站凝析油最大产生情况统计表

序号	井场名称	井数（口）	井组配产（万方/天）	井组凝析油日产生量（t/d）	井组凝析油年产生量（t/a）	去向
1	高沙 103-6HF 井站	4	10.4	2.6	949	下游井站高沙 103HF 井站
2	高沙 104HF 井站	8	20.8	5.2	1898	井站内污水罐暂存定期外运
3	高沙 106HF 井站	4	10.4	2.6	949	
4	高沙 102-7HF 井站	4	10.4	2.6	949	
5	中江 120-1HF 井站	6	15.6	3.9	1423.5	
6	中江 120-3HF 井站	6	15.6	3.9	1423.5	
7	江沙 348HF 井站	4	10.4	2.6	949	下游井站江沙 209HF 井站
8	江沙 348-2HF 井站	4	10.4	2.6	949	下游井站江沙 209HF 井站
9	江沙 347HF 井站	4	10.4	2.6	949	下游井站江沙 211-1HF 井站
10	江沙 325HF 井站	4	10.4	2.6	949	下游井站江沙 301HF 井站
11	高沙 316HF 井站	4	10.4	2.6	949	井站内污水罐暂存定期外运
12	丰谷 6-1HF 井站	3	7.8	1.95	711.75	
13	高蓬 301HF 井站	4	7.2	1.8	657	下游井站高庙 32 井站
14	江沙 346 井站	4	10.4	2.6	949	井站内污水罐暂存定期外运
15	中江 119-4 井站	5	15	3.75	1368.75	
16	合计	68	175.6	43.9	16323.5	

本项目井站分两种工艺：“井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”，采用“井下节流+带液计量+气液混输工艺”的井站内不设置污水罐区，气液直接往下一个井站进行分离，若采用“井下节流+带液计量+分离总计量”的井站，则气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入井站内的污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至区域内采气废水处理站（袁家环保处理站或齐福气田水处理站）处理。

C：废油

压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个采气井站润滑油使用量约 7m^3/a，废润滑油量按 3%润滑油计算，每井站废润滑油量约 0.2m^3/a。废油属于危险废物（物类别为 HW08，废物代码 071-002-08），废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。

单个采气井站运营期期污染物产生及排放情况统计见表 3.2-7。

表 3.2-7　　各井站运营期污染物排放统计表

环境要素	污染物种类 污染源及其特征	主要污染物	原始产生 产生量	污染防治措施	处理后排放 排放量	排放去向
废水	采气废水	COD、油类、Cl^-	3m³/10 万 m³ 气	转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置	0	处理后外排或回注
废气	检修及事故废气	气量 甲烷	50m³/a·单井站，1~2 次/年	10m 高的放散管放散处理	50m³/a ·单井站，1~2 次/年	环境空气
	凝析油挥发性有机废气	VOCs	0.065t/a·单井站，0.585t/a	加强污水罐密闭管理	0.065t/a·单井站，0.585t/a	
噪声	设备噪声	/	厂界 40~50dB(A)	/	厂界 40~50dB(A)	环境
固废	站场分离器产生的废渣、检修废渣	砂砾	2kg/a·井站	I 类工业固废，交由当地环卫部门进行处置，不外排	0	不外排
	凝析油	烃类	2.5t/10 万 m³ 气	气液混输至下一个站或由罐车定期拉运至产能建设及勘探项目部中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至地层水综合利用站进行低温蒸发脱盐工艺处理后转输至袁家环保处理站进行脱氮处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排	0	不外排
	废油	润换油	0.2m³/a·井站	交由有危险废物处理资质的单位处置	0	外委处置

3.2.2 集输管线

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设方案，结合中江气田产能建设项目（一期）周边已有的中江气田集输气干线分布情况，本次中江气田产能建设项目（一期）地面管网工程仅需建设集气管网、即可实现井区所采天然气通过集输气干线外输。

由于管道数量虽多，但长度均较短，如采、输气管道截断阀等控制措施依托各井站的进出站阀室，检修放空均依托各站放空设施，根据天然气集输特性，集输运用期采用场站的动力全封密集输，管线两端压降小，气流噪声不明显，管网正常工况下，除清管废渣外（各井站产生），无噪声、废气、废水污染物排放，管道运营期环境产排污主要是环境风险事故状态下的输气可燃气体泄漏环境风险影响，环境风险评价章节中予以详细评价。

3.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。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。

3.4 中江气田产能建设项目（一期）产排污总体水平

中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目预计分 4 年实施，计划从 2021 年开始实施，2024 年全部建成投产，故 2024 年前，中江气田产能建设项目（一期）范围内，井场、井站、管线等单项工程的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，本评价根据中江气田产能建设项目（一期）产能开发时序，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合中江气田先期实施的天然气产能建设项目单项工程建设产排污情况，单项工程废气（主要施工机具燃烧废气）和噪声（施工设备噪声）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，故本次中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目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）、固废（水基钻井固废和少量油基钻井固废）考虑井区整体产排污水平、区域环境影响和依托的环保工程接收能力分析。

3.4.1 中江气田产能建设项目（一期）污废水产排污水平

根据中江气田产能建设项目（一期）部署的各井场（钻前、钻井、压裂）、井站采气工艺环节产排污分析：钻前施工无废水外排；钻井施工经不落地循环系统处理后，钻井废水优先循环使用，完钻阶段废水产生量较小（单井钻井完钻废水量约 180m^3/单井，转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。压裂返排液产生量约800m^3/单井，回用率为 50%，无法回用的压裂返排液量约为 400m^3/单井，无法回用的压裂返排液转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排；采气期间单井每生产 10 万方气产生采气废水量约 3m^3，采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

本评价通过各单项工程各阶段污废水产生特点，结合中江气田产能建设项目（一期）产能建设各单项拟实施时间，以年度为单位核算废水产排污情况。

（1）钻井期间废水

钻井废水年排放量：中江气田产能建设项目（一期）产能建设部署的各井站钻井作业均配备不落地循环处理系统处理钻进过程中的泥浆和岩屑，实现钻进过程中废水的连续循环利用，不外排，完钻阶段废水产生量较小（单井钻井完钻废水量约 180m^3/单井，洗井废水约 90m^3/单井，压裂返排液约 800m^3/单井（无法回用的约 400 m^3/单井）。根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设

进度安排，中江气田产能建设项目（一期）总钻井井组数 15 座，井口数 68 口，每年实施约 4 个井场钻井，洗井废水用于配置压裂液，不外排，钻井废水和无法回用的压裂返排液转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。中江气田产能建设项目（一期）2021 年~2024 年各年度钻井废水产生量见下表。

表 3.4-1　2021 年~2024 年各年度钻井期间废水产生量统计表 单位：m^3

时间	建设井组	井口数量（口）	钻井废水产生量	洗井废水产生量	压裂返排液产生量	废水总量
2021 年	中江 120-1HF 井场	6	1080	540	4800	6420
	高蓬 301HF 井场	4	720	360	3200	4280
	江沙 346 井场	4	720	360	3200	4280
	合计	**14**	**2520**	**1260**	**11200**	**14980**
2022 年	中江 120-3HF 井场	6	1080	540	4800	6420
	江沙 325HF 井场	4	720	360	3200	4280
	江沙 348HF 井场	4	720	360	3200	4280
	中江 119-4 井场	5	900	450	4000	5350
	合计	**19**	**3420**	**1710**	**15200**	**20330**
2023 年	江沙 347HF 井场	4	720	360	3200	4280
	丰谷 6-1HF 井场	3	540	270	2400	3210
	江沙 348-2HF 井场	4	720	360	3200	4280
	高沙 316HF 井场	4	720	360	3200	4280
	合计	**15**	**2700**	**1350**	**12000**	**16050**
2024 年	高沙 103-6HF 井场	4	720	360	3200	4280
	高沙 104HF 井场	4	720	360	3200	4280
	高沙 106HF 井场	8	1440	720	6400	8560
	高沙 102-7HF 井场	4	720	360	3200	4280
	合计	**20**	**3600**	**1800**	**16000**	**21400**
2021~2024 年	总计	68	12240	6120	54400	72760

钻井废水最大日排放量：本项目单井钻井废水产生量约 180m^3，钻井周期为 30d，因此单井钻井废水排放量为 6m^3/d，根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设时序可知，每年新建 4 个井场，由于各井场均为一口井完钻后再实施下一口井的钻井，由于某些井场布置井口数量较多，一年内无法成所有部署井钻井计划，因此有可能留到下一年度继续实施，按照建设单位总体部署，

本项目每天区域内同步钻井数量最大为 5 口井，因此本项目钻井废水日排放量为 5 口井的钻井废水日排放量之和即 30m^3/d。

压裂返排液最大日排放量：本项目单井 800m^3，返排时间约 3~5d，最大日排量约 266.7m^3/d，回用率约 50%，则无法回用的压裂返排液约为 133.3m^3/d，根据建设单位提供的区块压裂设计方案，同一个区块同一时间仅一套压裂设备进行压裂，因此，区域内压裂返排液最大日排放量按照单井压裂返排液产生量计算，约 266.7m^3/d，无法回用的压裂返排液量约 133.3m^3/d。

区域钻井废水最大日排放量见下表。

表 3.4-2 中江气田产能建设项目（一期）钻井废水和压裂返排液最大日排放量

序号	废水类型	日排放量（m^3/d）	无法回用的废水日处理量（m^3/d）
1	钻井废水	30	30
2	压裂返排液	266.7	133.3

（2）钻井期间年度用水量和回用水量统计

项目钻井期间用水主要包括钻井用水、压裂液调配用水以及生活用水，根据中江气田产能建设项目（一期）年度部署计划，年度用水量见下表。

表 3.4-3 中江气田产能建设项目（一期）钻井期间用水量 单位：m^3

时间	建设井组	井口数量（口）	钻井用水量	压裂液用水量	生活用水量	废水总量
2021 年	中江 120-1HF 井场	6	3600	12000	1140	16740
	高蓬 301HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	江沙 346 井场	4	2400	8000	780	11180
	合计	**14**	**8400**	**28000**	**2700**	**39100**
2022 年	中江 120-3HF 井场	6	3600	12000	1140	16740
	江沙 325HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	江沙 348HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	中江 119-4 井场	5	3000	10000	960	13960
	合计	**19**	**11400**	**38000**	**3660**	**53060**
2023 年	江沙 347HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	丰谷 6-1HF 井场	3	1800	6000	600	8400
	江沙 348-2HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	高沙 316HF 井场	4	2400	8000	780	11180

	合计	**15**	**9000**	**30000**	**2940**	**41940**
2024 年	高沙 103-6HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	高沙 104HF 井场	4	4800	16000	1500	22300
	高沙 106HF 井场	8	2400	8000	780	11180
	高沙 102-7HF 井场	4	2400	8000	780	11180
	合计	**20**	**12000**	**40000**	**3840**	**55840**
2021~2024 年	总计	68	40800	136000	13140	189940

项目钻井期间回用的废水主要为压裂返排液回用于压裂液配置，回用率约50%，根据年度钻井部署计划，项目各年度压裂返排液回用情况见下表。

表 3.4-4 中江气田产能建设项目（一期）钻井期间用水量 单位：m^3

时间	建设井组	井口数量（口）	压裂返排液产生量	压裂液返排液回用量
2021 年	中江 120-1HF 井场	6	12000	2400
	高蓬 301HF 井场	4	8000	1600
	江沙 346 井场	4	8000	1600
	合计	**14**	**28000**	**5600**
2022 年	中江 120-3HF 井场	6	12000	2400
	江沙 325HF 井场	4	8000	1600
	江沙 348HF 井场	4	8000	1600
	中江 119-4 井场	5	10000	2000
	合计	**19**	**38000**	**7600**
2023 年	江沙 347HF 井场	4	8000	1600
	丰谷 6-1HF 井场	3	6000	1200
	江沙 348-2HF 井场	4	8000	1600
	高沙 316HF 井场	4	8000	1600
	合计	**15**	**30000**	6000
2024 年	高沙 103-6HF 井场	4	8000	1600
	高沙 104HF 井场	4	16000	3200
	高沙 106HF 井场	8	8000	1600
	高沙 102-7HF 井场	4	8000	1600
	合计	**20**	**40000**	**8000**
2021~2024 年	总计	**68**	**136000**	**27200**

由表 3.4-3~4 可知，2024 年计划部署的井位数量最多，因此 2024 年用水量最大，预计约 5.584 万 m^3，压裂返排液回用量约 8000 m^3，压裂返排液回用于压裂液的配置，项目废水回用率约为总用水量 14.3%。本项目年度钻井用水量以及压返液回用情况见下表 3.4-4 和图 3.4-1。

表 3.4-4 项目钻井期间用水量及废水回用量　　单位：m^3

年度	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	总计
用水量	39100	53060	41940	55840	189940
压返液回用量	5600	7600	6000	8000	27200

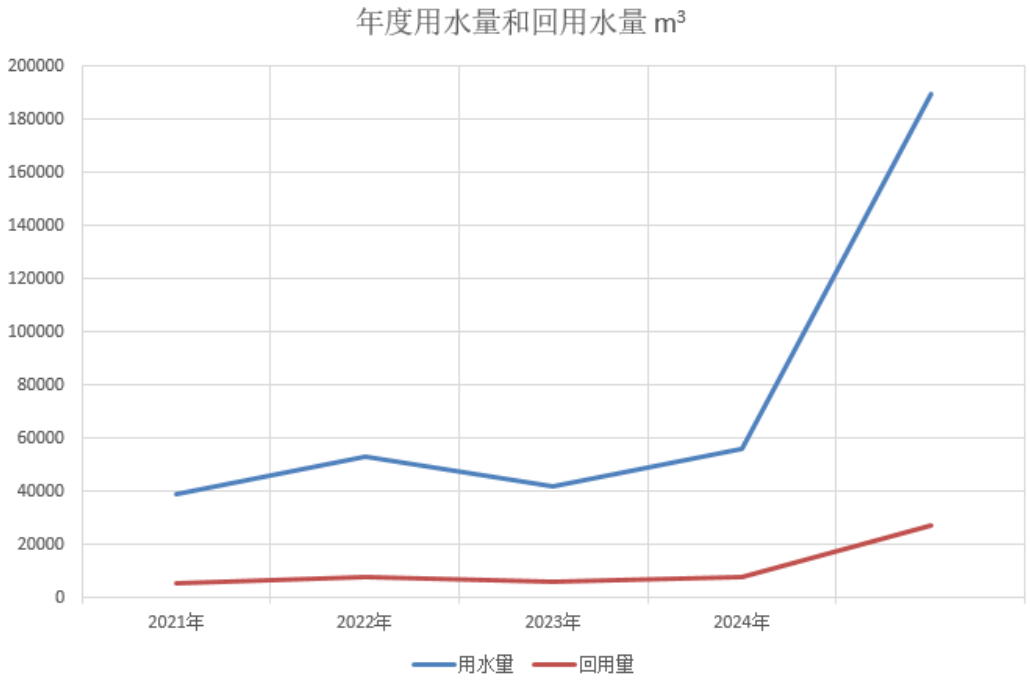


图 3.4-1 项目钻井期间年度用水量和回用水量情况表

（3）采气期间采气废水

采气废水年产生量：采气期间单井每生产 10 万方气产生采气废水量约 $3m^3$，由于井压会随着开井时间的延长而减小，采气量因此而减少，根据中江气田已实施井采气量变化规律可知，各井采气量每年递减约 10%，从而采气废水量每年也将递减约 10%，开井后第一年采气废水量处于最大值，后期随着气量的减少而减少。中江气田产能建设项目（一期）总采气井站数 15 座，井口数 68 口，本项目预计 2021 年 6 月份开始实施钻井，2024 年 12 月完成所有钻井施工，采气量统一按照 2025 年为最大规模采气量计算，从 2026 年起采气量按照 10%递减。

中江气田产能建设项目（一期）各年度（近 10 年）采气废水产生量见表 3.4-5，各年度（近 20 年）采气废水产生量走向示意图图 3.4-2。

表 3.4-5 中江气田产能建设项目（一期）年度（近 10 年）采气水产生量 单位：m^3

序号	建设井组	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
1	中江 120-1HF 井站	265.2	1591.2	1708.2	1708.2	1708.2	1537.38	1383.64	1245.28	1120.75	1008.68
2	高蓬 301HF 井站	183.6	788.4	788.4	788.4	788.4	709.56	638.60	574.74	517.27	465.54
3	江沙 346 井站	265.2	1138.8	1138.8	1138.8	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
4	中江 120-3HF 井站	0	741	1708.2	1708.2	1708.2	1537.38	1383.64	1245.28	1120.75	1008.68
5	江沙 325HF 井站	0	655.2	1138.8	1138.8	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
6	江沙 348HF 井站	0	655.2	1138.8	1138.8	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
7	中江 119-4 井站	0	832.5	1642.5	1642.5	1642.5	1478.25	1330.43	1197.38	1077.64	969.88
9	江沙 347HF 井站	0	0	655.2	1138.8	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
10	丰谷 6-1HF 井站	0	0	549.9	854.1	854.1	768.69	691.82	622.64	560.38	504.34
11	江沙 348-2HF 井站	0	0	655.2	1138.8	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
12	高沙 316HF 井站	0	0	655.2	1138.8	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
13	高沙 103-6HF 井站	0	0	0	655.2	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
14	高沙 104HF 井站	0	0	0	1302.6	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
15	高沙 106HF 井站	0	0	0	655.2	2277.6	2049.84	1844.86	1660.37	1494.33	1344.90
16	高沙 102-7HF 井站	0	0	0	655.2	1138.8	1024.92	922.43	830.19	747.17	672.45
17	合计	714	6402.3	11779.2	16802.4	19228.2	17305.38	15574.86	14017.4	12615.65	11354.07

注：每年各井站钻井工程施工时间按照每年 1 月份开始计算，水平井钻井施工时间约 50d/单井，一口井试投产后再实施下一口井钻井。

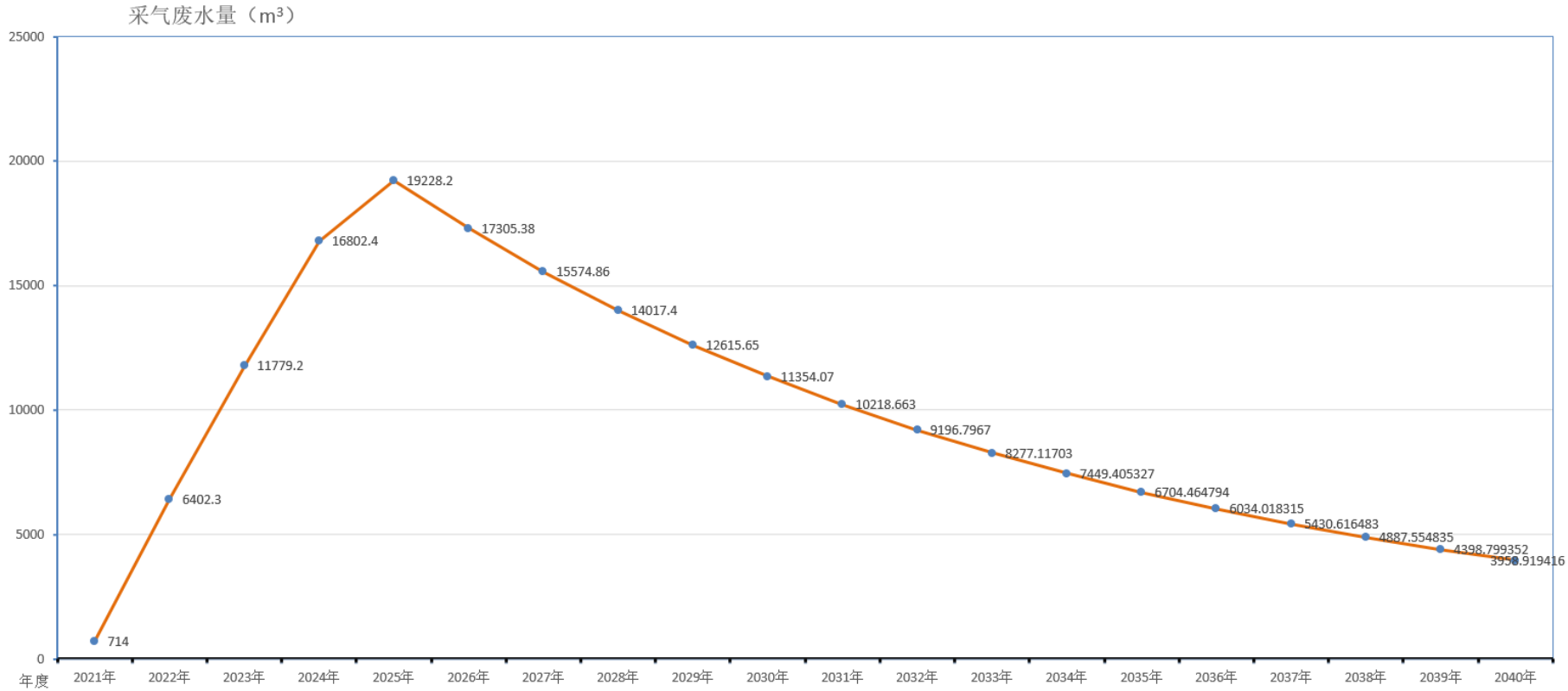


图 3.4-2 项目各年度（近 20 年）采气废水产生量走向示意图

采气废水最大日排放量：全部产能建设项目建成投产后，采气期间采气废水最大日产生量根据最大配产计算，本项目最大配产为 $175.6\times10^4m^3/d$ 的规模，本工程采气废水最大日产生量约 $52.68m^3/d$。采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。

3.4.2 中江气田产能建设项目（一期）固废产排污水平

根据单项工程项目产排污分析，中江气田产能建设项目（一期）产生的固废主要为钻前土建施工、管道敷设开挖产生的临时土石方、钻井施工产生的水基钻井泥浆、岩屑以及水基泥浆转换为油基泥浆产色的顶替泥浆、油基泥浆钻井固废、废油等其他含油固废；运营期主要为井站内分离器产生的废渣、检修废渣、凝析油、撬装设备废油等。根据中江已实施的各单项工程项目实际产排污情况，钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现单项目内平衡，无集中弃土产生；运营期废渣产生量较少，且主要为管道锈蚀铁屑等，一般各收球站内填埋不出站；主要的固废为钻井阶段各井场钻井作业产生的废泥浆和岩屑，需外委地方砖厂（主要为水基泥浆钻井固废）或危险废物资质单位（主要油基泥浆钻井固废和顶替泥浆）妥善处置，为便于分析地方砖厂和危废处置资质单位处置能力是否匹配中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目，本评价结合中江气田产能建设项目（一期）开发时序计算井区固废总体排污水平。

根据各井场钻井工程产排污分析，结合中江气田产能建设项目（一期）开发时序，中江气田产能建设项目（一期）钻井固废产生情况统计如下表：

表 3.4-6 中江气田产能建设项目（一期）钻井固废产排污情况表 单位：m^3

时间	建设井组	井口数量（口）	水基泥浆钻井固废	顶替泥浆	油基泥浆钻井固废
2021 年	中江 120-1HF 井场	6	5040	180	990
	高蓬 301HF 井场	4	3360	120	660
	江沙 346 井场	4	3360	120	660
	合计	**14**	11760	420	2310

2022 年	中江 120-3HF 井场	6	5040	180	990
	江沙 325HF 井场	4	3360	120	660
	江沙 348HF 井场	4	3360	120	660
	中江 119-4 井场	5	4200	150	825
	合计	19	15960	570	3135
2023 年	江沙 347HF 井场	4	3360	120	660
	丰谷 6-1HF 井场	3	2520	90	495
	江沙 348-2HF 井场	4	3360	120	660
	高沙 316HF 井场	4	3360	120	660
	合计	15	12600	450	2475
2024 年	高沙 103-6HF 井场	4	3360	120	660
	高沙 104HF 井场	4	3360	120	660
	高沙 106HF 井场	8	6720	240	1320
	高沙 102-7HF 井场	4	3360	120	660
	合计	**20**	16800	600	3300
2021~2024 年	总计	68	57120	2040	11220

表 3.4-7　中江气田产能建设项目（一期）钻井固废去向汇总表

固废类型	产生总量	最大产生量、年份	处置去向
水基固废（一般工业固废）	5.712 万 m^3（11.424 万 t）	3.36 万 t（2024 年）	交地方砖厂、水泥厂综合利用
油基岩屑、顶替泥浆（危废）	1.326 万 m^3（2.652t）	0.39 万 t（204 年）	交由危废单位专业处置

3.5 平面布置合理性分析

3.5.1 井场布置

（1）钻井施工期

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”，对于上述“井口距民宅不小于 100m”的要求，本项目井场在钻井施工阶段须对上述控制距离范围内的居民实施工程临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。本项目新布置的 15 个井场井口 500m 范围内均无学校、医院和大型油库等人口密集性、

高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布。

同时由于本次产能建设项目各井场均采用丛式井组布置，多以 ZJ50 型单机钻井作业，根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）对井场布置规范要求，各井场钻井工程施工作业采用模块化撬装设备布置，以进场道路为前场，在大门侧布置原辅材料堆存区和设置危废专用暂存场地方便原辅材料进、出场转运。井场外布置 300m^3 的泥浆不落地及循环系统区域和放喷池，不另外新建废水池体，尽可能地节约井场占地面积，压裂阶段施工用地全部在钻井工程施工用地范围内施工作业，不新增占地。井场单钻机作业井场设备布置图如下图所示。

图 3.5-1　井场单钻机作业井场设备布置图***

本项目各井场施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）对 ZJ30/50 型钻机井场布置规范要求，采用模块化、撬装化布置，从环保角度分析，各井场施工作业井场平面布置充分利用地形、节约了土地，方便施工作业，从平面合理布置角度最大限度的保护了项目周边环境敏感点，各井场钻井施工作业布置是合理和可行的。

3.5.2 采气站场布置

各站场运营期占地在施工期占地范围内，井站内仅涉及天然气的采输，不涉及天然气处理，根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，集气站属于五级站场，所以平面布置时工艺装置防火间距按五级站场设计。

各井站分区：井口采气装置区、工艺区（计量撬装、分离器）、放散区、储液区，井场四周设雨水沟。井站设备设施数量少，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。工艺区和储液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、日常巡视以及采气废水转运；放散管设置在井场后场，最大程度减轻检修、事故状态的放散废气对周边居民点和保障现场作业安全。本项目各井站均按照无人值守站建设，通过天然气中心站巡视和远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目各井站运营期平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》

（GB50183-2004）相关规定要求。典型采气井站运营期平面布置见下：

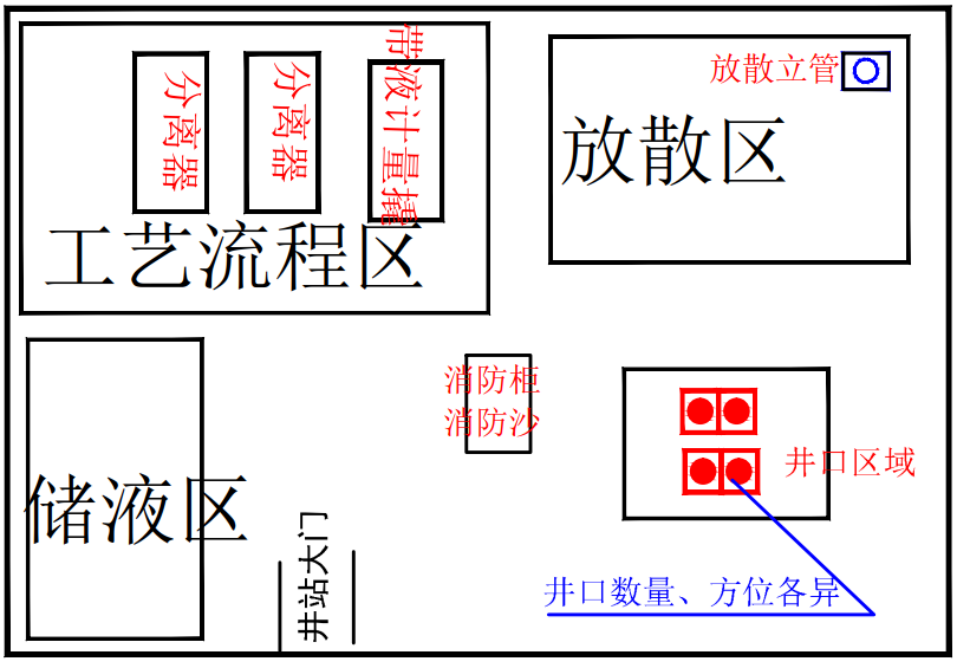


图 3.5-2　“井下节流+带液计量+分离总计量”井站平面布置示意图

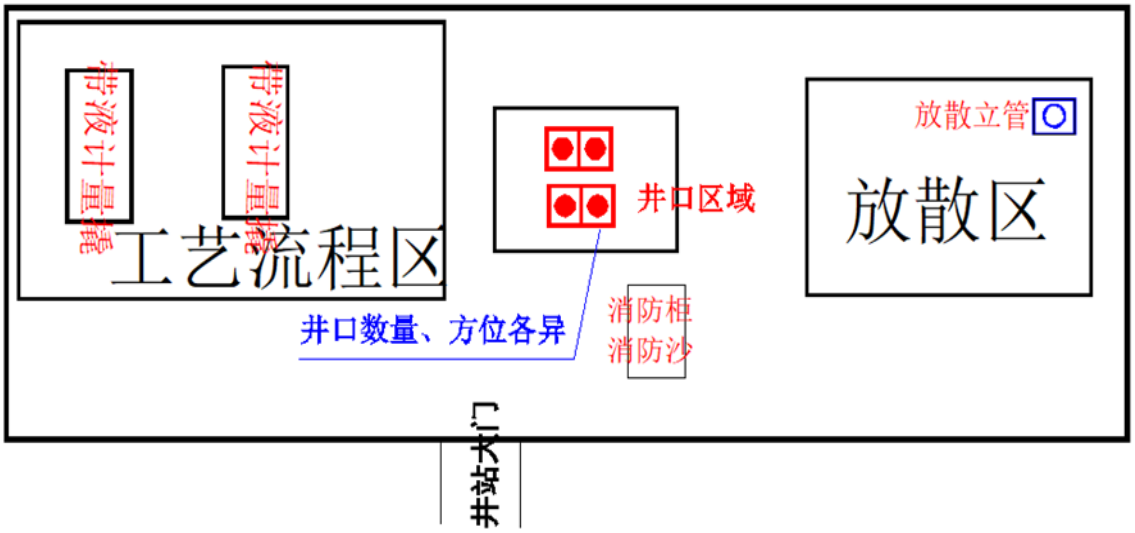


图 3.5-3　“井下节流+带液计量+气液混输”平面布置示意图

4 项目建设区域环境概况

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目中江气田产能建设项目位于四川省德阳市（中江县、罗江区），绵阳市（三台县、涪城区），成都市（金堂县）境内。涉及中江县（通济镇、辑庆镇、南山镇、回龙镇、东北镇、南华镇、兴隆镇、悦来镇）9 个乡镇，罗江区（新盛镇）1 个乡镇，三台县（立新镇、芦溪镇、八洞镇、金石镇、西平镇、新鲁镇）6 个乡镇，涪城区（杨家镇、丰谷镇）2 个乡镇，金堂县（福兴镇）1 个乡镇。本项目主要位于本项目建设工程中主要集中分布于德阳市中江县和绵阳市三台县。

中江县隶属四川省德阳市地处四川盆地西北部，介于东经 104°41′～105°15′、北纬 33°55′～31°29 之间，东靠绵阳、罗江，西与旌阳、广汉、金堂相连，南和乐至、大英接壤，地形狭长，东西宽 24～37km，南北长约 90km。

罗江区隶属四川省德阳市，地理坐标为北纬31.13°，东经104.514°，位于成都平原东北边缘，东接中江县，南连德阳市旌阳区，西北靠安县，北邻绵阳。

三台县位于四川盆地中部偏北，绵阳市东南部，东经104°04′～105°18′、北纬33°42′～31°26之间。东邻梓潼、盐亭两县，南连射洪、大英二县，西界中江、北接涪城、游仙两区。

涪城区位于绵阳市中部偏西，地处涪江西岸。地理坐标为：东经104°45′～105°43′、北纬30°42′～33°03′之间。周边有本市的安县、江油、游仙区、三台县及德阳市的中江、罗江。全区幅员面积597平方公里，辖16个乡镇、8个街道办事处、常住人口83.57人。

金堂县隶属成都市东北部，地理坐标为东经104°20′～104°52′、北纬30°29′～30°57′之间。金堂县东邻德阳市的中江县，南靠简阳市和资阳市乐至县，北接德阳广汉市和中江县，西连青白江区、龙泉驿区。金堂县距成都市中区30km，距离广汉市20km，距中江县45km，距成都市青白江区18km，龙泉驿区36km。

***

图 4.1-1　项目地理位置图

4.1.2 地形地貌

本项目中江气田产能建设项目位于四川省德阳市（中江县、罗江区），绵阳市（三台县、涪城区），成都市（金堂县）境内。

三台县境地貌为剥蚀构造的浅切低山丘陵，地势倾斜为北高南低，全县平均海拔在 450m 左右。山顶多为圆锥状，谷坡多为阶梯状。涪江自北流自东南，凯江自西自东，把全县分割为东、西、南 3 个大片和涪江两岸一个条带。条带地势平坦。涪江以西、凯江以北为浅丘、中丘，山地坡缓，沟谷开阔。涪江以东为深丘，山高沟狭。凯江以南为中丘、深丘。三台的地貌分为浅切低山地貌、深切丘陵地貌、中切丘陵地貌和河谷平坝地貌四种地貌类型。全县分为 5 个地貌区：东部深丘中窄谷区、中部中丘深宽区、西部浅宽谷区、沿江陡壁谷台地区和沿江平坝河谷区。

绵阳市涪城区境是以涪江、安昌河及其支流冲积河谷平坝为主要地貌类型，占辖区面积的 62.71%；地貌由河漫滩和一级阶地组成。丘状台地由涪江、安昌河沿岸的二、三、四级阶地组成，占辖区面积的 16.49%。地势由西北丘陵区向东南河谷平坝区倾斜，海拔 450～600 米，最高点在磨家镇破庙子 639 米。

金堂县为丘陵低山区，地势总趋势是中部高，东西两侧低，处于川中丘陵的西部边缘，山高坡陡的龙泉山脉耸立于中偏西北部，西侧属地势平坦的成都平原，东侧系绵延起伏的红层丘陵。栖贤乡盐井村的老牛坡为境内最高峰，峰顶海拔 1046m。区内地貌类型有平原、丘陵、低山三类，其中丘陵有分为深丘、中丘、低丘、缓丘。

中江县总体地势由西北向东南逐渐降低，西部为低山，地貌以丘陵为主，其次为低山和平坝。地形狭长，东西宽 24-27km，南北长 90km，地貌有坡陡谷深、山体破碎的低山区；窄谷深丘、浅丘宽谷区；一级阶地平坝区。全县最高点为石泉乡老牛坡，海拔 1046m，最低点为南面普兴镇郭江出口处小河二水口，海拔 308m，最大相对高差 738m。按成因，县内地貌可分为侵蚀堆积、构造剥蚀和构造侵蚀三种地貌类型，各地貌类型又根据切割深度、谷宽可进一步

划分为河漫滩阶地、槽谷洼地、残丘平坝、浅丘、中丘、深丘和低山七种地形。

罗江区地势总体趋势为西高东低，最高点位于西南部白马关镇与蟠龙镇交界的天台山毛儿顶，海拔727米，最低点位于东南部新胜镇乌鱼桥沟谷，海拔477米，相对高差250米。罗江区大部分地区海拔高程在500~580米之间，相对高差一般为30米~50米，沟谷宽缓，纵坡小。

本项目各场地地形地貌图见图4.1-2，地形高程图见图4.1-3。

***

图 4.1-2　项目所在地地形地貌图

***

图 4.1-3　项目所在地地形高程图

4.1.3 气象特征

本项目中江气田产能建设项目位于四川省德阳市（中江县、罗江区），绵阳市（三台县、涪城区），成都市（金堂县）境内。

中江县处于四川盆地亚热带湿润季风气候区，具有气候温和、四季分明、冬无严寒、夏无酷热等特点，降雨较丰沛而季节分配不均，大陆性季风气候显著。气温自西向东随地势的升高而逐渐降低，年内变化从1～7月逐渐升高，8～12月逐渐下降，多年平均气温16.7°C。最高气温出现在7月，最低气温出现在元月份。本县降水量比较丰沛，据中江县气象局实测资料统计分析计算，多年平均降雨量730.9mm，年内降水多集中在7～9月，12月至翌年2月降水较少。从实测资料来看，近十年的降雨量呈下降趋势导致中江县今年来缺水严重。日照受纬度和地形、地貌的影响，多年平均日照时数为1313.4h，季节分布多集中在7～8月，日照最少时数为12月。多年平均蒸发量1093.6mm，一般5～8月蒸发量最大，12月～2月蒸发最少；年均相对湿度80%左右，年均无霜期286天，始霜一般在12月上旬，终霜一般在2月上旬。多年平均风速1.5m/s，主导风向为东北风。

罗江区气候属于亚热带湿润型，气候温和，四季分明，年均气温16-18°C，最高气温36.6°C。最低气温-6.7°C，年均降水量813毫米；年无霜期271天；年均日照时数1260小时。主要自然灾害有干旱、洪涝、冰雹、低温、霜冻等。年

平均风速为2m/s，主导风向为东北风。

三台县属四川盆地北部亚热带季风气候，气候温和，雨量充沛。由于同时受地形和纬度的影响，涪江流域气温从北向南递增。根据三台气象站（具有1957年至今的气象资料）统计，多年平均年降水量885.3mm，历年最大一日降水量283.5mm（1981年9月2日），多年平均日降水量》5mm的降水日数37.9天，多年平均气温16.7℃，极端最高37.7℃，极端最低－6.8℃，多年平均相对湿度79％，历年最小相对湿度9％，多年平均蒸发量1127.0mm（20cm口径蒸发皿观测值），多年平均风速1.2m/s，历年最大风速21.0m/s、相应风向北北东。多年平均水温15.5℃，最低水温0℃。

涪城区气候属北亚热带湿润季风气候区，气候温和，四季分明，具有冬长但无严寒，无霜期长（年平均在253~301d之间）；夏热但无酷暑，春旱、秋凉的特点。全年都适于农作物生长。年平均气温14.7～17.3℃，年平均日照时数929.7～411.4h。雨量充沛，年降雨量825～1417mm，但季节分配不均，主要集中在6～9月份，占全年降雨量的76%，11月～翌年2月降雨量仅为5%，形成冬春少雨多旱、初夏干旱频繁、立夏西部多涝、东部旱涝交错的气候特征。主要参数如下：年平均风速为1.0m/s，最大风速为10.0m/s，全年静风频率为59%，常年主导风向为东北风，主导风频率为7%。

金堂县位于成都平原东部与川中丘陵西缘的结合部，属亚热带湿润季风气候区，气候温和，四季分明，雨量充沛，湿度大，云雾多，乏日照，风速小，无霜期长。1959~1989年，金堂县年均降水量为920.5mm，西北部平坝浅丘和龙泉山区以及东南部的土桥区，年降水量在900mm以上。县内年均总云量为8.2成，全年阴天多，晴天少。累年平均阴日数312.1天。秋冬较春夏多，山区、平坝较丘陵多。县境累年平均日照数1295.5小时。县内累年平均水汽压16.2百帕，累年平均相对湿度为80%，累年平均蒸发量为1169.1mm。金堂县累年平均气压962.2百帕，风向夏季多偏南风，冬季多偏北风。多年平均风速为1.2m/s，风速小。

4.1.4 地质及水文地质特征

（1）地层概况

评价区内主要出露白至系(K)和侏罗系(J)的地层，仅在沱江两岸分布有少量的第四系松散堆积物(Q)。根据区域地质资料及现场调查，将评价区出露地层由新到老依次为下白垩系苍溪组（K_1c）、白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）、古店组（K_1g）、侏罗系***（J_3p）和第四系中更新统（Q_2）上更新统（Q_3）、全新统（Q_4），其特征简述如表4.1-1所示。

表 4.1-1　区域岩性地层统计表

***

（2）区域地质构造

评价区位于新华夏系一级沉降带—四川沉降盆地，构造上跨新华夏构造、玉皇庙半环状构造（旋窝构造）两种构造形式。区内发育两条褶皱构造，分别为古井坝背斜、中兴场向斜和龙泉山背斜，见图4.1-4。

① 古井坝背斜

***

② 中兴场向斜

***

③ 龙泉山背斜

***

④ 葫芦溪向斜

***

⑤ 合兴场-月亮崖背斜

***

⑥ 永安向斜

***

***

图 4.1-4　评价区构造纲要图

（2）地下水系统（单元）划分

地下水系统（单元）是一个错综复杂、受各种天然因素、人为因素所控制

的统一体，可将其分解为若干具有不同等级的互相联系又互相影响、在时空分布上具有四维性质和各自特性、不断运动演化的独立单元。地下水系统分区可包含若干个规模相当的盆地或流域，每个盆地或流域内都有各自独立、完整的水循环体系，与相临地下水系统之间没有物质和能量交换，具有独立性，可划分为若干个一级地下水系统。一级地下水系统主要受地貌、构造以及地表水系的控制，依据盆地边界或地表水系流域范围划分。二级地下水系统在一级地下水系统边界的基础上，重点考虑了一级地下水系统内部的这几种边界类型:地表水分水岭、地下水分水岭、岩相古地理界线。在二级地下水系统的基础上，根据不同的调查、研究目的，依据地下水系统的边界类型，将二级地下水系统进一步划分成若干相对独立又相互联系的三级地下水系统。

根据地下水导则的评价要求和地下水环境的特征，为了更加便于评价本项目对区块内地下水环境影响情况，基于上述地下水系统划分的原则，考虑本项目井场及关系的空间分布情况，结合区内的地形地貌、地表水系、地质构造、水文地质条件，将评价区分为一、二、三级地下水系统。

区块内地表水系受沱江、凯江和涪江三大水系控制，根据上述划分原则，本项目将一级地下水系统划分为沱江地下水系统（I）、凯江地下水系统（II）和涪江地下水系统（III）；在一级地下水系统划分的基础上，根据地下分水岭及地下水流动方向，二级地下水系统划分为沱江左岸地下水系统（I-1）、沱江右岸地下水系统（I-2）、凯江左岸地下水系统（II-1）、凯江右岸地下水系统（II-2）、涪江左岸地下水系统（III-1）、涪江右岸地下水系统（III-2）；结合本次评价的对象及评价内容，本次评价宜建立在三级地下水系统上进行评价。各级地下水系统特征分述如下（本次只概述项目涉及的地下水系统）：

1）沱江左岸地下水系统（I-1）：该系统浅层含水层主要以白垩系白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）、为主，地下水类型主要为碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水，碎屑岩类裂隙孔隙水在系统广泛分布，松散岩类孔隙水主要在河溪呈条带状分布，区内地下水主要自分水岭由东北向西南、南方向径流，最终排泄于沱江。本项目1个井场（江沙346HF井场）和1条管线（中江122井-江沙346井）位于该地下水系统。

2）凯江左岸地下水系统（II-1）：该系统浅层含水层主要以白垩系苍溪组（K_1c）、白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）、古店组（K_1g）为主，地下水类型主要为碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水，碎屑岩类裂隙孔隙水在系统广泛分布，松散岩类孔隙水主要在河溪呈条带状分布，区内地下水主要自分水岭由北向西南、南、东南方向径流，最终排泄于凯江。本项目3个井场（中江120-3HF、高蓬301HF和中江119-4井）和4条管线（高庙32-高蓬301HF、江沙318HF-江沙321-1HF、江沙321-1HF-中江120-3HF、江沙345HF—江沙321HF）位于该地下水系统。

3）凯江右岸地下水系统（II-2）：该系统浅层含水层主要以白垩系苍溪组（K_1c）、白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）、古店组（K_1g）和侏罗系***（J_3p）为主，地下水类型主要为碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水，碎屑岩类裂隙孔隙水在系统广泛分布，松散岩类孔隙水主要在河溪呈条带状分布，区内地下水主要自分水岭由南、西南向北。东北方向径流，最终排泄于凯江。本项目4个井场（江沙348-2HF、江沙348HF、江沙347HF和江沙325HF）和6条管线（江沙347HF-江沙211-1HF、江沙348-2HF-江沙209HF、江沙209HF-江沙348HF、江沙301HF-江沙325HF、江沙341—江沙21-1和江沙308-江沙33-41HF）位于该地下水系统。

4）涪江右岸地下水系统（III-2）：该系统浅层含水层主要以白垩系苍溪组（K_1c）、白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）和侏罗系***（J_3p）为主，地下水类型主要为碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水，碎屑岩类裂隙孔隙水在系统广泛分布，松散岩类孔隙水主要在河溪呈条带状分布，区内地下水主要自分水岭由西南向东北方向径流，最终排泄于涪江。7个井场（中江120-1HF、高沙103-6HF、丰谷6-1HF、高沙104HF、高沙106HF和高沙102-7HF）和6条管线（江沙220HF-江沙220-4HF、高沙103-6HF-高沙103、高沙104HF-高沙106HF、高沙104HF-高沙101HF、高沙316HF—高沙101HF和高沙316HF-高沙102-7HF）位于该地下水系统。

***

图4.1-5　区域地下水系统划分图

（3）区域水文地质特征

1）地下水类型及含水层结构特征

本项目区域大面积分布白垩系、侏罗系砂泥岩地层，上覆残积土；河溪两岸及河床堆积第四系砂质粘土、粘质砂土、砂卵砾石层。区内地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水和红层碎屑岩类孔隙-裂隙水两个大类，其中后者分布更为广泛两种类型，以红层砂泥岩孔隙-裂隙水为主。其中，第四系松散堆积层主要沿河岸分布，其地下水的特点是孔隙性含水；白垩系、侏罗系砂泥岩结构疏松、易风化，由岩层的孔隙裂隙形成孔隙-裂隙性含水，以裂隙性含水为主。区域水文地质图见附图4.1-1。

①松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水包括河流堆积漫滩及一级阶地粘质砂土、砂质粘土层（Q_4^{al}）孔隙水、上更新统冰水-流水堆积泥质砂砾卵石层（Q_3^{al+fgl}）、宽缓沟谷两岸的黄土、含泥砂砾石层（Q_3^{eol}）和中更新统泥砂质砾卵石弱含水层（Q_2^{al+fgl}）孔隙水。

A、河流堆积砂质粘土、粘质砂土层（Q4al）孔隙水

埋藏分布于河流两岸的砂质粘土、粘质砂土孔隙中，因其上覆包气带具有一定的渗透性，含水层无相对隔水顶板，地下水具潜水性质，属孔隙潜水。一级阶地包气带及透水层为上覆粘质砂土或砂质粘土，透水性相对较好；下部含一定的孔隙水或上层滞水，下伏基岩为其相对隔水层。由于阶地规模较小，堆积物厚度随下伏基岩面起伏而变化，一般为3～5m，局部可达10m左右，横向上由河流向两侧逐渐变薄以致尖灭，纵向变化不大。

B、黄土、含泥砂砾石层（Q3 eol）孔隙水

上段为黄色粘土、含泥砂砾石层，广泛分布，下段为含砂砾石层，掩埋于上部黄土层之下，地表无出露，分布于丘谷区。上段富水性弱，单井涌水量一般＜0.1m^3/d；下段富水性较好，单井涌水量一般5～10 m^3/d。

C、上更新统冰水-流水堆积泥质砂砾卵石层（Q_3^{al+fgl}）孔隙水

在河床II级阶地分布较广，部分掩埋于I、II级阶地或河漫滩之下，上部入渗条件好，为粉质粘土。下部结构疏松，为泥质砂砾卵石层，总厚9~25m。这

两个含水层统称“上部含水层”，具有密切的关系，组成了同一的潜水含水岩组，为平原区分布最广泛的含水岩组。该含水岩组富水性受堆积方式、岩性结构、物质组成和渗透性能的影响，富水性在空间上有一定的差异性，富水区域可作为小型水源地开采，贫水区域则无供水意义。

D、中更新统泥砂质砾卵石弱含水层（Q_2^{al+fgl}）孔隙水

埋藏于平原区的更新统之下，岩性为泥砂质砾卵石层夹含砾粘土层，厚度一般 15~25m。与“上部含水层”相比，富水性较差，可视为弱含水层或相对隔水底板。

②碎屑岩类裂隙-孔隙水

A、浅层风化带网状裂隙弱含水层

主要分布有古店组（K_1g）和七曲寺组（K_1q）裂隙含水层、白龙组（K_1b）、苍溪组（K_1c）及***上段（J_3p）风化孔隙-裂隙含水层，广布于丘陵区的白垩系、侏罗系砂泥岩不等厚互层，表层风化较为严重，风化层一般厚 30～50m，尤以砂岩网状风化裂隙发育，岩体较为破碎，接受降水和灌溉水的渗入补给，向沟谷运移汇集，形成浅层风化带网状裂隙弱含水层。水位埋深一般5～20m。

工作区大部分地区构造微弱，岩层缓倾，仅1～5°，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储集空间，而下部弱风化的岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条件较好。风化裂隙水一般为潜水，埋藏于浅部砂、泥岩风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储集为主，孔隙储集次之，局部地区，兼有溶蚀孔隙、裂隙储水，含水层（带）上部无大范围隔水盖层，仅沟谷低洼处有粘土覆盖，因而，一般属潜水类型。部分微具承压，与覆盖层性质有关，主要是在宽谷中丘区，由于第四系覆盖层以粘性土为主，基岩顶部强风化层在地下水作用下强烈泥化而具有隔水性，二者共同组成沟谷中含水层的隔水盖层，致使浅层地下水具有承压性质。地下水补给、蓄集条件差，排泄畅通，含水性差。

评价区范围内主要出露白垩系砂泥岩地层，岩石浅部的风化裂隙、孔隙和构造裂隙层面裂隙网络组成地下水的运移通道和储集空间。该含水层大多分布于丘坡中下部及沟谷区，为地下水迳流区下段和埋藏区域，含水层厚10～80m。

丘坡富水性较差，单井涌水量＜5m^3/d；沟谷富水性较好，单井涌水量5～20m^3/d。

B、层间裂隙、孔隙含水层

层间水主要为分布于层状水文地质结构中的地下水，水质较好，水量较大，其水量一般高于位于风化裂隙带中的红层井。层间水在区域地质构造的影响下（如向斜构造和单斜构造），易形成层间承压水。含水岩组基本包含研究区所有地层中的岩层。龙泉山背斜倾没端北西翼，主要出露以泥岩为主夹砂岩的白垩系古店组上段地层（K_1g^2），形成巨厚的相对隔水层。北东边缘及东部以砂岩为主或砂泥岩互层的白垩系古店组下段和七曲寺组（K_1q）出露区为补给区。砂岩构造裂隙和浅部风化带网状裂隙发育，孔隙性好，接受降水和其它地表水的渗入补给，由于泥岩隔水层的限制，地下水顺层向西部深部运移汇集，在丘陵区西侧受绵远河、荣华桥压扭性逆冲断层及其褶皱隆起地带所阻，形成宽缓的单斜储水构造和多层较丰富的高水头砂岩层间裂隙孔隙承压含水层。含水层顶板埋深一般50～l00m。该地区层间孔隙-裂隙水分为三个含水层，其中第二、第三含水层水量较丰富，单井涌水量可达542.5~1135m^3/d。

2）地下水富水性及分布特征

①松散岩类含水层富水特征

区内第四系砂卵砾石孔隙含水层虽然构成一个统一的含水层组、地下水系统，但由于各处基岩埋深不同，使第四系厚度、含水层厚度亦不同；由于中上更新统、全新统等组合方式不同，以及泥质透镜体的存在，使含水层的储水性能、渗透性能也不同，因而使区内地下水存在着相对的富水区段。

丘间谷地第四系冲洪积、坡洪积孔隙弱含水层厚度和分布面积小，富水性差，且季节变化大，在枯季含水层分布面积缩小甚至消失。仅在沟谷下游和沟谷汇合处局部地段，地下水相对富集，可供当地居民凿井扩泉或截流供人畜饮用。

水量丰富区主要由冲积、冲洪积砂卵砾石层或冲积与冰水堆积砂卵砾石层叠置组成，沿河漫滩和一级阶地分布，受河水直接补给地下水。水量中等区含水层由上更新统砂卵砾石及下部中更新统第三层强风化含砂泥砾组成、水量较小区域含水层主要由全新统冲洪积层组成，下部隔水层为下更新统第三层，由

于地下水埋深大，含水层实际厚度小，水量相对贫乏。

②碎屑岩类含水层富水特征

红层丘陵区多由白垩系（K）砂岩夹泥岩组成，以风化带裂隙水为主，井泉流量0.05~0.5L/s，单孔出水量在1~5m^3/d，部分可达5~20m^3/d，地下水的富集主要受补给条件、地形地貌、含水岩组、构造的影响和控制。较丰富的降水利于降水入渗补给红层地下水，降水量季节和年际变化大，使地下水的补给具有明显的季节变化和年际变化，在旱季和干旱年补给严重不足。区内以丘陵和低山地为主，广阔连绵的丘岭为地下水的补给、径流和排泄提供了重要条件，侵蚀基准面以上的丘坡地带是地下水入渗补给和强烈交替带，水力坡度大，赋存条件差；浅丘宽谷、中丘宽谷地形，地下水汇集条件较好，富水性也较好；深丘窄谷地形，沟谷范围较小，地下水汇集条件中等，富水性中等；龙泉山区地形切割强烈，沟谷狭窄且坡降较大，地下水汇集条件较差，富水性较差。同一条沟谷，也常表现为谷坡贫水、谷边少水、沟心富水、上源少水、中下段富水等特征。砂岩裂隙有泥砂质充填或半充填，以中细粒为主，泥钙质空隙式胶结，结构较疏松，具孔隙，岩层抗风化能力较弱，风化剧烈时中细粒砂岩常被风化成散砂状，在构造裂隙较发育的地段，风化深度也较深。风化带内风化裂隙与构造裂隙、层面裂隙网络构成了浅部地下水的主要运移、储存空间。区内红层丘陵区构造作用微弱，岩层倾角一般仅1~9°，砂岩中的裂隙一般延伸较稳定，少充填，泥化夹层较少，储水性能较好，较为富水；泥岩中的裂隙多被风化裂隙切割，数量多，较杂乱，延伸性差，呈网状，多闭合，不利于地下水的储存、富集。如周家湾逆断层，发育宽大构造影响带和次生构造，构造裂隙发育强烈，扩大地下水的储水空间，富水性增强，沿断裂带多处泉点出露。

3）地下水补径排条件

地下水的循环特征主要受岩性组合关系、地形地貌条件的影响。地貌和包气带岩性是影响地下水补给的重要条件，含水岩组结构及岩性是地下水储集的内在条件，地貌和含水层岩性条件是影响地下水径流、排泄强弱的重要因素。

①补给条件

区内地下水在地形限定的范围内就地补给，区内降雨充沛，水系发育、水

库塘堰广布、灌溉渠系纵横交织，这些为地下水的补给创造了较有利的条件。但各项补给在区域和时间的分配上很不均匀。

A、大气降水补给：本地区降水丰沛，多年平均降水雨量844.4mm，降雨量在季节上分配不均，5～10月最多，11～4月较水量较少。然而，降水入渗补给还与补给区域的地形地貌、地层岩性（包气带岩性）、地质构造及植被等因素有关，区域构造较相似，主要影响因素是地形地貌及地层岩性。河谷漫滩、阶地区地形平坦，包气带岩性多为砂质粘土、粘质砂土，渗透性较强，补给条件好，大气降水通过包气带直接入渗补给砂卵石孔隙水，补给强烈；丘陵区地形起伏相对较大，降雨初期多地表产流，大气降水的入渗补给较平坝区弱。冲洪基层上覆土层主要为粉细砂及亚砂，入渗系数 0.14~0.27；冰水-流水堆积层区和冲积层区，其上覆土层一般为粉质亚粘土、亚粘土、粉质粘土等，入渗系数一般为 0.10~0.13；在丘陵地区，入渗系数则较小，为 0.055~0.2 不等。

B、农灌水补给：稻田水一般多是大气降水蓄积而成、部分由水库而来。区内稻田主要分布于沟谷内，虽然多属粘性土区，日渗入量小，但稻田灌水时间长，相当于起到一个较长时间的定水头补给，对浅层地下水的入渗补给非常明显，5月份稻田一储水，沟内的井水位上升；8月底稻田水疏干，井水位下降；可见稻田水对红层风化带孔隙裂隙水的补给和调节作用较大。

C、水库、塘堰、河渠水补给：区内塘堰分布密度较高，多处于中等风化以上基岩或压实粘土之上，起农灌囤水或养殖作用，基本全年有水。除此之外，往往水库附近井水位较稳定，水渠通水期间附近水井水位也有所上升，说明水库、水渠水对其附近及其下的浅层地下水的入渗补给作用较为明显。

D、地下水侧向补给：该类型主要分布在西、北部裂隙水分布地带，补给微弱，补给量较少。

②径流条件

河谷阶地区地表水、地下水、降雨转化关系密切、频繁。降雨和地表水体入渗之后，松散岩类孔隙潜水在地形地貌的控制下，其径流方向与河流流向和地形坡降基本一致。整体上枯水期两岸阶地地下水向河谷方向或平行河谷方向径流，丰水期河水补给地下水，河谷向阶地方向径流，然后沿河流流向向下游

径流。

丘陵区地下水接受降水补给通过风化裂隙、构造裂隙和层面裂隙于山顶、山坡部位入渗，由坡顶向坡脚运移，坡面水力坡度大，由支沟沿沟谷向主沟缓慢渗流，并以泉和渗流形式部分向低洼沟谷排泄。第四系全新统砂质粘土、粘质砂土层孔隙潜水含水层较均一，补给径流条件好，地下水具有统一的潜水面，地下水总的是由阶地后缘向河溪方向径流，补给河水。风化裂隙水的运动受地形起伏和孔隙、裂隙组成的孔隙裂隙导水系统的控制。地下水在径流中显示出潜水性质，通常以沟谷为中心，地表分水岭为界，由丘坡向沟谷运动，汇集于沟谷再向下游径流。地形起伏相对较大的地段，地下水径流较强，水力坡度较大。

通过野外调查研究可知丘陵区地下水主要沿缓丘中地势低洼处径流入沱江、凯江和涪江径流。现将区域内浅层地下水在水文地质结构中的几种径流模式介绍如图4.1-5所示。

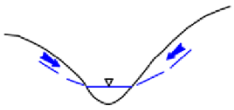
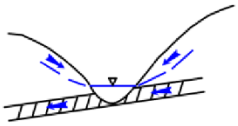
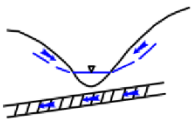
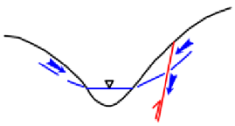
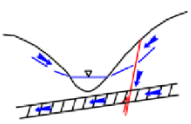
类型	图式	主要特征
浅表风化带水文地质结构		地下水沿浅表风化带水文地质结构径流
浅表风化带水文地质结构与层状水文地质结构混合		①地下水沿浅表风化带和层状水文地质结构径流； ②层状水文地质结构中地下水与地表水相互补给。
		①地下水沿浅表风化带水文地质结构径流； ②地下水沿层状水文地质结构径流，形成层间水。
浅表风化带水文地质结构与断裂脉状水文地质结构混合		地下水沿浅表风化带水文地质结构径流，在断裂脉状水文地质结构中向地层深部径流。
三种水文地质结构混合		断裂脉状水文地质结构中向地层深部径流的地下水补给层状水文地质结构，形成层间水。

图4.1-5　地下水径流模式图

③地下水排泄

区内地下水排泄均具有就近排泄的特点，排泄方式主要有：水平径流排泄、垂向蒸发排泄、人工开采排泄三种。不同的水文地质单元地下水的排泄方式各异，河谷漫滩阶地地下水排泄方式三者皆有；丘陵区水文地质单元地下水排泄主要为侧向径流和人工开采排泄。

A、水平径流排泄：水平径流排泄包括三种形式：①河流、沟谷切割含水层，地下水向河流、沟谷排泄；②含水层因岩层渗透性差异，地下水运动受阻而以泉水的形式排泄于地表；③以地下径流的方式流出边界。

B、垂向排泄：主要指地下水以蒸发的形式进行的排泄。垂向蒸发排泄主要发生于河谷漫滩及阶地，而丘陵区风化裂隙水受岩性岩相条件控制，垂向排泄量极其微弱。

C、人工开采排泄：区内主要为红层丘陵地区，村民居住相对较为集中，大部分以地下水为生活水源，取水方式多为井，基本每户1井。农户开采是区内地下水排泄的最重要的形式。

整体上，评价区内地下水由与地表水系流向一致，自西北向东南径流。

4）地下水水化学特征

区内地下水水化学类型以HCO_3-Ca型为主，次为$HCO_3 \cdot SO_4$-Ca型水，另有H $CO_3 \cdot$Cl-Ca、$HCO_3 \cdot$Cl-Na·Mg、HCO_3-Na、HCO_3–Na·Ca、$HCO_3 \cdot SO_4$-Ca、$HCO_3 \cdot SO_4$-Na·Ca型水零星分布。其中，K_1和J_3p^2含水岩组的水化学类型多为重碳酸盐型，J_3p^1含水岩组的水化学类型多为重碳酸盐·硫酸盐型。

区域内咸水的形成与炎热气候下沉积的河湖相泥岩砂岩内所含的可溶盐含含量和水循环交替条件密切相关。区内浅层风化带裂隙水的矿化度普遍小于1000mg/L，为低矿度淡水；黄鹿镇以北局部地区的矿化度接近1000mg/L；仓山以南地区、合兴乡渠湾村6社埋深20m以下矿化度多数大于1000mg/L，为微咸水-咸水。矿化度变化总体呈现从低山→深丘→中丘→浅丘、从丘坡→坡脚→谷心、白垩系地层→侏罗系地层、浅部→深部逐渐升高的趋势。中江县马安-长胜-梓潼-妙峰一线以北的低山和丘陵区，除龙泉山山前的合兴乡渠湾村6社一带和黄鹿镇以北的局部地区埋深20m以下为微咸水-咸水外，埋深60m

以上基本为淡水。

5）地下水动态特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给来源，故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受降水和季节的控制，变化较大，风化带孔隙裂隙水尤为显著。6～9月雨季，地下水位升高，泉流量增大，为地下水丰水期；而旱季12～2月降雨少，井水位显著降低，泉流量减小，为枯水期；3～5月、10～11月为平水期。区内不同时期流量差异明显，变幅达2～4倍。

从全区范围内的调查访问，地下水位因所处地貌部位不同而不同，本次野外测得丘陵区平水期沟谷内的机井水位埋深一般3～15m，局部小于1.0m，丘坡中、下部机井水位埋深一般4～10m，局部4～6m，一般不超过15m。

地下水的动态变化除与降水量有关外，还与区域的地形地貌密切相关，一般沟谷底部水位动态变化较小，年变化1～2m，最多3～4m；而沟谷两侧较高处水位动态变化较大，一般为4～5m，有的达6～8m。随着水位的降低，水量也就相应的减少。

6）地下水开采利用状况

区域属于红层丘陵区，地下水富水性为较小-中等，白垩系、侏罗系地层具有一定的富水空间，虽然地下水资源时空分布不均匀，但当地居民主要供水水源来源于地下水，成井方式主要小口径机井和大口径人工开挖浅井，机井深度在15~120m左右，人工挖掘浅井深度为3~15m。大部分区域地下水作为生活供水主要水源和农业生产、养殖用水水源，评价区地下水开采利用范围较广，多为分散式开采方式，开发规模中等。

（4）各井场水文地质条件

根据各井场野外水文地质调查结果，现将本次评价的各井场、井站水文地质条件分述如表4.1-2~17所示。

表4.1-2　中江区块高沙104HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	高沙104HF井场	地理位置	绵阳市三台县立新镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形窄谷驼背状深丘地貌，微地貌为深丘缓倾斜坡，倾斜方向北西，井场相对高差为10-30m，井场海拔412m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约2-4m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约3-18m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为161°∠2°，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-50m，地下水埋深3-18m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘的渗漏，受地形控制浅层地下水由北向南径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-3　中江区块高沙106HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	高沙106HF井场	地理位置	绵阳市三台县芦溪镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形窄谷驼背状深丘地貌，微地貌为深丘缓倾斜坡，倾斜方向北东，井场相对高差为20-35m，井场海拔454m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约5-10米，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约5-10米。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为163°∠2°，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-60m，地下水埋深2-20m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由北西向南东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-4　中江区块高沙102-7HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	高沙102-7HF井场	地理位置	绵阳市三台县芦溪镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形窄谷驼背状深丘地貌，微地貌为驼背状深丘，丘顶走向为北西南东，南侧为窄谷，北侧为附近阶地，井场相对高差为20-43m，井场海拔437m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约1-3m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约4-16m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为335°∠4°，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度40-60m，地下水埋深4-16m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和水库、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由南西向北东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-5　中江区块中江120-1井场场地水文地质条件一览表

井场编号	中江120-1井场	地理位置	绵阳市三台县八洞镇***（中江120井场）	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为宽谷，宽谷走向南东，南侧紧邻丘包，井场相对高差为1-10m，井场海拔409m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约2-5m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约2-18m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为30°∠5°，泥岩和粉砂岩互层，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-60m，地下水埋深2-18m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘水库、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由西向东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在1处集中供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-6　中江区块中江120-3HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	中江120-3HF井场	地理位置	德阳市中江县通济镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形窄谷驼背状深丘地貌，微地貌为窄谷中心地带，窄谷走向南西，井场相对高差为1-8m，井场海拔427m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约1-5m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约5-15m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为七曲寺组，岩性为地层岩性为中细砂岩与粉砂岩、泥岩互层，地层产状为330°∠3°，地层厚度约168-258m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度40-60m，地下水埋深5-15m，单井涌水量小于100m^3/d，富水性较小；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘水库、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由北东向南西径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-7　中江区块江沙348HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	江沙348HF井场	地理位置	德阳市中江县辑庆镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为圆顶中丘丘顶，南北两侧为宽谷，井场相对高差为20-60m，井场海拔457m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约1-3m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约5-20m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为七曲寺组，岩性为地层岩性为中细砂岩与粉砂岩、泥岩互层，地层产状为75°∠2°，地层厚度约168-258m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度20-60m，地下水埋深5-20m，单井涌水量小于100m^3/d，富水性较小；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由东南向西北径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在几处集中供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-8　中江区块江沙348-2HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	江沙348-2HF井场	地理位置	德阳市中江县辑庆镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形平谷圆缓低丘地貌，微地貌为平谷中心地带，沟谷向北西发育，井场相对高差为2-6m，井场海拔401m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约1-4m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约3-16m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为七曲寺组，岩性为地层岩性为中细砂岩与粉砂岩、泥岩互层，地层产状为90°∠2°，地层厚度约168-258m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度20-50m，地下水埋深3-16m，单井涌水量小于100m^3/d，富水性较小；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由东南向西北径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在几处集中供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-9　中江区块江沙347HF井场场地水文地质条件一览表

<table>
<tr><td>井场编号</td><td>江沙347HF井场</td><td>地理位置</td><td colspan="2">德阳市中江县辑庆镇***</td><td>***</td></tr>
<tr><td>地形地貌</td><td colspan="5">井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形平谷圆缓低丘地貌，微地貌为平谷中心位置，平谷向南东方向发育，井场相对高差为5-20m，井场海拔401m。</td></tr>
<tr><td>包气带特征</td><td colspan="5">场地包气带上部为耕植土，厚度约1-5m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约3-15m。包气带防污性能为“中等”。</td></tr>
<tr><td>地下水赋存特征</td><td colspan="5">钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为110°∠3°，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-60m，地下水埋深3-15m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。</td></tr>
<tr><td>地下水补径排特征</td><td colspan="5">井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由西北、西向东南、东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。</td></tr>
<tr><td>地下水开发利用现状与规划</td><td colspan="5">井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在1处集中供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现场照片</td><td>  </td><td colspan="2">  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td>场地地形地貌</td><td colspan="2">场地及周边包气带</td><td colspan="2">场地周边水井</td></tr>
</table>

表4.1-10　中江区块江沙325HF井场场地水文地质条件一览表

<table>
<tr><td>井场编号</td><td>江沙325HF井场</td><td>地理位置</td><td>德阳市中江县南华镇***</td><td>***</td></tr>
<tr><td>地形地貌</td><td colspan="4">井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为圆顶中丘丘顶，丘顶向北西、南西和北东三个方向延伸，井场相对高差为20-60m，井场海拔454m。</td></tr>
<tr><td>包气带特征</td><td colspan="4">场地包气带上部为耕植土，厚度约1-3m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约5-20m。包气带防污性能为“中等”。</td></tr>
<tr><td>地下水赋存特征</td><td colspan="4">钻井井场场地地层为七曲寺组，岩性为地层岩性为中细砂岩与粉砂岩、泥岩互层，地层产状为235°∠4°，地层厚度约168-258m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度20-50m，地下水埋深5-20m，单井涌水量小于100m^3/d，富水性较小；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。</td></tr>
<tr><td>地下水补径排特征</td><td colspan="4">井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由东南向西北径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。</td></tr>
<tr><td>地下水开发利用现状与规划</td><td colspan="4">井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在几处集中供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现场照片</td><td>  </td><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>场地地形地貌</td><td>场地及周边包气带</td><td>场地周边水井</td></tr>
</table>

表4.1-11　中江区块高沙316HF井场场地水文地质条件一览表

<table>
<tr><td>井场编号</td><td>高沙316HF井场</td><td>地理位置</td><td>绵阳市三台县立新镇***</td><td>***</td></tr>
<tr><td>地形地貌</td><td colspan="4">井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为宽谷源头坳凹带，宽谷向东发育，井场相对高差为1-10m，井场海拔453m。</td></tr>
<tr><td>包气带特征</td><td colspan="4">场地包气带上部为耕植土，厚度约1-3m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约6-20m。包气带防污性能为“中等”。</td></tr>
<tr><td>地下水赋存特征</td><td colspan="4">钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为343°∠4°，泥岩和粉砂岩互层，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-60m，地下水埋深6-20m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。</td></tr>
<tr><td>地下水补径排特征</td><td colspan="4">井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘水库、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由西、西北向南、南东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。</td></tr>
<tr><td>地下水开发利用现状与规划</td><td colspan="4">井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现场照片</td><td>  </td><td>  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td>场地地形地貌</td><td>场地及周边包气带</td><td colspan="2">场地周边水井</td></tr>
</table>

表4.1-12　中江区块丰谷6-1HF井场场地水文地质条件一览表

<table>
<tr><td>井场编号</td><td>丰谷6-1HF井场</td><td>地理位置</td><td colspan="2">绵阳市涪城区丰谷镇***</td><td>***</td></tr>
<tr><td>地形地貌</td><td colspan="5">井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为宽谷坳凹地带，宽谷走向南东，井场相对高差为2-10m，井场海拔409m。</td></tr>
<tr><td>包气带特征</td><td colspan="5">场地包气带上部为耕植土，厚度约1-4m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约4-17m。包气带防污性能为“中等”。</td></tr>
<tr><td>地下水赋存特征</td><td colspan="5">钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为160°∠2°，泥岩和粉砂岩互层，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-60m，地下水埋深4-17m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。</td></tr>
<tr><td>地下水补径排特征</td><td colspan="5">井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘水库、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由西、西北向东、南东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。</td></tr>
<tr><td>地下水开发利用现状与规划</td><td colspan="5">井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现场照片</td><td colspan="2">  </td><td>  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">场地地形地貌</td><td>场地及周边包气带</td><td colspan="2">场地周边水井</td></tr>
</table>

表4.1-13　中江区块高蓬301HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	高蓬301HF井场	地理位置	德阳市罗江区新盛镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为圆顶中丘缓倾斜坡地带，斜坡倾向北西，井场相对高差为4-15m，井场海拔472m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约1-3m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约6-13m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为七曲寺组，岩性为地层岩性为中细砂岩与粉砂岩、泥岩互层，地层产状为220°∠2°，地层厚度约168-258m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度40-50m，地下水埋深6-13m，单井涌水量小于100m^3/d，富水性较小；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘水库、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由东北向西南径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-14　中江区块江沙346井场场地水文地质条件一览表

井场编号	江沙346井场	地理位置	成都市金堂县福兴镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为平顶中丘丘顶，丘顶东西走向，井场相对高差为3-18m，井场海拔432m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约1-5m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约3-15m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为七曲寺组，岩性为地层岩性为中细砂岩与粉砂岩、泥岩互层，地层产状为310°∠3°，地层厚度约168-258m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度40-60m，地下水埋深3-15m，单井涌水量小于100m^3/d，富水性较小；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由西北向东南径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在xxx供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-15　中江区块中江119-4井场场地水文地质条件一览表

井场编号	中江119-4井场	地理位置	德阳市中江县回龙镇碉***中江119井场）	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形宽谷平顶圆顶中丘地貌，微地貌为宽谷与平顶中丘过渡斜坡带，斜坡向西微倾，宽谷与中丘南北走向，井场相对高差为4-13m，井场海拔385m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约2-6m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约2-13m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为190°∠3°，泥岩和粉砂岩互层，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度30-60m，地下水埋深2-13m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由北向南径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，周边存在1处集中供水站，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌		场地及周边包气带	场地周边水井

表4.1-16　中江区块高沙103-6HF井场场地水文地质条件一览表

井场编号	高沙103-6HF井场	地理位置	绵阳市涪城区杨家镇***	***
地形地貌	井场所在区域地貌类型为构造剥蚀地形窄谷驼背状深丘地貌，微地貌为驼背状丘顶鞍部，驼背北东走向，井场南北两侧为斜坡，井场相对高差为10-25m，井场海拔427m。			
包气带特征	场地包气带上部为耕植土，厚度约0.5-1m，下部为白垩系砂泥岩互层风化裂隙孔隙带组成，厚度约5-15m。包气带防污性能为“中等”。			
地下水赋存特征	钻井井场场地地层为白龙组，岩性为地层岩性为中细砂岩夹泥岩，地层产状为335°∠2°，地层厚度约153-180m。场地处含水层主要为风化带裂隙孔隙含水层，浅层发育风化裂隙孔隙带，赋存风化裂隙孔隙水，含水层厚度40-60m，地下水埋深5-15m，单井涌水量100-300m^3/d，富水性中等；下部泥岩及弱风化地层构成相对隔水层。			
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元主要补给来源为大气降水和堰塘、河水的渗漏，受地形控制浅层地下水由南西向东径流，最终一部分以排泄进下游的河溪，另一部分以侧向径流的方式补给相邻含水层。			
地下水开发利用现状与规划	井场周边地下水仅作为当地居民生活饮用水、少量农业灌溉、畜禽养殖用水水源，大部分为分散开采，无大型企业用水或其他用途，地下水资源相对贫乏，开发利用程度小。			
现场照片				
	场地地形地貌	场地及周边包气带	场地周边水井	

4.1.5 水文

（1）区域地表水系概况

本项目中江气田产能建设项目位于四川省德阳市（中江县、罗江区），绵阳市（三台县、涪城区），成都市（金堂县）境内。

中江县境内主要有涪江水系和沱江水系，龙泉山脉为涪江与沱江水系的分水岭。涉及河流98条，其中主要河流15条（流域面积50平方公里以上），分别是凯江河、鄞江河、余家河、仓山河、清溪河、会龙河、马力河、继光河、小东河、通山河、永太河、子金河、土溪河、石泉河、中兴河，镇级河流83条。境内有中型水库5座、小型水库62座，5座中型水库分别是继光水库、黄鹿水库、响滩子水库、元兴水库、双河口水库。境内总蓄水能力达1.8亿立方米以上。

罗江区境内溪流纵横，水系发达。主要河流有凯江上游的罗纹江、泞水河、黄水河、绵远河（沱江水系）等；湖泊主要有幸福水库、白土地水库、罗家湾水库和彭家坝水库；人工水渠人民渠六期在西部和南部，分别从略坪、白马关等乡镇境内流过。年均过水总量17.03亿立方米，其中绵远河过境水量6.96亿立方米，凯江过境水量7.56亿立方米，人民渠过境水量2.51亿立方米。农业生产灌溉年用水量为9090万立方米，主要依靠人民渠五、七期及六期工程。

三台县地表水极其丰沛，有涪、凯、梓、鄞四江，水能蕴藏量27万千瓦，可供开发17.3万千瓦，已开发13万千瓦，涪江区内流程70.65km，年平均流量395立方米每秒，凯江县内流程45.35km，年平均流量32.4m^3/s。灌溉渠有人民渠、武引渠、百里渠等人工水渠，形成了团结湖、鲁班湖、永和埝、大围埝五大自然灌溉体系，蓄水量4亿多立方米，有效灌溉面积44.63万亩。

涪城区内主要为长江流域嘉陵江水系，涪江为区内主要干流，涪江水系河流密布，地下水分布广泛，储量丰富，冲积平坝赋存，水文条件好，水资源开发潜力大。涪江在涪城境内有一、三级支流7条，自北而南，注入涪江。一级支流有长滩河、黄木沟、龙溪沟、安昌河、木龙河和麻柳河，三级支流有草石河。涪江、安昌河发源于龙门山区，长滩河发源于江油市八一镇境内，草石河发源于安县兴仁乡五郎沟，木龙河发源于罗江县境内外，其余3条支流都发源区境丘陵地区，流程短、流量小、旱季常有断流属雨源型河流。

金堂县河流分属沱江、峨江水系，全县大、小13条江河中，多数为远境型河流，其多年平均径流总量为83.41亿km^3，扣除县境内产生的地表径流后，外地流入县境的地表径流量为80.15亿km^3。地下水资源储量7276万km^3，水能资源理论蕴藏量为5.91万kw，可开发量为2.88万kw，为理论蕴藏量的48%。

（2）区域内主要河流概况

本项目区块范围内涉及的主要河流有沱江、涪江、凯江、苏家河、芦溪河、余家河、小东河、资水河等。

沱江：位于中国四川省中部。发源于川西北九顶山南麓，绵竹市断岩头大黑湾。南流到金堂县赵镇接纳沱江支流--毗河、清白江、湔江及石亭江等四条上游支流后，穿龙泉山金堂峡，经简阳市、资阳市、资中县、内江市等至泸州市汇入长江。全长712公里。流域面积3.29万平方公里。从源头至金堂赵镇为上游，长127公里，称绵远河。从赵镇起至河口称沱江，长522公里。流域多年平均降水量1200毫米，年径流量351亿立方米，其中岷江补给约占33.4%。水力资源蕴藏量约186.7万千瓦。干流长年可通木船、机动船，中下游支流多已渠化。

涪江为长江支流嘉陵江的右岸最大支流，发源于松潘县雪宝顶，涪江南流经四川省平武县、江油市、绵阳市、三台县、射洪市、遂宁市、重庆市潼南区、铜梁区等区域，在重庆市合川区汇入嘉陵江。全长700千米，流域面积3.64万平方千米，多年平均径流量572立方米/秒。在三台县境内自西北向东南斜流。流程70.65km，流域面积2660.58km^2，自然落差64.2m，洪峰流量9900m^3/s，年平均流量348m^3/s，枯期流量66m^3/s，平均流速0.8m/s，平均比降1‰，平均河宽100m，平均水深0.825m，是三台县境内最大河流。

凯江属嘉陵江水系、涪江支流，发源于四川安县龙门山余脉之鹿爬山，经过成都平原、龙泉山脉、直至中江富兴镇进入川中丘陵平坝区。从群山竣岭中汇聚涓涓细流，一路蜿蜒直向涪江奔腾而去。沿途流经安县、罗江县、旌阳区、中江县，经三台县潼川镇汇入涪江，河长213公里，流域面积2620平方公里，多年平均流量44立方米每秒，河宽100-300米，自然落差296米。

苏家河发源于八洞镇三村罗盘石，曲折东南，汇集4条支流，经群益月明寺、建平五村法慧庵、云同五村老君堰、建平三村龙王塘至前锋与三条分支河

流汇成一条河流，曲折向东，经灵兴鲑鱼嘴水库至灵兴七村殷家沟进入涪江。支流包括刘营镇境内的转龙河、柏龙河，灵兴镇境内的董家沟、杨家沟。苏家河流域流经八洞、建平、前锋、云同、刘营、灵兴6个乡镇。苏家河流程企长73.8km，流域面积184.63平方公里，白然落差70m，多年平均流量2.42m^3/s。

余家河又名西江，全长38公里，发源于龙泉山脉中江县兴隆镇老牛坡村的雷神庙，天然落差331米，平均坡降8.2%，折向东北经辑庆镇，于中江县南华镇一环路南段西江三桥处汇入凯江。

小东河又名东江、铜堰河，全长29.7公里，发源于中江县黄鹿镇红金村的董家庙，天然落差36米，平均坡降1.5%。由北向南经三台县黎曙镇入中江界，流经通济镇、东北镇、凯江镇，在凯江镇猫儿嘴处流入凯江。中江城区段共有12座桥梁将两岸相连。

资水河是金堂县境最大的山溪河流，也是金堂县第二大河流，全长201km，流域面积1845km^2。县境内流程58.4km，县出口处流域面积576.9km^2，县境内流域面积393km^2，河道比降l‰，最大洪峰流量1032m^3/s，多年平均流量3.7m^3/s，总径流量达到1.25亿m^3。

（3）本项目涉及的地表水系情况

本项目区块沟谷纵横，大小溪河呈树枝状布及全区，溪河流向多变。主要水系为凯江、涪江、沱江及其他小河沟渠均注入长江。见附图 1.8-8 地表水系图。距离本项目井场或者管线较近或管线穿越的地表水体有凯江、苏家河、资水河、余家河、余家河支流、百里渠、芦溪河、小东河、石河沟、六松河。本项目高沙 102-7HF 井站至高沙 316HF 井站集输管线东北侧距离涪江 270m，江沙 33-41HF 井站~江沙 308 井站集输管线北侧距离凯江 143m，中江 120-1HF 井场北侧距离苏家河约 65m，新建井场江沙 346 井场东侧 246m 为资水河，本项目管线穿越余家河 4 次，百里渠为本项目高蓬 301HF 井站-高庙 32 井站管线穿越河流且位于本项目高蓬 301HF 井场北侧约 85m，芦溪河为本项目高沙 103-6HF 井站-高沙 103HF 井站管线穿越河流且位于本项目高沙 103-6HF 井场北侧约 220m，小东河为本项目江沙 345HF 井站－江沙 321HF 井站管线穿越河流，石河沟为本项目管线穿越河流且位于本项目高沙 106HF 井场东侧约

216m，六松河为本项目管线穿越河流。本项目涉及河流的主要水体功能为泄洪和灌溉，本项目井场距离最近河段和本项目管线穿越河段上游 0.5km 和下游 8km 均不涉及饮用水源保护区。

4.1.6 土壤

根据查询《中国土壤数据库》，本项目中江气田产能建设项目所在区域主要土壤类型为石灰性紫色土、水稻土、灰潮土、黄壤、粘盘黄褐土。

紫色土为紫红色岩层上发育的土壤。以四川盆地分布最广，在南方诸省盆地中零星分布。紫色土有机质含量1.0%左右，其发育程度较同地区的红、黄壤为迟缓，尚不具脱硅富铝化特征，属化学风化微弱的土壤，呈中性至微碱性反应，pH值为7.5~8.5，石灰含量随母质而异，盐基饱和度达80~90%。紫色土矿质养分丰富，在四川盆地的丘陵地区中为较肥沃土壤，其农业利用价值很高。利用中需防止水土流失和注意蓄水灌溉、增施有机肥料、合理轮作等。

灰潮土是在泛滥沉积物上经旱耕熟化而成的一种土壤。因有夜潮性而得名。在中国，广泛分布于黄淮海平原、长江中下游平原、辽河下游平原以及汾渭河谷平原。潮土的形成熟化，除受沉积物性质和人为作用影响外，还深受地下水影响，造成土壤中下部氧化还原的交互作用与碳酸钙的水成聚积；有的地区还伴随有盐渍化和沼泽化。土层均深厚，各发生层的质地和色泽较均一。表土是疏松多孔的耕作层，厚约15厘米以上；下为紧实、少孔的犁底层。再下心土层，地下水作用已见及，沿根孔和结构体表面有锈色斑纹和胶膜出现，有时还见有石灰结核（砂姜）。底土层，色杂，以灰色或兰灰色为主，有大量锈纹、锈斑，石灰结核有时聚积成磐。耕层有机质含量0.6—2.0%。呈中性至碱性反应。

水稻土是指发育于各种自然土壤之上，经过人为水耕熟化，淹水种稻而形成的耕作土壤。这种土壤由于长期处于水淹的缺氧状态，土壤中的氧化铁被还原成易溶于水的氧化亚铁，并随水在土壤中移动，当土壤排水后或受稻根的影响(水稻有通气组织为根部提供氧气)，氧化亚铁又被氧化成氧化铁沉淀，形成锈斑、锈线，土壤下层较为粘重。水稻土是在长期种稻条件下，经人为的水耕熟化水稻土和自然成土因素的双重作用，产生水耕熟化和交替的氧化还原而形成具有水耕熟化层(W)一犁底层(Ap2)一渗育层(Be)~水耕淀积层(Bshg)~潜育

层(Br)的特有的剖面构型的土壤。

黄壤在山地的垂直带谱中，黄壤下部一般是红壤，上部以黄棕壤为多。黄壤的形成包含富铝化作用和氧化铁的水化作用两个过程。由于高温多雨、岩石风化强烈，在成土过程中难移动的铁、铝在土壤中相对增多；土壤终年处于相对湿度大的环境中，土体中大量氧化铁发生水化作用而形成针铁矿。中国主要分布于四川、贵州等省，为南方山区的主要土壤类型。在山地的垂直带谱中，黄壤下部一般是红壤，上部以黄棕壤为多。黄壤的形成包含富铝化作用和氧化铁的水化作用两个过程。由于高温多雨、岩石风化强烈，在成土过程中难移动的铁、铝在土壤中相对增多；土壤终年处于相对湿度大的环境中，土体中大量氧化铁发生水化作用而形成针铁矿。发育于亚热带湿润山地或高原常绿阔叶林下的土壤。其主要特征是：酸性，土层经常保持湿润，心土层含有大量针铁矿而呈黄色，故名。黄壤亚类具土类典型特征；漂洗黄壤亚类为具侧向漂洗层的黄壤，A-E-B-C构型；黄壤性土亚类为具A-（B）-C构型的弱发育土壤。

黄褐土主要分布在北亚热带、中亚热带北缘以及暖温带南缘的低山丘陵或岗地。其地域范围大致在秦岭-淮河以南至长江中下游沿岸，与黄棕壤处于同一自然地理区域。据统计，黄褐土的面积为5714.6万亩，以河南和安徽的面积最大，其次为陕南、鄂北、江苏和川东北；在赣北九江地区沿长江南岸丘岗地也有小面积分布，这是黄褐土分布的南界。黄褐土分布在北亚热带湿润的东部（江北区）和半湿润的西部（秦巴区）地区。由于受东南季风的影响，夏季高温多雨，冬季寒冷干燥。年平均气温14-16℃，年平均降水量760-950毫米，由西向东逐增。降水季节多集中在高温期的6-8三个月，约占全年降水量的50%以上。黄褐土土体深厚，具有A-B-C或A-AB-B-Btmo-C的剖面发育特征。土壤呈黄褐色或黄棕色，质地粘重（粘壤土至粘土），土层紧实，尤以心底土中的粘粒聚积明显，并有铁锰胶膜和结核淀积。

4.1.7 动植物

（1）植物

①陆生植物

A.常规植物

本项目区域自然植被本应是以常绿阔叶林为主的，但由于评价区海拔较低，人为活动十分频繁、开垦程度较高，原生植被基本已不复存在。大多已经开垦为耕地或农田，穿越区域以耕地为主，绝大部分区域以人工林为主，主要种植杉木、桉树、马尾松等速生林，此外评价区水热条件较好，又有大面积的竹林，以慈竹为主。整个评价区为农耕地区，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布，主要都是以退耕还林为主的次生林、灌丛等植被。现状植被乔木类主要有柏木、桉树、臭椿、栎林、杨树、构树；竹类主要有慈竹，灌木类主要有黄荆、马桑、盐肤木、铁仔、牡荆等，草本类主要有白茅、蕨类、苔草、苋草、鬼针草、狗尾草等。栽培植被主要是水稻、油菜、大豆、蚕豆、玉米、土豆及花生。经济林木和果树有桑树、梨树、枇杷、茶、甜橙、橘柑、油桐等。调查区地处四川省三台县、中江县、金堂县、涪城区、罗江区区域，在植被区划上，属于亚热带常绿阔叶林区域，东部湿润常绿阔叶林亚区域，中亚热带常绿阔叶林北部亚地带，四川盆地，栽培植物、润楠、青冈林区。水平地带性植被应为常绿阔叶林。

B.珍稀保护植物及古树名木

根据现场调查及相关资料查阅：评价区分布有国家二级保护植物：喜树、香樟，它们均非野生、自然生长，均属人工栽培植物，且生长过程中受人为干扰大（作为行道树、河岸护堤植被、庭院绿化树），不属于重点保护野生植物的保护对象，评价区无重点保护野生植物分布。

近年来随着天然林保护工程、退耕还林、长防林等工程的开展，以及经济林木和城市、乡镇绿化的大力推广，评价区域的荒山荒坡、房前屋后大量种植了香樟、喜树等植物。其中喜树，调查中发现一处是公路两旁分布；本次未发现香樟分布。

②水生植物

浮游植物是水体初级生产力最主要的组成部分，是食物链和营养结构的基础环节；也是鱼苗和部分成鱼的天然饵料。有些藻类可以直接用作环境监测的指示生物，而且相对于理化条件而言，其密度、生物量、种类组成和多样性能更好地反映出水体的营养水平。通过查阅相关资料，项目区域内地表水体主要

涉及浮游植物 5 门 24 科 34 属 48 种。

其中硅藻门最多，有 26 种，占种类总数的 54.13%；绿藻有 10 中，占种类总数的 20.83%；蓝藻门 10 种，占种类总数的 20.83%；甲藻门 1 种，占种类总数的 2.08%；裸藻门 1 种，占种类总数的 2.08%。

（2）动物

①陆生动物

A.常规动物

评价区住主要动物有中华蟾蜍、黑斑侧褶蛙、沼水蛙、斑腿泛树蛙等两栖动物，蹼趾壁虎、北草蜥、乌龟、中华鳖、黑眉锦蛇、乌梢蛇等爬行动物，四川短尾鼩、草兔主要分布在农田系统、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠等兽类，小鹊鹛、白鹭、池鹭、夜鹭、牛背鹭、白腰草鹬、丘鹬、雉鸡、灰胸竹鸡、领雀嘴鹎、乌鸫、白头鹎等鸟类。

B.重点保护野生动物动物

评价区受人类活动的干扰较大，该区域保护动物较少，根据现场调查和文献资料，国家II级重点保护动物有8种，即雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮。四川省重点保护动物6种，即小鸊鹈、普通鸬鹚、栗苇鳽、鸿雁、董鸡和彩鹬。

②水生动物

评价区内水生动物有浮游动物和底栖动物，浮游动物以水生细菌和浮游藻类为食，是属于水生生态系统中的消费者和第二营养级，亦称次级生产力，由于浮游动物摄取大量藻类，所以使水体产生自净作用，它也是所有幼鱼和某些成鱼的饵料基础。通过查阅相关资料，项目区域内地表水体主要涉及浮游动物53种，其中原生动物21种，占总种数的39.62%；轮虫16种，占总种数的30.19%；节肢动物16种，占总数的30.19%。底栖动物是第三营养级的主要组成，也是原河道形态饵料生物中生物量较大的类群，为江河中多数鱼类的饵料基础，并且与江河鱼类的生态类群和区系组成有密切关系。通过查阅相关资料，项目区域内地表水体主要涉及到腹足纲、瓣鳃纲、甲壳纲等共3门、5纲、9 目、20 科、26 种。其中昆虫纲最多，有19种，占 73.08%；其次是甲壳纲，有3种，占11.54%；

腹足纲有2种，占7.69%，瓣鳃纲和；无尾感器纲各有1种，各占3.85%；主要包括瓣鳃纲中的河蚬，腹足纲中的泉膀胱螺、椭圆罗卜螺，甲壳纲中的日本沼虾、米虾，昆虫纲中的扁蜉、石蝇等。

C.鱼类

本次主要查阅《四川鱼类志》、《中国动物志硬骨鱼纲--鲤形目》(陈宜瑜等，1999)、《中国动物志纲--鲇形目》(褚新洛等，1999)和其他单位历年来调查成果等文献资料，管线穿越的两条河流分别为余家河和六松河，余家河河宽20米，共有鱼类4目 12科47种，从类群构成看，鲤形目最多，有 33种；鲇形目有10种，鲈形目3种，合鳃目1种；六松河河宽8米，主要以小型鲤科鱼类为主。种类较少。根据调查，评价区无国家重点保护鱼类。

4.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况

根据中江气田产能建设项目（一期）现场调查和对区域环境敏感区资料的收集与识别，本次中江气田产能建设项目（一期）区域内共有环境敏感区 32处，其中集中式饮用水源保护区 20 处（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m范围以及项目地下水评价范围内）、自然保护区 1 处（绵阳市三台县）、风景名胜区 3 处（德阳市罗江区、绵阳市三台县、成都市金堂县）、森林公园 3 处（绵阳市涪城区、绵阳市三台县、成都市金堂县）、湿地公园 1 处（绵阳市涪城区）、文物古迹 4 处（各井场周边 3km 及各集输管线沿线 200m 范围内），临时占用永久基本农田约 38.7591hm^2（各井场施工占地及集输管线施工作业带占地）、永久占用基本农田约 1.4559hm^2（各采气井站永久占地）。各处环境敏感区基本情况统计见下表 4.2-1，产能建设项目与区域环境敏感区位置关系见**附图 4.2-1**。

表 4.2-1　中江气田产能建设项目（一期）区域环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	20 处集中式饮用水源保护区	均为乡镇集中式饮用水源，详见表 4.2-2	各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内；无项目重叠
2	四川三台水禽及湿地自然保护区	县级自然保护区	中江 120-3HF 井场东北侧距离三台水禽及湿地县级自然保护区约 1km；无项目重叠
3	剑门蜀道风景名胜区-白马关景区	国家级风景名胜区	德阳市罗江区；无项目重叠
4	三台县云台风景名胜区	省级风景名胜区	绵阳市三台县；无项目重叠
5	金堂县云顶石城风景名胜区	省级风景名胜区	成都市金堂县；无项目重叠
6	四川省涪城凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市涪城区；无项目重叠
7	四川省凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市三台县；无项目重叠
8	成都市龙泉山城市森林公园	城市森林公园	成都市金堂县；无项目重叠
9	四川绵阳三江湖国家湿地公园	国家湿地公园	绵阳市涪城区；无项目重叠
10	文物保护单位	省级 1 处、市级 3 处，详见表 4.2-5	各井场周边 3km 及各集输管线沿线 200m 范围内；无项目重叠

4.2.1 水源保护区

根据收集资料及现场调查，中江气田产能建设项目（一期）建设区域内（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内）共分布有集中式饮用水源及其保护区 20 处，均为乡镇集中式饮用水源。中江气田产能建设项目（一期）采取绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均不在区内饮用水源保护区范围内。区域内 20 处集中式饮用水源基本情况见表 4.2-2，位置关系见图 4.2-2。

表 4.2-2　项目建设区域内水源保护区情况

序号	区域	水源地名称	级别	水源类型	取水口位置	服务范围	保护区设置情况	划定文件	与最近单项工程位置关系
1	德阳市中江县	通济镇自来水厂水源地	乡镇	地下水	***	通济镇	一级：以取水井为中心，半径 30m 范围内； 二级：以取水井为中心，半径 30m 至 90m 范围内	江府函[2006]56号	中江 120-1 井组西南侧距离取水口约 2.5km，距离保护区约 2.4km
2		辑庆镇中兴水厂水源地	乡镇	地下水	***	辑庆镇	一级：以取水井为中心，半径 30m 范围内； 二级保护区：以取水井为中心，半径 30m 至 90m 范围内	江府函[2006]56号	江沙 348HF 井组东南侧距离取水口约 2.96km，距离保护区约 2.87km 江沙 348-2HF 井组东南侧距离取水口约 2.32km，距离保护区约 2.23km
3		辑庆镇水厂水源地	乡镇	地下水	***	辑庆镇	一级：以取水井为中心，半径 30m 范围内； 二级保护区：以取水井为中心，半径 30m 至 90m 范围内	江府函[2006]56号	江沙 347HF 井组西南侧距离取水口约 3km，距离保护区约 2.91km
4		辑庆镇合兴集中式饮用水水源地	乡镇	地下水	***	辑庆镇	一级：以地下水取水井为中心，半径 30m 所圈定且东北侧不超过村道的地表区域； 二级：一级保护区之外，以地下水取水井为中心，半径 60m 所圈定的地表区域	德府函[2020]52号	江沙 347HF 井组西南侧距离取水口约 1.31km，距离保护区约 1.25km
5		南山镇自来水厂水源地	乡镇	地下水	***	南山镇	一级：以取水井为中心，半径 30m 范围内； 二级：以取水井为中心，半径 30m 至 90m 范围内	江府函[2006]56号	江沙 325HF 井组东北侧距离取水口约 1.57km，距离保护区约 1.48km

序号	区域	水源地名称	级别	水源类型	取水口位置	服务范围	保护区设置情况	划定文件	与最近单项工程位置关系
6		黄鹿镇黄鹿水库集中式饮用水水源地	乡镇	地表水（水库型）	***	黄鹿镇及周边红金村、景观村、宝塘村等 6 个行政村，供水人口 1.5 万人	一级：水域范围为黄鹿水库取水口半径 500m 范围的全部水域；陆域范围为黄鹿水库取水口侧正常水位线（505.00m）以上周边山脊线以内范围内的全部陆域； 二级：黄鹿水库一级保护区边界外的全部水域、从充蓄黄鹿水库的引水渠的入库口上溯 2000m 的水域及其渠道（渡槽）两侧 200m 范围内的陆域、渠道（明渠、暗渠）周边山脊线以内的全部陆域、黄鹿水库坝址控制断面以上、周边山脊线以内（一级保护区以外）的全部陆域	德府函[2006]58 号	高蓬 301HF 井组东南侧距离保护区最近处约 2.28km（二级保护区），距离取水口约 3.36km
7		回龙镇回龙水厂水源地	乡镇	地下水	***	回龙镇	一级：以取水井为中心，半径 30m 范围内； 二级：以取水井为中心，半径 30m 至 90m 范围内	江府函[2006]56 号	中江 119-1 井组东南侧距离取水口约 2.06km，距离保护区约 1.97km
8		辑庆镇响井村供水站	乡镇	地下水	***	响井村	未划定	/	江沙 348HF 井组西南侧距离供水站约 2.31km 江沙 348-2HF 井组东南侧距离供水站约 1.08km
9		辑庆镇五根松供水站	乡镇	地下水	***	五根松村	未划定	/	江沙 348HF 井组东南侧距离供水站约 2.93km
10		合兴乡新建村	乡镇	地下水	***	新建村	未划定	/	江沙 347HF 井组东南侧距离供水站约

序号	区域	水源地名称	级别	水源类型	取水口位置	服务范围	保护区设置情况	划定文件	与最近单项工程位置关系
		供水站							0.57km
11		合兴乡平桥供水站	乡镇	地下水	***	平桥村	未划定	/	江沙 347HF 井组东北侧距离供水站约 1.96km 江沙 325HF 井组东北侧距离供水站约 2.17km
12		南山镇严家坝供水站	乡镇	地下水	***	严家坝村	未划定	/	江沙 347HF 井组东北侧距离供水站约 2.8km 江沙 325HF 井组东北侧距离供水站约 1.24km
13		南山镇普桥供水站	乡镇	地下水	***	普桥村	未划定	/	江沙 325HF 井组东北侧距离供水站约 0.95km
14		回龙镇碉楼供水站	乡镇	地下水	***	碉楼村	未划定	/	中江 119-1 井组东北侧距离供水站约 620m
15		辑庆镇月塘供水站（已停用）	乡镇	地下水	***	月塘村	未划定	/	江沙 348HF 井组东南侧距离供水站约 1.99km 江沙 348-2HF 井组东北侧距离供水站约 2.88km
16		辑庆镇祝家庙供水站	乡镇	地下水	***	祝家庙村	未划定	/	江沙 348-2HF 井组东南侧距离供水站约 2.3km

序号	区域	水源地名称	级别	水源类型	取水口位置	服务范围	保护区设置情况	划定文件	与最近单项工程位置关系
		（已停用）							
17	绵阳市涪城区	杨家镇罗汉寺村小岛水库饮用水水源地	乡镇	地表水（水库型）	***	杨家镇	一级：水域：多年平均水位线下，水库全部水域；陆域：一级保护区水域边界纵深 200m，但不超过分水岭的陆域范围。（东面以大坝为界，南面以罗汉寺村左侧空地一线为界，西面以红旗支渠一线为界，北面以石栏路一线为界。） 二级：一级保护区水域边界向外纵深 2000m，但不超过流域分水岭范围，除一级保护区以外的陆域范围。（东面以大坝为界，北侧、西侧以山脊分水岭为界）； 准保护区：陆域：未超过分水岭的二级保护区南边界向外纵深 2000m，但不超过流域分水岭的陆域范围。	绵府批复〔2019〕152 号	高沙 103-6HF 井组西侧距离保护区最近处约 1.74km（准保护区），距离取水口约 2.62km
18	绵阳市三台县	三台县芦溪镇兴相村涪江引水渠饮用水水源地	乡镇	地表水（河流型）	***	芦溪镇	一级：水域：取水口上游 1km、下游 100m 正常水位线内的全部水域；陆域：陆域长度与水域长度相同，宽度为水域两侧向外至近水侧公路挡水墙墙顶。 二级：水域：一级保护区边界外上游 2km、下游 200m 正常水位线内的全部水域；陆域：陆域长度与水域相同，宽度为水域两侧向外至近水侧公路挡水墙墙顶。	绵府批复〔2019〕152 号	高沙 106HF 井组东侧距离保护区最近处约 2.8km（二级保护区），距离取水口约 4.7km 高沙 102-7HF 井组东南侧距离保护区最近处约 2.24km（二级保护区），距离取水口约 5.18km
19		八洞镇红庙村	乡镇	地下水	***	八洞镇	一级：以取水口为中心，半径 30m 的范围区域。	绵府批复	中江 120-1 井组东南侧距离取水口约

序号	区域	水源地名称	级别	水源类型	取水口位置	服务范围	保护区设置情况	划定文件	与最近单项工程位置关系
		饮用水水源地					二级：以一级保护区外边界向外延伸半径 300m 的范围区域	〔2019〕152 号	1.9km，距离保护区约 1.6km
20		金石镇泉源村水源地	乡镇	地下水	***	金石镇	一级：以取水口为中心，半径 30m 的范围区域。 二级：以一级保护区外边界向外延伸半径 300m 的范围区域	绵府批复〔2019〕152 号	中江 120-3HF 井组东北侧距离取水口约 2.5km，距离保护区约 2.2km

***

图 4.2.-1　产能建设项目各单项工程与周边饮用水源保护区位置关系图

4.2.2 自然保护区

本次中江气田产能建设项目（一期）所在的德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县共分布 1 处自然保护区：四川三台水禽及湿地县级自然保护区。

4.2.2.1 自然保护区概况

（1）基本情况

根据三台县人民政府办公室《关于三台白鹳及湿地自然保护区名称更改及范围、功能区调整的通知》（三府办函[2012]77 号）及三台县人民政府《关于切实加强三台水禽及湿地县级自然保护区管理工作的通告》（三府发[2017]22号），四川三台水禽及湿地县级自然保护区位于三台县西南部，北与三台县的黎曙镇、新鲁镇、云同乡、芦溪镇为界，西与德阳市的中江县为界，南与德阳市的中江县及三台县的新生镇、观桥镇、菊河乡为界，东以花园镇、老马乡、里程乡、争胜乡、新德镇、北坝镇、潼川镇、玉林乡、下新乡为界，地理坐标为东经 104º42′～105º03′05"，北纬 30°50′55"～31°15′50"之间。

三台水禽及湿地县级自然保护区主要保护对象为野生水禽及湿地生态系统，保护区范围为：乐安镇、古井镇、进都乡、西平镇、万安镇、凯河镇、建平镇、上新乡、金石镇、前锋镇、灵兴镇、幸福乡、鲁班镇、下新乡、刘营镇等 15 个镇乡，总面积 63828.9hm^2，保护区划分为核心区、缓冲区、实验区，其中：核心区范围为凯江三台入口处至潼川镇边界水域，面积 511.9hm^2；缓冲区范围根据核心区（以凯江为中心的常年洪水位面积）左右岸同等面积来划定，包括乐安镇、古井镇、进都乡、西平镇、万安镇、凯河镇，面积 1023.8hm^2；其余范围均为实验区，面积 62293.2hm^2。

（2）自然特征

①地形地貌

保护区属典型的川北红丘区，以剥蚀成因的丘陵地貌为主，地势北高南低，东高西低，东北向西南倾斜。保护区地貌类型主要有两个类型地貌，即中切丘陵地貌和河谷平坝地貌。

②气候

保护区内属亚热带湿润季风气候，年平均气湿 16.7℃，年际变化 17.3℃～15.9℃，年均最高气温 26.7℃，最低气温 5.6℃，年积温 6200℃，有效积温 4800℃，无霜期平均为 283 天。年平均日照时数仅 1376.1 小时，年均日照率 31%，变幅 25～37%，常年平均相对温度 79%，常年平均风速 14m/s。年均降雨量 882.2mm，年际变化大，高达 1523.5mm，最小年只有 598.8mm，降水季节时空分布不均，集中在 5～10 月。

③河流与水文

保护区属涪江水系，以涪、凯江为主，与 45 条河 8230 条溪相连成叶脉状水系。现有水库 101 个，其中大型水库 1 座，中型水库 1 座；山平塘 6576 口，河堰 103.5km^2、1637 处，人民渠主干渠 20km，武引渠 300 余 km，电灌站 1113 个，大围埝、永河埝、民利埝、红旗埝、微水工程等分布境内。

④土壤

保护区内土壤按照全国和省制定的土壤分类普查结果，有四个土类，以紫色土为主要土类。林地属紫色土、黄土类，质地以中壤、沙壤为主，粘壤次之，有姜结石、卵石夹杂物，pH 值 6.5～7.5，中性偏碱，林地有机质、全氮、碱解氮、速效钾高于农耕地，而全磷、速效磷、全钾含量又较农耕地低。

⑤植物资源现状

保护区属亚热带常绿阔叶与落叶阔叶林区，植被种类较多。全区已知有高等植物 57 科 109 属 187 种。现有林为人工林和人工次生林，乔木树种主要有：柏木、马尾松、栎类、桤木、樟树、嘉树、桉树、洋槐等，竹类以慈竹为主；经济树种主要有：油桐、桑、梨、樱桃、枇杷、核桃、柿等；灌木主要有：马桑、蔷薇、黄檀、铁子、胡颓子、黄荆、火棘等；草本主要有：白茅、芭茅、蕺草、龙须草等；另有少量古柏（汉代）。

⑥动物资源现状

保护区内的脊椎动物种类丰富，有 152 种，由于保护区加强了保护，辖区内野生动物种类和数量逐步增多。保护区野生动物稀有种都十分丰富，有国家 II级保护动物 5 种，为水獭 Lutra Iutra、黑鸢 Milvus migrans、雀鹰 Accipiter nisus、领角鸮 Otus bakkamoena、斑头鸺鹠 GIaucid cucuIoides。

⑦湿地资源

保护区湿地类型特征为湖泊型和河流型湿地。按国际湿地类分主要有人工湿地和天然湿地。人工湿地类主要有：灌溉渠系、蓄水区、水塘、排水渠等；内陆淡水湿地类主要的有河流、湖泊等。保护区内既有涪江、凯江两条主要内陆河流，又有100多个水库以及上千口平塘堰。

⑧土地资源现状

保护区总面积为 638.289km^2，其中林业用地面积 152.476km^2，占保护区面积的23.89%；非林业用地485.813km^2，占76.11%。在林业用地中，有林地面积151.647km^2，占保护区面积的23.76%；疏林地面积0.357km^2，占保护区面积的 0.06%；灌木林面积 0.22km^2，占保护区面积的 0.03%；无林地面积0.252km^2，占保护区面积的0.04%；活立木总蓄积量为489050m^3。

（3）保护区周边区域经济社会状况

①地方经济

保护区周边乡镇均以农业和家庭养殖业为主要产业。农产品主要有水稻、小麦、玉米等；家庭养殖业则主要以养猪、养羊为主，也喂养鸡、鸭等家禽。家庭养殖是农民经济收入的重要来源；养牛主要是用来耕地。

保护区周边地区经济总体水平较好，国内生产总值45.2亿。2010年周边地区乡镇的农民人均年收入平均约为5955元，最高的是花园镇，人均7264元，最低的是里程乡，人均收入5253元。农村人均收入比较好，农民对土地的依赖程度较大。

②社区基础设施状况

1）交通

三台县交通发达。绵渝线、唐巴线贯穿全境，公路网络密布全县，2010年末公路通车里程2782km，其中高等级公路1190km，等外级公路1450km，全县实现了每个镇乡均通公路。

2）通信

全县各个乡（镇）都通广播、程控电话、有线电视。村通广播、电视率100%，全县有线电视通入网用户达28.45万户，为保护区的保护管理创造了良好的通

讯条件。

3）文教、卫生

全县文教、卫生事业相对比交发达，村民普受教育程度较高。全县中小学校总计 200 所，其中普通中学 89 所，分布在县镇的有 49 所，农村的 40 所；小学 111 所，分布在县镇的有 48 所，农村的 63 所。全县中等职业学校 3 所，包括土木水利工程类、加工制造类、交通运输类、信息技术类、贸易与旅游类、财经类、社会公共事业类、师范类。全县幼儿园总计 170 所，其中县镇 75 所，农村 95 所。全县有县直医疗卫生机构总计 8 个，基本形成了融医、教、研于一体的业务指导中心；有乡镇卫生院 62 所，村卫生站 680 个，全县农村合作基本医疗保险制度基本实现了“全覆盖”和“应保尽保”。

（4）历史沿革与管理现状

①历史沿革

三台县水禽及湿地自然保护区是 1998 年三台县人民政府根据《中华人民共和国野生动物保护法》以三府函[1998]17 号文《关于建立白鹳、灰鹤县级保护区的通知》批准建立的县级自然保护区。原名为“三台县白鹳、灰鹤县级保护区”；包括金石、乐安、建平、古井、刘营等乡镇。

2001 年 10 月，三台县人民政府按照上级科研人员考察意见，以三府办函[2001]52 号文《关于将原白鹳灰鹤县级保护区更名为白鹳及湿地自然保护区的通知》决定将“三台县白鹳、灰鹤县级保护区”更名为“三台白鹳及湿地自然保护区”，其保护物种、范围、规划、管理等事宜保持不变。

2012 年 5 月，三台县人民政府根据《四川省自然保护区管理条例》的有关规定，结合三台县经济社会发展实际，按照四川省林业系统自然保护区专家委员会的建议意见，以三府办函[2012]77 号文《关于三台白鹳及湿地自然保护区名称更改及范围、功能区调整的通知》（决定将“三台白鹳及湿地自然保护区”更名为“四川三台水禽及湿地县级自然保护区”，主要保护对象调整为野生水禽及湿地生态系统，并对保护区功能区进行部分调整，具体事宜按《四川三台水禽及湿地县级自然保护区总体规划（调整）》执行。

目前三台县人民政府正积极争取将县级自然保护区升级为市级自然保护

区。

②保护管理现状

1）机构现状及人员配置

保护区自 98 年成立以来，在省、市、县三级政府及相关主管部门的大力支持下，经过二十二年的建设，具备了一定的基础设施，配备了相关的管理人员，有了一定保护管理能力，对资源和环境起到了一定的保护作用。但是保护区没有专门管理机构及人员编制，目前由林业局负责管理，同时，目前的机构设置不够健全，人员少，特别是科研力量严重不足。

2）基础设施设备现状

保护区自建立以来，由于缺乏资金，基础设施建设开展缓慢，目前保护区缺乏必要的办公设施设备，也没有野外监测、巡护设施设备。保护区的界桩、标牌也严重缺乏。

3）宣传教育现状

保护区在教育方面，主要是结合“爱鸟周”、“野生动物保护月”等活动，用宣传车在周边乡镇利用赶集天进行广播宣传、取得了一定成效，但对公众教育还不够，还应该加强。

（5）保护区功能区划

①保护区功能区划调整前

核心区：以凯江为中心，面积 5.119km^2，占保护区总面积 0.80%；其中：乐安镇 0.813km^2，古井镇 1.493km^2，进都乡 0.49km^2，西平镇 1.069km^2，万安镇 0.514km^2，凯河镇 0.74km^2。

缓冲区：该保护区的缓冲区主要是核心区外围的区域。面积 33.5756km^2。占保护区总面积 52.60%。其中：乐安镇 64.799km^2，古井镇 63.698km^2，进都乡 12.72km^2，西平镇 75.046km^2，万安镇 14.554km^2，凯河镇 31.895km^2，建平镇 49.004km^2，上新乡 24.04km^2。

实验区：缓冲区外围划为实验区。实验区面积 297.414km^2，占保护区面积 46.60%。其中：金石镇 63.644km^2，刘营镇 78.556km^2，前锋镇 23.777km^2，灵兴镇 28.462km^2，幸福乡 25.519km^2，鲁班镇 77.465km^2。

②保护区功能区划调整

为支持国家能源建设和地方经济发展，在确保保护区面积不减，核心区面积范围不变的原则下，三台县林业局特请示绵阳市林业局同意对三台县水禽及湿地自然保护区的范围、界限进行调整。本次功能区划调整只对保护区的缓冲区和实验区进行了调整，原核心区的功能区边界保持不变。调出保护区面积为50.4hm^2，调入保护区的面积50.4hm^2，调整后保护区面积不变。

表4.2-3　功能区调整面积比较　　单位：km^2

项目 / 分区	调整前	调整后	变动幅度	备　　注
核心区	5.119	5.119	未变动	功能区未作调整
缓冲区	335.756	10.238	-325.518	西平、古井、乐安共调出保护区0.378，325.14调入到实验区
实验区	297.414	622.932	325.518	实验区灵兴境内实验区减少0.126，下新乡调入0.504，缓冲区调入325.14
合计	638.289	638.289	0	

调整后：

核心区：核心区不调整。核心区是以凯江为中心的常年洪水位面积。核心区面积511.9hm^2，占保护区总面积0.80%。核心区是保护区内保存最完好的天然状态的生态系统，是水禽等珍稀、濒危动植物的集中分布区，应实施严格的保护，禁止进行采伐、放牧、修建等破坏生态系统的行为。具体包括：乐安镇0.813km^2，古井镇1.493km^2，进都乡0.49km^2，西平镇1.069km^2，万安镇0.514km^2，凯河镇0.74km^2。

缓冲区：缓冲区调整：这次保护区的缓冲区以核心区（凯江为中心的常年洪水位面积）左右岸同等面积来划定。缓冲区位于核心区与实验区之间，对实验区的干扰起缓冲作用，以减轻核心区的保护管理压力。缓冲区面积10.238km^2，占保护区总面1.6%。具体包括：乐安镇1.626km^2，古井镇2.986km^2，西平镇2.138km^2，万安镇1.028km^2，凯河镇1.48km^2，进都乡0.98km^2。

实验区：除核心区、缓冲区外的其他区域划为实验区，本区域是保护区内人为活动较频繁的地域，可以进入从事试验、教学活动，开展生态旅游等活动，

但必须事先申报，经批准后实施，并加强管理。本次规划实验区 622.932km^2，占保护区面积 97.6%。其中：金石镇 63.644km^2，刘营镇 78.556km^2，西平镇 92.908km^2，凯河镇 30.289km^2，万安镇 13.526km^2，前锋镇 23.777km^2，灵兴镇 28.336km^2，乐安镇 63.047km^2，建平镇 49.004km^2，古井镇 60.586km^2，进都乡 11.74km^2，幸福乡 25.519km^2，鲁班镇 77.456km^2，上新乡 24.04km^2，下新乡 0.504km^2。

（6）保护区的性质及主要保护对象

①保护区性质

四川三台水禽及湿地县级自然保护区的性质是公益性事业单位。保护区是集珍稀动植物保护、湿地及生态环境保护、科学研究、科普宣传、生态旅游开发和可持续利用为一体的综合性县级自然保护区。

②保护区类型

保护区属于内陆湿地和水域生态系统类型及野生动物类型自然保护区。

③主要保护对象

1）水禽及其栖息场所

2）湿地生态系统

3）丰富的物种资源

（7）管理要求

为切实加强三台水禽及湿地县级自然保护区的建设和管理，保护自然资源和生态环境，根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国自然保护区条例》和《四川省自然保护区管理条例》有关规定，2017 年 7 月，三台县人民政府以三府发[2017]22 号文《关于切实加强三台水禽及湿地县级自然保护区管理工作的通告》就切实加强三台水禽及湿地县级自然保护区管理工作有关事项做出如下通告：

①禁止在水禽及湿地县级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。县环保、林业等行政主管部门要不定期对三台水禽及湿地县级自然保护区的管理工作实施监督检查，并适时组织开展专项治理活动。

②三台水禽及湿地县级自然保护区周边区域内的单位、村组居民和经批准进入自然保护区的人员，必须遵守自然保护区的各项管理制度，接受自然保护区管理机构的管理。任何单位和个人不得在自然保护区内从事破坏自然资源和生态环境的活动。禁止任何人未经批准进入自然保护区的核心区；禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动；在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理，造成损害的，必须采取补救措施。

③擅自移动、破坏自然保护区界标的；未经批准进入自然保护区或在自然保护区内不服从管理机构管理的；经批准在自然保护区的缓冲区内从事科学研究、教学实习和标本采集的单位和个人，不向自然保护区管理机构提交活动成果副本的，由自然保护区管理机构按照《中华人民共和国自然保护区条例》第三十四条规定，责令其改正，并根据不同情节处 100 元以上 5000 元以下的罚款。

④对违反规定，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、挖沙等活动的单位和个人，除依照有关法律、法规规定给予处罚以外，由县林业行政主管部门或者授权的自然保护区管理机构按照《中华人民共和国自然保护区条例》第三十五条规定，没收其违法所得，责令停止违法行为，限期恢复原状或者采取其他补救措施；对自然保护区造成破坏的，处以 300 元以上 10000 元以下的罚款。

⑤妨害自然保护区管理人员依法执行公务的，由县公安机关依照《中华人民共和国治安管理处罚法》的规定给予处罚；情节严重，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

4.2.2.2 本项目与自然保护区的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在四川三台水禽及湿地县级自然保护区环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区最近的单项工程为中江 120-3HF 井组、中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF

井站管线和江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线，其中中江 120-3HF 井组东北侧距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 1km，中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线起于中江 120-3HF 井站，距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 1km，距离核心区及缓冲区更远（距离缓冲区近处约 12.7km），互不在可视范围内；江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线起于江沙 318HF 井站（不属于本项目建设内容），距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 280m，距离核心区及缓冲区更远（距离缓冲区近处约 16.5km），互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与四川三台水禽及湿地县级自然保护区位置关系见图 4.2-2、图 4.2-3。

***

图 4.2-3　本项目最近处单项工程与四川三台水禽及湿地县级自然保护区位置关系示意图 2

4.2.3 风景名胜区

本次中江气田产能建设项目（一期）所在的德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县共分布 3 处风景名胜区：剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区（德阳市罗江区）、三台县云台省级风景名胜区（绵阳市三台县）和金堂县云顶石城省级风景名胜区（成都市金堂县）。

4.2.3.1 剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区

（1）风景名胜区概况

剑门蜀道是首批国家级风景名胜区，景观资源丰富，历史、生态、游憩和生态价值极高，它以古蜀道为线索，蜀道遗存为内容，同时具有千年古柏、奇险山脉、磅礴大江、秀美峡谷、险峻绝壁等自然景观，人文景观和自然景观均具有世界级的价值，体现了多个世界第一，沿蜀道线状分布有景点 104 处，是以剑门天下险的自然景观为特色，以蜀道历史文化的人文风情为内容的综合型风景名胜区。

风景区规划面积 790.0km^2，北至棋盘关四川、陕西两省省界处（东经 106°06′12″，北纬 32°43′38″），南至白马关（东经 104°48′11″，北纬 31°27′40″），西至绵竹关（东经 106°45′58″，北纬 31°28′21″），东至棋盘关四川、陕西两省省界处（东经 106°06′12″，北纬 32°43′38″），以及部分独立景点。以不同地域的特征划分为 3 个景段，包括广元景段、绵阳景段和德阳景段，共包括明月峡景区（广元景段），昭化古城、剑门关、翠云廊、七曲山大庙景区（广元景段），富乐山景区（绵阳景段），江油关、窦圌山景区（绵阳景段）以及白马关景区（德阳景段）5 个景区。

其中德阳景段的白马关景区位于德阳市罗江区白马关镇，风景区范围为：北起徐家房子，向南经花花店、付家房子至袁家巷，再向东经马鞍山、尚家湾至周家沟，再向北经黑石头梁子、陈家梁至土洞桥，再向东经赵家埝、周家桅至徐家房子闭合；风景区面积约 27.4km^2。该段剑门蜀道起于金山铺，止于张任墓，长约 55km，以三国名人遗迹景观为特色，以白马关和庞统祠为代表，包括白马关、庞统祠、双忠祠、绵竹关、雒城遗址、张任墓等景点。

（2）本项目与风景名胜区的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区最近的单项工程为高蓬 301HF 井站及高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线，其中高蓬 301HF 井站西北侧距离剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区最近处约 19.9km，高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线起于高蓬 301HF 井站、止于高庙 32 井站，其西北侧距离剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区最近处约 18.1km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与剑门蜀道国家级风景名胜区-白马关景区位置关系见图 4.2-4。

4.2.3.2 三台县云台省级风景名胜区

（1）风景名胜区概况

三台县云台风景名胜区位于四川省绵阳市三台县南部的鲁班镇、郪江镇和安居镇境内，地理坐标：北纬 30°47′30″～30°45′18″，东经 105°03′45″～105°07′30″，是以“古朴”的历史人文景观、地方人文景观和“秀丽”的湖泊景观为主景，以文化游赏为主要职能，兼具自然观光、休闲度假和相关的科学文化活动等职能的山岳型省级风景名胜区。

云台风景名胜区分成两大片区，即鲁班湖片区和云台-郪江片区。鲁班湖片区包括现状围湖的环湖丘陵和围湖公路以内的土地和水面。云台-郪江片区西以锦江西侧视线所及第一重山体和花棚村界为界，南以三台县界为界，东以圣母山东侧长安寨、新寨子、鼓楼山山脊为界。总计 35.35km^2，其中鲁班湖片区 26.60km^2，郪江古镇和云台观片区 8.75km^2。

（2）本项目与风景名胜区的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在三台县云台省级风景名胜区环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离三台县云台省级风景名胜区最近的单项工程为江沙 33-41 井站—江沙 308 井站管线，东南侧距离三台县云台省级风景名胜区-鲁班湖片区最近处约 20km，距离三台县云台省级风景名胜区-云台-郪江片区最近处约 35.1km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与三台县云台省级风景名胜区位置关系见图 4.2-5。

4.2.3.3 金堂县云顶石城省级风景名胜区

（1）风景名胜区概况

金堂县云顶石城省级风景名胜区位于金堂县淮口镇辖区内，地处龙泉山脉中段，距县城赵镇 19km，距成都 48km。风景名胜区规划范围：北至县城南缘沱江狮子沱（东经 104°27′40″，北纬 30°48′17″）、南至云顶湖以南（东经 104°29′24″，北位 30°42′52″）、西抵观音山村（东经 104°27′2″，北纬 30°47′50″）、东临淮口镇（104°32′5″，北纬 30°44′31″），面积 46km^2。

金堂县云顶石城风景名胜区属文化型，是以兵防及宗教文化为标志，以“雄、秀、奇、幽、丰”的自然景观为特征，供文化体验、游览观光、宗教朝拜、休闲度假的省级风景名胜区。

（2）本项目与风景名胜区的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在金堂县云顶石城省级风景名胜区环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离金堂县云顶石城省级风景名胜区最近的单项工程为江沙 346 井组和江沙 346 井站—中江 122 井站管线，其中江沙 346 井组西南侧距离金堂县云顶石城省级风景名胜区最近处约 12.1km，江沙 346 井站—中江 122 井站管线起于江沙 346 井站，距离金堂县云顶石城省级风景名胜区最近处约 12.1km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与金堂县云顶石城省级风景名胜区位置关系见图 4.2-6。

4.2.4 森林公园

本次中江气田产能建设项目（一期）所在的德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县共分布 3 处森林公园：四川省涪城凤凰山省级森林公园（绵阳市涪城区）、四川省凤凰山省级森林公园（绵阳市三台县）、成都市龙泉山城市森林公园（成都市金堂县）。

4.2.4.1 四川省涪城凤凰山省级森林公园

（1）森林公园概况

四川省涪城凤凰山省级森林公园位于绵阳市涪城区吴家镇境内，面积 484.22 公顷，地理坐标为东经 104°42′53″～104°44′24″，北纬 31°22′24″～31°24′14″。四界范围为：方家院子—石香炉—钟家湾—葫芦堡—郭家院—任家湾—郑家院子—谭家湾—新房子—欧家院子—朱铁匠丫口—天灯梁—王家老房子—黄家老院子—董家坟—枷档梁—大堡梁—庙子梁—高碑湾—王家牌坊—大佛咀—朱家湾—龚家河边—黑滩子堰—朱家桥—方家院子。距绵阳市区 7.5km，因山形俯瞰犹如一只凤凰而得名。景区内，地文景观资源特色突出，水文景观资源亮点纷呈，历史文化景观资源丰富，生物景观资源保护较好。

（2）本项目与森林公园的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在四川省涪城凤凰山省级森林公园环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离四川省涪城凤凰山省级森林公园最近的单项工程为高沙 103-6HF 井组及高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线，其中高沙 103-6HF 井场北侧距离四川省涪城凤凰山省级森林公园最近处约 5.3km，高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线止于高沙 103HF 井站，其西北侧距离四川省涪城凤凰山省级森林公园最近处约 3.7km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与四川省涪城凤凰山省级森林公园位置关系见图 4.2-7。

4.2.4.2 四川省凤凰山省级森林公园

（1）森林公园概况

四川省凤凰山省级森林公园位于三台县城中心，总面积 34.67hm^2（520.05亩）。公园东与三台老城区相邻，南与梓州杜甫草堂相望，西与潼川镇长沟村相傍，北与长坪山相连，其区位优势极佳。

1991 年，在原国有凤凰山林场的基础上建成“三台县凤凰山森林公园”；1997 年，经省林业厅批准为省级森林公园。园内植被良好，有植物约 39 科 59 种，绿化覆盖率约 95.7%，森林植被主要为柏木林、青杠林和香樟林，其互相嵌合，相互映衬，相得益彰；园内有塔丹井、东岳古刹（中共地下党三台中心县委秘密领导机关）、汉代岩墓群、白贲墓、王弼墓、抗日将领景嘉谟将军墓等丰富的名胜古迹，其鲜明的历史文化特色，为川北地区所少有。

（2）本项目与森林公园的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在四川省凤凰山省级森林公园环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离四川省凤凰山省级森林公园最近的单项工程为中江 120-3HF 井组及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1 井站管线，其中中江 120-3HF 井站—江沙 321-1 井站管线起于中江 120-3HF 井站，其东南侧距离四川省凤凰山省级森林公园最近处约 28.9km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与四川省凤凰山省级森林公园位置关系见图 4.2-8。

4.2.4.3 成都市龙泉山城市森林公园

（1）森林公园概况

城市森林公园是指位于城市或城市郊区范围内，以良好的森林景观和生态环境为主体，融合自然景观与人文景观，利用森林的多种功能，以开展森林旅游为宗旨，为人们提供具有一定规模的游览、度假、休憩、保健疗养、科学教育、文化娱乐的场所。具有森林公园的生态保育功能和城市公园的高端服务、休闲游憩等城市服务功能。

成都市龙泉山城市森林公园位于四川省龙泉山脉成都段，四至界限东经104°5′38″～104°36′17″、北纬 30°12′29″～30°57′14″内，规划范围 1274.8km^2，为城市中央公园。其中，龙泉驿区管辖区 284.9km^2，青白江区管辖区 125.2km^2，金堂县管辖区 354.3km^2，简阳市管辖区 238.8km^2，天府新区成都直管区 139.7km^2，高新区管辖区 131.9km^2。总体定位为：世界级品质的城市绿心、国际化的城市会客厅；主要功能包括：生态保育、休闲旅游、体育健身、文化展示、高端服务、对外交往；共划分为三个分区：生态核心保护区（361.6km^2，以原生生态系统培育为主）、生态缓冲区（528.3km^2，以原生生态系统培育为主）、生态游憩区（385.1km^2，以原生生态系统培育为主）。

（2）本项目与森林公园的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在成都市龙泉山城市森林公园环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离成都市龙泉山城市森林公园最近的单项工程为江沙 346 井组及江沙 346 井站—中江 122 井站管线、江沙 348-2HF 井组及江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线和江沙 347HF 井组及江沙 211-1HF 井站—江沙 347HF 井站管线，其中江沙 346 井场西侧距离成都市龙泉山城市森林公园最近处约 4.7km，江沙 346 井站—中江 122 井站管线起于江沙 346 井站，其西侧距离成都市龙泉山城市森林公园最近处约 4.7km；江沙 348-2HF 井场西南侧距离成都市龙泉山城市森林公园最近处约 7.5km，江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线起于江沙 348-2HF 井站，其西南侧距离

成都市龙泉山城市森林公园最近处约 7.5km；江沙 347HF 井场西南侧距离成都市龙泉山城市森林公园最近处约 9.1km，江沙 211-1HF 井站—江沙 347HF 井站管线止于江沙 347HF 井站，其西南侧距离成都市龙泉山城市森林公园最近处约 8.7km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与成都市龙泉山城市森林公园位置关系见图 4.2-9。

4.2.5 湿地公园

本次中江气田产能建设项目（一期）所在的德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县共分布 1 处湿地公园：四川绵阳三江湖国家湿地公园（绵阳市涪城区）。

4.2.5.1 四川绵阳三江湖国家湿地公园概况

四川绵阳三江湖国家湿地公园位于绵阳市建成区内，因涪江、安昌河和芙蓉溪三江汇流而得名，总面积 9.21km^2。三江湖湿地主要以沼生和湿生植物为主，共有高等植物 101 科 241 属 357 种。其中，苔藓植物 9 种，蕨类植物 25 种，裸子植物 2 种，被子植物 321 种。湿地公园内共有脊椎动物 320 种，隶属 28 目 91 科 199 属。其中鱼类 31 种、两栖类 14 种、爬行类 15 种、水鸟 106 种、兽类 25 种。湿地公园内鸟类品种繁多，共有重点保护鸟类 42 种，其中国家二级保护 18 种、省级保护 21 种、中国特有种 3 种。

4.2.5.2 本项目与湿地公园的位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在四川绵阳三江湖国家湿地公园环境敏感区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离四川绵阳三江湖国家湿地公园最近的单项工程为高沙 316HF 井场、高沙 316HF 井站—高沙 101HF 井站管线、高沙 316HF 井站—高沙 102-7HF 井站管线及高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线，其中高沙 316HF 井组西北侧距离四川绵阳三江湖国家湿地公园最近处约 8.4km，高沙 316HF 井站—高沙 101HF 井站管线和高沙 316HF 井站—高

沙 102-7HF 井站管线均起于高沙 316HF 井站，距离四川绵阳三江湖国家湿地公园最近处约 8.4km，高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线止于高沙 103HF 井站，东北侧距离四川绵阳三江湖国家湿地公园最近处约 8.4km。距离均较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内。

本项目最近处单项工程与四川绵阳三江湖国家湿地公园位置关系见图 4.2-10。

4.2.6 永久基本农田

根据现场调查并结合对德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县自然资源及规划局的走访调查，本项目共占用基本农田38.5149hm^2，其中临时占用37.0591hm^2，主要为各井场钻前施工建设临时占用6.362hm^{2}和集输管线施工期施工作业带临时占用30.697hm^2；永久占用1.4559hm^2，主要为采气期各井站占地。各单项工程占用永久基本农田情况统计见下表4.2-4、表4.2-5。本项目所在区域永久基本农田分布情况见**附图1.8-5~附图1.8-7**。

表4.2-4　各井场占用基本农田情况统计表

井场序号	井场名称	所在县域	临时占地（hm^2）		永久占地（hm^2）	
			总占地	基本农田占地	总占地	基本农田占地
1	高沙103-6HF井场	绵阳市涪城区	0.82225	0.32890	0.28225	0.16935
2	高沙104HF井场	绵阳市三台县	0.82915	0.12437	0.18415	0.03683
3	高沙106HF井场	绵阳市三台县	0.7183	0.00000	0.1783	0
4	高沙102-7HF井场	绵阳市三台县	0.6814	0.00000	0.1414	0
5	中江120-1HF井场	绵阳市三台县	0.73995	0.73995	0.14995	0.14995
6	中江120-3HF井场	德阳市中江县	0.71925	0.71925	0.165	0.165
7	江沙348HF井场	德阳市中江县	0.7318	0.43908	0.2373	0.18984
8	江沙348-2HF井场	德阳市中江县	0.66205	0.00000	0.0823	0
9	江沙347HF井场	德阳市中江县	0.6436	0.64360	0.0413	0.0413
10	江沙325HF井场	德阳市中江县	0.72775	0.40026	0.2283	0.06849
11	高沙316HF井场	绵阳市三台县	0.65485	0.65485	0.133	0.133
12	丰谷6D井场	绵阳市涪城区	0.65075	0.65075	0.135	0.135
13	高蓬301HF井场	德阳市罗江区	0.66115	0.46281	0.147	0.0735
14	江沙346井场	成都市金堂县	0.69265	0.48486	0.1503	0.12024
15	中江119井场	德阳市中江县	0.71335	0.71335	0.17335	0.17335
合计		/	**10.64825**	**6.36203**	**2.4289**	**1.45585**

表 4.2-5　各集输管线占用基本农田情况统计表

序号	集输管线名称	总长度（km）	绵阳市涪城区			绵阳市三台县			德阳市中江县			德阳市罗江县			成都市金堂县		
			境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm²）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm²）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm²）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm²）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm²）
1	高沙103-6HF井站—高沙103HF井站管线	2.88	2.88	1.152	0.9216	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	高沙104HF井站—高沙101HF井站管线	5.1	0	0	0	5.1	3.315	2.652	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	高沙106HF井站—高沙104HF井站管	3.75	0	0	0	3.75	3.5625	2.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0

序号	集输管线名称	总长度（km）	绵阳市涪城区			绵阳市三台县			德阳市中江县			德阳市罗江县			成都市金堂县		
			境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）
	线																
4	高沙102-7HF井站—高沙316HF井站管线	6.48	0	0	0	6.48	1.944	1.5552	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	中江120-3HF井站—江沙321-1HF井站管线	6	0	0	0	0	0	0	6	4.08	3.264	0	0	0	0	0	0
6	江沙348HF井站—江沙209HF井站管线	2.91	0	0	0	0	0	0	2.91	2.328	1.8624	0	0	0	0	0	0

序号	集输管线名称	总长度（km）	绵阳市涪城区			绵阳市三台县			德阳市中江县			德阳市罗江县			成都市金堂县		
			境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）
7	江沙348-2HF井站—江沙209HF井站管线	1.23	0	0	0	0	0	0	1.23	0.492	0.3936	0	0	0	0	0	0
8	江沙347HF井站—江沙211-1HF井站管线	2.61	0	0	0	0	0	0	2.61	1.6443	1.31544	0	0	0	0	0	0
9	江沙325HF井站—江沙301HF井站管线	2.3	0	0	0	0	0	0	2.3	1.035	0.828	0	0	0	0	0	0
10	高沙	2.88	0	0	0	2.88	2.016	1.6128	0	0	0	0	0	0	0	0	0

序号	集输管线名称	总长度（km）	绵阳市涪城区			绵阳市三台县			德阳市中江县			德阳市罗江县			成都市金堂县		
			境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）
	316HF井站—高沙104HF井站管线																
11	高蓬301HF井站—高庙32井站管线	2.25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.25	2.1375	1.71	0	0	0
12	江沙346井站—中江122井站管线	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.5	4.73	3.784
13	江沙345HF井站—江沙	2.8	0	0	0	0	0	0	2.8	1.82	1.456	0	0	0	0	0	0

序号	集输管线名称	总长度（km）	绵阳市涪城区			绵阳市三台县			德阳市中江县			德阳市罗江县			成都市金堂县		
			境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）
	321HF 井站管线																
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线	2.3	0	0	0	0	0	0	2.3	0.115	0.092	0	0	0	0	0	0
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线	3.5	0	0	0	3.5	2.45	1.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	江沙 33-41J 井站—江沙 308 井站管线	4	0	0	0	0	0	0	4	2.48	1.984	0	0	0	0	0	0
17	江沙	4	0	0	0	0	0	0	4	3.07	2.456	0	0	0	0	0	0

序号	集输管线名称	总长度（km）	绵阳市涪城区			绵阳市三台县			德阳市中江县			德阳市罗江县			成都市金堂县		
			境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）	境内长度（km）	穿越基本农田长度（km）	穿越基本农田临时占地（hm^2）
	318HF井站—江沙321-1HF井站管线																
总计		60.49	2.88	1.152	0.9216	21.71	13.2875	10.63	28.15	17.0643	13.6514	2.25	2.1375	1.71	5.5	4.73	3.784

由上表 4.2-4、表 4.2-5 汇总可知，本项目共占用基本农田 38.5149hm^2，其中临时占用 37.0591hm^2，永久占用 1.4559hm^2。以区县为范围统计，绵阳市涪城区共占用基本农田 2.2056hm^2，其中临时占用 1.9013hm^2，永久占用 0.3044hm^2；绵阳市三台县共占用基本农田 12.469hm^2，其中临时占用 12.1492hm^2，永久占用 0.3198hm^2；德阳市中江县共占用基本农田 17.205hm^2，其中临时占用 16.567hm^2，永久占用 0.638hm^2；德阳市罗江县共占用基本农田 2.2463hm^2，其中临时占用 2.1728hm^2，永久占用 0.0735hm^2；成都市金堂县共占用基本农田 4.3891hm^2，其中临时占用 4.2689hm^2，永久占用 0.1202hm^2。本项目占用基本农田情况详见表 4.2-6。

表 4.2-6　各井场占用基本农田情况统计表　　单位：hm^2

涉及区县 占地情况		绵阳市涪城区	绵阳市三台县	德阳市中江县	德阳市罗江	成都市金堂	**总计**
临时占地	井场	0.9797	1.5192	2.9155	0.4628	0.4849	**6.3620**
	管线	0.9216	10.6300	13.6514	1.7100	3.7840	**30.6970**
小计		1.9013	12.1492	16.5670	2.1728	4.2689	**37.0591**
永久占地		0.3044	0.3198	0.6380	0.0735	0.1202	**1.4559**
合计		**2.2056**	**12.4690**	**17.2050**	**2.2463**	**4.3891**	**38.5149**

注：永久占地指井站项目采气期至退役期，采气结束后永久占地恢复成原貌。

4.2.7 文物保护单位

根据现场调查并结合对德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县文广局的走访调查，中江气田产能建设项目（一期）建设区域内（各井场周边 3km 及各集输管线沿线 200m 范围内）共分布有文物保护单位 4 处，其中省级 1 处（中江县通济镇通济文峰塔）、市级 3 处（中江县南华镇牵河村石板河桥、罗江县新盛镇宝镜寺和涪城区丰谷镇皮袋井遗址），除涪城区丰谷镇皮袋井遗址未划定文物保护范围外，其余文物保护单位均划定了保护范围及建设控制地带。中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、管网等均不在上述各级文物保护单位的保护范围及建设控制地带内。区域内 4 处文物保护单位基本情况及与本项目单项工程位置关系见表 4.2-7，部分文保单位现状照片见下。



通济文峰塔



通济文峰塔



皮袋井



皮袋井

表 4.2-7　项目建设区域内文物保护单位情况表

序号	区域	文保单位名称	保护级别	地理位置	保护范围及建设控制地带划定情况	与最近单项工程位置关系
1	德阳市中江县	通济文峰塔	省级	***	***	中江 120-3HF 井组西南侧距离文保单位约 935m，距离保护范围约 915m，距离建设控制地带约 885m
2		牵河村石板河桥	市级	***	***	江沙 348HF 井组东北侧距离文保单位约 2.6km，距离保护范围约 2.59km，距离建设控制地带约 2.58km 江沙 325HF 井组东南侧距离文保单位约 2.97km，距离保护范围约 2.96km，距离建设控制地带约 2.95km
3	德阳	宝镜	市	***	***	高蓬 301HF 井组西

序号	区域	文保单位名称	保护级别	地理位置	保护范围及建设控制地带划定情况	与最近单项工程位置关系
	市罗江县	寺	级			北侧距离文保单位约2.3km，距离保护范围约2.3km，距离建设控制地带约2.26km
4	绵阳市涪城区	皮袋井遗址	市级	***	***	高沙316HF井组东北侧距离文保单位约1.82km

5 生态环境影响评价

5.1 生态环境现状调查与评价

5.1.1 生态功能区划

（1）生态功能区划划分

根据《四川省生态功能区划》，中江区块涉及四川省三台县、中江县、金堂县、涪城区、罗江区，该区域生态功能见下表：

表 5.1-1 生态功能区划分

生态区	生态亚区	生态功能区
I四川盆地亚热带湿润气候生态区	I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区	I-2-4 涪江中下游场镇-农业生态功能
I四川盆地亚热带湿润气候生态区	I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区	I-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区

（2）生态保护与发展方向

“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”和“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”

5.1.2 生态系统类型

生态系统的类型按照不同的标准由不同的划分方法，一般可以从生态系统的空间环境性质把生态系统划分为：内陆水体和湿地生态系统、海洋和海岸带生态系统、森林生态系统、草原生态系统和荒漠生态系统等。另外，按人类对生态系统的影响大小则可划分为自然生态系统和人工生态系统。

评价区涉及成都市金堂县、德阳市罗江区、中江县、和绵阳市三台县、涪城区，根据评价区的调查资料，区内的生态系统包括水体生态系统、森林生态系统、灌草丛生态系统等自然生态系统以及村庄生态系统、农业生态系统等人

工生态系统五大类，共计 10 小类，组成了评价区主要的生态系统类型。评价区的生态系统类型组成如图 5.1-1。

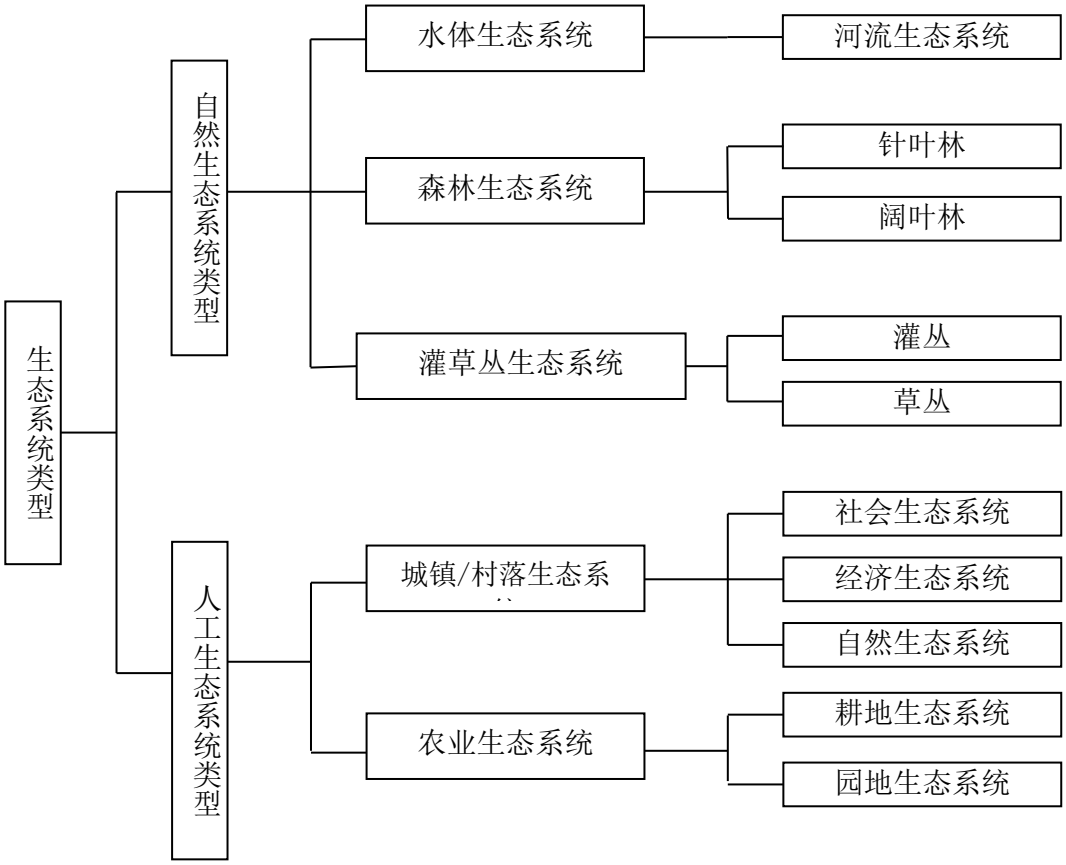


图 5.1-1 评价范围生态系统类型组成图

（1）水体生态系统

水体生态系统在评价区内分布较为简单，类型以河流、坑塘、水库为主，评价区主要水体包括涪江、凯江及其支流余家河等。水体生态系统作为评价区重要的背景资源和开放式动态生态系统，对于评价区生态环境的维持、缓冲具有重要的功能。其中清溪河干流河流流量较大，水生生物较多，岸边植被丰富，承担着栖息地功能、过滤作用、屏蔽作用、通道作用、源汇功能等作用。

（2）森林生态系统

森林生态系统由森林中的土壤、水、空气、阳光、微生物、植物、动物等共同组成，是陆地上生物总量最高的生态系统，对陆地生态环境有决定性的影响。森林不仅能够为人类提供大量的木材和都中林副业产品，而且在维持生物

圈的稳定、改善生态环境等方面起着重要的作用。

评价区森林生态系统以马尾松、柏树等针叶林为主，另外有栎类等阔叶林，此外，还有慈竹竹林。同其它生态系统相比，该系统有着最复杂的组成，最完整的结构，能量转换和物质循环最旺盛，因而生物生产力最高，生态效应最强，因此，森林生态系统是评价区内最主要的生态系统类型，森林生态系统服务功能主要包括森林在固氮释氧、涵养水源、保育土壤、积累营养物质、净化空气、水土保持、生物多样性保护及森林游憩等。

（3）灌草丛生态系统

评价区灌丛生态系统和草丛生态系统，其中灌丛生态系统主要包括马桑灌丛、盐肤木灌丛、牡荆灌丛、火棘灌丛等阔叶灌丛类型，该生态系统在评价区内呈现小片分布，生态效应界于森林生态系统和草丛生态系统之间。与森林生态系统相比，灌丛生态系统的结构层次、动植物物种数量、稳定性均较少较低，综合生物多样性指数较森林低。

草丛生态系统以白茅草丛、芒草草丛，为主在评价区多呈现零星分布，主要分布于弃耕地区域或公路两侧荒坡荒地，生态效益要低于森林生态系统和灌丛生态系统。

（4） 城镇/村落生态系统

村庄生态系统是人工生态系统中人类干扰因素作用最为明显的类型。评价区涉及城镇村庄较多。城镇/村落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。城镇/村落生态系统的服务功能主要包括三大类：①提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产；②与人类日常生活和身心健康相关的生命支持的功能，包括：气候调节、水源涵养、固碳释氮、土壤形成与保护、净化空气、生物多样性保护、减轻噪声；③满足人类精神生活需求的功能，包括娱乐文化。由于城镇/村落生态系统受人类干扰因素大，故动物种类较少。

（5） 农业生态系统

评价区人工生态系统中，农业生态系统面积较大，它是一种人为干预下的“驯化”生态系统，受到社会、经济、技术因素的不断变化而影响强烈。生态环

境影响评价区农业生态系统的组成主要包括了耕地、果林、茶园等类型。农业生态系统中，以种植玉米、土豆、水稻等为主的旱地农作物，主要分布于农户周边和河谷、公路两侧平地、缓坡地带。

5.1.3 陆生生态现状调查

5.1.3.1 植被及植物资源现状

（1）调查方法

植被分布现状调查内容主要包括植物与植物资源的类型、分布、面积、植物种类、优势种、多样性、生物量以及生长情况。根据评价的要求和评价范围的情况，对区块的植被分布现状采用资料收集和现场样方调查两种方式。

①基础资料收集

收集整理评价范围及其邻近区域现有的植被、生物多样性等方面的资料，并且参考《中国植物志》、《中国高等植物图鉴》、《四川植物志》、《中国植被》、《四川植被》等专著及地方资料记载，在综合分析现有资料的基础上，确定实地考察的重点区域和考察路线。

②野外调查

在调查过程中，确定评价范围内的植物种类及资源状况、重点保护野生植物的种类及生存状况等。实地调查采取样线调查与样方调查相结合的方法，在评价区内植被状况相对良好的区域实行样方重点调查；对重点保护野生植物、古树名木调查采取野外调查、民间访问和有关部门调查相结合的方法进行。

样方设置原则：尽量在人为干扰较少的地方设置样方，针对不同植被类型和地形地貌条件，选取有代表性、典型性的样方进行调查。根据对调查区域的前期考察，考虑区域内的可达性，样方设置根据植被类型在本区域所在比例、重要性等进行设点，以期全面、客观反应该区域的植被类型、组成、结构等现状。为消除主观因素，避免取样误差，应两人以上进行观察记录。

调查方法：乔木植被样方面积大小设置为 10m×10m，灌丛样方面积为 5m×5m，草本样方面积为 1m×1m；乔木样方调查植株种名、高度、胸径、株数、冠幅等指标，灌木和草本样方中需调查植株种名、高度、株(丛)数、盖度等群落特征。

本次调查主要在 19 个样方。样方设置情况见下表，样方调查表见附表，样方调查位点图见附图 5.1-1。

表 5.1-2　　典型样方设置情况表

调查地序号	群落类型	地点	经纬度/（°）	海拔/m	样方规格
1#	柏木林	文家湾	E104°52′18″/N31°19′23″	468	10m×10m
2#	马桑灌丛	文家湾	E104°53′43″/N31°25′11″	468	5m×5m
3#	白茅草丛	尖宝山	E104°47′12″/N31°12′42″	470	1m×1m
4#	臭椿林	张家院子	E104°52′38″/N31°19′23″	468	10m×10m
5#	白栎林	王家院子	E104°51′02″/N31°18′47″	468	10m×10m
6#	构树林	彭家湾	E104°51′04″/N31°18′46″	467	10m×10m
7#	慈竹林	周家老湾	E104°51′06″/N31°18′54″	467	10m×10m
8#	构树林	油房湾	E104°44′15″/N31°19′37″	467	10m×10m
9#	白栎林	油房湾	E104°44′20″/N31°19′36″	467	10m×10m
10#	构树林	龙背梁子	E104°41′27″/N31°15′24″	463	10m×10m
11#	柏木林	唐家院子	E104°41′27″/N31°15′24″	467	10m×10m
12#	牡荆灌丛	龙背梁子	E104°41′27″/N31°15′34″	464	5m×5m
13#	鬼针草草丛	龙背梁子	E104°41′33″/N31°16′06″	463	1m×1m
14#	马桑灌丛	猫儿湾	E104°47′05″/N31°07′44″	463	5m×5m
15#	柏木林	猫儿湾	E104°47′27″/N31°07′54″	463	10m×10m
16#	盐肤木灌丛	何家湾	E104°32′15″/N31°11′21″	467	5m×5m
17#	杨树林	唐家院子	E104°40′20″/N31°15′30″	467	10m×10m
18#	火棘灌丛	杨家湾	E104°41′20″/N31°14′30″	467	5m×5m
19#	川莓灌丛	高粱子	E104°41′10″/N31°14′12″	467	5m×5m
20#	构树林	徐家寨（保护区内）	E104°38′28″/N30°58′44″	467	10m×10m
21#	桉树林	唐家院子（保护区内）	E104°38′58″/N30°58′58″	467	10m×10m
22#	慈竹林	刘家老院子（保护区内）	E104°39′18″/N30°55′46″	467	10m×10m
23#	马尾松林	石牛湾（保护区）	E104°47′10″/N31°07′21″	467	10m×10m

（2）植被区系及特征

①中国植被区划

根据《中国植被》(1：1000000)，评价范围的植被类型属于：

IV 亚热带常绿阔叶林区域

IVA 东部湿润常绿阔叶林亚区域

IVAii 中亚热带常绿阔叶林地带

IVAiia 中亚热带常绿阔叶林北部亚地带

IVAiia6 四川盆地栽培植被、润楠、青冈栎林区

IVAiia6c 川西平原水稻小麦、油菜、蚕豆栽培植被区

②区域植被概况

中江区块在《中国植被》中的植被分区是归属于川西平原植被小区，自然植被本应是以常绿阔叶林为主的，但由于评价区海拔较低，人为活动十分频繁、开垦程度较高，原生植被基本已不复存在，大多已经开垦为耕地或农田，主要种植玉米、大豆、红薯、水稻、油菜等农作物。绝大部分区域以人工林为主，主要种植杉木、桉树、马尾松等速生林，此外评价区水热条件较好，又有大面积的竹林，以慈竹为主。

③评价区常见植物种类

整个评价区为农耕地区，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布。

现状植被乔木类主要有柏木(*Cupressus funebris*)、桉树(*Eucalyptus*)、臭椿(*Ailanthus altissima*)、栎林(*Quercus spp.*)、杨树(*Pterocarya stenoptera*)、构树（*Broussonetiapapyrifera*）；竹类主要有慈竹(*Dendrocalamus affinnis*)，灌木类主要有黄荆(*Vitex negundo*)、马桑*(Coriaria nepalensis*)、盐肤木(*Rhus chinensis*)、铁仔(*Myrsine africana*)、牡荆(*Vitex negundo*）等，草本类主要有白茅(*Imperata Cylindrica*)、蕨类(Pteridophytes)、苔草(*Cyperaceae Carex*)、荩草(*Arthraxon hispidus*)、鬼针草(*Bidens pilosa*)、狗尾草(*Setaria viridis*)等。

栽培植被主要是水稻、油菜、、大豆、蚕豆、玉米、土豆及花生。经济林木和果树有桑树、梨树、枇杷、茶、、甜橙、橘柑、油桐等。

③ 植被分布特征

调查区地处四川省三台县、中江县、金堂县、涪城区、罗江区区域，在

植被区划上，属于亚热带常绿阔叶林区域，东部湿润常绿阔叶林亚区域，中亚热带常绿阔叶林北部亚地带，四川盆地，栽培植物、润楠、青冈林区。水平地带性植被应为常绿阔叶林。

评价区区域内地带性植被无明显的水平分布特点。没有大面积原始森林，主要都是以退耕还林为主的次生林、灌丛等植被。

A. 植被类型

根据中江区块涉及区县的本底资料及《四川植被》等文献记载，同时又在遥感影像解译成果和实地样方调查结果相结合的基础上，可知评价区内植被类型可分为 5 个植被型组、17 个群系，具体见表 5.1-3

表 5.1-3 中江区块评价区植被类型

	植被型	群系组	群系	群系拉丁名	分布情况
自然植被	I针叶林	（一）暖性常绿针叶林	1.柏木林	Form. *Cupressus funebris*	分布较广，主要低山、丘陵地带
			2.马尾松林	Form. *Pinus massoniana*	主要分布在道路两旁和弃耕耕地处
	II阔叶林	（二）落叶阔叶林	3.桉树林	Form.*Eucalyptus*	主要分布在道路两旁
			4 杨树林	Form. *Eucalyptus*	主要分布在道路两旁
			5 构树林	Form.*Broussonetiapapyrifera*	主要分布在居住点四周
			6.臭椿林	Form.*Ailanthus altissima*	主要分布在荒地和居住点附近
			7.白栎林	Form.*Quercus fabri Hance*	主要在居住点四周
	III竹林	（三）暖性竹林	8.慈竹林	*Form.Neosinocalamus affinis*	主要在居住点四周
	IV灌丛	（四）落叶阔叶灌丛	9.火棘灌丛	Form.*Pyracanthafortuneana*	主要分布在林地边缘
			10.盐肤木灌丛	Form. *Rhus chinensis*	主要分布低山丘陵
			11.川莓灌丛	Form. *Rubus setchuenensis Bureau et Franch*	主要分布再山坡处
			12.马桑灌丛	Form.*Coriaria nepalensis*	主要分布在林缘附近
			13.牡荆灌丛	Form.*Vitex negundo*	主要分布在道路两旁和林缘边上
	V草丛	（五）暖热性灌草草丛	14.白茅草丛	Form. *Imperata koenigii*	主要分布在荒地、道路两旁
			15.竹叶草草丛	Form.*Oplismenuscompositus*	主要分布在田边

			16.芒草草丛	Form.*Miscanthus*	主要分布在山地丘陵
			17.鬼针草草丛	Form.*Bidens pilosa*	主要分布在水田附近
栽培植被	栽培植被	人工林	用材树种	柏木、马尾松、桉树、构树、慈竹等	
			果木林	枇杷、柑橘、甜橙、葡萄等	
			经济林	油桐、油茶等	
		农作物	粮食作物	水稻玉米、红薯等	
			经济作物	油菜、烟草、花生、蔬菜等	

主要植被类型

A.柏木林

柏木林是四川省境内中低海拔地带分布的针叶树林之一，多分布于四川盆地内部和边缘的低山、丘陵地带，在盆地中部大部分地带呈片状分布群落外貌苍绿，林冠整齐。林冠郁闭度 0.6~0.8，以柏木占绝对优势，株高 8~16m，胸径 10~24cm，其他常见有桤木(*Alnus cremastogyne*)、栎类（*Quercus spp.*）、女贞（*Ligustrum lucidum*）、臭椿（*Ailanthus altissima*）等。

灌木层高低相差悬殊，层次不明显，常见有盐肤木（*Rhus chinensis*）、黄荆（*Vitex negundo*）等。

草本多以荩草(*Arthraxon prionodes*)为优势，次为棕叶狗尾草（*Setaria palmaefolia*）、苔草（*Carex spp.*）、狗牙根（*Cynodon dactylon*）等。在柏木疏林下草本植物则以白茅(*Imperata cylindrica*)为主。



柏木林

B. 桉树林

桉树生长迅速、抗旱能力强，喜光、畏寒，在土层深厚、疏松、肥沃、排水良好的山地红壤、黄红壤及壤质土壤上才能生长良好。

在评价区的广泛分布，群落物种组成和结构简单，株高 15~17m，胸径 15~20cm。林下灌木稀少，草本层有牛筋草、苎草、马唐等。



桉树林

C.马尾松林

乔木层郁闭度 0.5～0.8，胸径 10cm～20cm，树高 8m～20m，除建群种马尾松外，伴生种丰富，常见有柏木(*Cupressus funebris*)。林下灌木种类较丰富，盖度可达 60%，高度 2m～5m，主要种类为盐肤木(*Rhus chinensis*)、牡荆*(Vitex negundo*)等。草本层盖度约 30%，主要种类有芒萁(*Dicranopteris dichotoma*)、蕨(*Pteridium aquilinum*)、鬼针草(*Bidens pilosa*)、白茅(*Imperata cylindrica*)等。



马尾松林

D.构树林

群落外貌深绿色，林下荫蔽，林内郁闭度 0.7 左右，林冠层平均高度 5-8m 左右。乔木层构树为优势种，高度 5-8m，胸径 10～15cm。人为干扰因素较多的区域，如农耕地周边。灌木层优势种主要是牡荆（Vitex negundo var. cannabifolia），其平均高度为 1.7m，盖度约为 30%。

草本层优势种主要为白茅，其平均高度都在 0.4 左右，盖度约 10%。常见种有野菊（Dendranthema indicum）、鬼针草（Bidens pilosa）、益母草（Leonurus japonicas）、艾蒿、牛筋草（Eleusine indica）等，其平均高度相对较低，都在 0.7m 及以下，盖度也较低，都在 10%及以下。另外，偶见种有狗脊蕨等。



构树林

E.杨树林

群落乔木层较整齐，高度约 6~18m，郁闭度 0.4~0.7 左右。主要伴生树种有桉树、构树等，伴生树种和灌木层物种在部分地段区别不明显，有时两者混在一起。

草本层种类不多，平均高度约 35cm，盖度 15~35%左右，常见种类有狗牙根、苎草。



杨树林

F.臭椿林

喜光，不耐阴。适应性强，除黏土外，各种土壤和中性、酸性及钙质土都能生长，适生于深厚、肥沃、湿润的砂质土壤。耐寒，耐旱，

在评价主要分布在居民点附近和耕地周围，胸围 15-20cm，高度 10-15m，郁闭度为 0.5 左右，主要伴生种为化香树和柏木。其中化香树胸围 15-20cm，高度 15-20m，柏树胸围 10-30cm，高度 18-20m。

灌木层物种丰富，主要是构树、黄荆、铁仔、火棘。以构树为优势种，高度 1-2m，盖度 20%。黄荆高度 2m。盖度 1%。铁仔高度 1m，盖度 2%。火棘高度 1m，盖度 1%。

草本层以苔草为优势种，其它物种为白茅、艾草、苎草、凤尾蕨等。其中苔草高度 20cm，盖度 40%。白茅高度 40cm，盖度 20%，艾草高度 40cm，盖度 2%。凤尾蕨高度 30cm，盖度 25%。



臭椿林

G.白栎林

白栎喜光，喜温暖气候，较耐阴;喜深厚、湿润、肥沃土壤，也较耐干旱、

瘠薄，与其它树种混交能形成良好的干形，深根性，萌芽力强，抗污染、抗尘土、搞风能力都较强。主要分布评价区道路两侧林地中。

白栎林主要分布在评价区道路两侧林地中，郁闭度 0.4-0.5。高度 10-15m，胸围 10-12cm。乔木层其它物种有化香树和柏木。化香树胸围 10cm，高度 12m。柏木胸围 10cm，高度 8m。

灌木层物种丰富，物种优势度不明显，常见物种有构树、盐肤木、插田泡和棕榈等。构树高度 4m，盖度 10%。盐肤木高度 3m，盖度 20%。插田泡高度 1.5m，盖度 5%。棕榈高度 3m，盖度 5%。

草本层物种较为简单，有凤尾蕨和苔草。凤尾蕨高度 0.3m，盖度 20%。苔草高度 0.3m，盖度 20%。



白栎林

H. 慈竹林

慈竹喜生于气候温暖、湿润、降水量大、相对湿度高的地区。适生于湿润肥沃、排水良好的中性和微酸性土壤。

在本评价区块主要分布在海拔较低的河谷平地，为“四旁”树种，长势良好。慈竹为丛生竹类，生长密集，郁闭度 70~90%，株高 10~12m，竹杆径粗 5~6cm，顶端细长而下垂。林下植物甚少。



慈竹林

I. 火棘灌丛

群落中的灌木多具刺，外貌绿色，呈团块状。盖度 60%左右，高 1~2m。常见的灌木有黄连木、盐肤木等。草本植物总盖度 20~30%。主要有苎草、棕叶狗尾草（*Setaria palmaefolia*）、葎草（*Humulusscandens*）等。



火棘灌丛

J. 盐肤木灌丛

盐肤木灌丛多分布于乔木林窗、林缘和山坡地边缘或人工砍伐之后次生幼林地带。

群落外貌中绿色，大片状，略整齐。高度通常在3.5~6m 之间，盖度 40~65%左右，该灌丛物种除盐肤木外还可见到黄荆、火棘、马桑（*Coriaria nepalensis*）、等，草本层以菊类植物、苔草最多见。



盐肤木灌丛

K.川莓灌丛

川莓是蔷薇科的悬钩子属，多年生匍匐草本，茎直立，攀缘、平铺或匍匐，具有耐旱、抗寒、适应性广的特点。

在评价区多生于山坡、路旁、林缘或灌丛中，海拔 500-3000m 分布，伴生的灌木有细齿叶柃、盐肤木、算盘子、茅莓、桦叶荚蒾等，草本有苔草、地果、狗尾草等。



川莓灌丛

L.马桑灌丛

马桑灌丛评价区分布很广泛，主要分布于路边荒地及林地周边。

灌木层样方内伴生种主要是盐肤木、火棘，其中盐肤木平均高度 2m，盖度 5%，火棘平均高度 2m，盖度 5%。

草本层植物优势种为白茅，其平均高度为 1m，盖度达 70%。其它种有蒙古蒿平均高度 1m，盖度 5%。艾草平均高度 0.3m，盖度 1%。野胡萝卜高度 0.5，盖度 2%。



马桑灌丛

M.牡荆灌丛

牡荆灌丛在评价区主要分布于路边荒地及林地周边。

灌丛样方中，牡荆高度为 1.5m-2m，盖度为 60%，伴生种为盐肤木和插田泡。其中盐肤木高度 2.5m，盖度为 55,插田泡高度 2m，盖度为 5%。

草本层中，优势种为白茅，高度 0.3m，盖度 60%。艾草高度 0.3m，盖度 40%，狗尾草高度 0.2m，盖度 2%。



牡荆灌丛

N. 白茅草丛

白茅草丛是呈小块零星分布在平原与河谷耕地和树林边缘地带或坡度较大山坡上，群落外貌绿色，总盖度 80～95%。白茅在草丛中常占绝对优势，为群落的唯一建群种，高度 50～130cm。



白茅草丛

O. 竹叶草草丛

竹叶草是生于疏林下阴湿处，多生于沟谷浅水中或田边水沟中，单一种类盖度达 95%，高度 65cm。



竹叶草草丛

P.芒草草丛

芒草在整个评价区域常见，主要出现在河谷、河漫滩上的阶地、山地、丘陵。盖度在 70~100%，高度在 50~80cm，芒草生长茂密，地下茎发达，伴生种少，主要有荔枝草、牛筋草、钻子苗、铁苋菜等。



芒草草丛

Q.鬼针草草丛

鬼针草草丛多分布于评价区内荒坡上和村庄周围弃耕地。该草丛群落中鬼针草的盖度通常可达 50%以上，常见种有牛筋草、葎草、马唐、艾蒿等，其平均高度都为 0.1m。



鬼针草草丛

R.栽培植被

项目所在区域多以水田为主，栽植水稻、油菜、大豆、蚕豆等作物；坡地则以旱地为主，栽植玉米、油菜、土豆等农作物和烟草、梨（*Pyrus communis*）、柑橘（*Citrus reticulata*）等经济作物。

（4）珍稀保护植物及古树名木

根据现场调查及相关资料，评价区近年来随着天然林保护工程、退耕还林、长防林等工程的开展，以及经济林木和城市、乡镇绿化的大力推广，评价区域的荒山荒坡、房前屋后大量种植了香樟、喜树等植物，它们均非野生、自然生长，均属人工栽培植物，且生长过程中受人为干扰大（作为行道树、河岸护堤植被、庭院绿化树），不属于重点保护野生植物的保护对象，评价区无重点保护野生植物分布。

5.1.3.2 陆生动物现状调查

（1）调查方法

陆生动物调查按照原林业部《全国陆生野生动物资源调查与监测技术规程(修订版)》所规定的方法进行，主要采用样线法，结合植物考察线路，对评价范围的陆生动物进行调查，并结合咨询公众进行分析的基础上得到评价范围内陆生动物的种类组成。

C. 陆生动物现状多样性

①两栖类

本次两栖爬行种类调查通过现场调查和询访群众分析得到两栖类 1 目、4 科、7 种，详见表 5.1-4。

表 5.1-4 两栖动物

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
无尾目	蟾蜍科	中华大蟾蜍	*Bufo gargarizans*	/
无尾目	蟾蜍科	黑眶蟾蜍	*Duttaphrynus melanostictus*	/
无尾目	蛙科	泽陆蛙	*Rana limnocharis*	/
无尾目	蛙科	沼水蛙	*Hylarana guentheri*	/
无尾目	蛙科	黑斑侧褶蛙	*Rana nigromaculatta*	/

无尾目	树蛙科	斑腿泛树蛙	*Rhacophorus megacephalus*	/
无尾目	姬蛙科	饰纹姬蛙	*Microhyla ornata*	/

（2）空间分布

评价区有分布的 7 种两栖类动物在评价区内各乡镇均有分布，多见于水域、水塘附近。

（3）栖息地

两栖动物在进化的历程中，经过长期自然选择适应了多种多样的生态环境，包括不同的陆地、水域、植被以及多样的气候因子，因此在不同的生态环境中生活着不同类型的两栖动物。两栖动物的生态类型可分为水栖类型、陆栖类型和树栖类型。评价区的两栖类生态类型主要有水栖静水类型、水栖溪流类型和穴栖静水繁殖型 3 种。评价区两栖动物主要栖息在余家河及各大水库和水塘附近。

a 中华蟾蜍 *Bufo gargarizans*

穴居静水繁殖型，生活于评价区多种生境中，在陆地草丛、农田、山坡石下或土穴等潮湿环境中常见。黄昏后出外捕食，其食性较广，以昆虫、蚁类、蜗牛、蚯蚓及其它小动物为主。分布范围非常广泛，密度较大。

b 黑斑侧褶蛙 *Pelophylax nigromaculat*a

静水类型，生活于评价区的水田、池塘、湖沼区，捕食昆虫纲、腹足纲、蛛形纲等小动物。成蛙在 10～11 月进入松软的土中或枯枝落叶下冬眠，翌年 3～5 月出蛰。繁殖季节在 3 月下旬至 4 月。国内除青海、台湾、海南外，广布于全国各省自治区、直辖市。

c 沼水蛙 *Hylarana guentheri*

静水类型，沼水蛙生活于稻田、池塘和水坑内，隐蔽在水生植物、土洞和杂草丛中，以各种昆虫、腹足纲和蛛形纲的小动物为食。国内分布于河南商城，四川，重庆，云南，贵州，湖北，安徽，湖南，江西，江苏，上海，浙江，福建，台湾，广东，香港，澳门，广西，海南。

d 斑腿泛树蛙 *Rhacophorus megacephalus*

树栖类型，分布在评价区各类生境，常栖息在稻田、草丛或泥窝内，或在田埂石缝以及附近的灌木、草丛基部和地面的腐叶下。傍晚发出“啪、啪、啪(pa、pa、pa)”的鸣叫声。行动较缓，跳跃力不强。国内分布于香港，广东，广西，海南，湖南，贵州，云南，西藏；国外分布于泰国，柬埔寨，老挝，越南北部，缅甸等。

e 泽陆蛙 *Fejervarya limnocharis*

静水类型，生活于评价区的稻田、水塘等各种生境。昼夜活动，主要在夜间觅食，在我国除东北、新疆、青海、内蒙、宁夏以外的各省均有分布。

f 饰纹姬蛙 *Microhyla ornate*

静水类型，生活于评价区水田、水坑及附近的草丛中，主要以蚁类为食。在我国除东北、内蒙、宁夏、河北、甘肃、新疆、西藏、青海以外的各省均有分布。

g 粗皮姬蛙 *Microhyla butleri*

静水类型，该蛙生活于生活于评价区水田、水坑及附近的草丛中，成蛙常栖息于山坡水田、水坑边土隙或草丛中，在繁殖季节，雄蛙发出“歪！歪！歪！”的鸣叫声。主要以蚁类为食，国内从四川东部及云南到浙江都有分布，包括海南和台湾。

（4）区系组成

评价区内两栖类动物属东洋界物种 5 种，占评价区两栖动物总种数的 71.4%；古北界仅 2 种，占评价区两栖动物总种数的 28.6% 。

（5）重点保护两栖类

通过野外调查和资料查阅，评价区未发现国家重点保护两栖动物和四川省重点保护两栖动物。但根据《中国脊椎动物红色名录》，发现近危（NT）物种黑斑侧褶蛙 1 种，无危（LC）物种 4 种，分 别是中华蟾蜍、斑腿泛树蛙、泽陆蛙、饰纹姬蛙。

②爬行类

通过现场调查和询访群众分析得到爬行类 3 目 6 科 9 种。详见表 5.1-5。

表 5.1-5 爬行动物

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
龟鳖目	龟科	乌龟	*Mauremys reevesii*	/
龟鳖目	鳖科	中华鳖	*Trionyx Sinensis*	/
蜥蜴目	壁虎科	蹼趾壁虎	*Gekko subpalmatus*	/
有鳞目	游蛇科	乌梢蛇	*Zoacys dhumnades*	/
有鳞目	石龙子科	铜蜓蜥	*Sphenomorphus indicus*	/
有鳞目	游蛇科	赤链蛇	*Dinodon*	/
有鳞目	蜥蜴科	北草蜥	*Takydromus septentrionalis*	/
有鳞目	游蛇科	王锦蛇	*Elaphe carinata*	/
有鳞目	游蛇科	黑眉锦蛇	*Elaphe taeniura*	/

A.空间分布

本次调查发现评价区有分布的 9 种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。

B.组成区系

从分布型看，本次调查发现评价区的爬行动物中东洋界物种有 6 种，古北界物种 3 种。分布型构成方面，爬行动物中南中国型和季风型各有 4 种，东洋型 1 种。

C.重点保护动物

通过野外调查和资料查阅，评价区内尚未发现国家重点保护爬行动物和四川省重点保护爬行动物分布。根据《中国脊椎动物红色名录》有濒危（EN）物种 4 种，分别是乌龟、中华鳖、王锦蛇、黑眉锦蛇；易危（VU）物种乌梢蛇 1 种，发现中国特有爬行类有 2 种，分别是蹼趾壁虎和北草蜥。根据评价区内特有爬行动物和濒危爬行动物分述如下：

a 蹼趾壁虎 *Gekko subpalmatus*

中国特有无危物种，陆栖类型，在我国四川、浙江、江西、福建、广东、广西、贵州有分布。在评价区主要生活于山野草堆及石缝中，在居民房屋的墙壁缝隙处也可见，夜间外出捕食蚊、蝇及蛾类。

b 北草蜥 *Takydromus septentrionalis*

中国特有无危物种，陆栖类型，在我国分布于陕西、甘肃、江苏、上海、安徽、湖北、四川、浙江、福建、江西、湖南、贵州和云南等地。北草蜥主要生活于评价区丘陵的山坡草丛中，白天活动，捕食蜗牛及各种昆虫。

c 乌龟 *Chinemys reevesii*

水栖类型，主要分布于评价区的河流中，成体多活动于水下，以小鱼、蛙类， 或虾、田螺及昆虫之类的小型无脊椎动物为食，也啃食田地里的蔬菜茎叶。中国各地几乎均有乌龟分布，但以长江中下游各省较常见，尤以桂东南、桂南等地数量较多。

d 中华鳖 *Pelodiscus sinensis*

水栖类型，生活于评价区各水系，藏身于沟塘、渠沼、水库及水流较缓的河流中，潜身于水底淤泥之下，捕食鱼虾、田螺、蜗牛、蚯蚓种类的小型动物，也吃少量植物。该物种在我国除西藏和青海外的各省均有分布，近年来人工养殖规模扩大，野外见到的个体大多是养殖的中华鳖。

e 王锦蛇 *Elaphe carinata*

陆栖类型，王锦蛇栖息于评价区的灌丛、草坡、茶山、岩壁、农耕地和居民村舍附近。善于攀爬，善捕食鸟蛋和多种蛇类，也吃鼠类和蜥蜴、蛙等。该物种除东北、河北、内蒙、青海、西藏、新疆宁夏无分布外，其余各省均常见。

f 黑眉锦蛇 *Elaphe taeniura*

陆栖类型，黑眉晨蛇生活于评价区各种生境，白天和晨昏活动，捕食鼠、蛙、 鸟类，有时也捕食家禽。该物种在我国除黑龙江、吉林、内蒙、宁夏、新疆和青海外的各省均有分布。

g 乌梢蛇 *Zaocys dhumnades*

陆栖类型，乌梢蛇生活于评价区各种生境，常栖息于沟谷溪流两边的草丛和农田附近，也进入农村院内。白天活动，捕食蛙类、鱼类和小型哺乳动物。该种在评价区内较常见。 该种在我国分布于安徽、重庆、甘肃、福建、广东、广西、贵州、河北、河南、湖北、湖南、江苏、江西、陕西、山西、四川、台湾、云南、浙江等地。

②兽类

本次兽类种类调查通过现场调查和询访群众，分析得到共有 6 科 10 种，详见下表。

表 5.1-6 兽类

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
食肉目	鼬科	黄鼬	*Mustela sibirica*	/
啮齿目	鼠科	黑线姬鼠	*Apodemus agrarius*	/
兔形目	兔科	草兔	*Lepus capensis*	/
啮齿目	鼠科	褐家鼠	*Rattus norvegicu*	/
啮齿目	鼠科	小家鼠	*Mus musclus*	/
啮齿目	竹鼠科	四川短尾鼩	*Rhizomys sinensis*	/
啮齿目	松鼠科	赤腹丽松鼠	*Callosciurus erythraeus*	/
啮齿目	鼯鼠科	黄胸鼠	*Rattus tanezumi*	/
啮齿目	松鼠科	大足鼠	*Rattus nitidus*	/
啮齿目	松鼠科	社鼠	*Niviventer niviventer*	/

A.空间分布

本次调查发现评价区有分布的 8 种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。四川短尾鼩、草兔主要分布在农田系统、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠主要分布在居民居住处和赤腹松鼠、大足鼠和黑线姬鼠主要分布在森林系统。

B.栖息地

农田生境：为评价区的主要生境类型之一，生活在其中的兽类主要是四川短尾鼩、草兔。

人居生境：为评价区的主要生境类型之一，主要是民居及其附属设施等，生活在其中的兽类主要有黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠。数量最多的是褐家鼠。

灌草丛生境：该生境主要包括河流、沟渠两边的各类灌丛以及河漫滩上各类型的草丛。生活在其中的兽类主要有黄鼬、社鼠、褐家鼠和草兔。

森林生境：森林环境在评价区主要是柏木林。生活于该区的兽类主要包括赤腹松鼠、大足鼠和黑线姬鼠等。

湿地环境：包括河流、人工水塘、人工渠等。生活于该区的兽类主要是四川短尾鼩。

（1）区系组成

按照分布型的划分，评价区的 10 种兽类中，东洋界物种有 5 种；古北界物种有 3 种；广布种有 2 种。

D.重点保护动物

评价区内未发现国家重点保护兽类，未发现中国特有兽类及四川省省级保护兽类。根据《中国脊椎动物红色名录》发现低危（LC）物种黄鼬 1 种。

黄鼬 Mustela sibirica

黄鼬主要生活在评价区林缘、河谷、灌丛和草丘中的树洞或倒木下，冬季也常出没在村庄附近，居住于石洞中。该物种在全国各地均有分布。

③鸟类

本次鸟类调查主要通过查阅该区域相关资料和询问群众，评价区有鸟类 16 目 37 科 119 种（见附录）。其中非雀形目鸟类 64 种；雀形目鸟类 55 种。

表 5.1-15 评价区鸟类目、科、种数及其百分比

目	科数	种数	占总种数的百分比（%）
鹳鹳目 CICONIIFORMES	1	1	0.84
鹈形目 PELECANIFORMES	1	1	0.84
鹳形目 CICONIIFORMES	1	7	5.88
雁形目 ANSERIFORMES	1	9	7.56
隼形目 FALCONIFORMES	2	4	3.36
鸡形目 GALLIFORMES	1	3	2.52
鹤形目 GRUIFORMES	1	5	4.20
鸻形目 HARADARIIFORMES	3	14	11.76
鸥形目 LARIFORMES	2	2	1.68
鸽形目 COLUMBIFORMES	1	3	2.52
鹃形目 CUCULIFORMES	1	5	4.20
鸮形目 STRIGIFORMES	1	4	3.36
佛法僧目 CORACIIFORMES	1	3	2.52
戴胜目 UPUPIFORMERS	1	1	0.84
鴷形目 PICIFORMES	1	2	1.68
雀形目 PASSERIFORMES	18	55	46.22

A.区系组成

从评价区区鸟类的分布型上看，东洋型 34 种，占比 28.57%；古北型 27 种，占比 22.69%；广布型 22 种，占比 18.49%；南中国型 12 种，占比 10.08%；全北型 10 种，占比 8.4%，东北型 8 种，占比 6.72%，其它类型占比较小。鸟类的分布型表明，评价区鸟类成分较为复杂。

B.栖息地环境及分布

湿地环境：是栖息于评价区区内水田、库塘、河流及两边生境中的鸟类。常见的有常见的有小鿳鹛、白鹭、池鹭、夜鹭、牛背鹭、白腰草鹬、丘鹬、白胸苦恶鸟、普通翠鸟、白鹡鸰、绿头鸭、赤麻鸭等。

灌丛、竹林环境：是栖息于评价区内灌丛、竹林生境中的鸟类，包括常见的有雉鸡、灰胸竹鸡、领雀嘴鹎、乌鸫、白头鹎、白颊噪鹛、锈脸钩嘴鹛、棕头鸦雀、黑卷尾、红嘴相思鸟、画眉、柳莺、红头长尾山雀和大山雀、大杜鹃等。森林环境：生活在森林生境中的鸟类。常见的有黑枕黄鹂、红嘴蓝鹊等。

森林环境：生活在森林生境中的鸟类，包括柏木林、柳杉林、水杉林等。常见的有红嘴蓝鹊、啄木鸟、噪鹃、山斑鸠、松鸦、发冠卷尾、领雀嘴鹎、柳莺、红嘴相思鸟、红头长尾山雀等，以及雀鹰、斑头鸺鹠、长耳鸮、领角鸮等猛禽类。

C.重点保护动物

本次调查国家II级重点保护鸟类 8 种，即雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮。四川省重点保护鸟类 6 种，即小鿳鹛、普通鸬鹚、栗苇鳽、鸿雁、董鸡和彩鹬。

雀鹰（学名：Accipiter nisus）属小型猛禽，国家 II 级保护鸟类。体长 30-41 厘米。雌较雄略大，翅阔而圆，尾较长。雄鸟上体暗灰色，雌鸟灰褐色，头后杂有少许白色。属夏候鸟，夏季偶见空中飞过，数量稀少。日出性。常单独生活。或飞翔于空中，或栖于树上和电柱上。以雀形目小鸟、昆虫和鼠类为食，也捕食鸽形目鸟类和榛鸡等小的鸡形目鸟类，有时亦捕食野兔、蛇、昆虫幼虫。

苍鹰（学名：*Accipiter gentilis*）属中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约

1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。属冬候鸟，夏季偶见空中飞过，数量稀少。日出性。常单独生活。或飞翔于空中，或栖于树上和电柱上。以森林鼠类、野兔、雉

类、榛鸡、鸠鸽类和其他小型鸟类为食。

普通鵟（学名：*Buteo buteo*）属中型猛禽，国家 II 级保护鸟类。体长 50-59 厘米。体色变化较大，上体主要为暗褐色，下体主要为暗褐色或淡褐色，具深棕色横斑或纵纹，尾淡灰褐色，具多道暗色横斑。飞普通鵟属冬候鸟，冬季偶见，数量稀少。常见在开阔平原、荒漠、旷野、开垦的耕作区、林缘草地和村庄上空盘旋翱翔。以森林鼠类为食。

红隼（学名：*Falco peregrinus*）中型猛禽，国家 II 级保护鸟类。体长 41-50 厘米。通常在快速鼓翼飞翔时伴随着一阵滑翔；也喜欢在空中翱翔。主要捕食鸠鸽类和鸡类等中小型鸟类，偶尔也捕食鼠类和野兔等小型哺乳动物。属留鸟，栖息于丘陵、河流地带，也到开阔的农田、耕地和村屯附近活动，数量少。

短耳鸮（学名：*Asio flammeus*）是鸮形目鸱鸮科的鸟类，国家 II 级保护鸟类。体矮，体长约 38-40 厘米，黄褐色鸮鸟。翼长，面庞显著，短小的耳羽簇于 野外不可见，眼为光艳的黄色，眼圈暗色。上体黄褐，满布黑色和皮黄色纵纹；下体皮黄色，具深褐色纵纹。飞行时黑色的腕斑显而易见。以鼠类、鸟类、昆虫和蛙类为食。是分布最广的鸮类之一。数量稀少。

长耳鸮（学名：*Asio otus*）国家 II 级保护鸟类。耳羽簇长，位于头顶两侧，竖直如耳。面盘显著，棕黄色，皱翎完整，白色而缀有黑褐色。上体棕黄色，而密杂以粗著的黑褐色羽干纹；颏白色，其余下体棕白色而具粗著的黑褐色羽干纹。腹以下羽干纹两侧具树枝状的横枝。跗蹠和趾密被棕黄色羽，眼橙红色。以鼠、鸟、鱼、蛙和昆虫为食。数量稀少。

斑头鸺鹠（学名：*Glaucidium cuculoides*）为小型鸮类，国家 II 级保护鸟类。体长 20-26cm，是鸺鹠中个体最大者，面盘不明显，无耳羽簇。属于留鸟，单独或成对活动。大多在白天活动和觅食，能像鹰一样在空中捕捉小鸟和大型昆虫，

也在晚上活动。主要以蝗虫、甲虫、螳螂、蝉、蟋蟀、蚂蚁、蜻蜓、毛虫等各种昆虫和幼虫为食，也吃鼠类、小鸟、蚯蚓、蛙和蜥蜴等动物。

领角鸮（学名：*Otus bakkamoena*），小型鸮类，国家 II 级保护鸟类。体长 20-27 厘米。上体通常为灰褐色或沙褐色，并杂有暗色虫蠹状斑和黑色羽干纹；下体白色或皮黄色，缀有淡褐色波状横斑和黑色羽干纹，前额和眉纹皮黄白色或灰白色。有的亚种跗蹠被羽到趾，有的趾裸出。属于留鸟，白天多躲藏在树上浓密的枝叶丛间，晚上才开始活动和鸣叫。除繁殖期成对活动外，通常单独活动。主要以鼠类、昆虫等为食。在评价区内的数量少。

小鸊鹈（学名：*Tachybaptus ruficollis*）是一种潜鸟，四川省重点保护鸟类。体长25-29 厘米，翼展 40-45 厘米，体重 100-200 克，寿命 13 年。枕部具黑褐色羽冠；成鸟上颈部具黑褐色杂棕色的皱领；上体黑褐，下体白色。据访问，在评价区为冬候鸟，以水生昆虫及其幼虫、鱼、虾等为食。

普通鸬鹚（学名：*Phalacrocorax carbo*）是大型水鸟。体长 72-87 厘米，体重大于2 千克。通体黑色，头颈具紫绿色光泽，两肩和翅具青铜色光彩，嘴角和喉囊黄绿色，眼后下方白色，繁殖期间脸部有红色斑，头颈有白色丝状羽，下胁具白斑。常成群栖息于水边岩石上或水中，呈垂直站立姿势。在水中游泳时身体下沉较多，颈向上伸直，头微向上仰。栖息于河流、湖泊、池塘、水库。常成小群活动。善游泳和潜水，游泳时颈向上伸得很直、头微向上倾斜，潜水时首先半跃出水面、再翻身潜入水下。在评价区属冬候鸟，潜水捕食各种鱼类。

栗苇鳽（学名：*Ixobrychus cinnamomeus*）是一种中型涉禽。体长 30-38 厘米。外形和紫背苇鳽相似。雄鸟上体从头顶至尾包括两翅飞羽和覆羽全为同一的栗红色，下体淡红褐色，喉至胸有一褐色纵线，胸侧缀有黑白两色斑点，野外特征极为明显，容易辨认。雌鸟头顶暗栗红色，背面暗红褐色，杂有白色斑点，腹面土黄色，从颈至胸有数条黑褐色纵纹。栖息于沼泽、水塘、溪流和水稻田中。夜行性，多在晨昏 和夜间活动，白天也常活动和觅食，但在隐蔽阴暗的地方，食性主要为小鱼、蛙、泥鳅和水生昆虫。在评价区属夏候鸟，数量少。

鸿雁（学名：*Anser cygnoides*），是大型水禽，体长 90 厘米左右，体重 2.8-5 千克。要栖息于湖泊、水塘、河流、沼泽及其附近地区。以各种草本植物的叶、

芽、包括陆生植物和水生植物、芦苇、藻类等植物性食物为食，也吃少量甲壳类和软体动物等动物性食物。在评价区属冬候鸟，数量少。

董鸡（学名：*Gallicrex cinerea*）为秧鸡科董鸡属的鸟类，中型涉禽。雄鸟头顶有像鸡冠样的红色额甲，其后端突起游离呈尖形，全体灰黑色，下体较浅。雌鸟体较小，额甲不突起，上体灰褐色。非繁殖期雄鸟的羽色与雌鸟相同。主要栖息于灌水的稻田，湖边草丛和多水草的沟渠。多在晨昏活动，阴天时可整天活动。站立姿势挺拔；飞行时颈部伸直，平时很少起飞，善于涉水行走和游泳，雄鸟行走时尾翘起，头前后点动。在评价区属夏候鸟，数量较少。

彩鹬（学名：*Rostratula benghalensis*）为彩鹬科鸟类，飞羽灰褐色，具黑色细纹和白色端斑。外侧中部黑色，具圆形棕色斑，内侧缀白色横斑。翅上覆羽金属铜绿色。颏、喉和上胸棕栗红色，下胸具一栗黑色横带，其后有一白色环带向两侧延伸至上背；两胁白色，腹淡棕白色，尾下覆羽白色，羽端沾棕。以昆虫、蝗虫、蟹、虾、蛙、蚯蚓、软体动物、螺、植物叶、芽、种子和谷物等各种小型无脊椎动物和植物性食物为食，在评价区属夏候鸟，数量较少。

D. 重点保护野生动物动物

评价区受人类活动的干扰较大，该区域保护动物较少，根据现场调查和文献资料，国家II级重点保护动物有 8 种，即雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮。四川省重点保护动物 6 种，即小鸊鹈、普通鸬鹚、栗苇鳽、鸿雁、董鸡和彩鹬。

5.1.4 水生生态现状调查

本项目管线穿越河流主要为余家河、小东河。余家河与小东河属于凯江的支流，河面宽约 20 米，管线穿越处位于两条河流的下游。本次水生生物现状调查以查阅资料为主，余家河和小东河此次参考《四川三台水禽及湿地县级自然保护区综合科学考察报告》以及有关部门提供的相关资料。

（1）浮游生物

①浮游植物

浮游植物是水体初级生产力最主要的组成部分，是食物链和营养结构的基础环节；也是鱼苗和部分成鱼的天然饵料。有些藻类可以直接用作环境监测的

指示生物，而且相对于理化条件而言，其密度、生物量、种类组成和多样性能更好地反映出水体的营养水平。通过查阅相关资料，项目区域内地表水体主要涉及浮游植物 5 门 24 科 34 属 48 种。

其中硅藻门最多，有 26 种，占种类总数的 54.13%；绿藻有 10 中，占种类总数的 20.83%；蓝藻门 10 种，占种类总数的 20.83%；甲藻门 1 种，占种类总数的 2.08%；裸藻门 1 种，占种类总数的 2.08%。

②浮游动物

浮游动物以水生细菌和浮游藻类为食，是属于水生生态系统中的消费者和第二营养级，亦称次级生产力，由于浮游动物摄取大量藻类，所以使水体产生自净作用，它也是所有幼鱼和某些成鱼的饵料基础。通过查阅相关资料，项目区域内地表水体主要涉及浮游动物 53 种，其中原生动物 21 种，占总种数的 39.62%；轮虫 16 种，占总种数的 30.19%；节肢动物 16 种，占总数的 30.19%。

（2）底栖生物

底栖动物是第三营养级的主要组成，也是原河道形态饵料生物中生物量较大的类群，为江河中多数鱼类的饵料基础，并且与江河鱼类的生态类群和区系组成有密切关系。通过查阅相关资料，项目区域内地表水体主要涉及到腹足纲、瓣鳃纲、甲壳纲等共 3 门、5 纲、9 目、20 科、26 种。其中昆虫纲最多，有 19 种，占 73.08%；其次是甲壳纲，有 3 种，占 11.54%；腹足纲有 2 种，占 7.69%，瓣鳃纲和；无尾感器纲各有 1 种，各占 3.85%；主要包括瓣鳃纲中的河蚬，腹足纲中的泉膀胱螺、椭圆罗卜螺，甲壳纲中的日本沼虾、米虾，昆虫纲中的扁蜉、石蝇等。

（4）鱼类

本次主要查阅《四川鱼类志》、《中国动物志硬骨鱼纲--鲤形目》(陈宜瑜等，1999)、《中国动物志纲--鲇形目》(褚新洛等，1999)和其他单位历年来调查成果等文献资料，管线穿越的两条河流分别为余家河和小东河，余家河河宽 20 米，共有鱼类 4 目 12 科 47 种，从类群构成看，鲤形目最多，有 33 种；鲇形目有 10 种，鲈形目 3 种，合鳃目 1 种；小东河河宽 20 米，共有鱼类 3 目 8 科 30 种，从类群构成看，鲤形目最多，有 20 种；鲇形目有 8 种，鲈形目 2 种。

表 5.1-8 鱼类种类组成的数量统计

目	科	种数	占总数%
鲤形目 CYPRINIFORMES	花鳅科 Cobitidae	1	2.13%
	沙鳅科 Botidae	4	8.51%
	爬鳅科 Balitoridae	1	2.13%
	鲤科Cyprinidae	27	57.45%
鲇形目 SILURIFORMES	鲇科 Siluridae	1	2.13%
	鲿科Bagridae	5	10.64%
	鮡科 Sisoridae	2	4.26%
	钝头鮠科 Amblycipitidae	2	4.26%
合鳃鱼目 SYNBRANCHIFORMES	合鳃鱼科 Sybrachidae	1	2.13%
鲈形目 PERCIFORMES	真鲈科Percichthyidae	1	2.13%
	塘鳢科 Eleotridae	1	2.13%
	鳢科Channidae	1	2.13%
合计		47	100.00

①区系组成

鱼类区系是指在某一地区或水域内在历史发展过程中形成的鱼类总体。鱼类区系可分为不同的复合体。各复合体都有自己的地理起源地，发育于一定的地理带并与该地理带的生物条件和非生物条件相适应。

根据《四川鱼类区系的研究》（刘成汉，1964），涪江及其支流凯江鱼类区系成分较复杂。评价区有四种鱼类区系，分别为中国平原复合体、印度平原复合体、中印山区复合体、古代上第三纪复合体。其中以中国平原复合体为主体，主要有马口鱼（*Opsariichthys bidens*）、宽鳍鱲（*Zacco platypus*）、中华细鲫（*Aphyocypris chinensis*）、青鱼（ *Mylopharyngodon piceus*）、 草鱼（*Ctenopharyngodon idella*）、 赤眼鳟（*Squaliobarbus curriculus*）、吻鮈（*Rhinogobio typus*）、圆吻鲴（*Distoechodon tumirostris*）、方氏鲴（*Xenocypris fangi*）、唇鲋（*Hemibarbus labeo*）、花鲋（*Hemibarbus maculatus*）、麦穗鱼（*Pseudorasbora parva*）、黑鳍鳈（*Sarcocheilichthys nigripinnis*）、华鳈（*Sarcocheilichthys sinensis*）、棒花鱼（*Abbottina rivularis*）、钝吻棒花鱼 （*Abbottina obtusirostris*）、长鳍吻鮈（*Rhinogobio ventralis*）、翘嘴红鲌（*Erythroculter ilishaeformis*）、红鳍鲌（*Chanodichthys erythropterus*）、蒙古红鲌（*Chanodichthys mongolicus*）、鲦（*He*

miculter leucisculus）、长薄鳅（*Leptobotia elongata*）、黄沙鳅（*Botia xanthi*）、伍氏沙鳅（*Botia wui*）、宽体沙鳅（*Botin reevesae*）、大鳍鳠（*Hemibagrus macropterus*）、斑鳜（*Siniperca scherzeri*）等 27 个种；其次为印度平原复合体，主要有中华倒刺鲃（*Spinibarbus sinensis*）、白甲鱼（*Onychostoma sima*）、四川白甲鱼（*Onychostoma angustistomata*）、粗唇鮠（*Leiocassis crassilabris*）、瓦氏黄颡鱼（*Pelteobagrus vachelli*）、光泽黄颡鱼（*Pseudobagrus nitidus*）、乌鳢（*Channa argus*）、黄鳝（*Monopterus albus*）10 个种；属于中印山区复合体的有四川华吸鳅（*Sinogastromyzon szechuanensis*）、白缘鮡（*Liobagrus marginatus*）、黑尾鮡（*Liobagrus nigricauda*）、中华纹胸鮡（*Glyptothorax sinensis*）、福建纹胸鮡（*Glyptothorax fukiensis*）等 5 个种；属于古代上第三纪复合体的有鲤（*Cyprinus carpio*）、鲫（*Carassius auratus*）、中华鳑鲏（*Rhodeus sinensis*）、鲇（*Silurus asotus*）、泥鳅（*Misgurnus anguillicaudatus*）等 5 个种。

②空间分布及栖息地

鱼类生态习性及生态类型是鱼类生态学的重要研究内容，可以为系统研究鱼类和所栖息水环境之间的关系以及开展鱼类资源保护提供重要参考。按鱼类的生活习性及其主要生活环境，可以将评价区内的 47 种鱼类分为底栖性鱼类、中-下层鱼类和中-上层鱼类 3 种栖息习性，具体可以分成下列生态类群。

A.流水底层生态类群

为流水河沱、河槽底栖性鱼类，如中华倒刺鲃等。该类群鱼类身体呈纺缍型， 尾柄发达，口横裂或弧形，有触须 2 对，适应于流水或急流水底穿行和觅食。

B.流水底层乱石、礁底栖性类群

栖息环境为流水深沱，底层多乱石，水流较缓，如粗唇鮠等种类，为凶猛的肉食性鱼类，生长快。

C.流水急流水中、下层类群

该类群主要生活在江河水体的中下层，部分种类适应性较强，在流水、缓流水及静水都能生存，身体较长、侧扁，适应于流水、急流水中穿梭游泳，活动掠食；头部呈锥形，适应于破水前进，躯干部较长，是产生强大运动的

动力源，各鳍发达，尾鳍深叉形，都是适应水体中、下层快速游泳，在急流水体中、下层穿梭翻滚捕食低等动物和流水急流水带来的有机食物。在评价区域内主要有鲤科的鲤、鲫，鲿科的瓦氏黄颡鱼、粗唇鮠、大鳍鱊等种类。

D.流水洞穴生态类群

该类群的鱼类主要或完全生活在流水水体底层的各种岩洞缝隙中，主要以发达的口须觅食底栖穴动物，种类往往是个体较小的鳅类等。主要包括泥鳅、黄鳝等。

E.缓流水和静水生态类群

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

F.流水中、上层生态类群

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

G.重点保护鱼类

根据调查，评价区无国家重点保护鱼类。有中国特鱼类吻鮈、方氏鲴、中华倒刺鲃、四川白甲鱼、钝吻棒花鱼、长鳍吻鮈、 粗唇鮠、中华纹胸鮡、乌鳢等 9 种。

H.鱼类“三场”

根据现场调查和查阅资料，管线穿越区域不涉及鱼类“三场”，管线穿越处以农田生态系统为主，周边人为干扰较大。因此管线穿越余家河与小东河评价范围未不涉及鱼类“三场”。

5.1.5 景观生态体系质量

5.1.5.1 分析方法

基于“3S”技术，对项目所在区域的遥感影像进行土地、植被分类，通过现场踏勘对分类结果进行验证、校核，运用 ArcGIS 对最终分类的数据进行空间分析，提取景观结构单元格局数据。

景观由斑块、廊道和基质组成，其中基质是景观中分布最广、连续性最大

的背景地块，是景观结构单元中可以控制环境质量的组分。基质的判定借用传统生态学中计算植被重要值的方法，即优势度指数，公式如下：

$$D_0=0.5\times[0.5\times(R_d+R_f)+L_p]\times100\%$$

式中：D0 为优势度，Rd 为密度，Rf 为频率，Lp 为景观比例

其中，密度 Rd＝嵌块 I 的数目/嵌块总数×100%

频度 Rf ＝嵌块 I 出现的样方数/总样方数×100%

景观比例(Lp)=嵌块 I 的面积/样地总面积×100%

5.1.5.2 景观类型

基于评价范围内的土地和植被分类统计结果，结合现场调查结果及区域 1：10000 地形图，按照景观分类法对评价范围内的景观进行分类，分类结果见下表：

表 5.1-9 评价范围景观生态分类组成

序号	一级景观类型	二级景观类型
1	人工景观	城镇
		村庄
		公路
2	农业景观	水田
		旱地
		园地
3	森林景观	针叶林
		阔叶林
		灌丛
		草地
4	水体景观	河流
		水库、坑塘

由上表可知，评价范围内景观结构较为简单，一级景观 4 种，二级景观 12 种。评价范围人口众多，农业发展历史悠久，受人类干扰影响，人工（建筑、农业、森林）景观为评价范围内主要的景观类型，评价范围内未见天然林分布，现存的人工次生林，呈块状、片状不连续分布中低山丘陵顶部。

5.1.5.3 景观结构

运用上述参数计算生态评价区各类拼块优势度值，其结果见表 5.1-10。

表 5.1-10　评价区各类拼块优势度值

拼块类型	Rd(%)	Rf(%)	Lp(%)	Do(%)
针叶林	2.08	8.72	18.02	11.71
阔叶林	32.79	24.01	16.53	22.46
灌丛	23.46	29.01	19.45	22.84
草地	0.05	0.07	0.01	0.03
旱地	25.04	14.10	9.03	14.30
水田	12.95	20.73	33.48	25.16
园地	0.01	0.01	0.01	0.01
水域	0.14	0.32	1.02	0.62
建设用地	3.40	2.64	1.88	2.45

上表分析表明：在该工程评价区各斑块的优势度值中，水田的 Do 值最高，25.16 为%，其次是阔叶林和灌丛，分别是 22.46%、22.84%，它们构成了本区域内的基质，对景观具有控制作用的生态体系部分，所以评价区内的生态系统与人们的活动密切相关。

5.1.5.4 景观生态体系

本区域是以中低山、丘陵地貌为构架，以灌木林、农业耕地景观为基质，以公路、冲沟等为廊道，以灌丛、林地、房屋等为斑块的半人工化景观体系。景观生态体系的质量现状是由区域内自然环境、各种生物以及人类社会之间复杂的相互作用来决定的，项目区是一个以农耕环境与自然环境交叉的区域，带有明显人类干扰的痕迹。

由于本区阔叶林、灌丛、水田等的优势度指数相差不大，因此景观的基质类型不显著，农耕与自然环境都影响着区域生态环境质量，其恢复力稳定性较高；此外，本区景观异质化程度也较高，有利于吸收环境的干扰，提供一种抗御干扰的可塑性。因而本区的自然景观生态体系的抵抗力稳定性也是较高的。

由于本区阔叶林、灌丛、水田等的优势度指数相差不大，因此景观的基质类型不显著，农耕与自然环境都影响着区域生态环境质量，其恢复力稳定性较高；此外，本区景观异质化程度也较高，有利于吸收环境的干扰，提供一种抗御干扰的可塑性。因而本区的自然景观生态体系的抵抗力稳定性也是较高的。

5.1.6 土地利用现状

本次评价以 2019 年 5 月 Worldview 卫星影像数据（空间分辨率为 0.5m）作为信息源，提取评价范围土地利用信息根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）对土地利用类型进行分类，按土地利用类型划分为林地、耕地、水域及水利设施用地、住宅用地、其他用地等。

表 5.1-11 评价范围土地利用现状　　单位：hm^2

一级	二级	面积（hm2）	百分比
耕地	水田	21997.31	61.56
林地	乔木林地	7621.85	21.33
	灌木林地	122.38	0.34
	其他林地	109.31	0.31
水域及水利设施用地	河流水面	563.95	1.58
	水库水面	1680.1	4.70
	坑塘水面	51.2	0.14
	沟渠	17.1	0.04
住宅用地	农村宅地基	3547.30	9.93
其他用地	裸地	24.28	0.07
合计		35734.78	100

由表中数据可知，评价范围内土地利用现状主要为有耕地（61.56%），其次为乔木林地（21.33%）等，这两种土地利用类型共占调查面积的 82.89%，是主导利用类型，其余类型面积较少。

5.1.7 拟建项目行政区域内生态敏感区分布现状

根据现场调查和对中江气田产能建设项目（一期）区域环境敏感区资料的收集与识别，本次中江气田产能建设项目（一期）行政区域内共有生态敏感区 8 处：自然保护区 1 处（绵阳市三台县的四川三台水禽及湿地自然保护区）、风景名胜区 3 处（德阳市罗江区的剑门蜀道风景名胜区-白马关景区、绵阳市三台县的三台县云台风景名胜区、成都市金堂县的金堂县云顶石城风景名胜区）、森林公园 3 处（绵阳市涪城区的四川省涪城凤凰山森林公园、绵阳市三台的四川省凤凰山森林公园县、成都市金堂县的成都龙泉山城市森林公园）、湿地公园 1 处（绵阳市涪城区的四川绵阳三江湖国家湿地公园）。各处环境敏感区与项目位置关系见图 5.1-1，各处环境敏感区基本情况统计见下表 5.1-12。

表 5.1-12　中江气田产能建设项目（一期）区域环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系	所属行政区
1	四川三台水禽及湿地自然保护区	县级自然保护区	无项目重叠；与项目最近距离为0.28km（管线）	绵阳市三台县
2	剑门蜀道风景名胜区-白马关景区	国家级风景名胜区	无项目重叠；与项目最近距离为8.6km	德阳市罗江区
3	三台县云台风景名胜区	省级风景名胜区	无项目重叠；与项目最近距离为20km	绵阳市三台县
4	金堂县云顶石城风景名胜区	省级风景名胜区	无项目重叠；与项目最近距离为10.1km	成都市金堂县
5	四川省涪城凤凰山森林公园	省级森林公园	无项目重叠；与项目最近距离为3.7km	绵阳市涪城区
6	四川省凤凰山森林公园	省级森林公园	无项目重叠；与项目最近距离为23.5km。	绵阳市三台县
7	成都市龙泉山城市森林公园	城市森林公园	无项目重叠；与项目最近距离为4.7km	成都市金堂县
8	四川绵阳三江湖国家湿地公园	国家湿地公园	无项目重叠；与项目最近距离为8.4km	绵阳市涪城区

5.1.8 生态现状问题

（1）农耕地区，无原生植被分布

通过评价区现状描述及区域资料分析，该区人为干扰较大，农耕区占地较广，原生植被已破坏殆尽，地带性植被、垂直分布特征均不显著。

（2）森林植被单一，多样性不高

评价区的森林植被以人工或半人工的纯林为主，除农作物、果林、经济林等栽培植被以外的林灌覆盖率较低，从动物种类组成与分布来看，大型兽类与保护种类较少，整体而言，整个区域的生物多样性不高。

（3）水土流失严重

评价区水土流失严重，引起水土流失主要因素有自然因素和人为因素。自然因素主要包括降雨集中，强度大；地质复杂，山丘广布；岩性松软，岩层破碎等。导致水土流失加剧的人为因素主要有人口多，使得区域的垦殖率高，过度采伐森林。

5.2 生态环境影响评价

5.2.1 对陆生生态的影响评价

（1）对植被及植物资源的影响

①施工期

项目建设对生态敏感区的植被及植物资源主要体现在施工期。施工期对植被及植物资源的影响主要来自井场占地、人员活动和施工机械碾压等，主要集中在占地范围内。

A.井(站)场占地对林草植被的影响分析

受人类生产活动干扰，项目评价范围已无天然林分布，现存都是人工林或人工次生林、柏木林等是主要的森林植被类型，在林缘火棘灌丛、盐肤木灌丛等分布，农林交错区分布有芒草草丛、竹叶草草丛。

站场占地主要占用耕地，会临时占用 1.866hm^2 的林地，主要以盐肤木灌丛为主，林地被占用将造成植物群落物种个体数量减少，植被覆盖率降低，从而造成地表裸露，水土流失增加。

站场占地的植被类型属于常见种，数量多。因此，小面积破坏不会影响评价范围植被类型格局，不会因物种个体数量的减少而影响其优势种或建群种的地位，也不会造成该区域植物生物多样性的损失，施工完成后，对临时占地进行生态恢复，对植物区系结构方面明显较小。

B. 管道临时占地对植物的影响

管道施工对植被影响，主要表现在管线作业开挖占地，部分地段因需要砍伐一定量的林木而减小了植被的覆盖面积；管线涉及林区内段交通条件较差，为保证管线的铺设，除部分道路不需要整修以外，其它地段道路都必须整修扩宽，有些地段需要新修施工便道。管道建设占用林地 11.2hm^2，减少植被的生物量 634.71t。施工过程中，施工作业带范围内的植物地上部分与根系均被铲除，同时还会伤及近旁植物的根系。施工带其它部位的植被，由于挖掘出土石的堆放、人员的践踏，会造成地上部分破坏甚至去除，但根系仍保留。管线竣工管沟回填后，周围植被渐次侵入，植被开始恢复历程。

C. 植被生物量损失统计

通过对占地范围内植被类型的统计，参考植被类型单位面积生物量，估算了因项目施工而损失的植物群落生态量见表 5.2-2。

表 5.2-2　植物群落生物量损失统计表

植被类型	单位面积生物量(t/hm^2)	永久占地面积(hm^2)	永久损失量(t)	临时占地面积(hm^2)	临时损失量(t)
针叶林	39.96	0.102	4.076	4.098	163.756
阔叶林	89.36	0.153	13.672	5.116	457.166
灌丛	13.22	0.199	2.631	3.396	44.895
农田植被	16.02	2.011	32.216	62.211	966.620
合计		2.465	52.625	74.821	1632.437

注：(1)表中针叶林、阔叶林平均生物量来源于刘彦春等，2010；吴鹏等，2012(2)灌丛平均生物量来源于胡会峰等，2006；(3)农田植被平均生物量来源于王尚明等，2008

由表 5.2-2 可知，永久占地丧失的量为 52.625t；占评价范围的总量的 0.001%，临时占地丧失的量为 1632.437t，占评价范围总量的 0.286%。总体而言，损失量小，对区域生物量的影响不大。相对而言，农田植被丧失的生物量高于林草植被，但农田植被生长周期短，农作物生长期一般低于半年，因此，农田植被丧失不会影响评价范围农田生态系统的结构和功能。

D. 燃烧废气对植物的影响

测试放喷和事故放喷时，放喷气体燃烧产生的废气和热辐射对植被有一定影响，由于该地层天然气不含硫，燃烧废气中不含 SO_2，因此对植被影响较轻，且放喷燃烧属于偶发活动，放喷燃烧时间一般为 3h～6h，因此放喷燃烧活动对放喷池周边的植被影响较小。

E. 对珍稀保护植物的影响

根据现场调查，井场等点状工程和集输管线等线状工程的永久占地和临时占地范围内均未发现有国家重点保护野生植物分布，施工期占地不会对珍稀保护植物造成影响，但要注意施工车辆在运输途中不得随意碾压植被、施工人员不得随意攀折树木。

（2）运行期

工程运行期间，不会对植物资源造成任何影响。

井场（站）周边为农耕地区为主，受人为干扰多年，分布的野生动物以鼠类、雀类等广布型小型兽类和鸟类及当地常见的爬行类、两栖类为主。

施工期对动物的影响主要表现为对施工行为对动物栖息、迁徙所造成的影

响。

①对两栖类动物的影响

该井场及井站不占用堰塘，对两栖类动物影响较小。

②对爬行类动物的影响

A. 施工占地影响：井场建设期将破坏 1.866hm^2 的林地，管线开挖破坏林地 11.2hm^2，使常见鸟类栖息地缩小，部分鸟巢遭受破坏。

B. 人为活动影响：评价范围周边存在的动物在施工人员进场施工时，极有可能遭捕杀。

C. 施工损伤影响：爬行类动物中移动速度较慢，躲避损伤的能力较弱的，在车辆运输、机械开挖等活动中均有可能对分布在项目所在地周围的爬行动物成损伤；而移动速度较快，反应灵敏的爬行类动物受到施工损伤的影响较小。

D. 施工震动影响：施工机械运转、运输车辆运行等均将产生震动波，这些震动波被爬行动物感知后，将远离震动源，使项目区内爬行动物的种群、数量减少，造成分布格局发生变化。

E. 环境污染影响施工作业产生的大气污染物、施工噪声等，使评价区的环境质量暂时下降，对栖息环境较为敏感的爬行类动物的生存、繁衍将受到一定影响。

建设期间施工活动将使评价区爬行类动物的个体数量在一定程度上减少、地域分布格局出现一定程度的改变，但施工时，动物会选择附近生境相近的地方作为新的栖息地，导致施工处动物数量暂时减少，施工结束后，动物又会回到原来的栖息地。因此建设时期对评价区爬行动物的影响不大。

③对鸟类的影响

项目穿越地段鸟类多为常见的鸟种，项目施工过程中对鸟类的影响如下：

A.施工占地影响：井场建设期将破坏 3.603hm^2 的林地，管线开挖破坏林地 10.203hm^2，使常见鸟类栖息地缩小，部分鸟巢遭受破坏。

B.施工噪声影响：挖掘机、切割机、电焊机、柴油发电机、钻井机械、压裂设备等机械的运行以及建材运输等产生的噪声，将使分布在直接影响区鸟类离开现有栖息地。

C.人为活动影响：建设期间，随着施工进程的逐步推进，施工人员相应增加，一些具有经济价值的鸟类生存受到威胁，受人为捕杀几率相对较大，致使种群数量降低。应加强对施工人员的教育，严禁捕杀野生鸟类，尽量减轻人为干扰对鸟类正常活动的不利影响。

D.大气污染影响：建设期间，施工器械及运输车辆产生的 CO、CmHn、NOx、SO_2、施工扬尘等大气污染物对直接影响区及其附近区域的空气质量将造成一定的影响。分布于这些区域的鸟类一部分会因环境空气质量降低而离开原栖息地，一部分留在原栖息地的会因环境空气质量下降而使其生存繁衍受到影响。

④对兽类的影响

A.施工占地影响：井场及井站占地直接侵占和破坏兽类生境，将一定程度改变直接影响区的环境，造成生境破碎化，使栖息在该区域的部分兽类失去栖息环境而离开原栖息地。

B.施工噪声影响：挖掘机、切割机、电焊机、柴油发电机、钻井机械、压裂设备等机械产生的噪声，将使分布于直接影响区及其附近区域的兽类部分个体向直接影响区外逃离。

C.人为活动影响：建设期间，随着施工进程的逐步推进，施工人员相应增加，经济、食用价值较高的兽类可能遭受施工人员捕猎，致使种群数量降低。应加强对施工人员的教育，严禁捕猎野生动物，尽量减轻人为干扰对兽类正常活动的不利影响。

D.环境污染影响：建设期间，施工过程中产生的大气污染物、光污染等环境污染可能降低直接影响区及其附近区域兽类生存环境质量，进而影响栖息于该区域的兽类，一部分兽类会因环境空气质量降低而离开原栖息地，一部分留在原栖息地的会因环境空气质量下降而使其生存繁衍受到影响。

⑤对保护动物的影响

根据实地调查、查阅资料和访问获知，区块井场（站）及其管线所在地未发现保护动物，施工期间禁止施工人员捕杀野生动物，对保护动物影响较小。

（2）运营期对动物的影响

运行期，点状工程对陆生动物的影响主要是站场紧急放空时产生的瞬时强噪声对动物造成惊吓，项目所在的站场位于农村地区，野生动物均为常见的啮齿类、爬行类、鸟类动物及人工饲养的畜禽，紧急放空只会在事故时发生，且持续时间短，对动物的影响在可接受范围。

线性工程虽然管道中心线两侧 5m 范围内不能再种植深根系植物(即不能恢复为林地)，但并不会对动物的活动造成隔断或阻隔。另外，受管线工程影响的林地生态系统优势树种主要为马松尾、桉树、慈竹等，以人工植被为主，属普通林地生态系统，在工程区分布范围较广，因此，不存在因局部林地破坏而导致野生动物生存环境骤减或消失，管线运营对野生动物生长影响不大。另外，输气管线不会产生噪声，进场道路的使用频率也将降低，因此，管道工程在运行期噪声不会对野生动物造成大的影响。

5.2.2 对水生生态的影响评价

本项目在跨河管线建设会涉水，涉水河流为小东河和余家河，涉河施工会影响河流水质，进而对水生生态造成影响。运行期无需从河道取水、也无生产废水排入河道，对水生生物的影响很小。因此项目建设对河流生态的主要影响体现在施工期。

（1）施工期

①对浮游生物的影响

余家河和小东河中浮游植物以硅藻为主，浮游动物以原生生物为主。施工导致水体颗粒悬浮浓度升高以及污染物对水体的污染，造成浮游生物种类组成和优势度的变化，颤藻属、隐藻属等耐污种数量变多。另外，路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，破坏浮游生物的生长环境。

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

②对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，

底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流的水质的破坏，而蜉蝣目幼虫、毛翅目幼虫和鞘翅目幼虫均为适应栖息于较洁净水体的物种，污染必然造成此类物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其它地区相似的环境中亦有分布，并非是本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程建设的影响可接受。

③对鱼类的影响

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

施工期在水下作业时，搅动水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度显著降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生一定程度的变化而趋于减少。类似宽鳍鱲、马口鱼等小型杂食性鱼类之间的种类、种间斗争会加剧。由于施工对生境的破坏，也会导致中华倒刺鲃等栖息于流水底层礁石的鱼类数量减少。项目穿越的河流为小型河流，不属于鱼类集中分布区域，河流评价范围不涉及“鱼类三场”。

管线穿越余家河和小东河时采用围堰施工，施工时应尽可能将穿越河流工程施工时间选择在枯水季节，并加快管道穿越河流的施工速度，施工对水体的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

（2）运营期

运营期井场（站）及管线工程均不在河道取水，不涉及评价区地表水。项目运营期对水生生态影响较小。

5.2.3 对景观生态体系的影响评价

（1）施工期

施工期将严重破坏征地范围内的地表植被，形成与施工场地周围环境反差

较大、不相融的裸地景观。由于对地表植被的完全破坏和工程区土壤的扰动，在雨季松散裸露的坡面易形成水土流失，导致区域土壤侵蚀模数增大，对下游植被和水体产生影响，从而对区域景观环境质量产生影响。涉及评价区域为农村景观和自然景观相混合的区域，大量的施工机械和人员进驻给原有景观增添了不和谐的景色，但钻井井场所在地人口较少，且无重要景点分布，游客很少经过，对于景观的影响也是短暂的，视觉影响在可接受范围。

项目评价范围以农田景观占主导地位，优势度为 58.89%，站场占地范围也以农田景观为主，站场占地 10.648hm^2，其中临时占地 7.631hm^2，永久占地 3.017hm^2，其中农田占地 1.81hm^2，占永久占地面积的 60%。临时占地中农田占地 6.713hm^2，占临时占地面积的 78.80%。施工期临时性占地对农田景观产生的影响属于短期不利影响，这种影响是可逆的，不会改变评价范围农业生产结构，工程结束后不利影响会很快消失。

管线占地以农田为主，占地面积为 55.94hm^2，占占地面积的 82.29%。也属于人类干扰强烈的区域，且为临时占地，施工结束后恢复原有用地，不改变区域原有斑块类型，对农田植被的影响在 1~2 季，施工结束后不利影响很快消失。

（2）运行期

运行期，站场临时占用地已恢复原有土地利用状况，原有耕作制度已恢复。采取科学人工培肥、土壤熟化措施，临时性占用的农田土壤肥力很快可以恢复。永久占用的耕地变为建设用地，但是永久占用耕地的面积为 1.81hm^2，占评价范围中耕地面积的 0.009%，占地面积较小，不会改变区域农田景观的格局，也不会改变评价范围的农业生产结构。在施工结束后，对区块的景观格局影响不大。

管道工程在施工结束后，覆土回填，土壤经过 1～2 年的恢复期，农作物产量恢复到施工前的水平，带状斑块效应逐渐减弱甚至消失，农田生态景观几乎不受影响。

对于林地生态景观，由于管道中心线两侧 5m 范围不能恢复为林地，因此，内外输管道穿越林区段在施工结束后将形成条状景观切割带，森林景观连续性、

整体性降低。但是，经过一段时间的恢复演替之后，这种带状景观切割只会越来越弱。

管道对景观的切割作用主要是由于管道的阻隔，导致景观体系碎化和景观格局改变；恢复后对农田景观影响基本不存在，对林地的影响除由于保护的要求在管道两侧 5m 内不得种植根深植物之外，不会切断管道两侧的物质能量流和生物迁徙。

5.2.4 对土地利用的影响评价

（1）施工期

根据中江区块产能建设工程内容，本项目占地涉及施工期临时占地和场站永久占地两种类型，占地类型见表 5.2-3 和表 5.2-4。

表 5.2-3　　井场工程用地明细表　　单位：hm^2

土地类型 / 占地性质	耕地	林地	合计
永久占地	1.811	0.454	2.265
临时占地	6.471	1.412	7.883
合计	8.282	1.866	10.148

表 5.2-4　　管道工程用地明细表　　单位：hm^2

土地类型 / 占地性质	耕地	林地	合计
永久占地	0.2	0	0.2
临时占地	55.74	11.20	66.94
合计	55.94	11.20	67.14

由表 5.2-3 可知，临时井场占地面积为 7.883hm^2，永久占地面积为 2.265hm^2，土地利用类型主要为耕地，其中永久占地全为耕地，永久占地将改变现有土地利用现状，永久占地使得耕地面积减少，建设用地增加，但由于永久占地面积较小，耕地的减少和建设用地增加的幅度较小，对整个区块土地利用结构的影响不大。主要的不利影响是对农民的耕地占用，使得农民收入的减少，需要通过占地补偿来减轻该影响。

由表 5.2-4 可知，管道临时占地面积为 66.94hm^2，永久占地面积为 0.2hm^2，永久占地将改变现有土地利用现状，永久占地使得耕地面积减少，建设用地增

加，但由于永久占地面积较小，耕地的减少和建设用地增加的幅度较小，对整个区块土地利用结构的影响不大。

本项目新增临时占地面积为 78.63hm^2，土地利用类型主要为耕地，占临时占地总面积的 81.08%。项目临时占地类型集中在林地和耕地，耕地占用造成占地范围内及周边农作物减产或无法耕种，林地面积损失，森林覆盖率降低。但是，临时占地对土地利用的影响为短期可逆的，且临时占地最大的项目为管线工程，分段施工分段恢复，随着管线施工的结束，逐渐恢复原有土地利用类型和面积，对土地利用结构不会产生大的影响。

综上所述，拟新建的项目将新增占地 78.63hm^2，其中临时的占地在施工结束后可以得到恢复，仅有 3.217hm^2 的占地将改变土地利用现状，对整个区块的土地利用类型不构成大的影响，土地利用结构不会发生显著变化，对土地利用的影响较小。管道占地面积为 67.981hm^2，永久占地面积只有 0.2hm^2，其余均为临时占地，施工结束后将进行生态恢复，对整个区块的土地利用类型不构成大的影响，土地利用结构不会发生显著变化，对土地利用的影响较小

（2）运行期

① 对耕地的影响

运行期，被永久占用的耕地已转变为建设用地，土地利用性质发生永久性改变，项目永久占用的耕地面积 1.712hm^2，不会影响土地格局。临时用地在施工结束后采取了复垦措施，会在短时间内恢复土地利用功能，但要恢复到施工前的土地生产力状态，还需一段时间。运行期的影响主要为临时占用的耕地理化性质改变，肥力下降，土地生产力下降。但是，这种影响通过人为合理施肥和灌溉等措施后 2～3 年内消除。

② 对林地的影响

项目永久占地损失的木林地面积 0.753hm^2，不会影响林地在评价范围内的分布格局。临时用地在施工结束后采取了复绿措施，恢复到施工前的生态环境还需要一定时间，但是随着时间推移，影响逐步消除。

③ 对立地条件的影响

由于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

土壤容量增大变得致密，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、扰动林地土壤必须会对依赖这些生境生存的小型动物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。

④管道对占地的影响

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的相关规定，输气管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤本、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，运行期管道线路中心线两侧各 5m 范围内的林地面积将永久消失，将被草本层替代，改变的土地利用类型占整个区块的面积很小，对区块的土地利用结构影响小。

5.2.5 对生态系统完整性的影响评价

根据调查，评价区域内共有 5 种生态系统。评价区内生态系统类型见表 5.2-4。

表 5.2-4　评价区生态系统类型及特征

生态系统类型	面积(hm^2)	比例(%)
森林生态系统	7731.15	21.63
灌丛生态系统	122.38	0.34
人居生态系统	3571.58	10
水域生态系统	2312.36	6.47
农田生态系统	21997.31	61.56
合计	35734.78	100.00

从上表中可以发现，中江区块最占优势的生态系统是农田生态系统，占评价区面积的 61.56%，其次是森林生态系统，占评价区面积的 21.63%。在施工期，对生态系统的影响主要是土地占用影响了自然体系的恢复稳定性和阻抗稳定性。而在运行期，生态系统可得到较好的恢复，适度的干扰可增加生物多样性，进一步提高生态系统的稳定性。

（1）施工期

随着项目的开发，建设用地明显增多，加剧了人类对自然系统的干扰程度。但由于井场、管线施工占用和破坏土地改变植被较少，大面积区域的植被情况没有发生变化，仍可维持现状。同时在开发过程中将通过一系列生态恢复措施，特别是土地复垦措施和植被恢复措施，能够一定程度的恢复被破坏的生态系统。使评价区生态系统的结构和功能受到的影响降至最小。

（2）运行期

评价范围的生态系统是个开放的系统，生态系统的结构和功能总是处于不断变化的过程中，生态系统的稳定只是相对的稳定。所谓生态系统的稳定性是指对一个成熟的生态系统而言，系统中的各种变化只要不超出一定的限度，生态系统的结构和功能就不会发生大的变化。本次拟建的井场、管线仅占整个评价区面积的很小一部分，不会对生态系统的结构和功能产生大变化，运行期后，这种影响还将进一步消除。

6 大气环境影响预测与评价

6.1 环境空气质量现状调查与评价

6.1.1 污染源调查

根据现场调查，中江气田产能建设项目所在地位于四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区和三台县）、成都市（金堂县）境内，项目区为农村地区。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中江气田产能建设项目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。

6.1.2 区域环境空气质量现状评价

根据调查，本次中江气田产能建设项目所涉及区域为环境空气二类功能区，不涉及环境空气一类功能区。本次区域环境空气质量评价基本污染物所采用数据为地方生态环境主管部分公开发布的评价基准年环境质量公告中的数据或结论。其它污染物环境质量现状数据为补充监测数据。

（1）区域环境空气质量概况

根据现场调查，中江气田产能建设项目所在地位于四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区和三台县）、成都市（金堂县）境内，项目区为农村地区。

①德阳市环境质量现状

根据德阳市生态环境局于 2020 年 7 月 7 日发布的《2019 年德阳市生态环境状况公报》，德阳市区全年优良天数 305 天，占全年比例为 83.6%。2019 年德阳市市区环境空气质量达标率为 83.6%。对项目所在地空气质量达标区判定结果见表 6.1。

表 6.1-1　区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	12	60	20	达标
NO_2			26	40	65	达标

PM_{10}			61	70	87.1	达标
$PM_{2.5}$			37	35	105.7	不达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.1mg/m^3	4mg/m^3	27.5	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	142	160	88.8	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，德阳市环境空气质量为不达标区。根据《2019 年德阳市生态环境状况公报》本项目所在地中江县、罗江区环境空气质量达标率为 92.1%、84.7%，其中中江县、罗江区 SO_2、NO_2、PM_{10} 年平均浓度达标，CO 第 95 百分位上日平均质量浓度达标，O_3 第 90 百分位上 8h 平均质量浓度也均达标，中江县 $PM_{2.5}$ 年平均浓度达标，罗江区 $PM_{2.5}$ 年平均不达标。综上中江县整体为环境空气质量达标区，罗江区为环境空气质量不达标区，超标污染物为 $PM_{2.5}$。

根据德阳市人民政府于 2017 年 4 月发布的《德阳市“十三五”环境保护规划》（德府发〔2017〕5 号），到 2020 年，城市空气质量优良天数比例达 77.9%，$PM_{2.5}$ 年均浓度控制到 41.7μg/m^3；要求全面实施城市空气质量目标管理，开展大气环境质量形势分析，深入实施《大气污染防治行动计划》，编制城市空气质量限期达标规划，明确达标时间表、路线图和重点任务，定期公布空气质量信息。推进颗粒物污染物区域控制。空气质量持续改善，到 2020 年，实现市区二氧化硫、一氧化碳浓度全部达标，细颗粒物、可吸入颗粒物浓度明显下降，二氧化氮浓度继续下降，臭氧浓度保持稳定，重污染天数大幅降低。到 2025 年，力争空气质量总体达标。

德阳市人民政府于 2018 年 8 月制定了《德阳市环境空气质量限期达标规划》，确保环境空气质量限期达标。本项目是清洁能源开发，有利于环境空气质量的改善，不违背该达标规划。

②三台县、涪城区环境质量现状

根据绵阳市生态环境局于 2019 年 6 月发布的《2019 年绵阳市生态环境状况公报》，绵阳市区全年优良天数 325 天，占全年比例为 89.0%。2019 年绵阳市市区环境空气质量达标率为 89.0%。对绵阳市和项目具体所在地三台县、涪

城区空气质量达标判定结果见表 6.1-2~6.1-4。

表 6.1-2　绵阳市区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	5.3	60	19.7	达标
NO_2			29.6	40	48.3	达标
PM_{10}			37.6	70	83.7	达标
$PM_{2.5}$			58.6	35	109.4	不达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.0mg/m³	4mg/m³	27.5	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	137	160	85.6	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

表 6.1-3　三台县区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	11.8	60	19.7	达标
NO_2			19.3	40	48.3	达标
PM_{10}			58.6	70	83.7	达标
$PM_{2.5}$			38.3	35	109.4	不达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.1mg/m³	4mg/m³	27.5	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	117	160	85.6	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

表 6.1-4　涪城区区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	5.8	60	9.7	达标
NO_2			32.9	40	82.3	达标
PM_{10}			61.7	70	88.1	达标
$PM_{2.5}$			38.5	35	110	不达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.2mg/m³	4mg/m³	30	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	132.3	160	82.7	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可以看出，本项目所在区域三台县、涪城区除 $PM_{2.5}$ 超标外，SO_2、NO_2、CO、PM_{10} 和 O_3 均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。综上，绵阳市属于不达标区，本项目具体所在区域三台县、涪城区环境空气质量不达标，属于不达标区。

根据《绵阳市大气环境质量限期达标规划》（2017-2020 年）中规划目标为：到 2020 年，全市环境空气质量优良天数比例达 85.5%，细颗粒物年平均浓度基本目标控制在 39.4ug/m^3 以内，力争达到 35ug/m^3。二氧化硫、氮氧化物、可吸入颗粒物、细颗粒物、挥发性有机物排放量的削减比例分别达到 49%、41%、48%、46%、35%以上，二氧化硫年平均浓度≤10ug/m^3、二氧化氮年平均浓度≤34ug/m^3、可吸入颗粒物年平均浓度≤10ug/m^3、细颗粒物年平均浓度≤39.40ug/m^2、CO 日平均值的第 95 百分位数≤2mg/m^3，O_3 日最大 8h 平均值的第 90 百分位数≤160ug/m^3。经《绵阳市大气环境质量限期达标规划》（2017-2020 年）规划实施后，到规划年 2020 年，绵阳市环境空气质量达到明显改善。本项目是清洁能源开发，有利于环境空气质量的改善，不违背该达标规划。

②成都市环境质量现状

根据成都市生态环境局于 2019 年 6 月发布的《2019 年成都市生态环境状况公报》，成都市区全年优良天数 287 天，占全年比例为 78.6%。2019 年成都市市区环境空气质量达标率为 78.6%。对项目所在地空气质量达标区判定结果见表 6.1-5。

表 6.1-5　区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m^3	标准限值 μg/m^3	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	6	60	10	达标
NO_2			42	40	105	不达标
PM_{10}			68	70	97.1	达标
$PM_{2.5}$			43	35	122.9	不达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.1mg/m^3	4mg/m^3	27.5	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	160	160	100	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，成都市环境空气质量为不达标区。根据《2019 年成都市生态环境状况公报》本项目所在地金堂县环境空气质量达标率为 75.1%~87.9%，金堂县 SO_2、NO_2、PM_{10} 年平均浓度达标，CO 第 95 百分位上日平均质量浓度达标，O_3 第 90 百分位上 8h 平均质量浓度也均达标，金堂县 $PM_{2.5}$ 年平均浓度不达标。综上金堂县为环境空气质量不达标区，超标污染物为 $PM_{2.5}$。

根据《成都市空气质量达标规划（2018-2027 年）》（成府函〔2018〕120 号），成都市将通过优化城市空间布局与产业结构、提高清洁能源利用比重、深化工业源大气污染防治、推进重点行业 VOCs 污染防治、强化移动源污染治理、加强扬尘污染整治、全面推进其他面源污染治理、加强重污染天气应对、强化区域大气污染联防联控机制、加强环保能力建设等措施，确保到 2020 年环境空气质量明显改善，$PM_{2.5}$ 年均浓度下降到 49ug/m^3 左右，O_3 浓度升高趋势基本得到遏制；到 2027 年，全市环境空气质量全面改善，主要大气污染物浓度稳定达到国家环境空气质量二级标准，全面消除重污染天气。本项目是清洁能源开发，有利于环境空气质量的改善，不违背该达标规划。

综上，本项目所在区域德阳市、罗江区、绵阳市、三台县、涪城区、成都市、金堂县环境空气质量均为不达标区域仅中江县为达标区，由于本项目是清洁能源开发，有利于环境空气质量的改善，不违背各地区达标规划。

（2）环境现状补充监测

为全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，本评价委托四川炯测环保技术有限公司于 2020 年 10 月 26 日~11 月 2 日对本项目区域环境空气质量现状进行现场补充监测。

1）监测项目

H_2S、非甲烷总烃。

2）监测点设置

本次评价设置大气监测点 3 个，监测布点见附图 1.8-17、19 和 22。

表 6.1-6　本项目环境空气现场监测布点表

编号	名称	具体位置
Q1	区块内江沙 316HF 井场西南侧 340m 居民点处（绵阳市）	***

Q2	区块内江沙 347HF 井场西南侧 89m 居民点处（德阳市）	***
Q3	区块内江沙 346 井场西南侧 204m 居民点处（成都市）	***

3）监测周期及频率

监测时间：2020.10.26~11.2

监测频次：监测小时值，（监测时间 2:00；8:00；14:00；20:00），连续监测 7 天。

4）区域环境空气质量现状评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008），通过计算污染物的占标率对其进行现状评价，具体的计算公式如下：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：

P_i——第 i 个污染物的地面浓度占标率，%；

C_i——第 i 个污染物的实测浓度(mg/m^3)；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准(mg/m^3)。

①评价标准

H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境附录 D》（HJ2.2-2018）“表 D.1 其它污染物空气质量浓度参考限值”，为 10ug/m^3。非甲烷总烃参考《大气污染综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准为 2.0mg/m^3。

②评价结果及分析

监测点环境空气现状监测值和评价结果见表 6.1-6。

区域环境空气监测点分布图见附图 1.8-17、19 和 22。

③区域环境空气质量评价

由表 6.1-2 可以看出，本项目所在区域 H_2S 的浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境附录 D》（HJ2.2-2018）中二级标准要求；非甲烷总烃满足《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；现有环境空气监测资料表明，区域环境空气质量较好，具备一定的环境容量。

表 6.1-7　环境空气质量现状监测结果统计

监测点位	日期项目	监测频次	2020-10-26	2020-10-27	2020-10-28	2020-10-29	2020-10-30	2020-10-31	2020-11-1	2020-11-2
江沙 316HF 井场西南侧 340m 居民（绵阳市）	H_2S	第一次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***	***
	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***	***
江沙 347HF 西南侧 89m 居民（德阳市）	H_2S	第一次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***	***
	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***	***
江沙 346 西南侧 204m 居民（成都市）	H_2S	第一次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***	***
	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***	***

表 6.1-8　大气环境质量现状监测结果评价表

监测点位	监测项目	平均值	监测值 (mg/m^3)	评价标准 (mg/m^3)	超标率 (%)	最大占标率 (%)
江沙 316HF 井场西南侧 340m 居民（绵阳市）	H_2S	小时值	0.001~0.004	0.01	0	40
	非甲烷总烃	小时值	0.6~0.96	2	0	48
江沙 347HF 西南侧 89m 居民（德阳市）	H_2S	小时值	0.002~0.004	0.01	0	40
	非甲烷总烃	小时值	0.58~0.77	2	0	38.5
江沙 346 西南侧 204m 居民（成都市）	H_2S	小时值	0.001~0.003	0.01	0	30
	非甲烷总烃	小时值	0.58~0.74	2	0	37

6.1.3 小结

根据项目所在区域 2019 年环境质量公报来看，罗江区、三台县、涪城区、金堂县环境空气质量属于不达标区域，仅中江县为环境空气质量达标区，项目对区域的环境空气质量进行了补充监测，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，硫化氢监测结果能满足《环境影响评价技术导则 大气环境附录 D》（HJ 2.2-2018）“表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值”，项目空气质量较好。

6.2 各单项工程项目大气环境影响预测与分析

由于中江气田产能建设项目（一期）由钻井井场、采气井站、集输管线组成，本评价选取典型井场钻井井场、采气井站、集输管线进行单项工程的大气环境影响预测与分析。

6.2.1 钻井井场

（1）钻前施工大气环境影响预测与分析

各井场钻井井场钻前工程主要包括井场场地平整、放喷池、井场道路、临时生活区基础构筑等的修建工作，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 25 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分别为 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。

各类燃油动力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，由于施工的燃油机械为间断施工，加之污染物排放量小，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

（2）钻井施工大气环境影响预测与分析

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

中江气田电网情况较好，各井场优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油动力机、发电机，其燃油废气中主要污染物为 NOx、颗粒物，均采用设备自带 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，柴油动力机和发电机排放废气对周边环境空

气的影响较小。同时根据中江气田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，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划②油基泥浆钻井有机废气对大气环境的影响

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为柴油或白油，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。根据中江气田构造产气情况，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。

总之，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。

6.2.2 采气井站

（1）施工期大气环境影响预测与分析

施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 CO_2 和 NO_x 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘等。

①燃油机械废气

由于施工的燃油机械为间断作业，且使用数量不多，因此所排的燃油废气对空气质量产生间断的不利影响较小。

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。

（2）运营期大气环境影响预测与分析

本项目采气井站运营过程中废气主要包括气液分离井站污水罐内凝析油产生的挥发性有机废气（NMHC）、设备检修或系统超压时排放的少量天然气。

①凝析油挥发性有机废气

本项目采气阶段采用“井下节流+带液计量+分离总计量”的井站，气液经分

离后，分离后的天然气通过集输管网进入下一个井站，分离后的凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，本项目共有 9 个井站采用气液分离工艺，各井站分别设置一个 20m^3 的采气废水污水罐，污水罐属于密闭的固定顶罐，仅留有呼吸孔，采气废水和凝析油暂存后静置油水分层，上层凝析油在污水罐内静止储存的情况下，会产生无组织排放的挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃（NMHC），单井站凝析油挥发性有机废气无组织排放量约 0.0074kg/h（0.065t/a），则 9 个井站凝析油挥发性有机废气无组织排放量约 0.585t/a。源强见表 3.2-4。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，采用 AERSCREEN 估算模式（应输入地形参数）计算项目凝析油挥发排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准限值的 10%时所对应的最远距离 D10%。

根据这 9 个井站所在地的地形、地势及周围敏感点的分布情况等环境特点，本次环评选取所处地势较低、周边居民点分布较近等环境最不利的中江 102-3HF 井站作为典型站场进行估算，其估算模型参数详见下表 6.2-1，主要污染源估算模型计算结果见表 6.2-2。

表 6.2-1　估算模型参数表

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/℃		37.7
最低环境温度/℃		-6.8
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
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 6.2-2　中江 102-3HF 井站凝析油挥发性有机废气估算模型计算结果表

污染源	中江 102-3 井站污水罐	
污染物	NMHC	
下风向距离（m）	预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%
10	9.21	0.77
14	**10.3**	**0.86**
25	8.99	0.75
50	6.80	0.57
100	4.75	0.40
200	2.73	0.23
300	2.04	0.17
500	1.42	0.12
800	1.19	0.10
1000	1.09	0.09
1500	0.902	0.08
2000	0.767	0.06
2500	0.664	0.06

由以上预测结果可知，最不利情况下，本项目中江 102-3HF 井站污水罐凝析油废气排放的 NMHC 下风向最大落地浓度出现在 14m 处，最大落地浓度为 10.3ug/m³，最大地面浓度占标率 P_{MAX}=0.86%。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，不进行进一步预测与评价。

本项目采用气液分离工艺的 9 个井站所设置的污水罐均为密闭式固定顶罐，仅在顶部留有呼吸孔，内装凝析油挥发产生的有机废气量较小，对周边大气环境影响较小，在当地大气环境可接受范围内。

②检修及事故废气

正常运行时，采气井站采气全部在压力管道内运行，无废气排放，站场设备检修排放的少量的检修废气（天然气原料气）。

本工程地面采气工程正常运行期间，站场设备一般每年需要进行 1~2 次定期检修，检修泄漏的少量天然气将通过工艺区外的放散系统直接排放。事故产生时，井站内安装有自动截断阀，能够在几秒钟之内迅速关闭阀门，根据中江气田井站检修记录资料的调查，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修

放散气量，各井站检修和事故天然气排放量约 50m^3/a。

设备检修时间比较短，且气量较小，天然气直接通过放空管引高放散排放（H≥15m），由于所输送的天然气不含硫化氢，大气污染物主要为甲烷等烃类，且为瞬时排放，对周围环境影响较小。若事故情况下天然气产生量较大，则每个井场配备有人工点火装置，能够及时点火，天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NOx 和 TSP，对周围环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

6.2.3 集输管线

（1）施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘，及施工机械、运输车辆排放的尾气，尾气中的主要污染物为 CO 和 NO_x 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在。本分析主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本工程施工期对沿线和站场周围大气环境的影响。

①扬尘影响分析

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

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m^3 以上，25m 处为 1.53mg/m^3，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。管道沿线的较近居住民施工期内会受到施工扬尘的影响，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，且以上地段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尾气影响分析

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

（2）运营期大气环境影响预测与分析

由于输气管道敷设在地下进行密闭输送，管道进行了防腐处理，在正常工况下，无废气排放。

6.3 项目对区域大气环境影响分析

根据典型单项工程各阶段大气环境影响预测分析，中江气田产能建设项目（一期）各单项工程各阶段大气环境影响范围小，主要表现为项目周边小范围的大气环境影响，影响距离一般小于 200m 范围，且仅表现为施工期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，不会改变区域环境空气功能区划。

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设进度及开发时序安排，中江气田产能建设项目（一期）总钻井井组（场）数 15 座，井口数 68 口，每年实施约 4 个井场钻井，每年实施的井场相隔较远，项目实施后对区域的大气环境影响仍以各单项工程项目环境影响为主，影响范围一般在各单项工程周边 200m 范围内，不会出现叠加的大气环境影响。本项目实施不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境影响可接受。

结合区域内已实施的勘探开发工程，通过其实施后对区域大气环境影响的

回顾性分析可知，已实施项目钻井过程对局部环境空气质量影响较小；项目所在区域德阳市、绵阳市和成都市近几年来环境空气质量总体是变好的趋势。已实施的勘探开发项目对区域大气环境影响较小，本项目在此基础上实施对区域大气环境影响可接受。

综上所述，在区域已实施的勘探开发工程的基础上，本项目实施不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境影响可接受。且本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少重能源废气排放量，对改善区域环境空气质量有积极作用。

6.4 大气环境影响小结

综上所述，本项目各单项工程项目施工期及运营期产生的废气主要有扬尘、CO、NO_x、非甲烷总烃（NMHC）等，施工期较短，运营期凝析油废气以及检修废气产生量较小，在采取相应的环保措施后，施工期扬尘能够满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运行期挥发性有机物无组织排放能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，其他废气排放能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），项目的实施对周围环境空气影响较小，不会改变项目所在区域环境功能区划，中江气田产能建设项目（一期）大气环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

7 地表水环境影响预测与评价

7.1 地表水质量现状调查与评价

本项目区块范围所在的水系为长江水系，项目所涉及的主要河流有凯江、涪江、芦溪河、余家河、小东河、资水河和苏家河等。

7.1.1 水污染源调查

本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不开展区域污染源调查，本项目钻井期不能回用的钻井废水、压裂返排液以及采气期间产生的采气废水通过密闭罐车外运处理，项目所依托的污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况见章节 14.1。

7.1.2 水环境质量现状调查

本项目位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县，本项目井区所在水系为长江水系：涪江（绵阳段）、凯江（德阳段）、沱江（成都段）等大型河流以及其他小河沟渠。

根据《2019 年德阳市生态环境状况公报》，全市 7 个国、省控断面优良水质断面比例为 100%，因此德阳市区域内地表水环境质量较好。

根据《2019 年成都市生态环境状况公报》，2019 年成都市地表水水质总体呈优，根据公报中 2019 年成都市地表水水质沿程变化图，本项目所在区域金堂县沿程水质总体符合III类标准。根据金堂县生态环境局 2020 年 1 月 14 日公布的“2019 年金堂县地表水环境质量状况”，金堂县境内主要水系沱江水系共设置市控及以上地表水监测断面 6 个，2019 年实际监测 6 个，其中省控及以上河流监测断面 5 个。监测结果表明，沱江水系金堂段地表水总体为III类水质，III类水质断面 6 个，占 100%。因此金堂县区域内地表水环境质量较好。

根据《2019 年绵阳市生态环境状况公报》以及《2019 年绵阳市环境质量状况年报》，2019 年，绵阳市地表水断面新增 5 个（涪江楼房沟、梓江先锋桥、平通河平通镇、平通河沙窝子大桥、土门河北川墩上），合计 23 个。23 个断面水质均为I～III类，地表水优良比率 100%，涪江、安昌河、通口河、梓江、平通河、土门河全年整体水质优，凯江、芙蓉溪水质良好，各断面均达到规定

的水质功能类别要求。根据《2019 年三台县环境质量状况年报》，我县地表水断面共计 11 个。11 个断面水质均为II～III类，地表水优良比率 100%，其中，涪江丰谷渡口、百顷断面整体水质优；凯江、郪江、鲁班水库、魏城河水质良。综上，绵阳市、三台县区域内水环境质量较好。

本项目涉及德阳市境内绵远河，本项目产生的采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。绵远河为 III 类水体，主要水体功能为泄洪、灌溉。本项目引用 2020 年 6 月 4 日中国石化西南油气分公司环境监测站对袁家气田水处理站排口绵远河上下断面地表水监测报告中相关数据对绵远河水质现状进行评价，监测结果见下表。

表 7.1-1　袁家环保处理站排放口对照断面和控制断面监测结果

样品	PH 值	氯化物	氨氮	六价铬	挥发酚	石油类	砷
排口上游 500m	8.15	18.4	0.271	ND	ND	0.02	0.0015
排口下游 1500m	8.15	31.5	0.222	ND	0.0014	0.02	0.0013
标准值	6-9	250	1.0	0.05	0.005	0.05	0.05
样品	汞	铜	锌	锰	铁	高锰酸盐指数	总磷
排口上游 500m	ND	0.0008	ND	0.0525	0.0623	2.2	0.08
排口下游 1500m	0.00005	0.00136	ND	0.0320	0.0320	2.6	0.07
标准值	0.0001	1.0	1.0	0.1	0.3	6	0.2

根据《绵远河袁家气田水处理站断面地表水监测》结果表明，下游排口监测因子监测值略大于上游监测因子监测值，说明袁家环保处理站废水排放后，对绵远河水质有一定影响，但是绵远河袁家环保处理站外排口上游 500m 下游 1500m 监测断面处各监测指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中地表水环境质量 III 类标准限值和集中式生活饮用水地表水源地补充项目标

准限值，说明绵远河具有一定的水环境容量，绵远河水环境质量总体较好。

7.2 各单项工程项目地表水环境影响预测与分析

7.2.1 井场

（1）钻前施工地表水环境影响分析

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，产生的施工废水经场地截排水沟截留后简单沉淀处理后，循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。对当地地表水环境影响很小，在当地环境可接受范围内。

②生活污水

钻前工程施工期约1个月，施工队伍主要为临时聘用周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，现场管理技术工人也租用周边居民房屋吃住，生活污水纳入当地居民自建的旱厕等污水收集处理系统最终用于农肥。当地地表水环境无影响，在当地环境可接受范围内。

（2）钻井施工地表水环境影响分析

①泥浆钻井阶段钻井废水

各井场钻井废水主要产生于各井水基泥浆钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，不外排；水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备保洁废水。

完钻阶段钻具设备保洁废水是直接接触钻井工具（使用刮泥器刮泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井井场，钻井保洁废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，它们的性质均是钻井泥浆的高倍稀释废水，其主要污染物以pH、COD、石油类、氯化物等。根据中石化西南油气分公司中江、新场区块已实施的天然气钻井废水监测资料，钻井废水中pH值在7~10之间、石油类≤110mg/L、COD≤5000mg/L、Cl^-≤5000mg/L，可满足回注井站深层回注要求；因此，本项目产生的泥浆钻井阶段钻井废水优先回用于配置压裂返排液，无法

回用的用密闭罐车拉运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排，对周围地表水体影响小，在当地环境可接受范围内。

②洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水，废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，该部分废水回用于配置压裂液，不外排，对周围地表水体影响小，在当地环境可接受范围内。

③压裂返排液

当进行压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，进入已作防渗处理的放喷池暂存。压裂返排液全部抽吸至压裂液储罐以用于新井压裂作业，压裂返排废水量较少。经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不在现场检测），若水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至同区域其他钻井压裂作业；若水质不能达到回用要求，用密闭罐车运至转运至袁家污水处理厂处理后交由区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。

因此，本项目各井场无压裂返排液外排当地地表水环境，正常工况下，本项目建设无外排压裂返排液，对当地地表水环境无影响。

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，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。

⑤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环保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，在当地环境可接受范围内。

7.2.2 采气井站

（1）施工期地表水环境影响分析

施工期污废水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

①施工废水

施工场地废水主要为来自于砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水经各场地修建的截排水沟截留后简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，各场站施工无施工废水排放，对周围地表水影响小，在当地环境可接受范围内。

②试压废水

采气站内部管道组焊后采用清水试压，单个采气站试压废水约 5m^3，由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水排放时将在排放口安装过滤器拦截试压废水中的悬浮物，通过采气站场地雨水沟外排，对周围地表水影响较小。

③生活污水

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，不单独设置施工营地，生活污水中污染物以 COD、BOD_5、SS 和 NH_3-N 为主，施工人员的生活污水可利用农户已有的旱厕进行收集处置。

（2）运营期地表水环境影响分析

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，进入分离器，分离出的采气废水转入污水罐，主要污染物为 COD、SS 和氯化物等，本工程采气废水最大日产生量约 52.68m^3/d（1.923 万 m^3/a）。采气废水采用密闭罐车转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排，对地表水体影响较小。

7.2.3 集输管线

（1）施工期地表水环境影响分析

本次中江气田产能建设项目（一期）集输管网河流穿越采用围堰开挖沟埋

方式进行，施工作业一般选在枯水期进行。

①对水体的影响分析

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。

③废水排放影响

管道施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、清管试压排放的废水。

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，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。施工期生活污水主要依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放，一般不会造成地表水体污染。

项目管道采用清水试压，管道较长，试压废水产生量大，但试压废水较清洁。通过简易的过滤后就近排入低洼地带或者沿途小型受纳水体，对地表水水质影响较小，但应须做好废水的排放的管理与疏导工作，尽量避免排水造成局部土壤流失。

④其他影响

管道开挖过程中，挖出的土石如未能及时回填，遇雨水冲刷进入附近水体，影响水域水质。施工物料如堆放管理不严，受雨水冲刷进入附近水体，对水域造成影响。施工弃渣和施工人员的生活垃圾如不妥善处理，随意堆放，受雨水冲刷进入附近水体，将对其水质造成影响。

（2）运营期地表水环境影响分析

正常工况下，天然气于管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，正常运营期对穿越河流不会造成影响。在发生泄漏事故时，由于天然气中以 CH_4 为主，在水中的溶解度极低，对水环境基本无影响。

7.3 项目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，中江气田产能建设项目（一期）各单项工程土建施工废水回用于各场地施工现场，不外排；不能回用的钻井废水外运至区域内配套的有接收及回注能力且环保手续齐备的回注井站处理，不外排；压裂返排液尽可能的井间和井场间回用压裂，不能回用的的外运至区域内配套的有接收及回注能力且环保手续齐备的回注井站深层回注处理，不外排；采气废水转运至转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达标后外排，或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。本项目各单项工程各阶段产生的各类废水均能得到有效处理，正常工况下无废水在现场外排，均外委预处理达标后外排或预处理后转运至回注站回注处理，对当地地表水环境影响小。

根据对区域内可依托的各污水处理站、回注站等各阶段废水处理设施的处理、接纳能力及剩余空间等情况的调查统计结果可知，本项目各阶段产生的各类废水依托处理处置的污水处理站、回注站等设施均有足够能力接收本项目各阶段产生的各类废水，确保本项目各阶段产生的各类废水处理处置及时、有效，不会产生二次污染，对区域的地表水环境不会产生较大影响。

结合区域内已实施的勘探开发工程，通过其实施后对区域地表水环境影响的回顾性分析可知，已实施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，去向有两种，一种是预处理后达标外排，受纳水体是绵远河，另一种是预处理后转运至回注站回注处理。通过收集资料分析可知，绵远河具有一定的水环境容量，绵远河水环境质量总体较好，袁家气田水处理站运行稳定未对绵远河水环境质量造成重大影响。区域勘探开发至今，未出现因天然气勘探开发工程而发生较大的地表水污染事故，因此，已实施的项目未对整个区域地表水造成较大的影响，本项目在此基础上实施亦不会对整个区域地表水产生较大影响。

综上所述，在区域已实施的勘探开发工程的基础上，本项目实施期间各阶段产生的废水均能得到有效处理，正常工况下无废水外排，对当地地表水环境影响小，不会改变区域地表水环境功能区划，对区域地表水环境影响可接受。

7.4 地表水环境影响评价小结

根据中江气田产能建设项目（一期）废水污染特性，本项目土建施工废水回用于各场地施工现场，不外排；不能回用的钻井废水外运至区域内配套的有接收及回注能力且环保手续齐备的回注井站处理，不外排；压裂返排液尽可能的井间和井场间回用压裂，不能回用的的外运至区域内配套的有接收及回注能力且环保手续齐备的回注井站深层回注处理，不外排；采气废水转运至转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达标后外排，或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。本项目施工期、运营期产生的废水均得到有效处理，正常工况下无废水外排，本次产能建设项目对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

8 地下水环境影响预测与评价

8.1 评价区地下水环境现状勘查与评价

8.1.1 水文地质调查

本次对评价区进行水文地质调查面积约187km^2，主要为各井场场地及外围地区。本次调查工作主要进行了渗水试验、地下水位的统测、地形地貌和地表水系的调查和水样采集测试等工作。调查实际工作量见表8.1-1。

表8.1-1　水文地质调查实际工作量统计表

项目		单位	完成工作量	备注
水文地质调查	调查面积	km^2	187	
	水文地质点	个	307	
	观测路线长度	km	765	
	地表河流调查	条	18	
	水样采集测试	个	44	委托专业单位
	地表水体调查	个	13	
渗水试验		个/天	4/2	双环法
地下水位统测		个/天	270/6	
地下水开发利用现状调查		村组数/天	53/6	

8.1.1.1 地下水水位调查

（1）地下水位调查与现状监测点布设原则

1）结合野外现场水位调查点，在已有点位的基础上，根据井场空间位置和地下水流动方向，在适当区域增加水位监测点，保证地下水位监测工作的系统性和完整性。

2）监测井点的层位应以潜水和有开发利用价值的含水层为主。潜水监测井不得穿透潜水隔水底板，承压水监测井中的目的层与其他含水层之间应止水良好。

3）一般情况下，地下水位监测点数应大于相应评价级别地下水水质监测点数的一定数量。

4）评价等级为二级的建设项目若掌握近3年至少一个连续水文年的丰枯水期地下水位动态监测资料，评价期可不再开展地下水位监测，若评价区无水位

监测资料，至少开展一期的地下水位监测工作。

（2）地下水位调查与现状监测结果

为了查清评价区地下水流向及动态变化特征，本次评价工作于2020年10月在井场周边地区开展了地下水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。本次地下水水位调查点主要为水井，区内地下水水位埋深变化较大。本次地下水位调查点共有270个，各调查点详信息及空间分布图见**表1.8-5**和**附图1.8-39~44。**

8.1.1.2 地下水水质调查

（1）数据引用情况

本项目地下水监测数据引用《丰谷6D井钻采工程竣工环境保护验收调查报告》（2019年11月19日）、《丰谷6D井钻采工程建设项目环境影响评价报告表》（2017年9月18日，本次数据作为回顾性评价依据）、《江沙321-1井组钻采项目环境质量现状监测》（2018年6月26日）、《中江120井钻井工程日常环境检测报告》（2020年4月8日）、《中江119井钻采工程日常环境监测报告》（2020年4月23日）、《江沙209HF井钻采工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》（2018年01月25日）和《江沙211-1HF井钻采工程项目环境质量现状监测报告》（2018年4月10日）中检测数据，所引用的监测点布设位置、监测因子、监测时段均符合地下水导则要求，因此所引用监测数据能够满足本次评价需求。所引用监测数据见8.1.4一节。监测点位分布情况见表8.1-2和图8.1-1。

表8.1-2　地下水环境质量现状监测点布置情况

编号	监测报告	经度	纬度	类型	监测点与井场上下游关系
W45	3#	***	***	水井	江沙347HF井场下游
W46	4#	***	***	水井	江沙347HF井场侧下游
W47	5#	***	***	水井	江沙347HF井场侧下游
W48	7#	***	***	水井	江沙347HF井场侧下游
W49	6#	***	***	水井	江沙347HF井场下游
W50	1#	***	***	水井	江沙348-2HF井场下游
W51	3#	***	***	水井	江沙348-2HF井场下游
W52	1#	***	***	水井	中江119-4井场上游
W53	2#	***	***	水井	中江119-4井场侧方向
W54	3#	***	***	水井	中江119-4井场侧方向
W55	4#	***	***	水井	中江119-4井场下游
W56	5#	***	***	水井	中江119-4井场下游

W57	1#	***	***	水井	中江120-1井场上游
W58	2#	***	***	水井	中江120-1井场上游
W59	3#	***	***	水井	中江120-1井场上游
W60	4#	***	***	水井	中江120-1井场下游
W61	5#	***	***	水井	中江120-1井场下游
W65	1#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场侧方向
W66	2#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场侧下游
W67	3#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场下游
W68	1#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场上游
W69	2#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场侧方向
W70	3#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场下游
W71	4#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场下游
W72	5#	***	***	水井	丰谷6-1HF井场下游

（2）监测点布设情况

为查清本项目周边地下水的环境质量现状，本项目选取各井场、管线周边、上游和下游位置具有代表性的监测点进行了地下水质量监测分析，监测点位置见表8.1-3，监测点布置详见图8.1-1。

表8.1-3　地下水环境质量现状监测点布置情况

监测报告编号	调查点编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	含水层岩性	井深/m	监测点与井场上下游关系
W1	D177	新建村	***	***	水井	砂岩、砂质泥岩	10	江沙347HF井场上游
W2	D173	新建村	***	***			120	江沙347HF井场下游
W3	D183	新建村	***	***			12	江沙347HF井场下游
W4	D136	响井村	***	***			80	江沙348HF井场和江沙348-2HF井场上游
W5	D141	狮子村	***	***			50	江沙348-2HF井场下游
W6	D156	大田坝村	***	***			40	江沙348HF井场下游
W7	D196	南山村	***	***			60	江沙325HF井场下游
W8	D207	中严村	***	***			30	江沙325HF井场下游
W9	D193	南山村	***	***			9	江沙325HF井场下游
W10	D208	普桥村	***	***			100	江沙325HF井场下游
W11	D195	南山村	***	***			50	江沙325HF井场上游
W12	D254	新站村	***	***			40	中江119-4井场下游
W13	D229	福兴镇田堰村	***	***			60	江沙346井场下游
W14	D91	书房村	***	***			60	中江120-1井场下游
W15	D232	三溪镇黑风寺村	***	***			50	江沙346井场下游
W16	D116	建民村	***	***			40	中江120-3HF井场上游

W17	D115	建民村	***	***			70	中江120-3HF井场侧方向
W18	D119	建民村	***	***			60	中江120-3HF井场下游
W19	D117	建民村	***	***			40	中江120-3HF井场下游
W20	D118	建民村	***	***			40	中江120-3HF井场下游
W24	D228	金龙村	***	***			50	高蓬301HF井场上游
W25	D215	金龙村	***	***			35	高蓬301HF井场侧方向
W26	D218	金龙村	***	***			35	高蓬301HF井场下游
W27	D219	金龙村	***	***			50	高蓬301HF井场侧方向
W28	D220	金龙村	***	***			40	高蓬301HF井场下游
W29	D03	王家桥村	***	***			8	高沙103-6HF井场上游
W30	D11	柏林湾村	***	***			30	高沙103-6HF井场下游
W31	D233	黑凤寺村	***	***			4	江沙346井场下游
W32	D20	齐心村	***	***			6	丰谷6-1HF井场下游
W33	D44	新建村	***	***			16	高沙104HF井场、3、4、11上游
W34	D46	高棚村	***	***			25	高沙316HF井场下游
W35	D38	春光村	***	***			30	高沙104HF井场下游
W36	D64	玉星村	***	***			10	高沙106HF井场下游
W37	D54	永凤村	***	***			15	高沙102-7HF井场下游
W38	D236	福兴镇三福村	***	***			60	江沙346井场上游
W39	D231	田堰村	***	***			60	江沙346井场侧下游

（2）检测因子与监测频率

1）地下水现状监测因子：

常规因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、HCO_3^-、CO_3^{2-}、Cl^-、SO_4^{2-}；

基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、硫化物、总大肠菌群、菌落总数；

特征因子：石油类、氯化物、COD。

2）地下水监测频率

采样频率：一期

监测分析方法按相关规范执行。

8.1.2 地下水环境污染现状调查

通过环境水文地质调查，评价区内地下水主要为裂隙孔隙水，均采用分散型开采方式，不会形成地下水开采漏斗。也无区域性地下水水位下降引起的土地次生荒漠化、地面沉降、地裂缝等，也无因农业灌溉导致局部地下水位上升产生的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题，未见由水、土引发的地方性疾病。根据相关资料及现场调查访问和对评价区水质监测分析，区域地下水存在轻微农业面源污染。

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

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

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

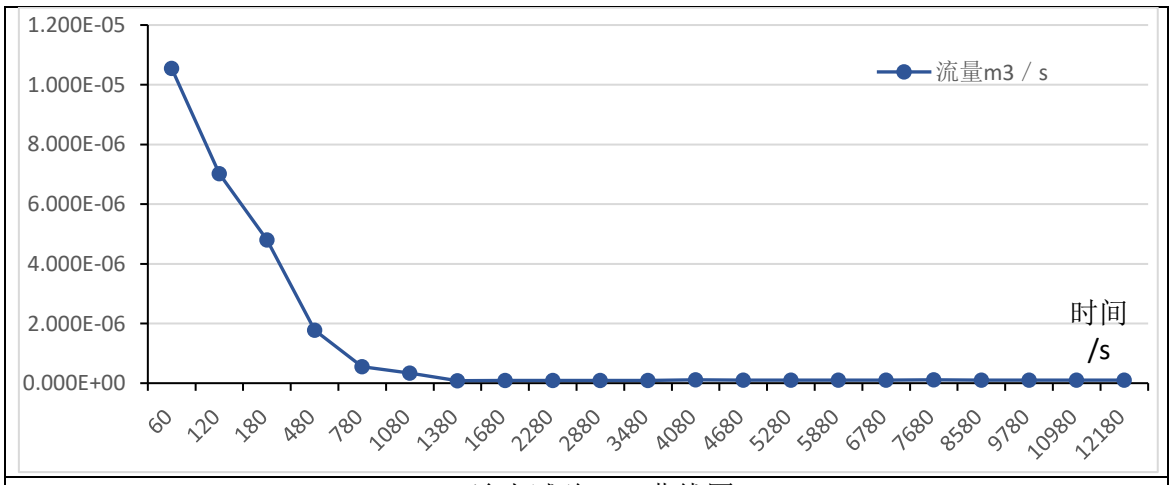
集，用于农业生产，多形成点源污染使部分地下水中细菌、总大肠菌群等超标。

（3）工矿业污染源：根据对区内地下水环境污染源调查结果，区内主要工矿企业类型复杂，但与本项目产生相同类型污染物的主要厂矿主要为天然气开发井场井站，通过地下水环境质量监测、居民走访调查和天然气井场井站资料收集分析可知，区内整天地下水环境质量良好，未发生明显的厂矿引起的地下水污染事故，尤其是天然气开采行业。

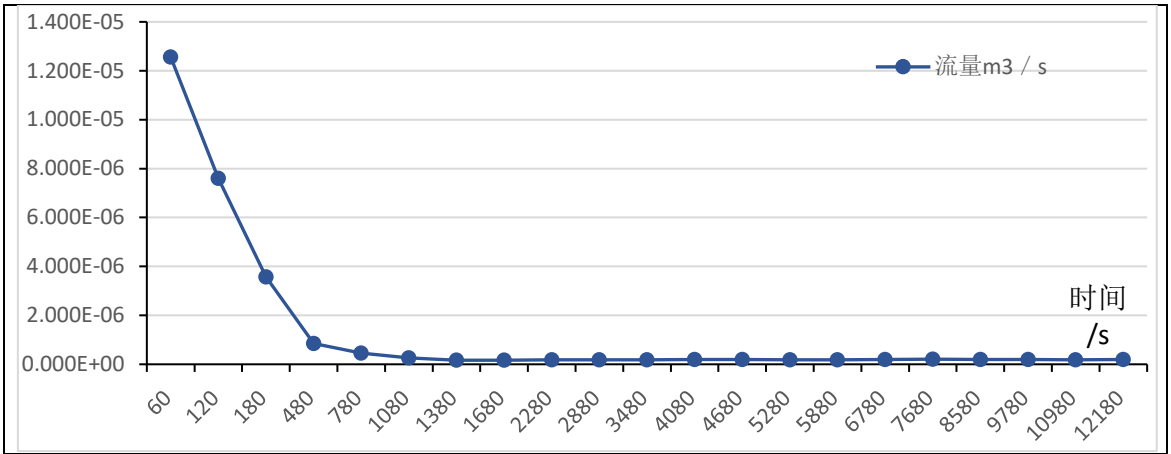
8.1.3 渗水试验

根据评价区内地形地貌特征、地表岩性特点、水文地质条件和井场的空间分布位置，在适当的地段选取具有代表性的点位进行了渗水试验，目的是为了测定包气带渗透性能及防污性能。本次野外勘察在项目区共布设了4组试坑渗水试验，采用双环法进行渗水试验。

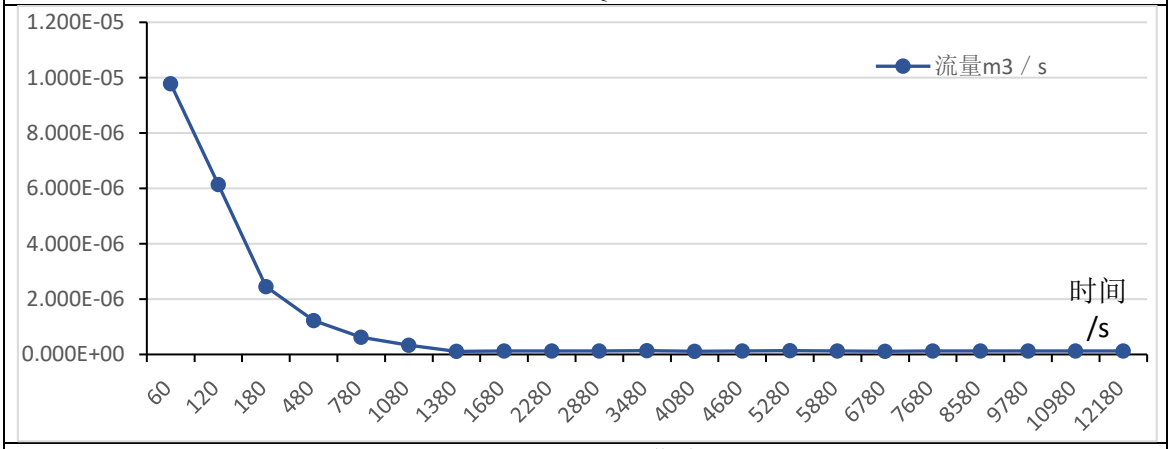
双环法渗水试验是在一定的水文地质边界以内，通过双环向地表松散岩层进行注水，最后注入水量基本达到稳定，即单位时间内渗入水量近似相等时，利用达西定律即可求出渗透系数（K）值。本次渗水试验成果Q－t曲线见图8.1-2和照片8.1-1，计算得出本项目建设场地渗透系数值如表8.1-4所示。井场所在位置粘土层渗透系数为0.046-0.083m/d。由此可知，井场及周边地区的表层包气带防渗性能为中等。



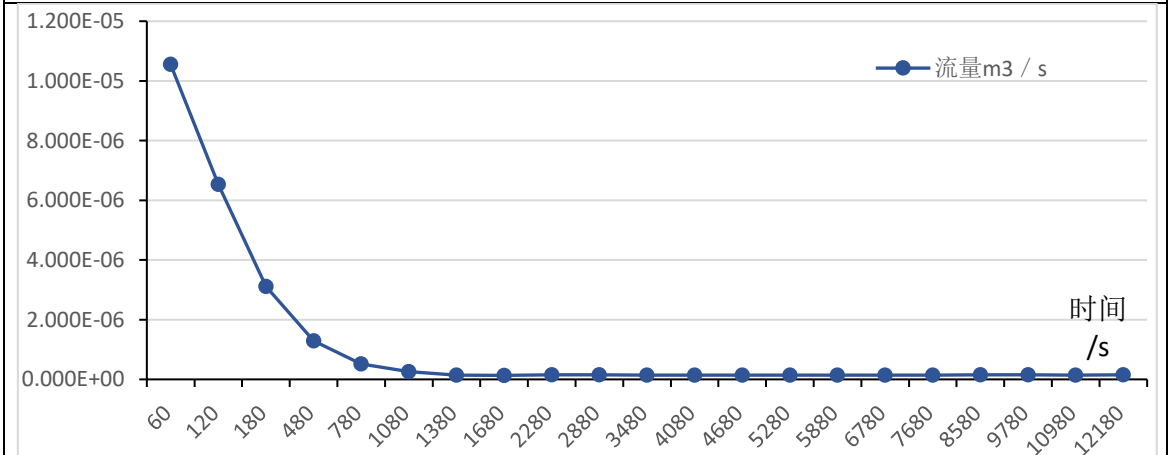
T1渗水试验Q－t曲线图



T2渗水试验Q—t曲线图



T3渗水试验Q—t曲线图



T4渗水试验Q—t曲线图

图8.1-2　包气带渗水试验Q—t曲线图

表8.1-4　渗水试验成果表

编号	地理位置	经度	纬度	包气带岩性	渗透系数 m/d
T1	田堰村	104.647	30.789	亚粘土	0.046
T2	严家坝村	104.645	30.985	砂质粘土	0.083
T3	建民村	104.775	31.125	粘土	0.054
T4	春光村	104.826	31.301	粘土	0.064



照片8.1-1　渗水实验现场照片

8.1.4 地下水质量现状评价

8.1.4.1　地下水质量评价标准与方法

（1）评价标准

为保护具有供水价值的含水层及相关地下水揭露点，结合项目工程所在地区环境的规划和不同环境的功能要求，地下水环境质量分类参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准（**地下水组分含量中等，以GB 5749-2006为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水**），上述标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）执行，具体标准值见表8.1-5。

表8.1-5　地下水环境质量标准

项目	pH	耗氧量	溶解性总固体		总硬度	氨氮	挥发性酚类
浓度限值	6.5~8.5	3	1000		450	0.5	0.002
项目	亚硝酸盐	氰化物	氯化物	硫酸盐	化学需氧量		氟化物
浓度限值	1	0.05	250	250	20		1

项目	硝酸盐	六价铬	砷	汞	铅	镉	硫化物
浓度限值	20	0.05	0.01	0.001	0.01	0.005	0.02
项目	铁	锰	菌落总数	总大肠菌群		石油类	钠
浓度限值	0.3	0.1	100	3		0.05	200
备注	石油类、化学需氧量参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），其他参考 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。总大肠菌群单位：MPN/100mL)；细菌总数单位：CFU/mL；pH无量纲；其他指标单位：mg/L。						

（2）评价方法

根据地下水导则中地下水水质现状评价的有关要求，本次地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

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值，mg/L；

C_{si} — 第i个水质因子的标准浓度值，mg/L。

2）对于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为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad （pH \le 7）$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad （pH>7 时）$$

式中：

P_{pH}—pH的标准指数，无量纲；

pH —pH监测值；

pH_{sd} —标准中pH的下限值；

pH_{su} —标准中pH的上限值。

如果计算出的标准指数>1，则表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重；反之，则表明地下水水质在质量标准规定范围内，

周边地下水环境较好。

8.1.4.2 地下水质量监测与评价结果

（1）地下水水化学基本特征

根据对区内浅层地下水采样分析可知，区内地下水类型以重碳酸-钙、重碳酸•硫酸-钙•镁、重碳酸•硫酸-钙•镁型水为主（图8.1-3），矿化度为331～1960mg/L，属于中等矿化度水，pH值为6.72~7.94。根据野外走访调查情况可知，区内地下水的水化学具有明显的水平分带性和垂直分带性，总体呈现为上游矿化度低下游矿化度高，浅层矿化度低深层矿化度高。

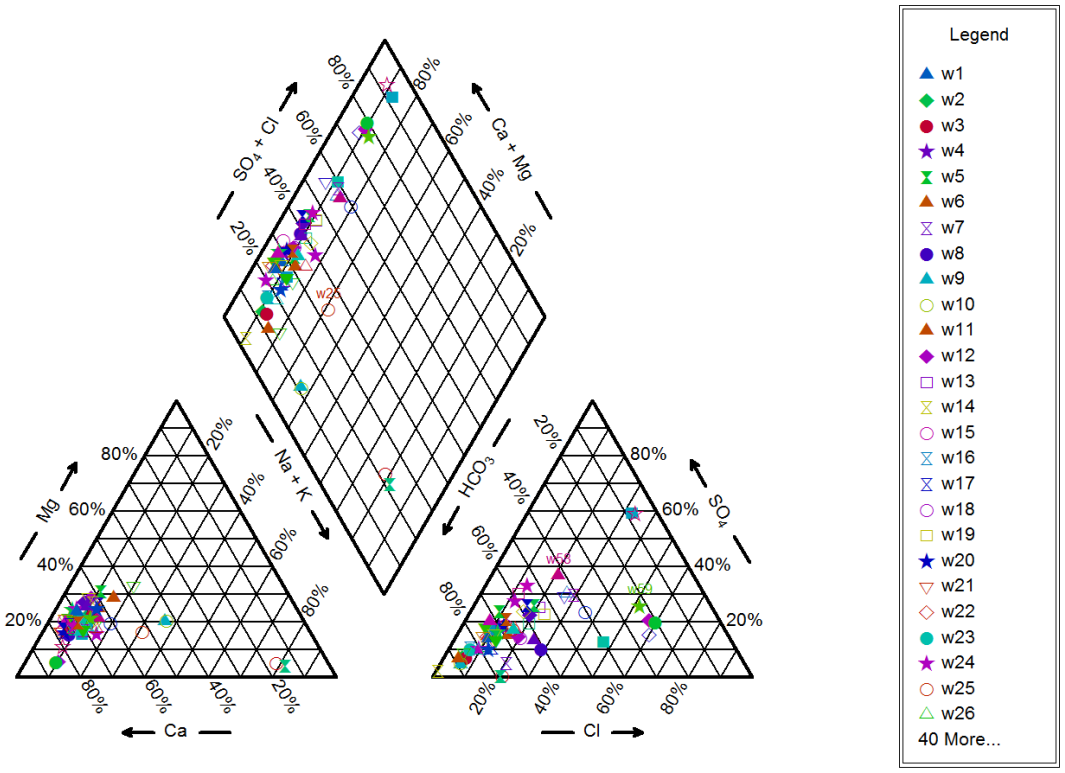


图8.1-3　评价区地下水水化学piper三线图

（2）地下水质量评价结果

本项目评价区内地下水质量监测结果见表8.1-6和表8.1-7，本次监测和引用地下水质量现状评价结果表明，评价区内地下水质量总体良好，大部分监测指标均能满足地下水三类水质量标准。引用数据部分监测点出现总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、钠、总大肠菌群和菌落总数因子超标，其中，总硬度超标率为7%，超标倍数为1.16~2.0倍；溶解性总固体超标率为10%，超标倍

数为1.08~1.96倍；氨氮超标率为20%，超标倍数为1.28~2.12倍；硝酸盐超标率为15%，超标倍数为1.36~1.92倍；钠超标率为9%，超标倍数为1.2~1.42倍；总大肠菌群超标率为45%，超标倍数为16.67~110.0倍；菌落总数超标率为15%，超标倍数为3.40~65.0倍。

本次监测数据部分监测点出现总硬度、硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标，其中，总硬度超标率为75%，超标倍数为1.05~1.77倍；硝酸盐超标率为25%，超标倍数为1.05~3.78倍；总大肠菌群超标率为70.5%，超标倍数为1.33~533.33倍；菌落总数超标率为56.8%，超标倍数为1.24~5.3倍。

根据地下水样品中超标指标的种类及采样点的分布特征分析可知，评价区内地下水中总硬度、溶解性总固体和钠含量较高是由原生水文地质条件所致，区内位于白垩系红层地区，红层地层局部地段含盐量较高且循环较慢，各因子超标倍数相对较低；硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标由于评价区内生活生产活动所致，区内农业较为发达，过量的化肥施用会发生硝酸盐污染，生活污水废物的随意排放堆放会使总大肠菌群和菌落总数超标，因此，本项目在实施的过程中应注意与因子有关的污染物处置。

综上所述，评价区内地下水质量现状较好，本项目特征污染因子（氯化物、石油类和COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

表8.1-6　地下水质量现状评价统计分析结果表（引用数据）

检测项目	监测最大值	监测最小值	监测平均值	监测值标准差	检出率%	标准指数最大值	标准指数最小值	超标率%
pH	7.94	6.72	7.26866	0.30	100	0.63	0.01	0
总硬度	899	139	353.392	161.02	100	2.00	0.31	7
溶解性总固体	1960	331	663.05	349.29	100	1.96	0.33	10
高锰酸盐指数	1.5	0.22	0.81407	0.34	90	0.50	0.07	0
氨氮	1.062	0.026	0.31415	0.39	65	2.12	0.05	20
石油类	0.04	0.01	0.02814	0.01	23	0.80	0.20	0
硫酸盐	100	4.11	46.1090	27.08	100	0.40	0.00	0
氯化物	240	2.27	56.4253	60.48	100	0.96	0.01	0
碳酸盐	0	0	0	0.00	0	/	/	0
重碳酸盐	504	6.45	184.242	159.97	100	/	/	0
六价铬	0.007	0.0036	0.0054	0.00	30	0.14	0.07	0

挥发酚	0	0	/	/	0	/	/	0
硝酸盐氮	38.3	0.56	13.0972	10.88	90	1.92	0.03	15
亚硝酸盐	0.107	0.001	0.01737	0.04	40	0.11	0.00	0
氰化物	0	0	/	/	0	/	/	0
氟化物	0.945	0.32	0.58033	0.18	60	0.95	0.32	0
铅	0.00068	0.00023	0.00042	0.00	40	0.07	0.02	0
镉	0.00006	0.00006	0.00006	/	5	0.01	0.01	0
铁	0.21	0.005	0.08341	0.06	47	0.70	0.02	0
锰	0.1	0.00019	0.01581	0.03	33	1.00	0.00	3
钾	13.5	0.24	2.28266	3.11	95	0.00	0.00	0
钠	283	15.7	46.3409	70.53	100	1.42	0.08	9
钙	272	42.7	121.781	44.67	100	/	/	0
镁	47.6	5.17	18.0245	9.14	100	/	/	0
汞	0	0	/	/	0	/	/	0
砷	0.0042	0.00032	0.00162	0.00	60	0.42	0.03	0
总大肠菌群	330	2	107.2	89.93	50	110.00	0.67	45
细菌总数	6500	10	453.842	1489.2	95	65.00	0.10	15
硫化物	0	0	/	/	0	0.00	0.00	0

注：总大肠菌群单位：MPN/100mL；细菌总数单位：CFU/mL；pH无量纲，其余指标单位均为mg/L，“/”表示无数据。

表8.1-7　地下水质量现状评价统计分析结果表（本次监测数据）

检测项目	最大监测值	最小监测值	平均监测值	监测值标准差	监测值检出率%	最大标准指数	最小标准指数	超标率%
pH	7.57	6.89	7.12590	0.14	100.0	0.38	0.02	0.0
溶解性总固体	992	512	735.022	126.92	100.0	0.99	0.51	0.0
耗氧量	2.48	0.4	0.82568	0.42	100.0	0.83	0.13	0.0
总硬度	795	293	537.090	113.69	100.0	1.77	0.65	75.0
氨氮	0.09	0.04	0.05409	0.01	100.0	0.18	0.08	0.0
化学需氧量	7	4	4.66666	1.21	13.6	0.35	0.20	0.0
石油类	0	0	/	/	0.0	0.00	0.00	0.0
亚硝酸盐氮	0.232	0.001	0.01437	0.04	65.9	0.23	0.00	0.0
挥发酚	0	0	/	/	0.0	0.00	0.00	0.0
菌落总数	530	3	180.75	169.35	100.0	5.30	0.03	56.8
总大肠菌群	1600	2	104.225	265.44	100.0	533.33	0.67	70.5
氯化物	122	2.72	43.1936	25.59	100.0	0.49	0.01	0.0
硫酸盐	148	6.4	64.3727	32.83	100.0	0.59	0.03	0.0
氟离子	0.836	0.093	0.33586	0.14	100.0	0.84	0.09	0.0

硝酸盐	75.5	0.415	16.0142	15.97	100.0	3.78	0.02	25.0
氰化物	0	0	/	/	0.0	0.00	0.00	0.0
硫化物	0	0	/	/	0.0	0.00	0.00	0.0
铬（六价）	0.008	0.004	0.00570	0.00	61.4	0.16	0.08	0.0
砷	0.0041	0.0003	0.00094	0.00	38.6	0.41	0.04	0.0
汞	0.00035	0.00035	0.00035	/	2.3	0.35	0.35	0.0
铅	0.0088	0.0029	0.0063	0.00	6.8	0.88	0.29	0.0
镉	0	0	/	/	0.0	0.00	0.00	0.0
铁	0.09	0.01	0.02875	0.02	36.4	0.30	0.03	0.0
锰	0.08	0.01	0.03375	0.02	18.2	0.80	0.10	0.0
钙	236	39.9	138.379	41.87	100.0	0.00	0.00	0.0
镁	50.4	13.1	26.0863	7.82	100.0	0.00	0.00	0.0
钠	65.9	9.5	24.1295	12.58	100.0	0.33	0.05	0.0
钾	55.4	0.24	2.76636	8.48	100.0	0.00	0.00	0.0
重碳酸根	478	208	388.363	72.36	100.0	0.00	0.00	0.0
硫酸根	157	6.61	65.2911	33.83	100.0	0.00	0.00	0.0
氯离子	123	2.7	43.0681	25.63	100.0	0.00	0.00	0.0
碳酸根	0	0	/	/	0.0	0.00	0.00	0.0

注：总大肠菌群单位：MPN/100mL；细菌总数单位：CFU/mL；pH 无量纲，其余指标单位均为 mg/L，“/”表示无数据。

8.2 井场、井站建设运行对地下水环境影响预测与评价

本项目由15座井场井站组成，各井场井站均为标准化建设、施工工艺、建设流程基本一致，因此对地下水地下水影响形式也非常接近。本次评价依据各井场项目组成、影响方式、污染物特征，结合各井场空间分布相近原则、地下水污染影响途径与方式、水文地质条件、周边地下水环境敏感性，以空间均匀分布、污染影响最大、污染途径多样、水文地质单元存在敏感点等特征，以典型井场为例，以水文地质单元划分为基础，在分析单个井场建设对环境影响的同时，分析区块井场整体建设对区块内地下水环境的整体叠加影响，为项目建设地下水环境影响分析结果及采取的地下水污染防治计划提供可靠依据。

8.2.1 地下水预测模型

（1）预测情景假设

1）正常状况

根据设计资料，本项目为天然气区块开发项目，由钻井工程、采气工程和集输工程组成。钻井施工、运营过程具体包括钻前、钻井（含压裂测试）、测

试放喷三个阶段，然后通过采气工程将井下天然气的开采至地面进行简单的分离，最后通过集输工程外输至集气站进行进一步的处理。在区项目建设运营期间地下水污染源主要为钻井泥浆、废水收集罐、集污灌、放喷池、污水罐及其它辅助工程，正常状况下，各生产环节按照设计参数施工运行，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀等措施，并做好日常的巡检维护，正常状况下各原辅料及污废水发生跑冒滴漏并对地下水产生污染的可能性较小。同时，本区块开发项目在建设生产运行过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污废水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目在正常状况下对地下水环境影响较小，可不进行正常状况下的预测。

2）非正常状况

本项目在建设运行过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污废水会进入到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点进行非正常状况下的地下水环境影响预测。根据工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况下对项目施工期和运营期分别进行预测评价。

a.施工期

本项目施工期主要包括钻井工程钻前、钻井施工和场站基础设施的修建，因钻前施工和场站基础设施的修建主要为基建施工，场地产排污环节较少，对地下水环境的影响小。根据对钻井工程钻井施工的地下水环境影响识别结果，本次施工期预测重点考虑钻井（含压裂）阶段污染物对地下水环境的影响。本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度以及储罐或池子中污废水存储时间等因素考虑，对污染物产生量大、种类多的钻井阶段（钻井液泄漏）和压裂返排阶段（压裂废液的泄漏）进行预测，假设在施工过程钻井液通过井壁渗漏和储存压裂返排液的池底破损压裂返排液渗漏进入到浅层含水层。

b.运营期

本项目运营期为采气阶段和集输阶段，集输工程站场与井场同建，场站产生的废水主要为采气过程分离出的采气废水，现场暂存入站内污水罐，由罐车定期拉运至相关采气废水场地进行处理。运营期非正常状况下，假设污水罐因老化腐蚀或其它外力导致罐体破裂采气废水渗漏进入到浅层含水层。

（2）预测时段及预测因子

1）预测时段

地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点，该项目地下水影响预测时段包含项目建设期和运营期两个阶段。

2）预测因子

本项目预测因子的选择一方面考虑预测的可行性，同时考虑预测因子的类别、浓度和代表性，根据其它同类型项目主要污染物确定预测因子，并以各污染物最大标准指数为源强进行非正常状况下的预测。本项目主要废水来自于钻井废水、压裂废水和采气废水。通过对周边区域同类型项目废水分析结果，本次评价选择石油类、氯化物和COD为预测因子。

（3）污染源源强概化

1）钻进过程中钻井泥浆泄漏

在天然气开采的钻井过程中，非正常状况下钻井液漏失可概化为点源泄漏，排放规律可立即阻断可以简化为瞬时排放。根据施工工艺，钻井液注入速率大约为12～15m^3/min，根据保守估计的原则，假设泄漏时间为1小时，按最大注入速率计算，设定渗漏速度为注入速率的5%，那么1小时的渗漏量为45m^3。

2）放喷池泄漏

本项目压裂放喷期间，部分压裂返排液会排入放喷池暂时存储，本次评价假定钻井过程放喷池底因老化腐蚀发生裂缝，废液通过裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现10%面积的破损，同时防渗层破裂，废液经包气带渗入地下含水层。池体检修周期按每月一次考虑，持续泄漏时间为1个月。本次源强计算假设池水进入地下属于有压渗透，包气带充

满水，按达西公式计算废液的渗漏量，放喷池有效容积100m³。公式如下：

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

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量（m³/d）；

K—为包气带的垂向渗透系数（m/d），根据渗水试验结果取值0.046~0.083m/d

H—为池内水深（m），本次取1.0m；

D—为地下水埋深（m），本次取3~10m；

A—为池体的泄漏面积（m²），按10%的面积破损。

各井场压裂返排液泄漏量计算结果见表8.2-1，池体破裂进入地下水中的钻井废液量为16.1~30.6m³。

表8.2-1　各井场压裂返排液泄漏量计算结果表

井位编号	泄漏量m³/d	井位编号	泄漏量m³/d
1	19.9	9	30.6
2	24.0	10	28.5
3	25.7	11	19.1
4	22.1	12	17.3
5	25.2	13	27.3
6	29.1	14	16.1
7	24.0	15	28.1
8	23.6		

3）运营期污水罐泄漏

本项目采气阶段及集输阶段场站主要利用架空式的地面圆柱状金属罐临时储存产生的采气废水，在非正常状况下金属罐体受老化腐蚀影响发生破损，采气废水会泄漏至地表防渗堰中，若防渗堰发生破损，采气废水会沿破损的裂缝进入到地下水中并发生污染。采气阶段为无人值守站场，结合包气带的防污性能及污水罐防渗漏设施等情况，当现场发生采气废水泄漏时，井站监控系统会及时发现问题并采取相应的防渗漏措施，综合考虑上述因素，按最不利因素

考虑，本次评价假设污水罐有80%的采气废水会泄漏出来从破损的防渗堰进入到地下水，其余采气废水会被工作人员收集集中处置。本项目金属罐容积为20m^3，计算得进入地下水中的采气废水量为16m^3。

4）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以高沙106HF井场、江沙347HF井场、中江119-4井场作为典型预测井场，其他井场对地下水的影响特征可参照分析。依据类似天然气开采项目废水及采气废水的水质成分情况，非正常状况下施工期和运营期污染物预测指标及浓度见表8.2-2。

表8.2-2　非正常状况下污染物预测源强

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（g）
高沙106HF	施工期	钻井泥浆漏失	COD	18500	45	832500
			石油类	56.7		2551.5
		放喷池泄漏	COD	1920	25.7	49344
			氯化物	72500		1863250
	运营期	污水罐底破裂	石油类	1.66	16	26.56
			氯化物	5772.1		92353.6
江沙347HF	施工期	钻井泥浆漏失	COD	18500	45	832500
			石油类	56.7		2551.5
		放喷池泄漏	COD	1920	30.6	58752
			氯化物	72500		2218500
	运营期	污水罐底破裂	石油类	1.66	16	26.56
			氯化物	5772.1		92353.6
中江119-4井	施工期	钻井泥浆漏失	COD	18500	45	832500
			石油类	56.7		2551.5
		放喷池泄漏	COD	1920	28.1	53952
			氯化物	72500		2037250
	运营期	污水罐底破裂	石油类	1.66	16	26.56
			氯化物	5772.1		92353.6

（4）水文地质条件概化

1）含水层概化

根据对评价区内水文地质条件及周边勘察钻孔分析可知，区内地下水埋深较浅，地下水类型主要为白垩系碎屑岩裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层上部形成了稳定的风化带，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地

层中等风化带底界在15~30m左右。按最大限度考虑，因此将井场30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

2）边界条件概化

根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测模型的边界划分主要以地表分水岭、地表水分布范围和地下水流场作为划分依据，具体边界划分如下：分水岭山脊部位概化为补给边界，垂直于等水位线的边界概化为零流量边界，河溪边界概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

3）预测与评价范围

本次模拟预测范围为井场周边区域，包括地下水保护目标和环境影响的敏感区域，预测范围见评价范围一节。

4）水文地质参数确定

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。由于项目评价区内已经开展过详细的水文地质调查和勘探工作，本次评价主要引用前人所取得勘探成果。通过对区内水文地质普查报告、红层找水报告等资料参数类比分析，结合现场水文地质试验和查阅文献资料，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数：渗透系数、孔隙度、含水层厚度、地下水流速、纵向（横向）弥散系数等，并结合项目区现场调查情况进行调整校验，各项水文地质参数取值见表8.2-3。

表8.2-3　水文地质模拟参数取值

井场	含水层厚度/m	地下水流速m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数m^2/d	横向弥散系数m^2/d	渗透系数m/d	水力坡度
高沙106HF井场	30	0.0864	0.15	1.5	0.15	0.463	0.028
江沙347HF井场	30	0.0160	0.1	0.8	0.08	0.178	0.009
中江119-4井场	30	0.0370	0.12	1.1	0.11	0.296	0.015

a) 含水层厚度M：含水层组为碎屑岩类裂隙孔隙含水层。场区含水层

的厚度根据本次野外调查情况和区域抽水试验资料确定为30m。

b) 瞬时注入的示踪剂质量m_M：非正常状况下进入地下水的污染物质量。

c) 含水层的平均有效孔隙度n_e：考虑含水层岩性特征，根据相关经验，本次综合有效孔隙度取值0.10~0.15。

d) 水流速度u：依据评价区附近钻孔抽水试验成果，渗透系数取值0.178~0.463m/d，水力坡度约为0.009~0.028，因此地下水的水流实际流速u=KI /n=0.016~0.0864m/d。

e) 纵向x方向的弥散系数D_L：参考Gelhar等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，根据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算评估区含水层中的纵向弥散系数D_L=0.7~1.1m^2/d。

f) 横向y方向的弥散系数D_T：根据经验一般D_T：D_L=0.1，因此D_T取值为0.07~0.11m^2/d。

（5）预测方法

通过对项目建设工程的分析，该项目建设期产生污染物在泄漏情境下会对地下水环境造成一定的影响。通过井场所在地区的水文地质条件的分析，结合评价等级划分情况，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。

在分析污染源特征及可能的污染途径的基础上，预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，公式如下所示。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标m；

t—时间，d；

C（x，y，t ）—t时刻点x，y处的示踪剂浓度，mg/L；

M —含水层的厚度，m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；

u—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

8.2.2 地下水预测与评价结果

通过对本项目各阶段可能对地下水产生的影响分析可知，本项目在非正常状况下可能发生风险并对地下水产生影响，下面将运用解析法对各阶段可能对地下水产生的影响进行详细预测分析。

本次评价污染物超标与影响情况分别以各检测指标的检出限和地下水质量标准限值为判别依据（表8.2-4），当预测结果浓度大于标准限值时表明污染物对地下水产生了污染，当预测结果大于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表8.2-4　各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准mg/l	20	250	0.05
检出限mg/l	4	0.15	0.01

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

8.2.2.1 典型高沙106HF井场预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据非正常状况发生井漏钻井泥浆中钻井废水直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子COD预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-1和表8.2-5）可知，当泄漏发生30天时，地下水中污染物COD超标距离为下游29m处，影响距离为下游34m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物COD超标距离为下游49m处，影响距离为下游59m处；当泄漏发生365天时，地下水中污染物COD超标距离为下游87m处，影响距离为下游113m处；当泄漏发生1000天时，地下水中污染物COD超标距离为

下游137m处，影响距离为下游197m处；当泄漏发生3650天时，地下水中污染物COD的浓度降至标准值以下，影响距离为下游443m处，说明此时污染物对地下水的超标已基本消失。根据预测结果分析可知，钻井泥浆中废水的主要污染物COD会直接进入地下水含水层中，随着时间推移，污染物在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，下游污染物污染和影响距离呈现先逐渐变大再逐渐减小，污染和影响面积先增大后降低趋势，污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最后随着时间推移污染物浓度降至检出限以下并对地下水的影响消失。

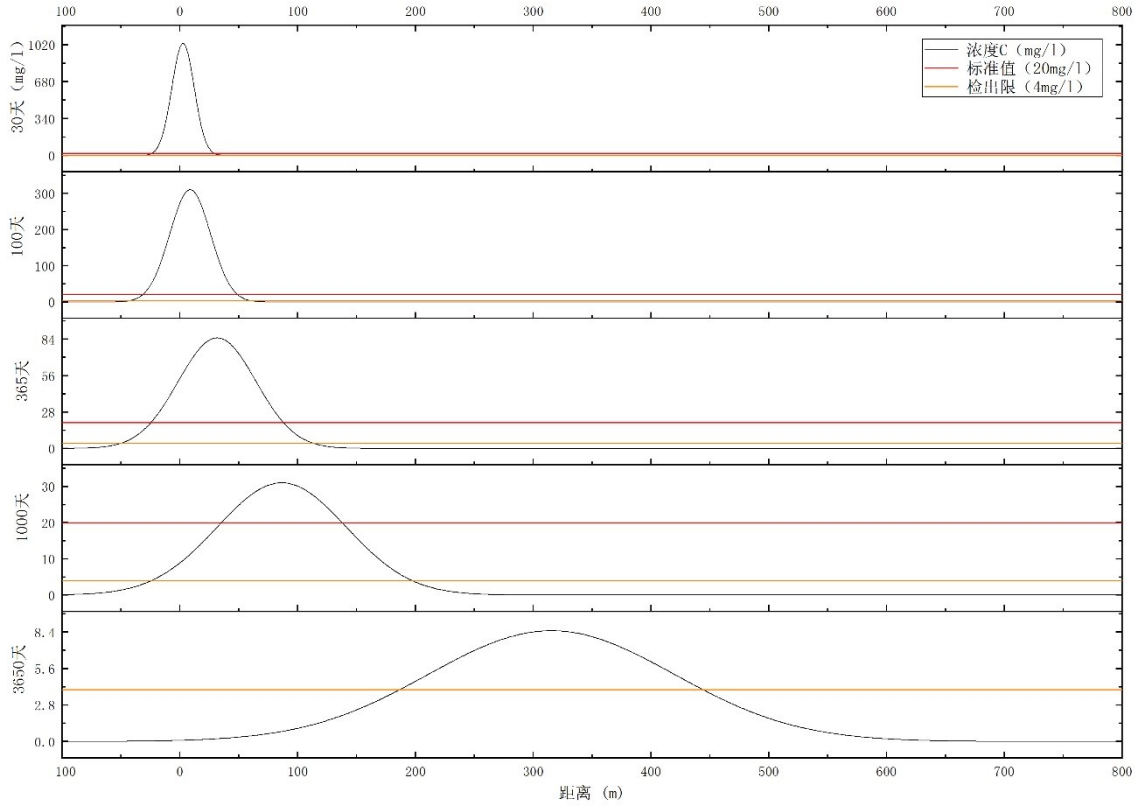


图8.2-1　污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-5　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	30天	29	653	34	877	1033.588
	100天	49	1508	59	2513	310.296
	365天	87	2937	113	6362	85.022
	1000天	137	2564	197	12205	31.035

	3650天	0	0	443	16085	8.503
石油类	30天	29	653	34	974	3.167
	100天	50	1674	60	2564	0.951
	365天	91	3522	116	6861	0.261
	1000天	148	3701	202	13119	0.095
	3650天	0	0	460	20499	0.026

②污染因子石油类预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-2和表8.2-6）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游29m处，影响距离为下游34m处；当泄漏发生100天时，超标距离为下游50m处，影响距离为下游60m处；当泄漏发生365天时，超标距离为下游91m处，影响距离为下游116m处；当泄漏发生1000天时，超标距离为下游148m处，影响距离为下游202m处；当泄漏发生3650天时，地下水中污染物石油类的浓度降至检出限以下，影响距离为下游460m处。由预测结果分析可知，钻井泥浆中废水的主要污染物石油类在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最后随着时间推移，污染物浓度会降至检出限对地下水的影响消失。

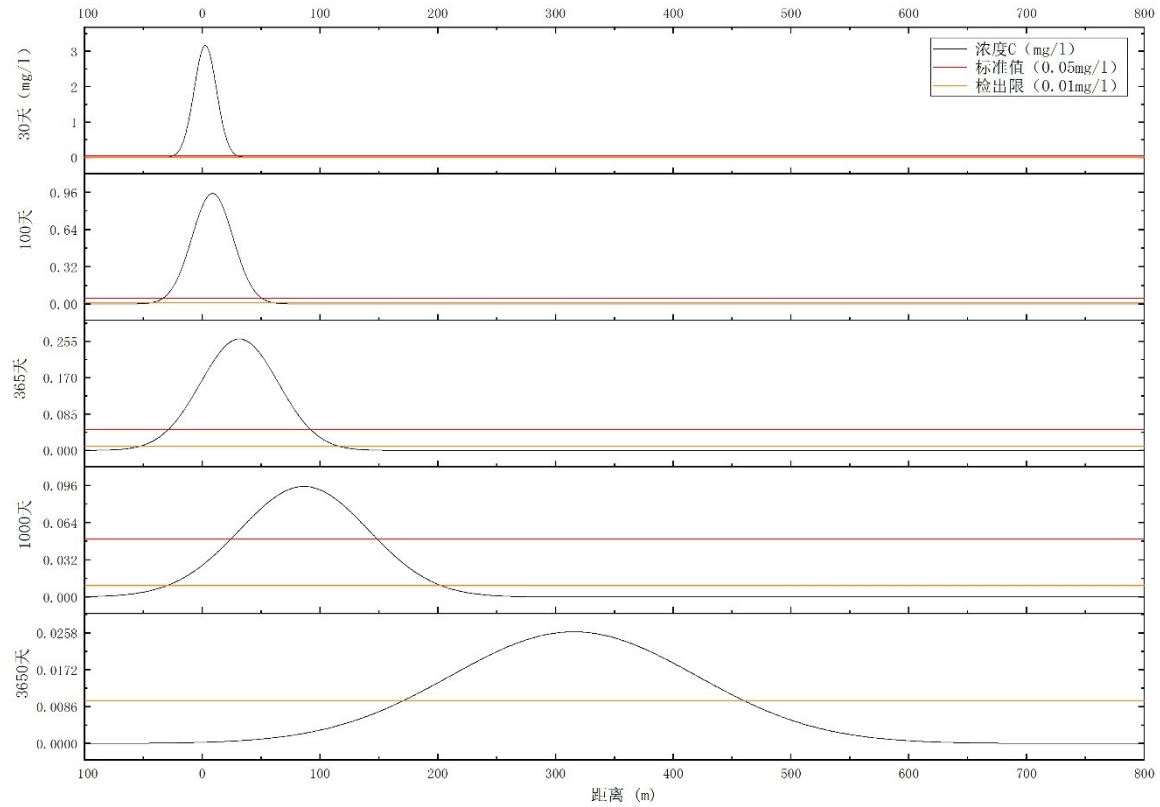


图8.2-2　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

（2）压裂返排阶段——放喷池破裂

根据非正常状况钻井阶段集放喷池体发生破裂并导致水池中的压裂返排液直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子COD预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-3和表8.2-6）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游16m处，影响距离为下游24m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物COD的浓度降至标准值以下，影响距离为下游38m处；当泄漏发生365天时，影响距离为下游54m处；当泄漏发生1000天、3650天时，地下水中污染物COD的浓度降至检出限以下。由预测结果分析可知，压裂返排液中的主要污染物COD会直接进入地下水含水层中，随着时间推移，污染物在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，下游污染物污染和影响距离呈现先逐渐变大再逐渐减小，污染和影响面积先增大后降低趋势，污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最终1000天时污染物浓度降至检出限以下并对地下水的影响消失。

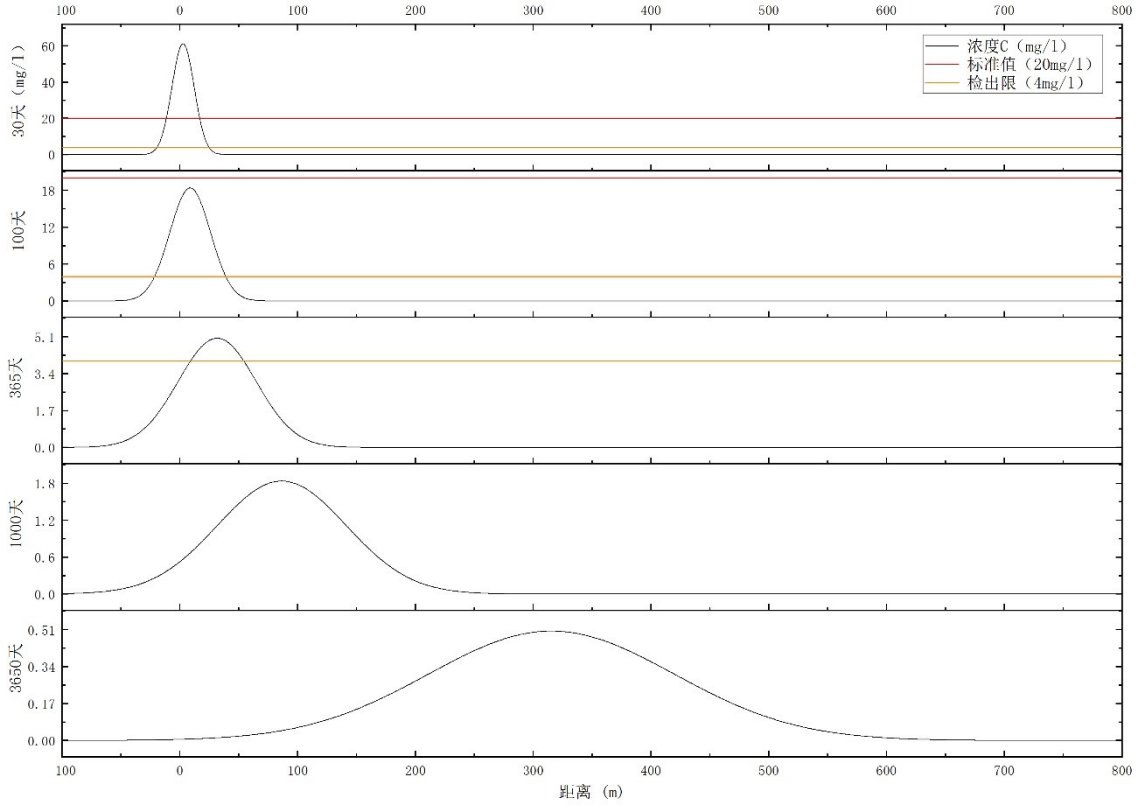


图8.2-3　污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-6　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	30天	16	163	24	462	61.263
	100天	0	0	38	820	18.392
	365天	0	0	54	484	5.039
	1000天	0	0	0	0	1.839
	3650天	0	0	0	0	0.504
氯化物	30天	22	358	44	1674	2313.314
	100天	33	528	79	4838	694.486
	365天	0	0	156	15193	190.292
	1000天	0	0	278	36191	69.462
	3650天	0	0	641	104464	19.031

②污染因子氯化物预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-4和表8.2-6）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游22m处，影响距离为下游44m处；当泄漏发生100天时，超标距离

为下游33m处，影响距离为下游79m处；当泄漏发生365天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下，影响距离为下游156m处；当泄漏发生1000天时，影响距离为下游278m处；当泄漏发生3650天时，影响距离为下游641m处；根据污染物迁移变化规律分析可知，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，随着时间推移，最终污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。此外由于氯化物的检出限和标准值二者相差较大，导致本次影响距离和影响面积的取值较大，氯化物增加的表现主要是增加地下水中的矿化度。

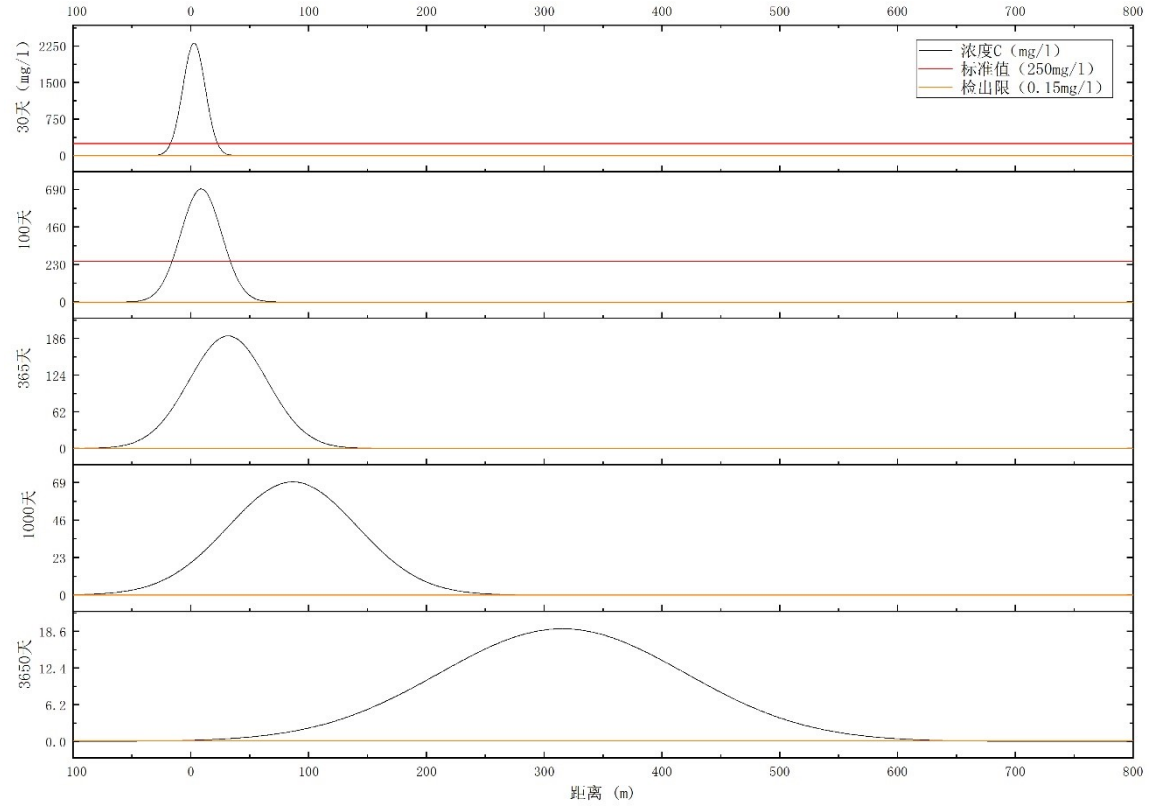


图8.2-4　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（3）采气阶段——污水罐破裂

根据采气阶段非正常状况下发生污水罐破裂并导致罐中的采气废水直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（氯化物和石油类）对地

下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子氯化物预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-5和表8.2-7）可知，当泄漏发生30天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下，影响距离为下游37m处；当泄漏发生100天时，影响距离为下游65m处；当泄漏发生365天时，影响距离为下游126m处；当泄漏发生1000天时，影响距离为下游223m处；当泄漏发生3650天时，影响距离为下游516m处；根据污染物迁移变化规律分析可知，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，随着时间推移，最终污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。此外由于氯化物的检出限和标准值二者相差较大，导致本次影响距离和影响面积的取值较大，氯化物增加的表现主要是增加地下水中的矿化度。

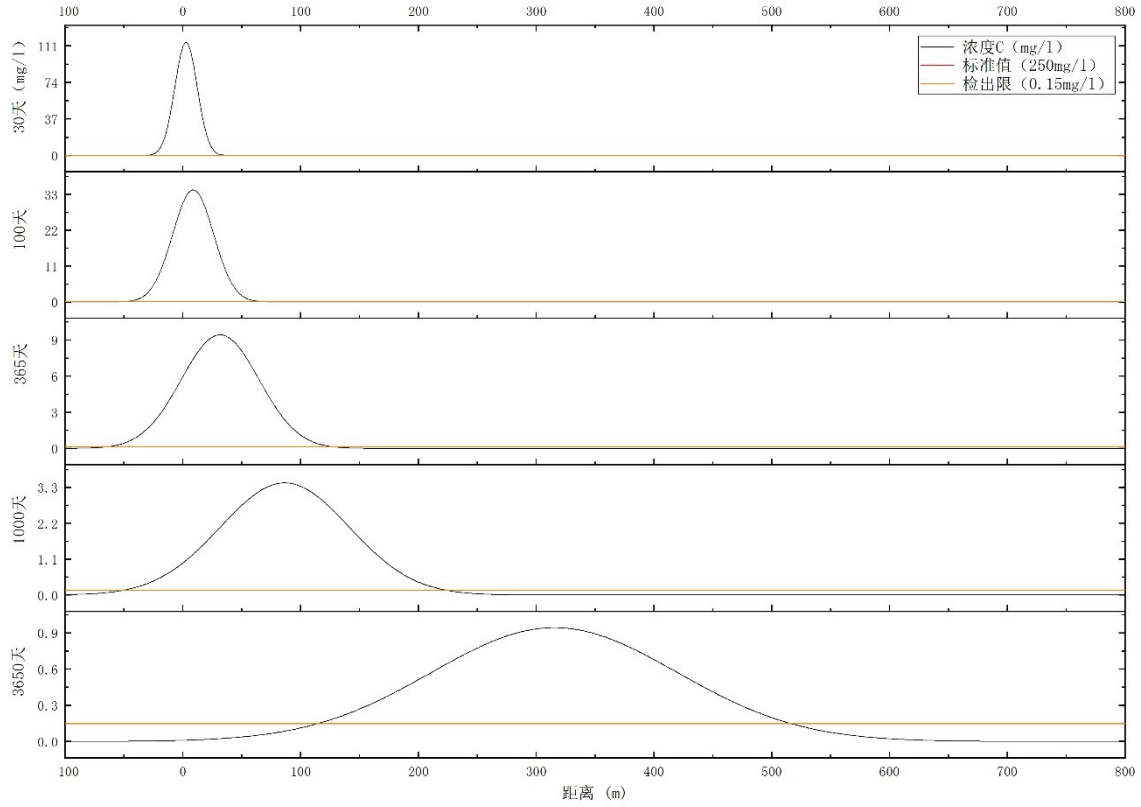


图8.2-5　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-7　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
石油类	30天	0	0	17	176	0.033
	100天	0	0	0	0	0.0099
	365天	0	0	0	0	0.0027
	1000天	0	0	0	0	0.001
	3650天	0	0	0	0	0.0003
氯化物	30天	0	0	37	1068	114.661
	100天	0	0	65	3167	34.423
	365天	0	0	126	8859	9.432
	1000天	0	0	223	18507	3.443
	3650天	0	0	516	39784	0.943

②污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下污水罐破裂发生破裂，

根据模拟预测结果分析（图8.2-6和表8.2-7）可知，当泄漏发生30天时，地下水中污染物石油类的浓度降至标准值以下，影响距离为下游17m处；当泄漏发生100天、365天、1000天、3650天时，地下水中污染物石油类的浓度降至检出限以下。由预测结果分析可知，采气废水中的主要污染物石油类会直接进入地下水含水层中，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最终100天时污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。

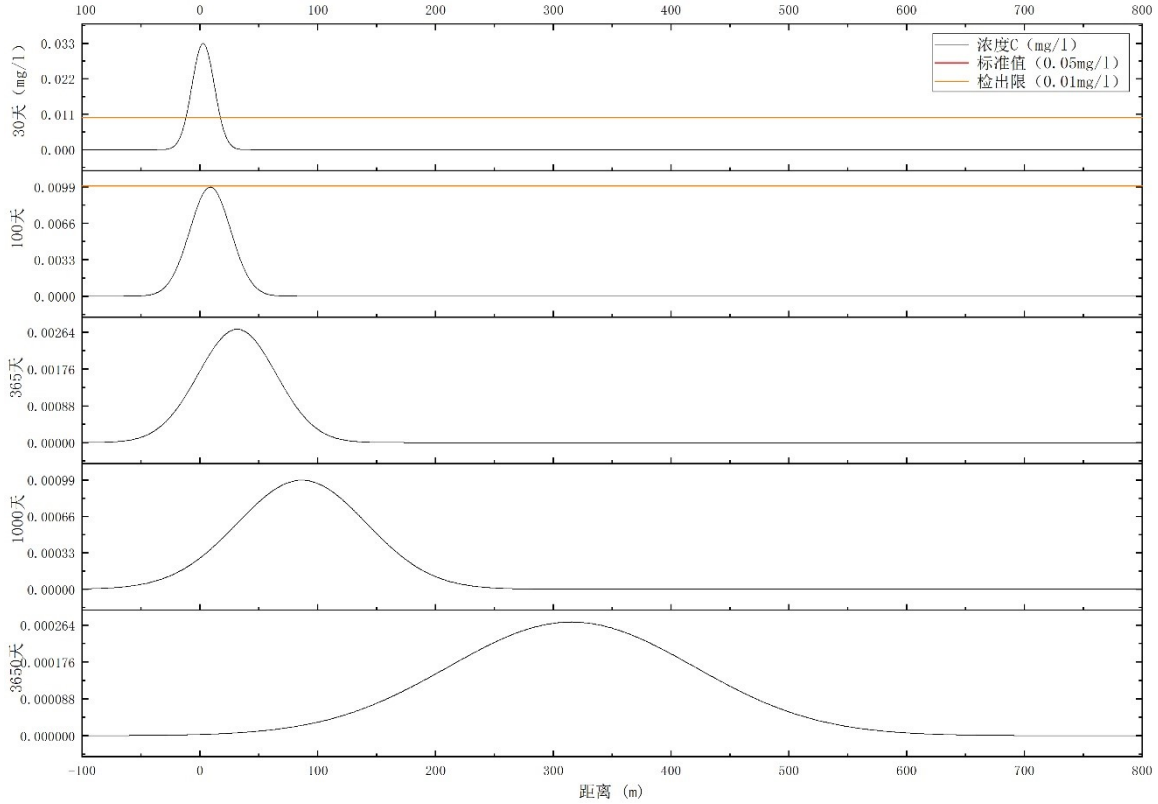


图8.2-6　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

8.2.2.2　典型江沙 347HF 井场预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据非正常状况发生井漏钻井泥浆中钻井废水直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子COD预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-7和表8.2-8）可知，当泄漏发生30天时，地下水中污染物COD超标距离为下游22m处，影响距离为下游25m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物COD超标距离为下游36m处，影响距离为下游43m处；当泄漏发生365天时，地下水中污染物COD超标距离为下游59m处，影响距离为下游74m处；当泄漏发生1000天时，地下水中污染物COD超标距离为下游84m处，影响距离为下游115m处；当泄漏发生3650天时，地下水中污染物COD超标距离为下游104m处，影响距离为下游202m处。根据预测结果分析可知，钻井泥浆中废水的主要污染物COD会直接进入地下水含水层中，随着时间

推移，污染物在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，下游污染物污染和影响距离呈现先逐渐变大再逐渐减小，污染和影响面积先增大后降低趋势，先出现超标现象后逐渐降低，当3650天时污染物的浓度为23.915mg/l，说明随后较短时间内污染晕浓度至标准值以下，然后污染物浓度降至检出限以下并对地下水的影响消失。

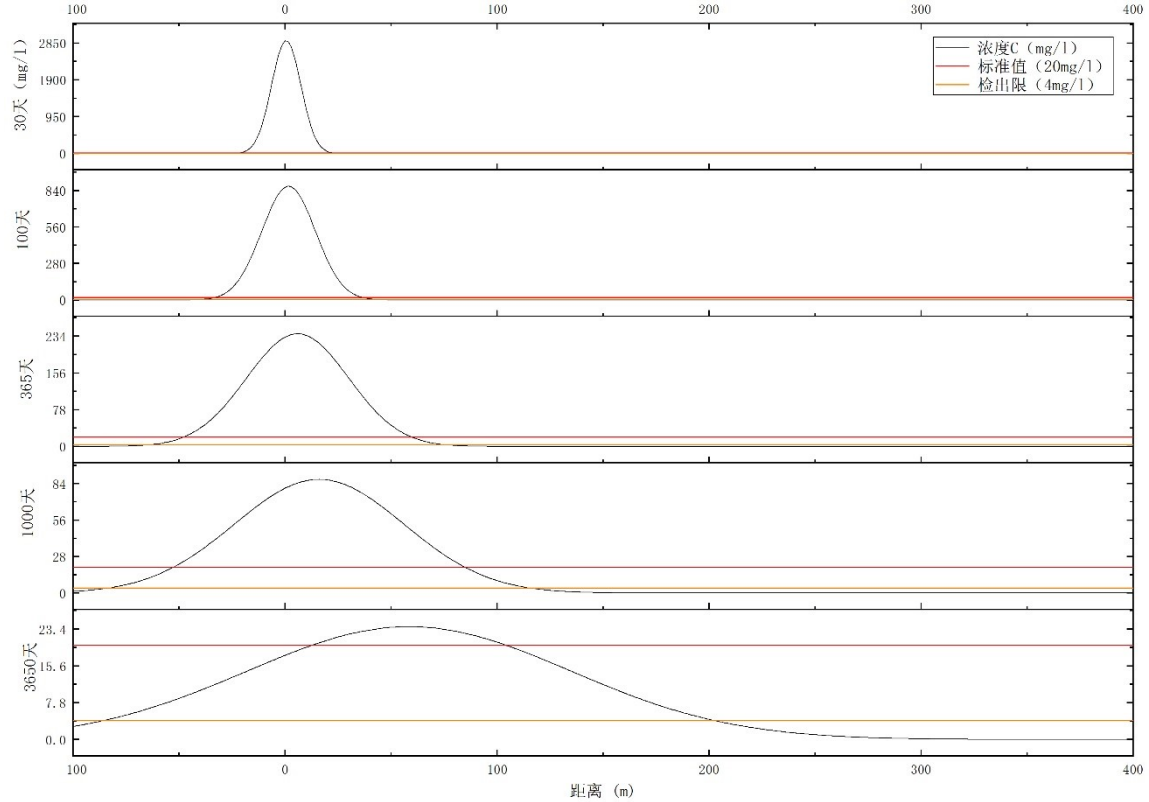


图8.2-7　污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-8　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	30天	22	415	25	550	2902.683
	100天	36	1068	43	1674	872.461
	365天	59	2831	74	4486	239.145
	1000天	84	4486	115	9642	87.29
	3650天	104	2023	202	20358	23.915
石油类	30天	22	484	26	653	8.896
	100天	37	1210	43	1674	2.674
	365天	61	2937	76	4838	0.733

	1000天	89	5275	118	10254	0.267
	3650天	125	4420	210	22921	0.073

②污染因子石油类预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-8和表8.2-8）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游22m处，影响距离为下游26m处；当泄漏发生100天时，超标距离为下游37m处，影响距离为下游43m处；当泄漏发生365天时，超标距离为下游61m处，影响距离为下游76m处；当泄漏发生1000天时，超标距离为下游89m处，影响距离为下游118m处；当泄漏发生3650天时，超标距离为下游125m处，影响距离为下游210m处。由预测结果分析可知，钻井泥浆中废水的主要污染物石油类在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低，当3650天时石油类浓度为0.073mg/l，说明随后较短的时间内污染物浓度会降至标准值，然后降低至检出限并对地下水的影响消失。

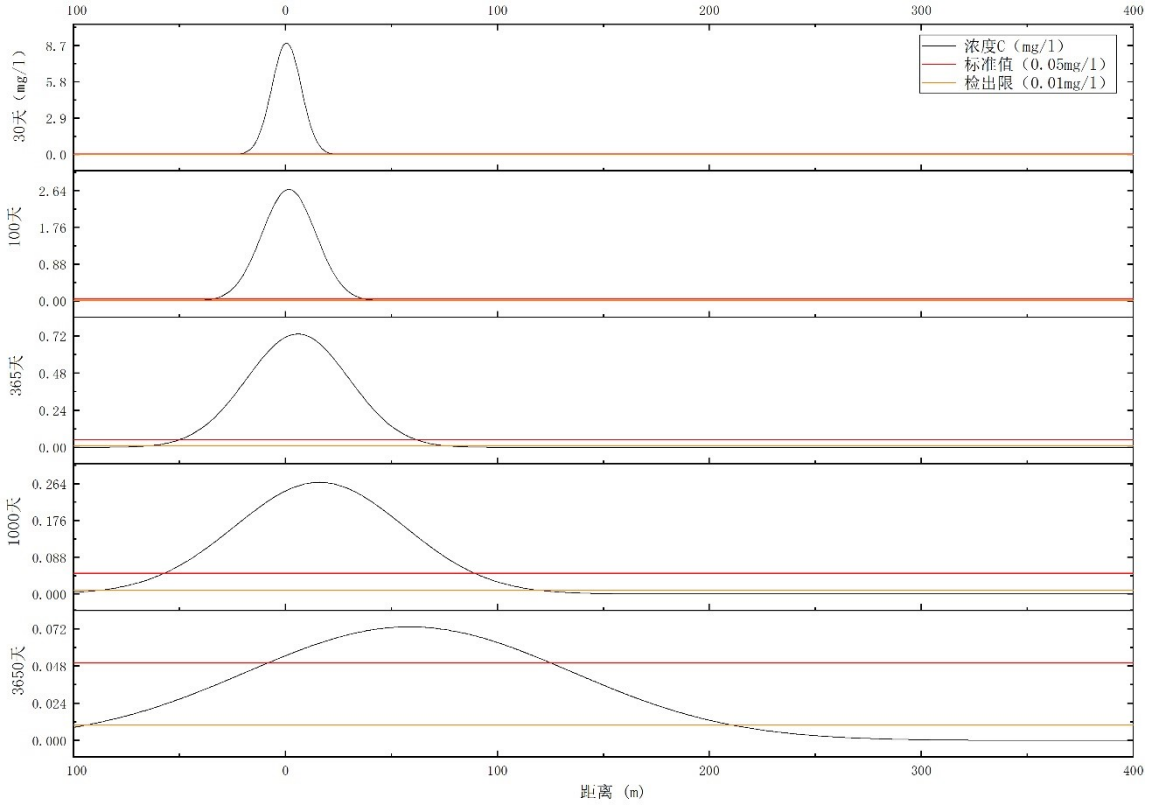


图8.2-8　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

（2）压裂返排阶段——放喷池破裂

根据非正常状况钻井阶段集放喷池体发生破裂并导致水池中的压裂返排液直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子COD预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-9和表8.2-9）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游15m处，影响距离为下游19m处；当泄漏发生100天时，超标距离为下游20m处，影响距离为下游31m处；当泄漏发生365天时，地下水中污染物COD的浓度降至标准值以下，影响距离为下游46m处；当泄漏发生1000天时，影响距离为下游53m处；当泄漏发生3650天时，地下水中污染物COD的浓度降至检出限以下。由预测结果分析可知，压裂返排液中的主要污染物COD会直接进入地下水含水层中，随着时间推移，污染物在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，下游污染物污染和影响距离呈现先逐渐变大再逐渐减小，污染和影响面积先增大后降低趋势，污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最终3650天时污染物浓度降至检出限以下并对地下水的影响消失。

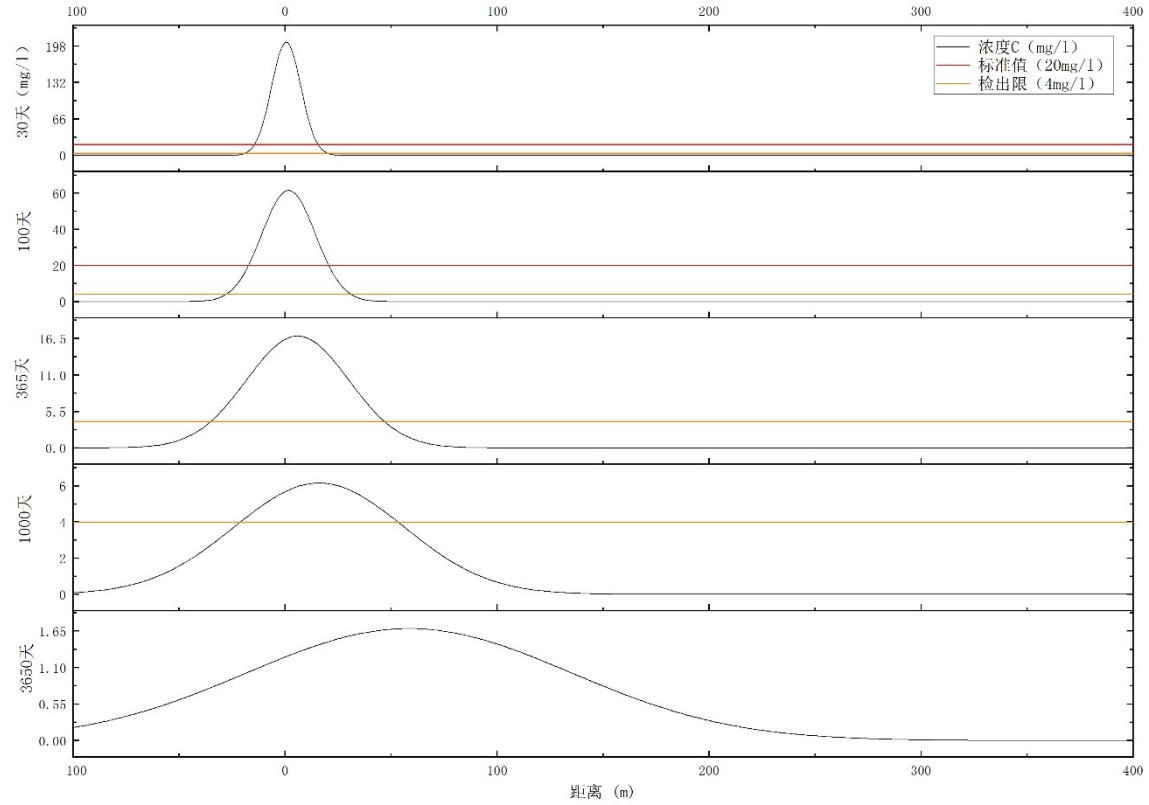


图8.2-9　污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-9　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	30天	15	188	19	358	204.851
	100天	20	283	31	820	61.572
	365天	0	0	46	1508	16.877
	1000天	0	0	53	1279	6.16
	3650天	0	0	0	0	1.687
氯化物	30天	18	283	32	1005	7735.258
	100天	28	653	57	2937	2324.99
	365天	38	1005	104	9544	637.288
	1000天	0	0	169	23072	232.615
	3650天	0	0	324	70196	63.729

②污染因子氯化物预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-10和表8.2-9）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游18m处，影响距离为下游32m处；当泄漏发生100天时，超标距离为下游28m处，影响距离为下游57m处；当泄漏发生365天时，超标距离为下游38m处，影响距离为下游104m处；当泄漏发生1000天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下，影响距离为下游169m处；当泄漏发生3650天时，影响距离为下游324m处；根据污染物迁移变化规律分析可知，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，随着时间推移，最终污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。此外由于氯化物的检出限和标准值二者相差较大，导致本次影响距离和影响面积的取值较大，氯化物增加的表现主要是增加地下水中的矿化度。

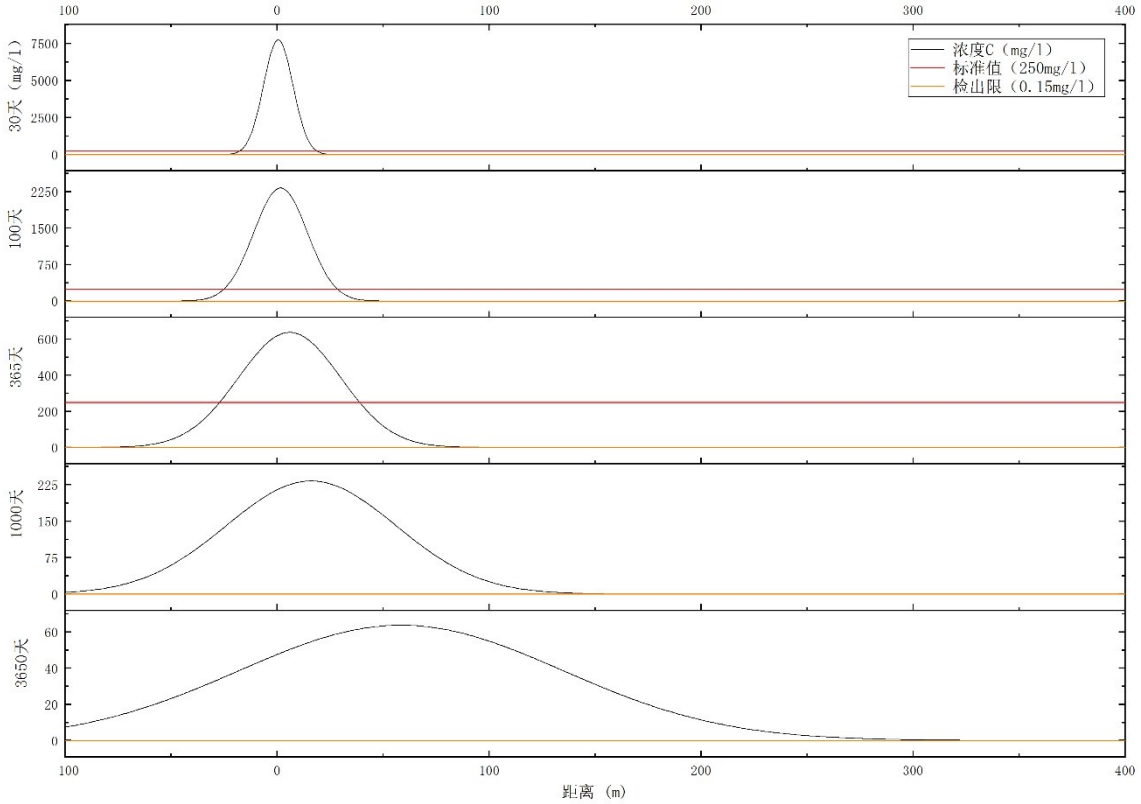


图8.2-10　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（3）采气阶段——污水罐破裂

根据采气阶段非正常状况下发生污水罐破裂并导致罐中的采气废水直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子氯化物预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-11和表8.2-10）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游5m处，影响距离为下游27m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下，影响距离为下游47m处；当泄漏发生365天时，影响距离为下游83m处；当泄漏发生1000天时，影响距离为下游131m处；当泄漏发生3650天时，影响距离为下游241m处；根据污染物迁移变化规律分析可知，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，随着时间推移，最终污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。此外由

于氯化物的检出限和标准值二者相差较大，导致本次影响距离和影响面积的取值较大，氯化物增加的表现主要是增加地下水中的矿化度。

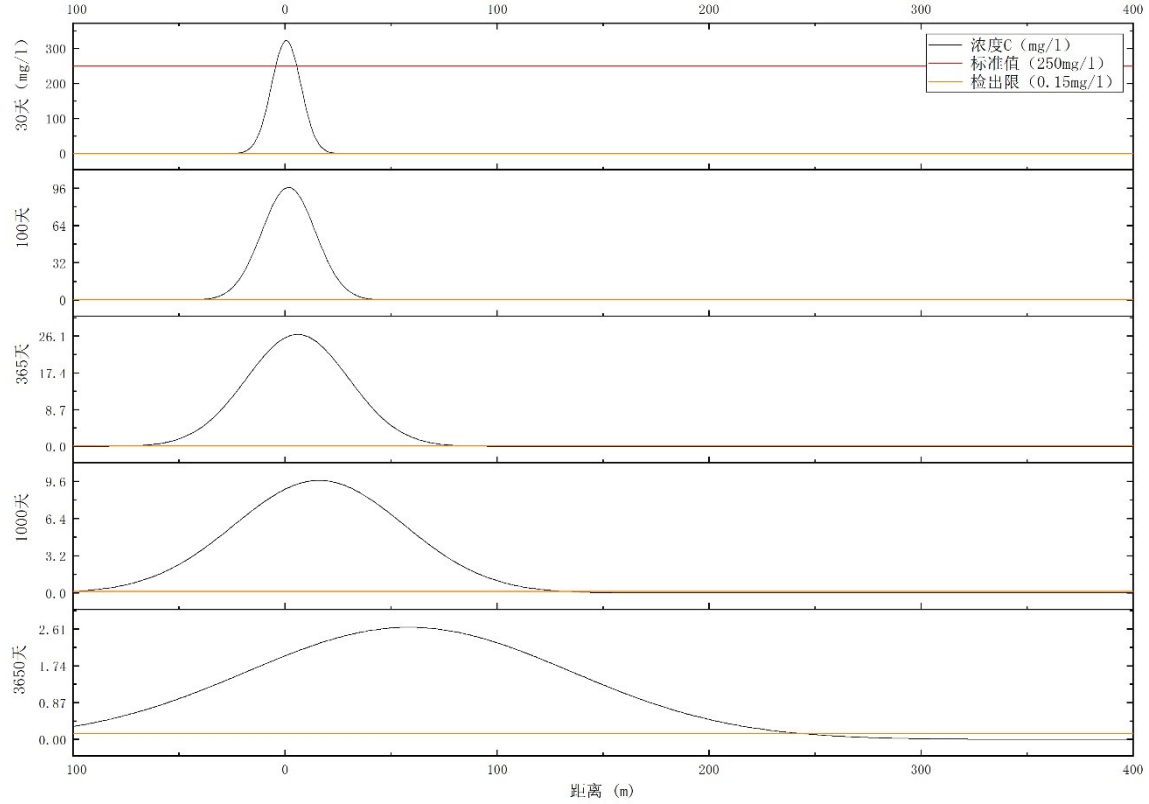


图8.2-11　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-10　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
石油类	30天	8	50	15	188	0.093
	100天	0	0	19	267	0.028
	365天	0	0	0	0	0.0076
	1000天	0	0	0	0	0.0028
	3650天	0	0	0	0	0.0008
氯化物	30天	5	16	27	679	322.01
	100天	0	0	47	1979	96.786
	365天	0	0	83	5806	26.529
	1000天	0	0	131	13006	9.683
	3650天	0	0	241	32770	2.653

②污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下污水罐破裂发生破裂，

根据模拟预测结果分析（图8.2-12和表8.2-10）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游8m处，影响距离为下游15m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物石油类的浓度降至标准值以下，影响距离为下游19m处；当泄漏发生365天、1000天、3650天时，地下水中污染物石油类的浓度降至检出限以下。由预测结果分析可知，采气废水中的主要污染物石油类会直接进入地下水含水层中，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最终365天时污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。

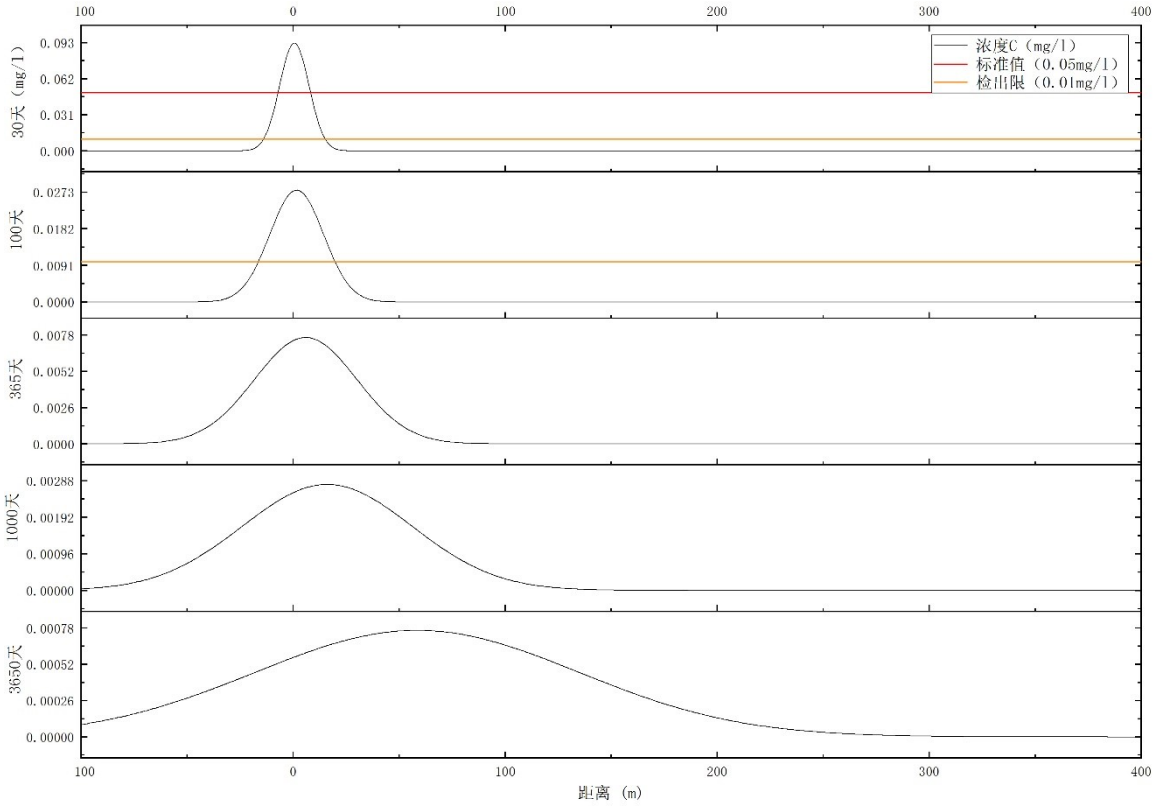


图8.2-12　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

8.2.2.3　典型中江 119-4 井场预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据非正常状况发生井漏钻井泥浆中钻井废水直接进入含水层的情景假

设，运用解析法得出主要污染物（COD和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子COD预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-13和表8.2-11）可知，当泄漏发生30天时，地下水中污染物COD超标距离为下游25m处，影响距离为下游29m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物COD超标距离为下游41m处，影响距离为下游50m处；当泄漏发生365天时，地下水中污染物COD超标距离为下游69m处，影响距离为下游89m处；当泄漏发生1000天时，地下水中污染物COD超标距离为下游102m处，影响距离为下游143m处；当泄漏发生3650天时，地下水中污染物COD的浓度降至标准值以下，影响距离为下游278m处，说明此时污染物对地下水的超标已基本消失。根据预测结果分析可知，钻井泥浆中废水的主要污染物COD会直接进入地下水含水层中，随着时间推移，污染物在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，下游污染物污染和影响距离呈现先逐渐变大再逐渐减小，污染和影响面积先增大后降低趋势，污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最后随着时间推移污染物浓度降至检出限以下并对地下水的影响消失。

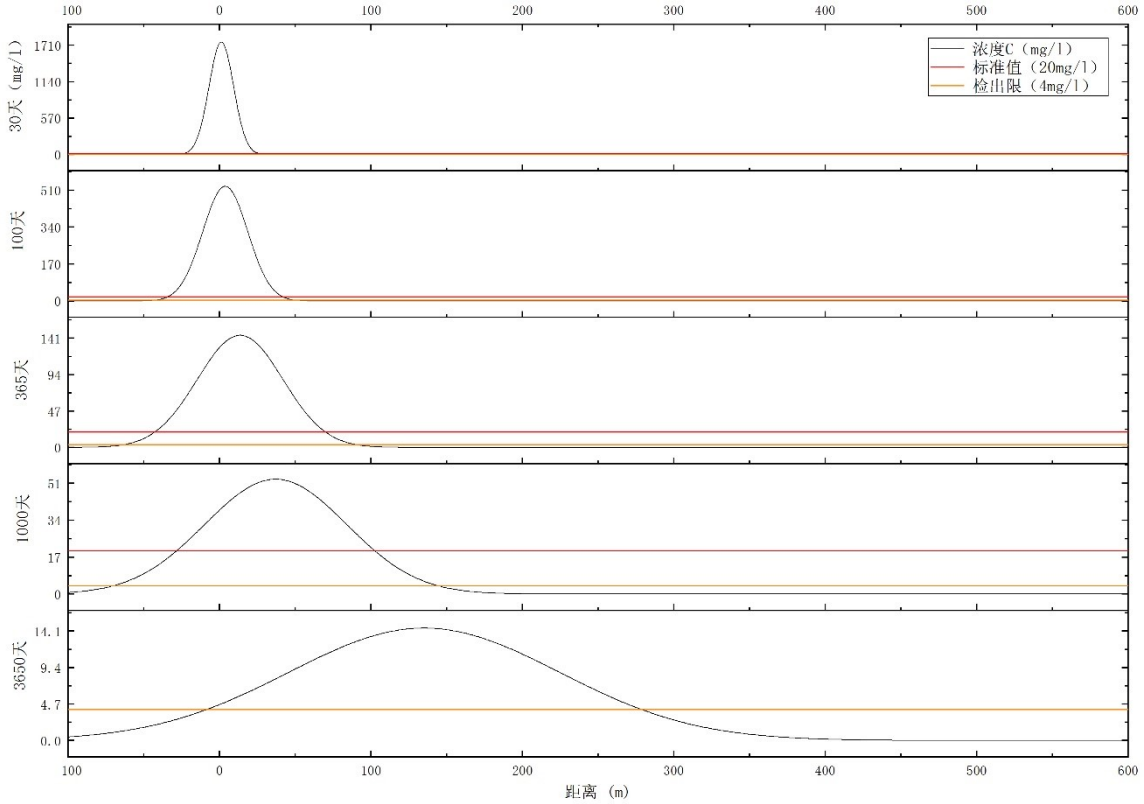


图8.2-13　污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-11　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	30天	25	528	29	704	1763.267
	100天	41	1395	50	2023	528.92
	365天	69	2937	89	5655	144.917
	1000天	102	4084	143	10989	52.903
	3650天	0	0	278	20216	14.494
石油类	30天	25	528	29	792	5.404
	100天	42	1433	51	2067	1.621
	365天	72	3280	91	5806	0.444
	1000天	108	4907	147	12095	0.162
	3650天	0	0	289	23223	0.044

②污染因子石油类预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-14和表8.2-11）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游25m处，影响距离为下游29m处；当泄漏发生100天时，超标距

离为下游42m处，影响距离为下游51m处；当泄漏发生365天时，超标距离为下游72m处，影响距离为下游91m处；当泄漏发生1000天时，超标距离为下游108m处，影响距离为下游147m处；当泄漏发生3650天时，地下水中污染物石油类的浓度降至检出限以下，影响距离为下游289m处。由预测结果分析可知，钻井泥浆中废水的主要污染物石油类在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最后随着时间推移，污染物浓度会降至检出限对地下水的影响消失。

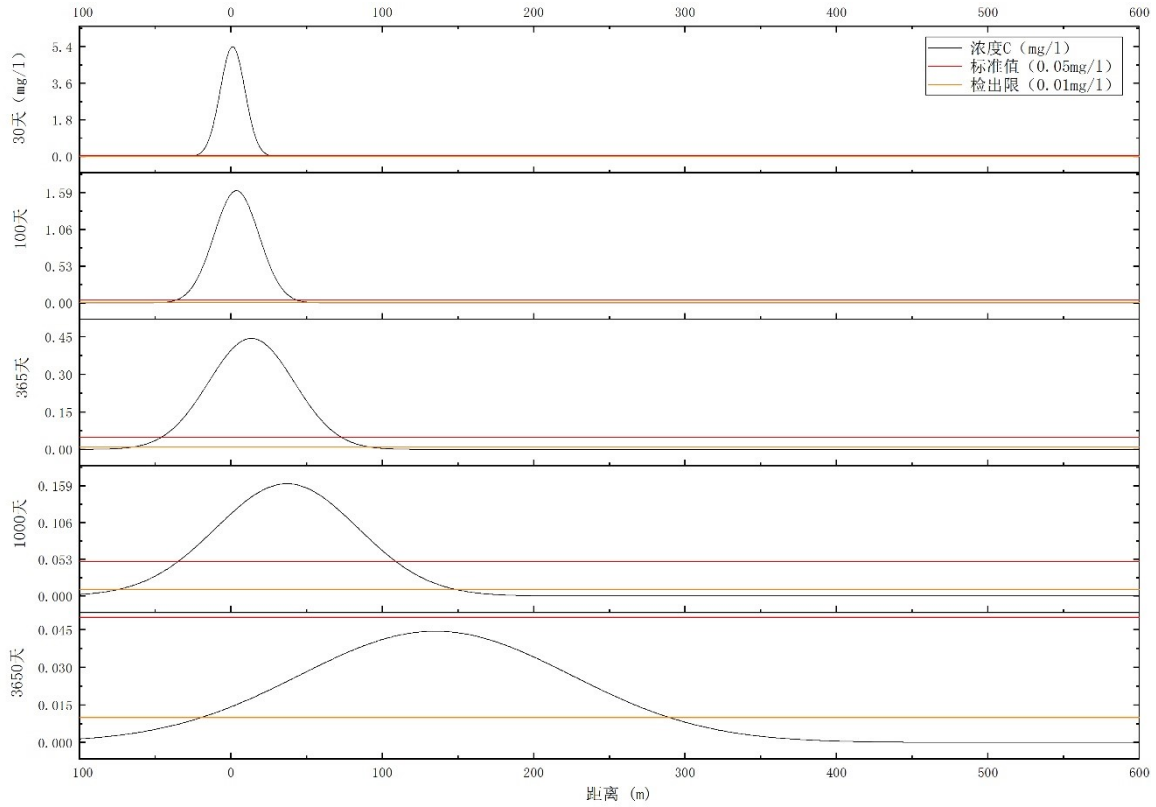


图8.2-14　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

（2）压裂返排阶段——放喷池破裂

根据非正常状况钻井阶段集放喷池体发生破裂并导致水池中的压裂返排液直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子COD预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-15和表8.2-11）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游16m处，影响距离为下游22m处；当泄漏发生100天时，超标距离为下游19m处，影响距离为下游34m处；当泄漏发生365天时，地下水中污染物COD的浓度降至标准值以下，影响距离为下游50m处；当泄漏发生1000天、3650天时，地下水中污染物COD的浓度降至检出限以下。由预测结果分析可知，压裂返排液中的主要污染物COD会直接进入地下水含水层中，随着时间推移，污染物在地下水含水层的迁移速度比较缓慢，下游污染物污染和影响距离呈现先逐渐变大再逐渐减小，污染和影响面积先增大后降低趋势，污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最终1000天时污染物浓度降至检出限以下并对地下水的影响消失。

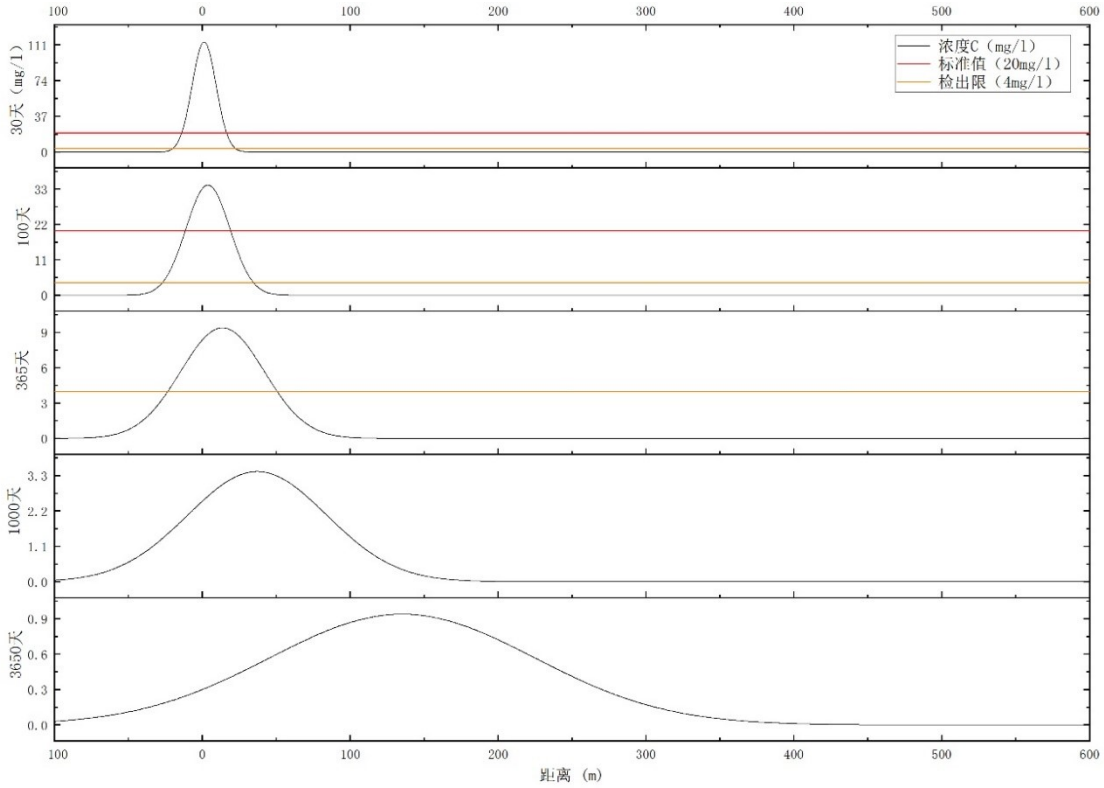


图8.2-15　污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-11　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）

COD	30天	16	188	22	396	114.272
	100天	19	188	34	848	34.278
	365天	0	0	50	1244	9.392
	1000天	0	0	0	0	3.428
	3650天	0	0	0	0	0.939
氯化物	30天	20	358	37	1244	4314.974
	100天	30	653	66	3701	1294.346
	365天	37	506	125	12205	354.634
	1000天	0	0	209	29179	129.461
	3650天	0	0	431	86482	35.469

②污染因子氯化物预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-16和表8.2-12）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游20m处，影响距离为下游37m处；当泄漏发生100天时，超标距离为下游30m处，影响距离为下游66m处；当泄漏发生365天时，超标距离为下游37m处，影响距离为下游125m处；当泄漏发生1000天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下，影响距离为下游209m处；当泄漏发生3650天时，影响距离为下游431m处；根据污染物迁移变化规律分析可知，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，随着时间推移，最终污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。此外由于氯化物的检出限和标准值二者相差较大，导致本次影响距离和影响面积的取值较大，氯化物增加的表现主要是增加地下水中的矿化度。

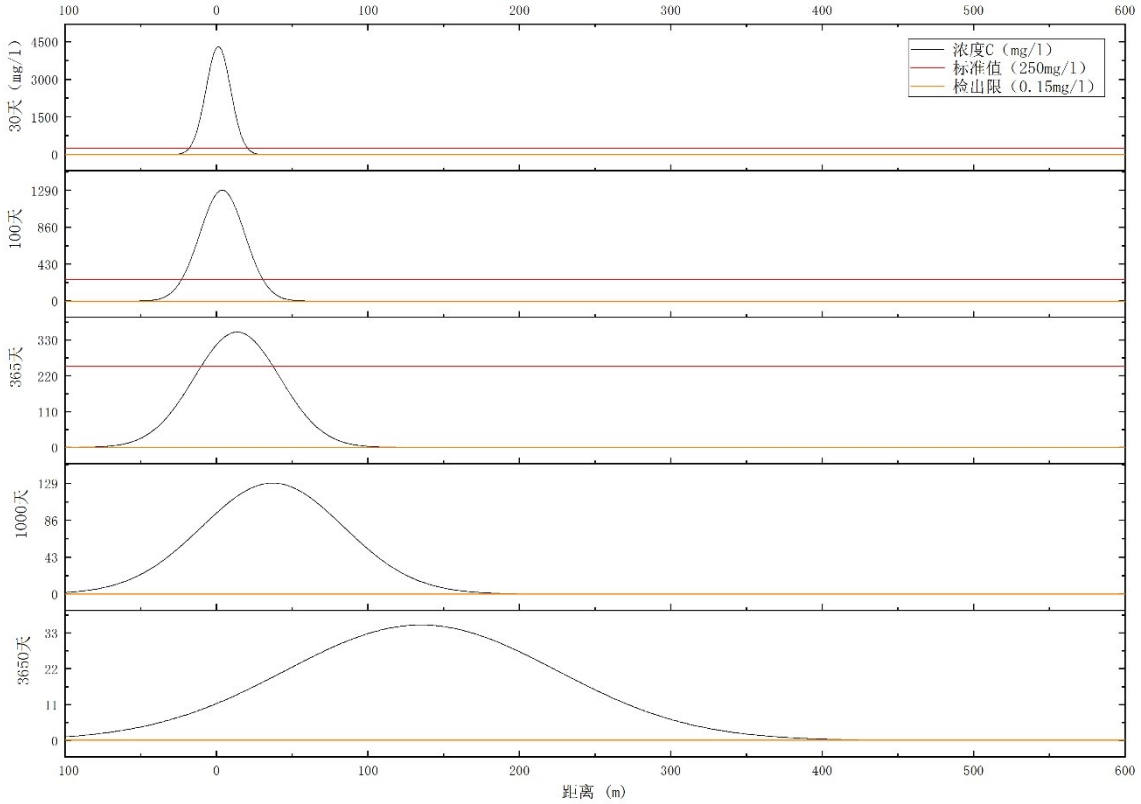


图8.2-16　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（3）采气阶段——污水罐破裂

根据采气阶段非正常状况下发生污水罐破裂并导致罐中的采气废水直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

①污染因子氯化物预测评价结果

根据模拟预测结果分析（图8.2-17和表8.2-12）可知，当泄漏发生30天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下，影响距离为下游31m处；当泄漏发生100天时，影响距离为下游54m处；当泄漏发生365天时，影响距离为下游100m处；当泄漏发生1000天时，影响距离为下游164m处；当泄漏发生3650天时，影响距离为下游330m处；根据污染物迁移变化规律分析可知，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，随着时间推移，最终污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。此外由于氯化物的检出限

和标准值二者相差较大，导致本次影响距离和影响面积的取值较大，氯化物增加的表现主要是增加地下水中的矿化度。

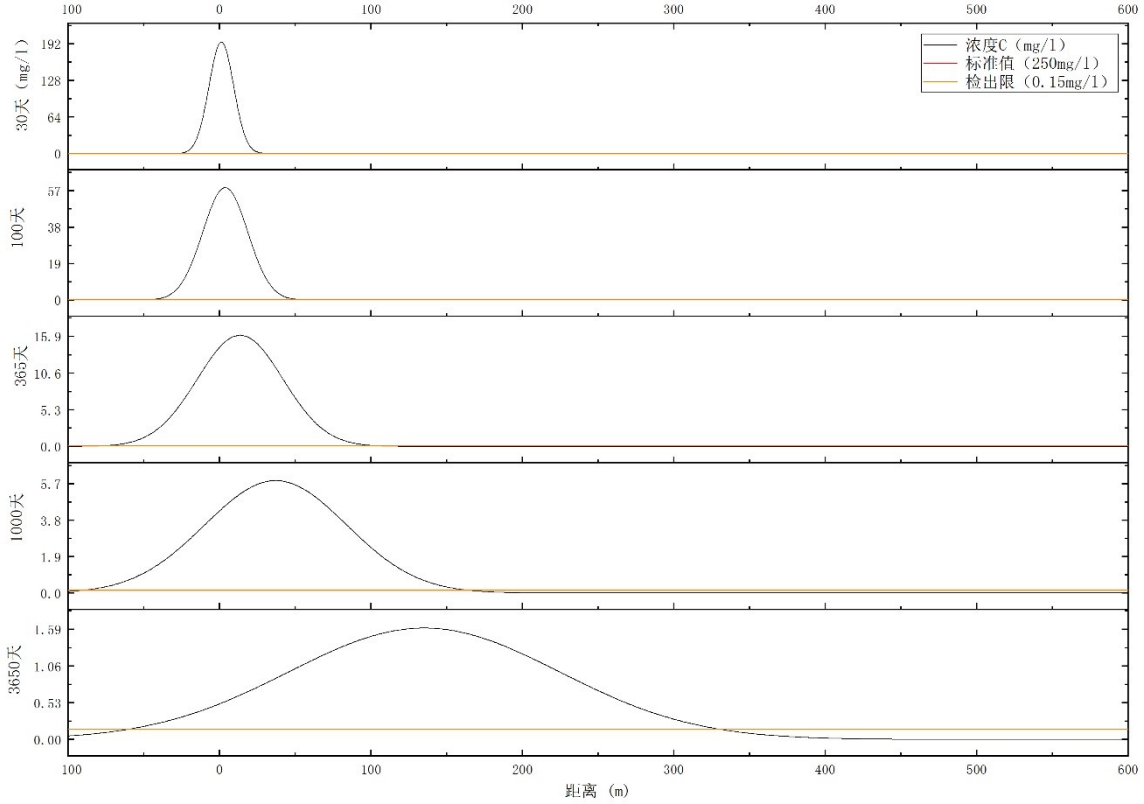


图8.2-17　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

表8.2-12　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	超标面积（m^2）	影响距离（m）	影响面积（m^2）	污染晕最大浓度（mg/l）
石油类	30天	5	13	16	188	0.056
	100天	0	0	18	176	0.017
	365天	0	0	0	0	0.0046
	1000天	0	0	0	0	0.0017
	3650天	0	0	0	0	0.0005
氯化物	30天	0	0	31	848	195.608
	100天	0	0	54	2513	58.676
	365天	0	0	100	7295	16.076
	1000天	0	0	164	15959	5.869
	3650天	0	0	330	37369	1.608

②污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下污水罐破裂发生破裂，

根据模拟预测结果分析（图8.2-18和表8.2-12）可知，当泄漏发生30天时，超标距离为下游5m处，影响距离为下游16m处；当泄漏发生100天时，地下水中污染物石油类的浓度降至标准值以下，影响距离为下游18m处；当泄漏发生365天、1000天、3650天时，地下水中污染物石油类的浓度降至检出限以下。由预测结果分析可知，采气废水中的主要污染物石油类会直接进入地下水含水层中，在地下水含水层的迁移速度比较缓慢并且随着时间推移下游污染物污染和影响距离先逐渐变大再逐渐减小；污染和影响面积先增大，到一定时间出现降低趋势；污染晕浓度先出现超标现象后逐渐降低至标准值以下，最终365天时污染物浓度降至检出限以下并对地下水产生的影响消失。

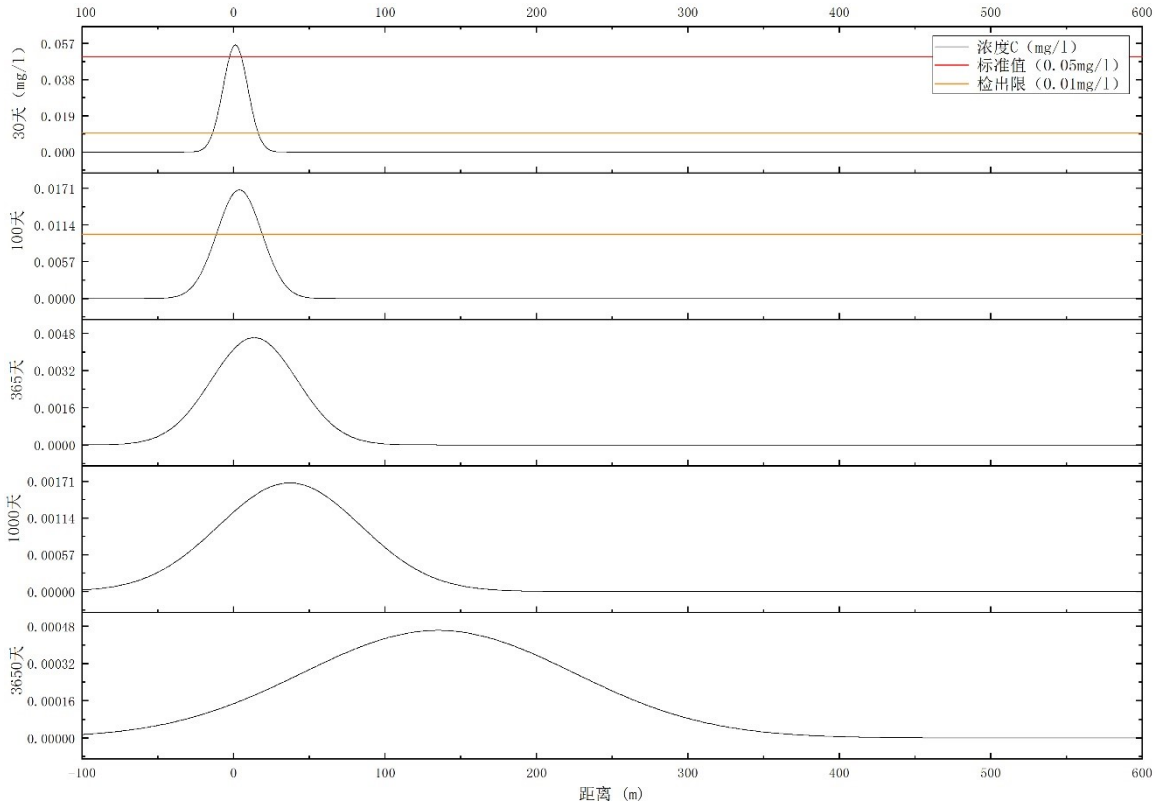


图8.2-12　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

8.2.2.4　对地下水环境的影响分析

本项目在正常或非正常状况下的假设情境下都可能会对井场周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定污染或影响，但由于地下水对流、弥散和生化反应作用以及含水层的吸附截留等影响，产生的污染物最后会降解消失。由

于各类污染物质的性质特征和水文地质条件影响，污染物在区内迁移速度较慢，影响范围较小，污染物主要向下游迁移。假设情景的预测分析结果表明，钻井液泄漏、放喷池破裂和污水罐泄漏都会对浅层地下水产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。现将本项目各典型场地三种预测情景地下水的环境影响详述如下：

（1）对浅层地下水的影响分析

根据各情景预测结果分析可知，钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游108~148（石油类），最大影响范围在下游251~460m（石油类）；放喷池破裂各类污染物最大超标距离在下游33~38m（氯化物），各类污染物最大影响距离在下游324~641m（氯化物）；污水罐泄漏各类污染物最大超标范围在下游0~8m（石油类天），各类污染物最大影响范围在下游241~516m（石油类）。上述预测结果表明，钻井泥浆泄漏、放喷池破裂和污水罐泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。

（2）对分散式水源井的影响分析

根据三种情景污染影响距离的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游108~148m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游324~641m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

（3）对集中式水源的影响分析

根据现场调查，本项目部分井站分布有集中式饮用水源及其保护区，经核实项目场地不在饮用水源地及其保护区内，正常状况下井场施工均规范操作，不会产生地下水污染物的泄漏，在正常状况下对保护区内地下水产生影响较小。在非正常状况下，本项目产生的污染晕汇向下游运移，通过分析可知各类污染运移的最远距离未进入到集中式水源地及其保护区内（表8.2-11），但在放喷池泄漏时可能对江沙347HF井场的新建村供水站产生影响，进入水源地氯化物浓度为19.031mg/l，不会发生超标现象；对其他水源地及其保护区的地下水环

境产生影响可能性较小。但是，若发生预测情景的污染事故，应加强对下游的集中式和分散式饮用水源保护目标进行跟踪监测，迅速采取相关地下水污染防治技术等，同时做好污染事故的应急预案，为可能受影响的居民寻找替代水源，保障居民用水安全；若确定保护目标收到影响，建设单位应采取水源修复措施，同时寻找替代水源。

表8.2-13　本项目评价范围内集中式饮用水源影响分析一览表

井场编号	编号	名称	地理位置	经度	纬度	调查点类型	与井场上下游/距离关系/m	是否超标	是否影响
中江120-1井场	D85	八洞镇水厂	红庙村	104.808	31.089	水井	侧下游/1921	否	否
江沙348HF井场、江沙348-2HF井场	D133	祝家庙供水站	祝家庙村	104.661	30.91	水井	上游/3763、上游/2303	否	否
	D136	响井村供水站	响井村	104.655	30.924	水井	上游/2309、上游/1073	否	否
	D145	中兴水厂	中兴村	104.658	30.933	水井	侧上游/1338、侧上游/1524	否	否
	D147	月塘供水站	月塘村	104.674	30.929	水井	上游 /1970、上游/2889	否	否
	D150	五根松供水站	五根松村	104.692	30.937	水井	上游/2909、上游/4702	否	否
江沙347HF井场	D173	新建村供水站	新建村	104.624	30.954	水井	下游/567	否	可能
江沙325HF井场	D194	南山镇水厂	南山村	104.656	30.993	水井	侧下游/1471	否	否
	D200	平桥供水站	下严家坝村	104.626	30.974	水井	侧下游/2157	否	否
	D204	严家坝供水站	严家坝村	104.639	30.976	水井	侧下游/1235	否	否
	D208	普桥供水站	普桥村	104.647	30.994	水井	下游/988	否	否
中江119-4井场	D263	回龙水厂	太白村	104.76	31.025	水井	侧下游/1656	否	否
	D259	碉楼村供水站	新站村	104.75	31.041	水井	上游/653	否	否

（4）对区域地下水环境的影响分析

本项目共15个井场，分属于10个水文地质单元，其中高沙103-6HF和丰谷6-1HF属于同一水文地质单元，高沙316HF、高沙102-7HF、高沙104HF和高沙106HF属于同一水文地质单元、江沙348-2HF和江沙348HF属于同一水文地质单元，其余井场单独分属各自水文地质单元。根本本项目对地下水环境的影响特征，从水文地质单元和地下水流场的角度考虑，项目在非正常状况下仅对其水文地质单元内的地下水环境及保护目标产生影响，因此独立水文地质单元的井场不会产生叠加影响。同时，预测结果表明井场下游108~148m以内的地下水环境可能会发生超标现象，下游324~641m以内的地下水环境可能会受到井场污染事故的影响，本项目共属同一水文地质单元的井场间距（最小值2408m）均大于超标距离108~148m和影响距离324~641m，故若项目同时发生地下水污染事故发生叠加影响的可能性较小。

本项目各井场建设合理安排开采时序，且井场在区块内较为分散，从区块开发角度而言，项目若发生地下水污染影响表现为点状影响特征且污染影响范围有限，由井场建设施工工艺可知，本项目实施运行采取了一系列的地下水保护措施，因此本项目建设对区块内的地下水环境扰动较小。

8.3 管线建设运行对地下水环境影响预测与评价

（1）建设期影响分析

管道在敷设过程中，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。由于局部地段地下水埋深小，管沟施工可能揭露地下水位，扰动浅表地下水，增加地下水浊度，但因施工时间短，且泥沙影响范围小（管线附近几米），管线施工结束就可恢复正常。

管道施工人员生活污水主要污染物为COD、氨氮和SS，管道沿线地区，居民密集区就近租用民房可不设置施工营地，租用民房时施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统；若需要设置施工营地的应设临时旱厕或采用移动厕所，生活污水及粪便经化粪池简单处理后用作农家肥。因此，施工期生活污水对沿线地下水环境的影响较小。

施工生产废水主要包括有施工机械维护和冲洗废水，主要污染物为COD、SS和石油类。产生的施工废水进行统一处理综合利用，经检测达标后方可排入附近沟渠或城市污水管网；对于需要设置施工营地时，施工生产单位应根据相

应的环保要求设置污水处理设施，将废水统一收集起来进行集中处理，防止生产废水未经处理直接排放污染地下水。因此，施工生产废水对地下水的影响较小。

管线试压采用水作为试压介质，试压用水一般采用清洁水，其中的污染物主要为悬浮物，试压结束后对排水进行处理，经检测合格后可回用于农灌、道路洒水或选择合适的地点进行排放，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，试压废水对地下水造成影响较小。

本项目管线穿越小型河流多处。穿越小型河流以开挖方式施工，将揭露地下水，扰动浅、表层地下水流场，增加地下水浊度，但因施工时间短，且泥沙影响范围小，只在管线附近十几米的范围，对地下水影响极小，且管线施工结束就可恢复正常，因此对地下水的影响较小。

（2）运行期影响分析

运营期管线埋设于地下，管道输送介质为天然气，为不含硫、不含水的纯气体，运营期间无废水产生。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，因此对地下水的影响较小。

管道运营期间的非正常状态可能有：阀门、法兰泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；水击及腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生天然气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。一旦管道破裂出现泄漏时，天然气将通过土壤孔隙逸出进入大气，即使位于地下水位以下的管道出现泄漏时，天然气不溶于水也会从水中逸出进入包气带土壤，再从土壤孔隙逸出进入大气，对地下水产生影响较小。

8.4 地下水环境影响评价小结

根据地下水导则，本项目属II类项目，地下水环境敏感程度为“较敏感”，查询《导则》建设项目评价工作等级分级表确定本次建设项目评价工作等级为“二级”。

本项目各建设场地的主要含水岩组为白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层和第四系松散岩类含水层，含水层厚度一般5~80m，富水性大部分地区较小，单孔出水量一般小于100m^3/d，场地处含水层地下水埋深2~20m，场地处含水层多具潜水性质，地下水开采深度在5~110m左右，场地及周边地下水主要接受大

气降雨、河渠和农灌水补给，受地形控制，向地势低洼处的河溪排泄。区内地下水类型以重碳酸-钙、重碳酸•硫酸-钙•镁、重碳酸•硫酸-钙•镁型水为主，矿化度为331～1960mg/L，属于中等矿化度水，pH值为6.72~7.94。地下水质量现状评价结果表明，评价区内地下水质量总体良好，大部分监测指标均能满足地下水三类水质量标准，引用数据部分监测点出现总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、钠、总大肠菌群和菌落总数因子超标，本次监测数据部分监测点出现总硬度、硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标。评价区内地下水中总硬度、溶解性总固体和钠含量较高是由原生水文地质条件所致，硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标由于评价区内生活生产活动所致。本项目特征污染因子（氯化物、石油类和COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

根据各情景预测结果分析可知，钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游108~148（石油类），最大影响范围在下游251~460m（石油类）；放喷池破裂各类污染物最大超标距离在下游33~38m（氯化物），各类污染物最大影响距离在下游324~641m（氯化物）；污水罐泄漏各类污染物最大超标范围在下游0~8m（石油类天），各类污染物最大影响范围在下游241~516m（石油类）。评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游108~148m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游324~641m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响；放喷池泄漏时可能对江沙347HF井场的新建村供水站产生影响，进入水源地氯化物浓度为19.031mg/l，不会发生超标现象；对其他水源地及其保护区的地下水环境产生影响可能性较小，预测结果表明本项目实施对周边浅层地下水和各地下水保护目标产生影响较小。

本项目各井场建设合理安排开采时序，且井场在区块内较为分散，从区块开发角度而言，项目若发生地下水污染影响表现为点状影响特征且污染影响范围有限，由井场建设施工工艺可知，本项目实施运行采取了一系列的地下水保护措施，因此本项目建设对区块内的地下水环境扰动较小。分析结果表明管线施工期生活污水和生产废水对沿线地下水环境的影响较小，运营期间无废水产生，一旦管道破裂出现泄漏，天然气不溶于水也会从水中逸出进入包气带土壤，对地下水产生影响较小。但是，应在实施过程中污染源头控制应提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、

滴、漏降到最低限度，发生泄漏事故应加强集中式和分散式饮用水源的监测工作，并采取相应的截留修复措施，有效保护地下水环境。通过回顾性调查评价可知，区内多年持续的天然气开采对区内地下水环境的扰动较小，地下水监测结果表明，区内浅层地下水环境质量现状良好。

综上所述，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目的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。

9 土壤环境影响预测与评价

9.1 土壤环境质量现状调查与评价

9.1.1 区域土壤类型及理化性质调查

（1）区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询结果，项目所在区域内主要分布为紫色土、水稻土、灰潮土、粘盘黄褐土和黄壤，项目区域土壤类型分布图件附图 9.1-1，本项目区块范围内各井位所在地土壤类型见下表 9.1-1。

表 9.1-1　中江气田产能建设项目（一期）各井组（站）土壤类型统计表

井位序号	井场名称	地理位置	土壤类型
井位 1	高沙 103-6HF 井场	***	水稻土
井位 2	高沙 104HF 井场	***	紫色土
井位 3	高沙 106HF 井场	***	紫色土
井位 4	高沙 102-7HF 井场	***	紫色土
井位 5	中江 120-1 井场（原中江 120 井场）	***	紫色土、水稻土
井位 6	中江 120-3HF 井场	***	紫色土
井位 7	江沙 348HF 井场	***	紫色土
井位 8	江沙 348-2HF 井场	***	紫色土
井位 9	江沙 347HF 井场	***	紫色土、水稻土
井位 10	江沙 325HF 井场	***	紫色土
井位 11	高沙 316HF 井场	***	紫色土
井位 12	丰谷 6-1HF 井场（原丰谷 6D 井场）	***	水稻土
井位 13	高蓬 301HF 井场	***	紫色土
井位 14	江沙 346 井场	***	紫色土、水稻土
井位 15	中江 119-4 井场（原中江 119 井场）	***	水稻土

（2）土壤理化特性调查

根据《中国土壤数据库》查询，项目所在区域分布的石灰性紫色土、水稻土、灰潮土、粘盘黄褐土和黄壤的主要理化性质见表 9.1-2~表 9.1-6。为进一步了解本项目区块内各种土壤类型的理化性质，本次评价委托四川炯测环保技术

有限公司于 2020 年 10 月 21~22 号对本项目区块内有代表性的钻井井场附近的土壤采样进行了理化性质分析，采样分析一次，其中 T8 取样点代表土壤类型为水稻土；T9 取样点代表土壤类型为灰潮土；T10 取样点代表土壤类型为黄壤；T11 取样点代表土壤类型为石灰性紫色土，取样点具体设置情况见表 9.1-8。理化特性调查结果表见表 9.1-7。

表 9.1-2　项目所在区域紫色土主要理化性质

项目		具体内容
母质		白垩系城墙岩群紫色泥岩、黄紫色粉砂岩、风化的坡积物。
剖面构型		A-B-BC
主要性状		该土种成土母质主要由白垩系城墙岩群紫色泥岩、黄紫色粉砂岩、风化的坡积物发育而成。由于地形平坦、低洼，土壤易于积水，盐基物质淋失，铁质水化，以致耕层以下土层明显变黄。土壤有一定发育，在心土和底土层结构面上有铁锰淀积物出现，剖面为 A-B-BC 型。土壤粘粒含量在 40%以上，多为壤质粘土。土壤熟化度低，特别是耕作层浅，仅 15 厘米左右。土壤呈微碱性反应，pH8.0，碳酸钙含量耕层为 7.72%，且高于心土层。土壤全钾和速效钾含量较丰富，有机质．全氮偏低，碱解氮和速效磷严重不足，有效锌、硼、钼严重缺乏。土壤代换性能较好。
剖面	A 层	0~15cm，棕黄紫色，壤质粘土，小块状结构，紧实，作物根系分布多。
	B 层	15~51cm，紫黄色，壤质粘土，大块状结构，极紧实，有少量根系分布。
	BC 层	51~100cm，紫黄色，壤质粘土，棱柱状结构，极紧实。

表 9.1.3　项目所在区域水稻土主要理化性质

项目		具体内容
母质		第四系上更新统黄色粘土，含较多石灰结核
剖面构型		A'-Pb-Wa2b2
主要性状		该土种成土母质主要由第四系上更新统黄色粘土，含较多石灰结核发育而成。土体厚 100 厘米以上，全剖面呈黄棕或棕黄色，距地表 25cm 左右出现中度淋溶淀积层，剖面为 A'-Pb-Wa2b2 型。pH6.6～8.5，碳酸钙平均含量 4.26%。土壤粉砂质含量高，质地多为粉砂质粘壤土或粉砂质粘土。土壤有机质、全氮、全钾、碱解氮、速效钾含量中等偏少，全磷、速效磷严重缺乏，有效锌不足，有效硼、钼极缺。阳离子交换量 21.16me/100g 土
剖面	A'层	0-15cm，浅黄棕色（10YR7/6），粉砂质粘壤土，团块状结构，稍紧实，根系多，水提 pH7.9
	Pb 层	15-24cm，黄棕色（10YR5/8），粉砂质粘壤土，扁块状结构，稍紧实，根系多，水提 pH8.0
	Wa2b3 层	24-100cm，浅黄棕色（10YR7/6），粉砂质粘壤土，小棱柱状结构，

		极紧实，根系稀少

表 9.1.4　项目所在区域灰潮土主要理化性质

项目		具体内容
母质		河流冲积物
剖面构型		A11—AC—Cu
主要性状		通体以灰棕色为主，AC 层以下有少量锈色斑块乃至软铁锰结核。质地多为粘壤土或砂质粘壤土。全剖面石灰反应强烈，碳酸钙含量 4%--6%。土壤 pH7.1--8.4，呈中性至微碱性反应。阳离子交换量 12me/100g 土左右
剖面	A11 层	0-19cm，棕灰色（湿，5YR5/1），砂质粘壤土，粒状结构，紧实，根少
	AC 层	19-31cm，棕灰色（湿，5YR6/1），砂质粘壤土，小块状结构，疏松
	Cu 层	31-100cm，棕灰色（湿，5YR6/1），砂质粘壤土，块状结构，稍紧，极少

表 9.1.5　项目所在区域粘盘黄褐土主要理化性质

项目		具体内容
母质		第四纪黄土
剖面构型		A11—（Bmo）
主要性状		质地多为壤质粘土。通体含姜状碳酸钙结核，多达 30%，心土层和底土层呈棱块状结构，有多量铁锰斑。土壤 pH6.8--8.3，呈中性至微碱性反应。阳离子交换量 15--18me/100g 土。
剖面	A11 层	0-22cm，黄色（湿，2.5Y8/6），轻砾质壤质粘土，小块状结构，疏松，根多
	（Bmo1）层	22-38cm，黄色（湿，2.5Y8/6），重砾质砂质壤粘土，棱块状结构，紧实，根少
	（Bmo2）层	38-62cm，黄色（湿，2.5Y8/6），重砾质壤质粘土，棱块状结构，紧实，根少

表 9.1.6　项目所在区域黄壤主要理化性质

项目		具体内容
母质		砂页岩风化的残坡积物
剖面构型		A0—A—B—C
主要性状		地表枯枝落叶层厚 3cm 左右，全剖面呈灰黄或黄棕色，质地以粘壤土为主。B 层 pH4.0--6.3，呈强酸性至微酸性，阳离子交换量 10me/100g 土左右，有少量铁锰斑
剖面	A 层	2-9cm，浊黄棕色（湿，10YR5/4），壤土，屑粒状结构，疏松，根多
	B 层	9-24cm，亮黄棕色（湿，10YR7/6），粘壤土，块状结构，稍紧，根多
	BC 层	24-100cm，黄橙色（湿，10YR8/6），粘壤土，块状结构，夹大量母岩碎屑，根多

表 9.1-7 土壤理化特性调查结果表

点位编号		T8	T9	T10	T11
现场记录	颜色	黄色	暗棕色	棕色	棕色
	结构	球体状（团粒或颗粒）	块状的	块状的	块状的
	质地	砂壤土	中壤土	轻壤土	重壤土
	砂砾含量	约 35%	约 25%	约 25%	约 15%
	其它异物	无	无	无	无
	氧化还原电位	313（mV）	348（mV）	353（mV）	296（mV）
实验室测定	pH	8.65（无量纲）	8.01（无量纲）	8.29（无量纲）	7.82（无量纲）
	阳离子交换量	13.1（$cmol^+/kg$）	17.0（$cmol^+/kg$）	18.0（$cmol^+/kg$）	21.6（$cmol^+/kg$）
	饱和导水率（K10）	0.0014（mm/min）	0.0011（mm/min）	0.009（mm/min）	0.00032（mm/min）
	容重	1.64（g/cm^3）	1.46（g/cm^3）	1.46（g/cm^3）	1.32（g/cm^3）
	孔隙度	42.4（体积%）	47.0（体积%）	45.0（体积%）	53.6（体积%）

9.1.2 影响源调查

本次土壤环境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，本项目周边土壤环境影响源主要为分散居民日常生活产生的土壤环境影响源以及中江气田产能建设项目区块内先前单独开展了环评的钻井工程施工阶段的土壤污染，但土壤环境污染不明显，随着施工的结束污染源消失，根据本次对中江气田建设项目区域内已实施钻采工程的井场（丰谷 6D 井场、中江 119 井场、中江 120 井场）附近的土壤环境取样进行检测，检测结果显示周边土壤除个别监测点位镉超标外，其它监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值要求和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值要求。根据调查中江气田产能建设项目区块内的相关监测资料，区域内其它钻井工程实施前土壤监测点也有镉超标的现象，主要是由于农用地过度施用农药化肥等造成镉超标。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含镉、汞等重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，因此本项目实施未对周边土壤环境造成严重影响。

9.1.3 土壤环境现状评价

为调查本项目所在区域土壤环境质量现状，本次评价委托四川炯测环保技术有限公司于 2020 年 10 月 21~22 号、11 月 1 号对本项目区块内各井场附近土壤环境现状进行了监测，采样分析一次。同时引用了《江沙 339-4 井组钻采工程环境影响报告表环境检测报告》、《中江 120 井钻井工程日常环境检测报告》中的土壤监测数据。

（1）布点原则

本项目按照区域内土壤类型分布选取有代表性的井场（T1、T2、T3、、T4、T5、T6、T7）进行柱状点样监测，且综合考虑本项目区块内的 5 种土壤类型设置表层样监测点位，其中 T8 取样点代表土壤类型为水稻土；T9 取样点代表土壤类型为灰潮土；T10 取样点代表土壤类型为黄壤；T11 取样点代表土壤类型为石灰性紫色土，T14、T15 取样点代表土壤类型为粘盘黄褐土（为引用区块内已建井场监测数据点），其中丰谷 6D 井场、中江 119 井场、中江 120 井场为本项目井场中依托原有井场进行扩建的已建井场，本次对这三个井场均布置了表层样点监测和柱状样点监测，其中中江 120 井场表层样点（T16、T17、T18、T19、T20）监测数据引用“中江 120 井钻井工程日常环境检测报告”。监测布点图见附图 9.1-1。

表 9.1-8　土壤监测点位情况

监测点	位置	土壤类型	监测点类型	监测因子
T1	高沙 103-6HF 井场所在位置	水稻土	柱状样点	pH、氯离子、石油烃（C_{10}-C_{40}）、水溶性硫酸盐、酸溶性硫酸盐
T2	中江 120-1HF 井场(原中江 120 井场)所在位置东侧	紫色土、水稻土		
T3	丰谷 6D 井场所在位置北侧	水稻土		
T4	江沙 325HF 井场所在位置	紫色土		
T5	中江 119 井场所在位置北侧	水稻土		
T6	高蓬 301HF 井场所在位置	紫色土		
T7	江沙 348HF 井场所在位置	紫色土		
T8	丰谷 6D 井场所在位置南侧	水稻土	表层样点	pH、总砷、镉、铬（六价）、铜、铅、总汞、氯离子、水溶性硫酸盐、酸溶性硫酸
T9	高沙 316HF 井场西北侧 1.43km 处耕地	灰潮土		

T10	中江 119 井场西北侧 3.5km	黄壤		盐、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、1,1-二氯乙烯、反式-1,2-二氯乙烯、顺式-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，对-二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、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）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、锌、铬
T11	江沙 348-2HF 井场所在位置	紫色土		

表 9.1-9　土壤引用监测数据点位情况

监测点	位置	土壤类型	监测点类型	监测因子
T14	江沙 339-4 井场占地范围内靠近井口区域北侧	粘盘黄褐土	建设用地	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、氯化物、硫酸盐
T15	江沙 339-4 井场西南侧约 168m 耕地内		表层样点	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、氯化物、硫酸盐
T16	中江 120 井场附近对照点	紫色土、水稻土		砷、汞、镉、六价铬、镍、铜、锌、钡、铅、石油烃
T17	中江 120 井场内油罐区			
T18	中江 120 井场内泥浆料台			

T19	中江 120 井场内泥浆循环系统区			
T20	中江 120 井场放喷池			

9.1.4 评价方法

土壤现状监测结果采用单项污染指数法进行评价，公式如下：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i——第 i 种污染物的污染指数；

C_i——第 i 种污染物的实测浓度（mg/kg）；

S_i——第 i 种污染物的评价标准（mg/kg）。

9.1.5 环境质量现状评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的相关要求，本项目区块内设置的采样点中 T8、T9、T10、T11 指标选取《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值作为标准进行评价，监测指标同时应满足《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，评价方法采用标准指数法，对于无标准值的 T1、T2、T3、、T4、T5、T6、T7 监测点，仅给出现状监测值，不进行评价。T14~T19 选取《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值进行评价，其中 T16~T20 中监测的六价铬指标参照《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进行评价。

本项目土壤环境质量现状监测统计结果见 9.1-10～9.1-12。

表 9.1-10 土壤环境质量现状监测及评价结果（T1~T7、T12） 单位：mg/kg

点位 项目		PH	氯化物	水溶性硫酸盐	酸溶性硫酸盐	石油烃			
						监测值	筛选值	标准指数	超标率
T1	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.019	0
	约 0.6m	***	***	***	***	***	4500	0.023	0
	约 1.8m	***	***	***	***	***	4500	0.019	0
T2	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.017	0
	约 1m	***	***	***	***	***	4500	0.017	0

	约 2m	***	***	***	***	***	4500	0.018	0
T3	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.016	0
	约 0.8m	***	***	***	***	***	4500	0.018	0
	约 1.8m	***	***	***	***	***	4500	0.020	0
	约 3.1m	***	***	***	***	***	4500	0.016	0
T4	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.021	0
	约 0.6m	***	***	***	***	***	4500	0.012	0
	约 1.6m	***	***	***	***	***	4500	0.018	0
	约 3.1m	***	***	***	***	***	4500	0.018	0
T5	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.016	0
	约 1m	***	***	***	***	***	4500	0.026	0
	约 2m	***	***	***	***	***	4500	0.022	0
	约 3m	***	***	***	***	***	4500	0.016	0
T6	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.018	0
	约 0.8m	***	***	***	***	***	4500	0.020	0
T7	约 0.2m	***	***	***	***	***	4500	0.025	0
	约 0.6m	***	***	***	***	***	4500	0.022	0

表 9.1-11 建设用地土壤环境质量现状监测及评价结果（T8~T11、T13） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
			T8		T9		T10		T11	
1	pH	/	***	/	***	/	***	/	***	/
2	总砷	60	***	0.109	***	0.145	***	0.124	***	0.152
3	总汞	38	***	0.010	***	0.009	***	0.010	***	0.007
4	铅	800	***	0.029	***	0.036	***	0.038	***	0.036
5	镉	65	***	0.001	***	0.004	***	0.003	***	0.002
6	铜	18000	***	0.001	***	0.001	***	0.002	***	0.001
7	镍	900	***	0.030	***	0.044	***	0.047	***	0.057
10	铬（六价）	5.7	***	0.175	***	0.193	***	0.228	***	0.246
11	水溶性硫酸盐	/	***	/	***	/	***	/	***	/
12	酸溶性硫酸盐	/	***	/	***	/	***	/	***	/
13	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	***	0.012	***	0.016	***	0.017	***	0.021
14	氯离子	/	***	/	***	/	***	/	***	/
15	四氯化碳	2.8	***	/	***	/	***	/	***	/
16	氯仿	0.9	***	/	***	/	***	/	***	/
17	氯甲烷	37	***	/	***	/	***	/	***	/
18	1,1-二氯乙烷	9	***	/	***	/	***	/	***	/
19	1,2-二氯乙烷	5	***	/	***	/	***	/	***	/
20	1,1-二氯乙烯	66	***	/	***	/	***	/	***	/
21	顺式-1,2-二氯乙烯	596	***	/	***	/	***	/	***	/

22	反式-1,2-二氯乙烯	54	***	/	***	/	***	/	***	/
23	二氯甲烷	616	***	/	***	/	***	/	***	/
24	1,2-二氯丙烷	5	***	/	***	/	***	/	***	/
25	1,1,1,2-四氯乙烷	10	***	/	***	/	***	/	***	/
26	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	***	/	***	/	***	/	***	/
27	四氯乙烯	53	***	/	***	/	***	/	***	/
28	1,1,1-三氯乙烷	840	***	/	***	/	***	/	***	/
29	1,1,2-三氯乙烷	2.8	***	/	***	/	***	/	***	/
30	三氯乙烯	2.8	***	/	***	/	***	/	***	/
31	1,2,3-三氯丙烷	0.5	***	/	***	/	***	/	***	/
32	氯乙烯	0.43	***	/	***	/	***	/	***	/
33	苯	4	***	/	***	/	***	/	***	/
34	氯苯	270	***	/	***	/	***	/	***	/
35	1,2-二氯苯	560	***	/	***	/	***	/	***	/
36	1,4-二氯苯	20	***	/	***	/	***	/	***	/
37	乙苯	28	***	/	***	/	***	/	***	/
38	苯乙烯	1290	***	/	***	/	***	/	***	/
39	甲苯	1290	***	/	***	/	***	/	***	/
40	间，对-二甲苯	570	***	/	***	/	***	/	***	/
41	邻二甲苯	640	***	/	***	/	***	/	***	/
42	硝基苯	76	***	/	***	/	***	/	***	/
43	苯胺*[1]	260	***	/	***	/	***	/	***	/
44	2-氯苯酚	2256	***	/	***	/	***	/	***	/
45	苯并[a]蒽	15	***	/	***	/	***	/	***	/

46	苯并[a]芘	1.5	***	/	***	/	***	/	***	/
47	苯并[b]荧蒽	15	***	/	***	/	***	/	***	/
48	苯并[k]荧蒽	151	***	/	***	/	***	/	***	/
49	䓛	1293	***	/	***	/	***	/	***	/
50	二苯并[a,h]蒽	1.5	***	/	***	/	***	/	***	/
51	茚并[1,2,3-cd]芘	15	***	/	***	/	***	/	***	/
52	萘	70	***	/	***	/	***	/	***	/

表 9.1-12 农用地土壤环境质量现状监测及评价结果（T8~T11、T13） 单位：mg/kg

监测项目	监测结果				筛选值	评价结果			
	T8	T9	T10	T11		T8 标准指数	T9 标准指数	T10 标准指数	T11 标准指数
PH	***	***	***	***	/	/	/	/	/
镉	***	***	***	***	0.3	0.267	0.933	0.733	0.500
铅	***	***	***	***	120	0.190	0.241	0.254	0.237
汞	***	***	***	***	0.6	0.663	0.547	0.638	0.438
锌	***	***	***	***	250	0.176	0.240	0.336	0.224
砷	***	***	***	***	25	0.262	0.348	0.298	0.366
镍	***	***	***	***	100	0.270	0.400	0.420	0.510
铜	***	***	***	***	100	0.140	0.250	0.310	0.220
总铬	***	***	***	***	200	0.390	0.425	0.415	0.415

注：因项目区域大多数为水旱轮作地，故筛选值标准按最严格的执行。

表 9.1-13 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg(pH 无量纲)

监测项目	T15	T16	T17	T18	T19	T20	筛选值			
表观	黄棕色、中壤土	棕壤、砂土、棕色、干	棕壤、壤土、红棕、潮	红壤、壤土、红棕、潮	红壤、壤土、红棕、潮	棕壤、砂土、棕色、干				
pH	***	***					***	***	***	***
镉	***	***	***	***	***	***	0.3	0.3	0.3	0.6
铅	***	***	***	***	***	***	70	90	120	170
汞	***	***	***	***	***	***	0.5	0.5	0.6	1.0
锌	***	***	***	***	***	***	200	200	250	300
砷	***	***	***	***	***	***	30	30	25	20

镍	***	***	***	***	***	***	60	70	100	190
铜	***	***	***	***	***	***	50	50	100	100
总铬	***	***	***	***	***	***	150	150	200	250
六价铬	***	***	***	***	***	***	5.7			
石油烃	***	***	***	***	***	***	/	/	/	/
氯离子	***	***	***	***	***	***	/	/	/	/
水溶性硫酸盐	***	***	***	***	***	***	/	/	/	/
酸溶性硫酸盐	***	***	***	***	***	***	/	/	/	/

注：因项目区域大多数为水旱轮作地，故筛选值标准按最严格的执行。

表 9.1-14　引用土壤环境质量现状监测结果（T14，建设用地）

序号	污染物项目	监测点 T14	筛选值	管制值	序号	污染物项目	监测点 T14	筛选值	管制值
0	表观	红棕色中壤土	/	/	24	1,2,3-三氯丙烷	***	0.5	5
0	pH	***	/	/	25	氯乙烯	***	0.43	4.3
0	阳离子交换量	***	/	/	26	苯	***	4	40
1	镉	***	65	172	27	氯苯	***	270	1000
2	铅	***	800	2500	28	1,2-二氯苯	***	560	560
3	汞	***	38	82	29	1,4-二氯苯	***	20	200
4	砷	***	60	140	30	乙苯	***	28	280
5	镍	***	900	2000	31	苯乙烯	***	1290	1290
6	铜	***	18000	36000	2	甲苯	***	1290	1200
7	六价铬	***	5.7	78	33	间二甲苯+对二甲苯	***	570	570
8	四氯化碳	***	2.8	36	34	邻二甲苯	***	640	640

9	氯仿	***	0.9	10	35	硝基苯	***	76	760
10	氯甲烷	***	37	120	36	苯胺	***	260	663
11	1,1-二氯乙烷	***	9	100	37	2-氯酚	***	2256	4500
12	1,2-二氯乙烷	***	5	21	38	苯并[a]蒽	***	15	151
1	1,1-二氯乙烯	***	66	200	39	苯并[a]芘	***	1.5	15
14	顺-1，2-二氯乙烯	***	596	2000	40	苯并[b]荧蒽	***	15	151
15	反-1,2-二氯乙烯	***	54	163	41	苯并[k]荧蒽	***	151	1500
16	二氯甲烷	***	616	2000	42	䓛	***	1293	12900
17	1,2-二氯丙烷	***	5	47	43	二苯并[a、h]蒽	***	1.5	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	***	10	100	44	茚并[1,2,3-cd]芘	***	15	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	***	6.8	50	5	萘	***	70	700
20	四氯乙烯	***	53	183	46	石油烃	***	4500	9000
21	1,1,1-三氯乙烷	***	840	840	47	氯离子	***	/	/
22	1,1,2-三氯乙烷	***	2.8	15	48	水溶性硫酸盐	***	/	/
23	三氯乙烯	***	2.8	20	49	酸溶性硫酸盐	***	/	/

根据土壤现状监测统计结果表 9.1.10~9.1.14，可知本项目 T8、T9、T10、T11、T14 土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中二类用地筛选值要求，同时 T8、T9、T10、T11、T15、T16、T17、T19、T20 监测指标中铬、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值要求，T18 中除镉指标超标外，其余指标皆满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值要求。T16~T20 中六价铬指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中二类用地筛选值要求。T18 镉超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值但未超过管制值要求，根据调查中江气田产能建设项目区块内的相关监测资料，区域内其它钻井工程实施前土壤监测点也有镉超标的现象，主要是由于农用地过度施用农药化肥等造成镉超标。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含镉等重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

9.1.6 小结

（1）土壤理化特性调查结果

由上表 9.1-8 土壤理化特性调查结果表可知，本项目区块范围内土壤类型主要为灰潮土、石灰性紫色土、水稻土、黄壤，本次调查为进一步了解各种土壤类型的理化性质分别对其采样进行分析：其中 T8 取样点代表土壤类型为水稻土，颜色为黄色，土壤结构为球体状（团粒或颗粒），质地为砂壤土，砂砾含量约 35%，无其它异物，氧化还原点位为 313mv，PH 为 8.65 呈碱性，阳离子交换量为 13.1cmol^{+}/kg，饱和导水率为 0.0014mm/min，容重为 1.64g/cm^{3}，孔隙度为 42.4%；T9 取样点代表土壤类型为灰潮土，颜色为暗棕色，土壤结构为块状，质地为中壤土，砂砾含量约 25%，无其它异物，氧化还原点位为 348mv，PH 为 8.01 呈弱碱性，阳离子交换量为 17.0cmol^{+}/kg，饱和导水率为 0.0011mm/min，容重为 1.46g/cm^{3}，孔隙度为 47.0%；T10 取样点代表土壤类型为黄壤，颜色为棕色，土壤结构为块状，质地为轻壤土，砂砾含量约 25%，无

其它异物，氧化还原点位为 353mv，PH 为 8.29 呈弱碱性，阳离子交换量为 18.0cmol$^+$/kg，饱和导水率为 0.009mm/min，容重为 1.46g/cm^3，孔隙度为 45.0%；T11 取样点代表土壤类型为石灰性紫色土，颜色为棕色，土壤结构为块状，质地为重壤土，砂砾含量约 15%，无其它异物，氧化还原点位为 296mv，PH 为 7.82 呈弱碱性，阳离子交换量为 21.6cmol$^+$/kg，饱和导水率为 0.00032mm/min，容重为 1.32g/cm^3，孔隙度为 53.6%。

（2）环境质量现状评价

根据土壤现状监测统计结果表 9.1.10~9.1.14，可知本项目监测点中除 T18 中镉指标，其余监测点监测指标皆满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值要求和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中二类用地筛选值要求。本项目区域内土壤环境质量总体较好。T18 镉超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值但未超过管制值要求，根据调查中江气田产能建设项目区块内的相关监测资料，区域内其它钻井工程实施前土壤监测点也有镉超标的现象，主要是由于农用地过度施用农药化肥等造成镉超标。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含镉等重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，因此本项目对周边土壤环境影响较小。监测点（T8、T9、T10、T11、T14、T15、T16、T17、T18、T19、T20）均为已建井场（中江 119 井场、中江 120 井站、丰谷 6D 井场）附近的监测点位，检测结果显示除个别点位镉超标外（由于农用地过度施用农药化肥等造成），其余检测指标全部满足相关标准要求，因此可判定本项目区块内已实施的钻采项目未对周边土壤环境造成严重影响。

9.2 各单项工程土壤环境影响预测与分析

9.2.1 井场

（1）施工期土壤环境影响分析

①大气污染途径

天然气开发过程中主要的大气污染物有甲烷、SO_2、NOx、CO、颗粒物及挥发性有机物等，主要来源于场地施工机械、柴油发电机、压裂车、放喷燃烧

等。大气污染物通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。

根据对已建天然气项目的调查，通过施工单位严格施工管理，天然气开发过程中周边大气中一般不会出现重金属、挥发性有机物以及 SO_2 等酸性氧化物超标的情况，通过大气污染土壤的可能性较小。

②水污染途径

本项目各井场建设期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

1）地面漫流

对于泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区、放喷池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流，进一步污染土壤。

建设单位对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，废油暂存区、放电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置 0.5m 高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置 0.15m 高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于 0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

在全面落实污染防控措施的情况下，污染物的地面漫流对土壤影响较小。

2）垂直入渗

对于泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区、放喷池、方井周边、废油暂存区、发电机房、柴油机组区等区域，在事故情况情况下会造成污染物的泄露，通过垂直入渗途径污染土壤。

本项目各井场采取分区防渗措施，对油罐区、发电机房及电传系统、泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统、放喷池、方井周边、重浆罐区、泥浆料台、废油暂存区域均进行重点防渗，对双环沟、环保厕所均进行一般防渗，办公区

进行简单防渗（一般地面硬化）。在全面落实分区防渗措施的情况下，污染物的垂直入渗对土壤影响较小。

（2）施工期土壤环境影响预测与评价

本次土壤环境影响评价类比同类地区同类土壤类型的同类项目进行分析。江沙 215HF 井组钻采工程位于德阳市中江县回龙镇石庙村 7 组，江沙 33-59 井组钻采工程位于德阳市中江县回龙镇长沟村 10 组；该两口井与本项目都属于中江气田的天然气钻采工程，所在地土壤类型均为水稻土或石灰性紫色土类，采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，运营时采用同样的采气分离集输工艺，相同的污染防治措施，具有可类比性。

根据已钻井施工完成的江沙 215HF 井组钻采工程土壤环境现状监测数据（金谷园环检（2020）第 W138 号，2020 年 7 月，见附件），采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，运营时采用同样的采气分离集输工艺，相同的污染防治措施。2020 年 6 月土壤取样时，项目已钻井施工完成，监测时在井场占地范围内布置 2 个监测点、井场外布置 1 个监测点（均为表层样点）。根据监测结果，井场内各监测点所有监测指标均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求；井场外监测点特征因子石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值要求。由此可见，江沙 215HF 井组钻采工程的建设并未对土壤环境造成污染。

同时，根据已钻井施工完成的江沙 33-59 井组钻采工程土壤环境现状监测数据（金谷园环检（2020）第 W139 号，2020 年 7 月，见附件），采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，运营时采用同样的采气分离集输工艺，相同的污染防治措施。2020 年 6 月土壤取样时，项目已钻井施工完成，监测时在井场占地范围内布置 1 个监测点（为表层样点），根据监测结果，井场内监测点所有监测指标均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。由此可见，江沙 33-59 井组钻采工程的建设并未对土壤环境造成污染。

此外，根据调查和资料收集，川西平原地区的中石化天然气钻采项目，均

未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气钻采项目对土壤环境的影响是很小的。本项目土壤环境影响类比预测情况见表 9.2-1。

表 9.2-1　本项目土壤环境影响类比预测表

类比项目	本项目	江沙 215HF 井组	江沙 33-59 井组	类比结果
地理位置	四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区和三台县）、成都市（金堂县）境内，其中德阳中江县分布的井位数量最多，分布的管线长度最长	德阳市中江县	德阳市中江县	一致
项目建设内容	共部署 15 个天然气钻采工程，以***组和***为主要目的层，钻采工艺为川西地区常规标准工艺，污染防治措施为川西地区普遍措施	天然气钻采工程，以***组为主要目的层，监测时为完井阶段，现状为采气运营期，钻采工艺为川西地区常规标准工艺，污染防治措施为川西地区普遍措施	天然气钻采工程，以***组为主要目的层，监测时为完井阶段，现状为采气运营期，钻采工艺为川西地区常规标准工艺，污染防治措施为川西地区普遍措施	钻采工艺相似，污染物产生和治理措施一致
所在地环境特征	位于成都平原东北缘，外环境为耕地和散居农户为主，地下水资源较丰富，平均埋深 5~15m	位于成都平原东北缘，外环境为耕地和散居农户为主，地下水资源较丰富，平均埋深 4~12m	位于成都平原东北缘，外环境为耕地和散居农户为主，地下水资源较丰富，平均埋深 3~10m	相似
土壤环境影响	项目建设不会导致土壤环境污染事故和土壤环境投诉，不会发生超标和酸化、盐化或碱化现象	根据调查监测，该项目建设和运营未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，无超标和酸化、盐化或碱化现象	根据调查监测，该项目建设和运营未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，无超标和酸化、盐化或碱化现象	/
类比结论	项目建设和运营对土壤环境的影响很小，可接受			

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；完钻后对钻井期临时占地就行污染治理后恢复，

并进行生态修复，临时占地还耕前进行土壤监测，确保无污染后再用作耕地复耕。

9.2.2 采气井站

（1）运营期土壤环境影响分析

本项目各采气井站运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

①地面漫流

对于污水罐区，在事故情况情况下会造成污染物的泄露，通过地面漫流途径污染土壤。

各站场污水罐区设置了 0.5m 高围堰拦截污水罐事故状态下泄露的污水，同时污水罐周围设置导流沟，将可能泄漏的废水等导流至集污坑，污水罐围堰设置情况见下图 9.2-1；站场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。

全面落实污染防控措施的情况下，污染物的地面漫流对土壤影响较小。

***图 9.2-1 丰谷 6D 井站污水罐围堰设置情况

②垂直入渗

对于污水罐区、工艺区，在事故情况情况下会造成污染物的泄露，通过垂直入渗途径污染土壤。

本项目各采气井站采取分区防渗措施，对污水罐区围堰宜采取“混凝土+2mm 高密度聚乙烯膜”防渗；对工艺区宜采取水泥基渗透结晶型防渗涂层（≥0.8mm）、抗渗混凝土面层（厚度 30cm，抗渗等级为 P8）、600g/m^2 长丝无纺土工布、1.5mm 厚 HDPE 防渗膜、基层+垫层、600g/m^2 长丝无纺土工布、细砂保护层、原土压实。

在全面落实分区防渗措施的情况下，污染物的垂直入渗对土壤影响较小。

（2）运营期土壤环境影响预测与评价

本次土壤环境影响评价类比同类地区同类土壤类型的同类项目进行分析。江沙 339 井组钻采工程位于德阳市中江县南华镇芦堰村 4 组，该井组与本项

目都属于中江气田的天然气钻采工程，所在地土壤类型均为水稻土或石灰性紫色土类，采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，目的层同为***组，运营时采用同样的采气分离集输工艺，相同的污染防治措施，具有可类比性。

根据已投入采气运营的江沙 339 井组钻采工程土壤环境现状监测数据（KT（202004）检（142）号，2020 年 3 月，见附件），该项目目的层同为***组，采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，运营时采用同样的采气分离集输工艺，相同的污染防治措施。2020 年 3 月土壤取样时，项目采气井站已建成、正在采气运营，监测时在井场占地范围内布置 3 个监测点（2 个柱状样点、1 个表层样点）、井场外布置 3 个监测点（2 个柱状样点、1 个表层样点）。根据监测结果，井场内各监测点所有监测指标均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求；井场外各监测点所有监测指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求；所有监测点特征因子石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类建设用地筛选值。由此可见，江沙 339 井组钻采工程的建设运营并未对土壤环境造成不利影响。

此外，根据调查和资料收集，川西平原地区的中石化天然气钻采项目，均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气钻采项目对土壤环境的影响是很小，天然气采气井站在运营期对土壤环境的影响是可以接受的。

9.2.3 集输管线

（1）施工期土壤环境影响

在开挖区内，管沟的开挖将改变土壤结构，即使回填后也将使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的变化。在管沟两侧 1m～5m 的施工区域内，会因机具车辆碾压、施工人员的践踏和土石的堆放等因素，改变土壤结构。在施工过程中，将占用部分林地和少量耕地，主要用于施工管道、埋设管道、管材堆放和土石的堆放等。施工完毕后，通过复耕来恢复或部分恢复原貌，耕地可恢复原貌，管线两侧 5m 范围内的深根植物无法恢复原貌。

表土剥离及防护：尽量缩窄施工作业带范围，减少对表土和道路的破坏；

坚持“分层开挖、分层回填”原则，取土前先剥离表土，将表土就近集中堆放，用于管沟表土的恢复和植被再造。采取措施后，本项目各条集输管线施工期对土壤环境影响较小。

（2）运营期土壤环境影响

正常工况下，天然气于管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，正常运营期不会对土壤环境造成影响。本项目井站拟采用井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”两种工艺，若采用井下节流+带液计量+气液混输工艺的场站、采输气管道泄漏将导致与天然气混输的少量凝析油和采气废水泄露进入土壤中，污染土壤环境。集输管线站场配备压力阀，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，避免大量凝析油、采气废水泄露，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，加之工程对集输管道均采取了严格的泄漏事故防范措施（详见**章节 12.6.6**），在此前提下，集输管道事故状态下对周边土壤环境影响较小。

9.3 项目对区域土壤环境影响分析

中江气田产能建设项目（一期）各井场施工期对土壤的污染途径主要包括大气污染途径和水污染途径（地面漫流、垂直入渗途径），各采气井站运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。通过采取各项严格的源头控制措施、分区防渗措施及跟踪监测计划后，各井场及井站施工期及运营期通过各类途径污染土壤的可能性较小。

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，本项目针对各种事故情境下的废水或固废泄漏情况均采取了相应的应急预案及风险防范措施，可将事故情况下废水或固废处理不当而造成土壤环境污染的可能性降至最低，本项目实施对区域的土壤环境影响可接受。

结合区域内已实施的勘探开发工程，通过其实施后对区域土壤环境影响的回顾性分析可知，已实施项目钻采过程对土壤环境影响较小，且开发至今，区域内未出现较大环境事故从而造成土壤污染。因此，已实施的项目未对整个区域土壤造成较大的影响，本项目在此基础上实施亦不会对整个区域土壤环境产

生较大影响。

综上所述，在区域已实施的勘探开发工程的基础上，在采取各项源头控制措施、分区防渗措施及跟踪监测计划后，本项目实施对区域土壤环境影响可接受。

9.4 土壤环境影响评价小结

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；完钻后对钻井期临时占地就行污染治理后恢复，并进行生态修复，临时占地还耕前进行土壤监测，确保无污染后再用作耕地复耕。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，本项目各单项工程的建设及营运对土壤环境的影响是很小的，施工期及运营期对土壤环境影响是可以接受的。

10 声环境影响预测与评价

10.1 声环境质量现状调查与评价

10.1.1 区域声环境功能区划

本项目所在区域为乡镇及其农村地区，各单项工程仅涉及农村地区，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，本次产能建设项目所在地声环境功能区划定为 2 类区。本项目所在地周围部分居民区位于交通干线两侧，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4a 类标准要求。

10.1.2 污染源调查

本次中江气田产能建设项目井区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。

10.1.3 声环境现状调查与监测

根据石油天然气行业规范要求，井场选址将避开场镇、医院、学校等集中居住区或社会关注区域（500m），本次中江气田产能建设项目井区各单体项目声环境影响评价范围内除分散居民点生活噪声外，无其他声环境敏感区，根据现场调查无高噪声源分布，区域内居民生活噪声声级小，无环境限制因素。

本项目按照根中江气田产能建设项目井区内项目组成，按照井站单体项目分布情况布置声环境质量监测点，选取具有代表性和周边声环境敏感点相对密集的井站布设声环境监测点，重点对建产期涉及的工程项目开展声环境质量现状监测。

（1）布点原则及布点

为实现对产能建设各单项工程项目的全覆盖，本环评在收集区域内现有声环境监测资料的基础上，对中江气田产能建设项目内各新建井站布设监测点位了解其声环境质量情况，共计 23 个噪声监测点，对区域内声环境现状进行监

测。噪声监测布点情况及具体位置见表 10.1-1~10.1-2。噪声监测布点分布图见附图 1.8-9~23。

表 10.1-1　本项目噪声监测实测点情况表

编号	位置	属性
N7	中江区块内丰谷 6D 井组东南侧边界处	厂界噪声
N14	中江 119-4（原中江 119 井场）东北侧边界处	
N3	中江区块内高沙 106HF 井组东北侧，S206 西侧约 35m 处	交通噪声
N6	中江区块内高沙 316HF 井组北侧，绵阳绕城高速南侧约 35m 处	
N12	中江 120-1HF 井组南侧，S101 北侧约 35m 处	
N18	江沙 348-2HF 井组东南侧，成德南高速西北侧约 35m 处	
N21	江沙 325HF 井组东北侧，中金快速路西侧约 35m 处	
N1	中江区块内高沙 104HF 井组东南侧约 190m 处居民房	社会环境噪声
N2	中江区块内高沙 106HF 井组东北侧约 173m 处居民房	
N4	中江区块内高沙 102-7HF 井组东北侧约 118m 处居民房	
N5	中江区块内高沙 316HF 井组东北侧约 102m 处居民房	
N8	中江区块内丰谷 6D 井组东南侧约 176m 处居民房	
N9	中江区块内高沙 103-6HF 井组东南侧约 62m 处居民房	
N10	高蓬 301HF 井组东南侧约 145m 处居民房	
N11	中江 120-1HF 井组东北侧约 156m 处居民房	
N13	中江 120-3HF 井组西北侧约 93m 处居民房	
N15	中江 119-4（原中江 119 井场）东北侧约 68m 处居民房	
N16	江沙 348HF 井组西北侧约 190m 处居民房	
N17	江沙 348-2HF 井组西北侧约 113m 处居民房	
N19	江沙 347HF 井组西南侧约 98m 处居民房	
N20	江沙 325HF 井组西南侧约 120m 处居民房	
N22	江沙 346 井组东北侧约 110m 处居民房	

表10.1-2　　本项目引用噪声监测点布设情况表

测点编号	测点位置	采样时间	属性	备注
1	中江 120 井场界东侧外 1m 处	2020.3.31	厂界噪声	1 次/天，1 天（昼间 1 次）
2	中江 120 井场界南侧外 1m 处			
3	中江 120 井场界西侧外 1m 处			
4	中江 120 井场界北侧外 1m 处			
5	距项目地北侧 100m 附近民宅点		社会环境噪声	

（2）监测项目

等效声级 Laeq。

（3）监测时间和频次

监测时间：2020.10.26~2020.11.2

监测频次：昼、夜各一次，连续 2 天。

10.1.4 区域声环境质量现状评价

（1）评价标准

本项目处于农村地区区域声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。部分监测点位于交通干线两侧且距离较近，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4a 类标准要求，已建井站营运期场界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

（2）评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

（3）评价结果及分析

区域声环境现状监测值和评价结果见表 10.1-3~4。

表 10.1-3　噪声检测结果　　单位：dB(A)

监测点位	日期	噪声来源	检测时段	检测结果	标准值	达标情况
N7	2020.10.26	工业（生产）	昼间	46	60	达标
		/	夜间	40	50	达标
	2020.10.27	工业（生产）	昼间	46	60	达标
		/	夜间	41	50	达标
N14	2020.10.31	工业（增压机）	昼间	50	60	达标
		/	夜间	46	50	达标
	2020.11.1	工业（增压机）	昼间	52	60	达标
		/	夜间	46	50	达标
N3	2020.10.29	交通噪声	昼间	62	70	达标
			夜间	53	55	达标
	2020.10.30		昼间	62	70	达标
			夜间	53	55	达标
N6	2020.10.26		昼间	56	70	达标
			夜间	51	55	达标
	2020.10.30		昼间	54	70	达标

监测点位	日期	噪声来源	检测时段	检测结果	标准值	达标情况
			夜间	52	55	达标
N12	2020.10.31		昼间	59	70	达标
			夜间	46	55	达标
	2020.11.1		昼间	59	70	达标
			夜间	44	55	达标
N18	2020.10.26		昼间	56	60	达标
			夜间	48	50	达标
	2020.10.27		昼间	57	60	达标
			夜间	46	50	达标
N21	2020.10.28		昼间	58	60	达标
			夜间	50	50	达标
	2020.10.29		昼间	57	60	达标
			夜间	48	50	达标
N1	2020.10.29	社会噪声	昼间	47	60	达标
			夜间	40	50	达标
	2020.10.30		昼间	47	60	达标
			夜间	37	50	达标
N2	2020.10.29		昼间	48	60	达标
			夜间	45	50	达标
	2020.10.30		昼间	46	60	达标
			夜间	45	50	达标
N4	2020.10.31		昼间	49	60	达标
			夜间	43	50	达标
	2020.11.1		昼间	47	60	达标
			夜间	37	50	达标
N5	2020.10.26		昼间	51	60	达标
			夜间	41	50	达标
	2020.10.27		昼间	48	60	达标
			夜间	41	50	达标
N8	2020.10.26		昼间	47	60	达标
			夜间	42	50	达标
	2020.10.27		昼间	46	60	达标
			夜间	41	50	达标
N9	2020.10.27		昼间	45	60	达标
			夜间	39	50	达标
	2020.10.28		昼间	45	60	达标
			夜间	38	50	达标
N10	2020.10.27		昼间	47	60	达标
			夜间	40	50	达标
	2020.10.28		昼间	47	60	达标

监测点位	日期	噪声来源	检测时段	检测结果	标准值	达标情况
			夜间	38	50	达标
N11	2020.10.31		昼间	45	60	达标
			夜间	36	50	达标
	2020.11.1		昼间	45	60	达标
			夜间	35	50	达标
N13	2020.10.31		昼间	45	60	达标
			夜间	35	50	达标
	2020.11.1		昼间	46	60	达标
			夜间	37	50	达标
N15	2020.10.31		昼间	47	60	达标
			夜间	46	50	达标
	2020.11.1		昼间	51	60	达标
			夜间	46	50	达标
N16	2020.10.28		昼间	45	60	达标
			夜间	40	50	达标
	2020.10.29		昼间	44	60	达标
			夜间	40	50	达标
N17	2020.10.26	社会噪声	昼间	47	60	达标
			夜间	42	50	达标
	2020.10.27		昼间	46	60	达标
			夜间	40	50	达标
N19	2020.10.26		昼间	47	60	达标
			夜间	39	50	达标
	2020.10.27		昼间	40	60	达标
			夜间	41	50	达标
N20	2020.10.28		昼间	44	60	达标
			夜间	38	50	达标
	2020.10.29		昼间	46	60	达标
			夜间	40	50	达标
N21	2020.10.28		昼间	58	60	达标
			夜间	50	50	达标
	2020.10.29		昼间	57	60	达标
			夜间	48	50	达标
N22	2020.10.31		昼间	43	60	达标
			夜间	38	50	达标
	2020.11.1		昼间	48	60	达标
			夜间	38	50	达标

表 10.1-4　　引用噪声监测点结果　　单位：dB(A)

测点编号	采样时间	测点位置	属性	检测结果	标准值	达标情况
1	2020.3.31 1 次/天（昼间 1 次）	中江 120 井场界东侧外 1m 处	厂界噪声	46	60	达标
2		中江 120 井场界南侧外 1m 处		49		
3		中江 120 井场界西侧外 1m 处		46		
4		中江 120 井场界北侧外 1m 处		47		
5		距项目地北侧 100m 附近民宅点	社会环境噪声	45.7		

从上表 10.1-3~4 可以看出，本项目井场周边最近居民点昼夜间噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求，井场周边明显受到交通噪声影响的居民点昼夜间噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4a 类标准，本项目原有已建井站厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。项目所在区域监测点噪声现状值均达到相关标准，表明项目拟建区域声环境质量良好。

10.2 各单项工程项目声环境影响预测与分析

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

10.2.1 噪声预测模式选择

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

点声源衰减模式如下：

$$L_P = L_{P_0} - 20L_g(r/r_o) \quad \text{……（式 6.2.8-1）}$$

式中：L_P—距声源 r（m）处声压级，dB（A）；

L_{PO}—距声源 r_o（m）处声压级，dB（A）。

施工机具综合影响采用以下预测模式：

a）建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

$$L_{eqg} = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right) \quad \text{……（式 6.2.8-2）}$$

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 6.2.8-3）

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。

10.2.2 施工期声环境影响分析

（1）钻前工程施工噪声影响

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，噪声源强见表 3.1-1。

②预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 10.2-1。

表 10.2-1 钻前施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0
钻孔机	80.0	70.5	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
空压机	81.0	71.5	67.0	64.1	61.0	58.7	57.5	55.0
振动棒	80.0	70.5	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m

处施工机具对声环境的贡献值为 62.0～67.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.0～61.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.0～55.0dB（A）。

本项目各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 25m 范围内使用钻孔、挖掘机等构筑井场设备基础、放喷池等都可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

③敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各井场外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，具体分布情况详见前表 1.8-4。施工过程噪声影响预测见表 10.2-2。

表 10.2-2　钻前工程施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

井场名称	敏感点名称	方位	相对场界距离（m）	施工噪声贡献值	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
高沙 103-6HF	1#居民点	SE	13~72	60.9~75.7	45	61.0~75.7
	2#居民点	NW	14~89	59.0~75.1		59.2~75.1
	3#居民点	NE	54~235	50.6~63.4		51.6~63.4
	4#居民点	SE	157~295	48.6~54.1		50.2~54.6
高沙 104HF	1#居民点	N	156~217	51.3~54.1	47	52.7~54.9
	2#居民点	NE	140~184	52.7~55.1		53.7~55.7
	3#居民点	E	125~347	47.2~56.1		50.1~56.6
高沙 106HF	1#居民点	NE	132~295	48.6~55.6	48	51.3~56.3
	3#居民点	SW	138~317	48.0~55.2		51.0~56.0
	4#居民点	SE	192~307	48.3~52.3		51.1~53.7
高沙 102-7HF	1#居民点	NW	123~167	53.5~56.2	49	54.9`57.0
	4#居民点	NE	82~221	51.1~59.7		53.2~60.1
	6#居民点	S	155~319	47.9~54.2		51.5~55.3
	7#居民点	W	165~257	49.8~53.7		52.4~54.9
中江 120-	1#居民点	NE	131~288	48.8~55.7	45	50.3~56.0

井场名称	敏感点名称	方位	相对场界距离（m）	施工噪声贡献值	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
1HF	2#居民点	S	192~309	48.2~52.3		49.9~53.1
	3#居民点	SW	106~228	50.8~57.5		51.8~57.7
中江 120-3HF	1#居民点	NW	66~109	57.3~61.6	46	57.6~61.7
	2#居民点	N	72~256	49.8~60.9		51.3~61.0
	5#居民点	SE	186~314	48.1~52.6		50.2~53.5
	6#居民点	SW	148~292	48.7~54.6		50.6~55.2
江沙 348HF	1#居民点	NE	178~272	49.3~53.0	45	50.7~53.6
	2#居民点	E	195~290	48.8~52.2		50.3~53.0
	4#居民点	NW	124~283	49.0~56.1		50.4~56.5
江沙 348-2HF	1#居民点	NE	75~271	49.3~60.5	47	51.3~60.7
	2#居民点	SE	148~207	51.7~54.6		53.0~55.3
	4#居民点	W	52~298	48.5~63.7		50.8~63.8
江沙 347HF	1#居民点	SW	21~85	59.4~71.6	47	59.7~71.6
	2#居民点	N	82~287	48.8~59.7		51.0~59.9
	3#居民点	W	87~139	55.1~59.2		55.8~59.5
	4#居民点	N	72~336	47.5~60.9		50.3~61.0
	5#居民点	NW	192~277	49.2~52.3		51.2~53.4
江沙 325HF	1#居民点	E	141~307	48.3~55.0	46	50.3~55.5
	2#居民点	SE	163~328	47.7~53.8		49.9~54.4
	3#居民点	SW	81~112	57.0~59.8		57.3~60.0
高沙 316HF	1#居民点	NE	181~285	48.9~52.8	51	53.1~55.0
	2#居民点	NE	59~239	50.4~62.6		53.7~62.9
	3#居民点	SE	62~123	56.2~62.2		57.3~62.5
丰谷 6-1HF	1#居民点	NW	106~275	49.2~57.5	47	51.3~57.9
	2#居民点	E	142~279	49.1~55.0		51.2~55.6
	4#居民点	S	123~290	48.8~56.2		51.0~56.7
	5#居民点	W	107~268	49.4~57.4		51.4~57.8
高蓬 301HF	1#居民点	NE	171~204	51.8~53.3	47	53.0~54.2
	2#居民点	S	61~106	57.5~62.3		57.9~62.4
	3#居民点	SW	91~152	54.4~58.8		55.1~59.1
	4#居民点	NW	93~128	55.9~58.6		56.4~58.9
江沙 346	1#居民点	N	63~289	48.8~62.0	48	51.4~62.2
	2#居民点	SE	124~175	53.1~56.1		54.3~56.8
	3#居民点	SE	44~271	49.3~65.1		51.7~65.2
	4#居民点	S	136~190	52.4~55.3		53.8~56.1
	5#居民点	W	82~324	47.8~59.7		50.9~60.0

井场名称	敏感点名称	方位	相对场界距离（m）	施工噪声贡献值	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
中江 119-1	1#居民点	NE	12~67	61.5~76.4	51	61.9~76.4
	2#居民点	NE	74~239	50.4~60.6		53.7~61.1
	3#居民点	E	156~284	48.9~54.1		53.1~55.9
	5#居民点	W	131~339	47.4~55.7		52.6~56.9
	6#居民点	NW	149~203	51.9~54.5		54.5~56.1

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。

整体来看，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响；但由于钻前施工全部在昼间进行，夜间不施工，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。

（2）钻井工程施工噪声影响

①源强

本项目各井场井位数量 3~8 口不定，共计 68 口井，各井场均采用单机钻进，先实施一口井，成功后依次实施后续各井，待上一口井测试求产后再实施下一口井，各井场布置的所有井完钻测试后获得产能后建站运营。由于地质地层勘探的复杂性和不确定性，若上一口井测试求产未达到工业开采条件，则建设单位可能会取消剩余井的实施工作，只完成一口井的钻井测试后封井。本次评价按照各井场所有井口钻井工程全部依次实施完成后，建站开采进行评价。

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发电机供电，可能会对周围居民产生影响。本项目各井场设柴油动力机 3 台（2 用 1 备），考虑最不利情况下使用柴油动力机、发电机钻井作业对周围人居环境产生的影响。则各井场钻井阶段钻井噪声主要来源于 3 台（2 用 1 备）柴油机、1 台发电机、1 台钻机、2 台泥浆泵、2 台振动筛等设备产生的机械噪声；此

外，在压裂测试过程将产生压裂噪声。本项目单井场噪声源性质见表 3.1-15。

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

②钻井阶段场界噪声影响预测

根据各井场的平面布置，高噪声设备主要分布在井口和井场后场发电机位置，各噪声源与各场界的距离详见表 10.2-3，井场钻井阶段均采用单机钻，且井场间各井错时运行（不同时钻进）、井场内各井依次钻进。本评价根据《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 $L_{(r)}=L_{(r0)}-201g(r/r_0)$ 预测钻井场界噪声排放情况。各井场钻井噪声在各施工边界的噪声贡献值详见表 10.2-3。

表 10.2-3　钻井工程各井场施工边界噪声贡献值预测一览表

井场名称	敏感点名称	东场界	南场界	西场界	北场界
高沙 103-6HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**73.2**	**64.5**	**69.1**	**63.1**
高沙 104HF	叠加噪声源距离（m）	27.5	55	27.5	55
	发电机噪声源距离（m）	5	15	50	95
	边界噪声贡献值 dB（A）	**72.8**	**64.9**	**68.3**	**62.3**
高沙 106HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**73.2**	**64.5**	**69.1**	**63.1**
高沙 102-7HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**73.2**	**64.5**	**69.1**	**63.1**
中江 120-1HF	叠加噪声源距离（m）	50	27.5	50	27.5
	发电机噪声源距离（m）	20	50	80	5
	边界噪声贡献值 dB（A）	**64.5**	**68.3**	**63.1**	**72.8**

井场名称	敏感点名称	东场界	南场界	西场界	北场界
中江 120-3HF	叠加噪声源距离（m）	27.5	50	27.5	50
	发电机噪声源距离（m）	50	80	5	20
	边界噪声贡献值 dB（A）	**68.3**	**63.1**	**72.8**	**64.5**
江沙 348HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	45	25	5	75
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.1**	**64.0**	**73.2**	**63.1**
江沙 348-2HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	25	45	75
	边界噪声贡献值 dB（A）	**73.2**	**64.0**	**69.1**	**63.1**
江沙 347HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	25	45	75
	边界噪声贡献值 dB（A）	**73.2**	**64.0**	**69.1**	**63.1**
江沙 325HF	叠加噪声源距离（m）	50	25	50	25
	发电机噪声源距离（m）	80	5	20	45
	边界噪声贡献值 dB（A）	**63.1**	**73.2**	**64.5**	**69.1**
高沙 316HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	45	75	5	25
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.1**	**63.1**	**73.2**	**64.0**
丰谷 6-1HF	叠加噪声源距离（m）	25	49.5	25	49.5
	发电机噪声源距离（m）	45	83	5	16
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.1**	**63.2**	**73.2**	**65.2**
高蓬 301HF	叠加噪声源距离（m）	50	25	50	25
	发电机噪声源距离（m）	80	45	20	5
	边界噪声贡献值 dB（A）	**63.1**	**69.1**	**64.5**	**73.2**
江沙 346	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	45	75	5	25
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.1**	**63.1**	**73.2**	**64.0**
中江 119-1	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**73.2**	**64.5**	**69.1**	**63.1**

钻井过程为连续 24 小时作业，昼、夜噪声值变化不大，噪声影响较大，钻井工程昼、夜间各厂界噪声均超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

③钻井阶段敏感目标处噪声预测

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。

表 10.2-4　钻井工程噪声对井口周围居民影响预测

井场名称	敏感点名称	方位	相对井口距离（m）	贡献值 dB（A）	本底值 dB（A）		叠加值 dB（A）	
					昼间	夜间	昼间	夜间
高沙103-6HF	1#居民点	SE	60~92	57.6~61.3	45	39	57.8~61.4	57.6~61.3
	2#居民点	NW	77~109	56.1~59.1			56.4~59.3	56.2~59.1
	3#居民点	NE	135~218	50.1~54.2			51.2~54.7	50.4~54.3
	4#居民点	SE	200~318	46.8~50.8			49.0~51.8	47.4~51.1
	5#居民点	S	242~339	46.2~49.2			48.7~50.6	47~49.6
	6#居民点	NW	204~319	46.8~50.6			49.0~51.7	47.4~50.9
高沙104HF	1#居民点	N	227~287	47.7~49.7	47	40	50.4~51.6	48.4~50.1
	2#居民点	NE	180~214	50.2~51.7			51.9~53	50.6~52
	3#居民点	E	182~373	45.4~51.6			49.3~52.9	46.5~51.9
	4#居民点	W	265~370	45.5~48.4			49.3~50.7	46.6~49
高沙106HF	1#居民点	NE	170~312	46.9~52.2	48	45	50.5~53.6	49.1~53
	2#居民点	W	292~322	46.7~47.5			50.4~50.8	48.9~49.5
	3#居民点	SW	178~352	45.9~51.8			50.1~53.3	48.5~52.6
	4#居民点	SE	246~334	46.4~49			50.3~51.5	48.7~50.5
高沙102-7HF	1#居民点	NW	180~207	50.5~51.7	49	43	52.8~53.6	51.2~52.3
	2#居民点	N	296~339	46.2~47.4			50.8~51.3	47.9~48.7
	3#居民点	NE	229~292	47.5~49.6			51.3~52.3	48.8~50.5
	4#居民点	NE	101~174	52~56.7			53.8~57.4	52.5~56.9
	5#居民点	E	278~310	47~47.9			51.1~51.5	48.5~49.2
	6#居民点	S	205~347	46~50.6			50.8~52.9	47.8~51.3
	7#居民点	W	203~279	47.9~50.7			51.5~51.4	49.1~51.4
中江120-1HF	1#居民点	NE	148~288	47.6~53.4	45	36	49.5~54	47.9~53.5
	2#居民点	S	226~322	46.7~49.7			48.9~51	47~49.9
	3#居民点	SW	134~288	47.6~54.3			49.5~54.8	47.9~54.3
中江120-3HF	1#居民点	NW	93~98	57~57.5	46	37	57.3~57.8	57~57.5
	2#居民点	N	119~308	47.1~55.3			49.6~55.8	47.5~55.4
	3#居民点	NE	278~320	46.7~47.9			49.4~50.1	47.2~48.3
	4#居民点	E	287~295	47.4~47.7			49.8~49.9	47.8~48
	5#居民点	SE	219~344	46.1~50			49.1~51.5	46.6~50.2
	6#居民点	SW	208~343	46.1~50.5			49.1~51.8	46.6~50.7
江沙348HF	1#居民点	NE	246~322	46.7~49	45	40	48.9~50.5	47.5~49.5
	2#居民点	E	219~311	47~50			49.1~51.2	47.8~50.4

井场名称	敏感点名称	方位	相对井口距离（m）	贡献值 dB（A）	本底值 dB（A）		叠加值 dB（A）	
					昼间	夜间	昼间	夜间
	3#居民点	SW	273~349	46~48.1			48.5~49.8	47~48.7
	4#居民点	NW	188~336	46.3~51.3			48.7~52.3	47.2~51.7
江沙348-2HF	1#居民点	NE	116~310	47~55.5	47	42	50~56.1	48.2~55.7
	2#居民点	SE	186~250	48.9~51.4			51~52.8	49.7~51.9
	3#居民点	SW	246~342	46.1~49			49.6~51.1	47.6~49.8
	4#居民点	W	110~332	46.4~56			49.7~56.5	47.7~56.2
江沙347HF	1#居民点	SW	89~99	56.9~57.8	47	41	57.3~58.2	57~57.9
	2#居民点	N	102~337	46.3~56.7			49.7~57.1	47.4~56.8
	3#居民点	W	114~175	52~55.7			53.2~56.2	52.3~55.8
	4#居民点	N	146~361	45.7~53.5			49.4~54.4	47~53.8
	5#居民点	NW	262~339	46.2~48.5			49.6~50.8	47.4~49.2
江沙325HF	1#居民点	E	197~355	45.8~50.9	46	40	48.9~52.1	46.8~51.3
	2#居民点	SE	217~366	45.6~50.1			48.8~51.5	46.6~50.5
	3#居民点	SW	111~147	53.5~55.9			54.2~56.3	53.7~56
高沙316HF	1#居民点	NE	241~326	46.6~49.2	51	41	52.3~53.2	47.6~49.8
	2#居民点	NE	102~264	48.4~56.7			52.9~57.7	49.1~56.8
	3#居民点	SE	105~189	51.3~56.4			54.2~57.5	51.7~56.5
丰谷6-1HF	1#居民点	NW	167~339	46.2~52.4	47	42	49.6~53.5	47.6~52.8
	2#居民点	E	162~292	47.5~52.6			50.3~53.7	48.6~53
	3#居民点	SE	254~322	46.7~48.7			49.8~51	47.9~49.6
	4#居民点	S	158~326	46.6~52.9			49.8~53.9	47.9~53.2
	5#居民点	W	138~312	46.9~54			50~54.8	48.2~54.3
高蓬301HF	1#居民点	NE	209~243	49.1~50.4	47	40	51.2~52.1	49.6~50.8
	2#居民点	S	126~165	52.5~54.8			53.6~55.5	52.7~55
	3#居民点	SW	135~193	51.1~54.2			52.5~55	51.4~54.4
	4#居民点	NW	135~159	52.8~54.2			53.8~55	53~54.4
江沙346	1#居民点	N	117~331	46.4~55.5	48	38	50.3~56.2	47~55.5
	2#居民点	SE	196~243	49.1~51			51.6~52.8	49.4~51.2
	3#居民点	SE	117~340	46.2~55.5			50.2~56.2	46.8~55.5
	4#居民点	S	199~243	49.1~50.9			51.6~52.7	49.4~51.1
	5#居民点	W	118~343	46.1~55.4			50.2~56.1	46.7~55.5
中江119-1	1#居民点	NE	66~91	57.6~60.4	51	46	58.5~60.9	57.9~60.6
	2#居民点	NE	123~276	48~55			52.8~56.5	50.1~55.5
	3#居民点	E	180~309	47~51.7			52.5~54.4	49.6~52.8
	4#居民点	S	278~350	45.9~47.9			52.2~52.7	49~50.1

井场名称	敏感点名称	方位	相对井口距离（m）	贡献值dB（A）	本底值dB（A）		叠加值dB（A）	
					昼间	夜间	昼间	夜间
	5#居民点	W	182~365	45.6~51.6			52.1~54.3	48.8~52.7
	6#居民点	NW	195~241	49.2~51			53.2~54	50.9~52.2

预测结果表明：各井场钻井期间昼间噪声达标距离为井口约71m范围内，夜间噪声达标距离为距离井口约225m范围内。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1.4B（A）、夜间噪声预测值最大超标值为11.4dB（A），夜间噪声影响较大。

根据类比建设单位在同区域已实施项目江沙 33-66HF 井（德阳市中江县东北镇洪沟村 7 组）钻井期间的日常噪声监测结果（金谷园环检（2019）第W648号，2019年11月）：钻井期间厂界外1m处昼间噪声监测值为60～78dB（A），夜间噪声监测值为57～76dB（A），不满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；井场北侧约100m居民处昼间噪声监测值为57dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区昼间标准，夜间噪声监测值为55dB（A），不满足GB3096-2008中2类区夜间标准。对比本次噪声预测结果可知，本次预测结果基本准确可靠，预计实际泥浆钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 70m 范围内，夜间噪声达标距离为距离井口约 220m 范围内。

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。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；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，正常情况下中江气田电网情况较好，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，使用概率较小，使用网电情况下项目钻井噪声对声环境的贡献值可减少约4～5dB（A），可进一步降低对周围声环境的不利影响；同时，本项目各井场钻井周期非连续作业（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。

根据预测结果，本次评价选取井场周边居民点分布最多的丰谷 6-1HF 井组作为典型井场绘制钻井期间的昼夜间噪声等值线图如下图 10.2-1、图 10.2-2 所示。***

图 10.2-1　丰谷 6-1HF 井组泥浆钻井期间昼间噪声等值线图

***

图 10.2-2　丰谷 6-1HF 井组泥浆钻井期间昼间噪声等值线图

（3）压裂作业噪声影响

①源强

各井场压裂作业中产生的噪声主要 3 台压裂设备噪声和柴油发电机噪声。压裂作业周期为 3～4d/井且非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），仅白天进行，夜晚不进行压裂作业。噪声源性质见表 3.1-15。根据压裂作业期间各噪声设备的噪声级和布置，3 台压裂设备分布在井场后场位置，距井口约 20m 位置，发电机布置在后场左方。在预测敏感点的噪声值时，将 3 台压裂设备简化为 1 个噪声源点，根据噪声叠加模式计算压裂设备近似点源的噪声值为 103.8dB（A），位置为井口位置，另一个为发电机噪声源，噪声值为 85dB（A）。

②压裂作业场界噪声影响预测

评价根据《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 $L_{(r)}=L_{(r0)}-201g(r/r_0)$预测压裂作业时场界噪声排放情况。各井场压裂噪声在各井场施工边界的噪声贡献值详见表 10.2-5。

表 10.2-5　压裂作业各井场施工边界噪声贡献值预测一览表

井场名称	敏感点名称	东场界	南场界	西场界	北场界
高沙 103-	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50

井场名称	敏感点名称	东场界	南场界	西场界	北场界
6HF	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**77.1**	**70.2**	**75.9**	**69.8**
高沙104HF	叠加噪声源距离（m）	27.5	55	27.5	55
	发电机噪声源距离（m）	5	15	50	95
	边界噪声贡献值 dB（A）	**76.5**	**69.7**	**75.0**	**69.0**
高沙106HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**77.1**	**70.2**	**75.9**	**69.8**
高沙 102-7HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**77.1**	**70.2**	**75.9**	**69.8**
中江 120-1HF	叠加噪声源距离（m）	50	27.5	50	27.5
	发电机噪声源距离（m）	20	50	80	5
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.2**	**76.5**	**69.8**	**76.5**
中江 120-3HF	叠加噪声源距离（m）	27.5	50	27.5	50
	发电机噪声源距离（m）	50	80	5	20
	边界噪声贡献值 dB（A）	**76.5**	**69.8**	**76.5**	**70.2**
江沙348HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	45	25	5	75
	边界噪声贡献值 dB（A）	**75.9**	**70.0**	**77.1**	**69.8**
江沙 348-2HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	25	45	75
	边界噪声贡献值 dB（A）	**77.1**	**70.0**	**75.9**	**69.8**
江沙347HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	25	45	75
	边界噪声贡献值 dB（A）	**77.1**	**70.0**	**75.9**	**69.8**
江沙325HF	叠加噪声源距离（m）	50	25	50	25
	发电机噪声源距离（m）	80	5	20	45
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.8**	**77.1**	**70.2**	**75.9**
高沙316HF	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	45	75	5	25
	边界噪声贡献值 dB（A）	**75.9**	**69.8**	**77.1**	**70.0**
丰谷 6-1HF	叠加噪声源距离（m）	25	49.5	25	49.5
	发电机噪声源距离（m）	45	83	5	16
	边界噪声贡献值 dB（A）	**75.9**	**69.9**	**77.1**	**70.4**
高蓬301HF	叠加噪声源距离（m）	50	25	50	25
	发电机噪声源距离（m）	80	45	20	5

井场名称	敏感点名称	东场界	南场界	西场界	北场界
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.8**	**75.9**	**70.2**	**77.1**
江沙 346	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	45	75	5	25
	边界噪声贡献值 dB（A）	**75.9**	**69.8**	**77.1**	**70.0**
中江 119-1	叠加噪声源距离（m）	25	50	25	50
	发电机噪声源距离（m）	5	20	45	80
	边界噪声贡献值 dB（A）	**77.1**	**70.2**	**75.9**	**69.8**

压裂作业仅在昼间进行，根据上表的预测结果可知，各井场距离高噪设备较近的场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，但压裂周期仅 3～4 天/井且各口井之间非连续作业（各井场各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），并且压裂施工仅白天进行，随着压裂作业的结束，其对声环境产生的不利影响也将随之消失。

③敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测施工噪声对周边居民的影响。由于压裂施工仅在昼间进行，故只预测压裂噪声在昼间对各敏感点的影响，其预测结果详见表 10.2-6。

表 10.2-6　压裂作业噪声对井口周围居民影响预测

井场名称	敏感点名称	方位	相对井口距离（m）	贡献值 dB（A）	本底值 dB（A）		叠加值 dB（A）	
					昼间	夜间	昼间	夜间
高沙 103-6HF	1#居民点	SE	60~92	65.3~69.0	45	39	65.3~69	65.3~69
	2#居民点	NW	77~109	63.8~66.8			63.9~66.9	63.8~66.8
	3#居民点	NE	135~218	57.8~62.0			58~62	57.9~62
	4#居民点	SE	200~318	54.5~58.5			55~58.7	54.6~58.6
	5#居民点	S	242~339	54.0~56.9			54.5~57.2	54.1~57
	6#居民点	NW	204~319	54.5~58.4			55~58.6	54.6~58.4
高沙 104HF	1#居民点	N	227~287	55.4~57.4	47	40	56~57.8	55.5~57.5
	2#居民点	NE	180~214	58~59.5			58.3~59.7	58~59.5
	3#居民点	E	182~373	53.1~59.4			54.1~59.6	53.3~59.4
	4#居民点	W	265~370	53.2~56.1			54.1~56.6	53.4~56.2
高沙 106HF	1#居民点	NE	170~312	54.7~60	48	45	55.5~60.2	55.1~60.1
	2#居民点	W	292~322	54.4~55.3			55.3~56	54.9~55.6

井场名称	敏感点名称	方位	相对井口距离（m）	贡献值 dB（A）	本底值 dB（A）		叠加值 dB（A）	
					昼间	夜间	昼间	夜间
	3#居民点	SW	178~352	53.6~59.6			54.7~59.8	54.2~59.7
	4#居民点	SE	246~334	54.1~56.7			55~57.3	54.6~57
高沙102-7HF	1#居民点	NW	180~207	58.2~59.5	49	43	58.7~59.8	58.4~59.6
	2#居民点	N	296~339	54~55.1			55.2~56.1	54.3~55.4
	3#居民点	NE	229~292	55.3~57.4			56.2~58	55.5~57.5
	4#居民点	NE	101~174	59.8~64.5			60.1~64.6	59.8~64.5
	5#居民点	E	278~310	54.7~55.7			55.8~56.5	55~55.9
	6#居民点	S	205~347	53.8~58.3			55~58.8	54.1~58.5
	7#居民点	W	203~279	55.7~58.4			56.5~58.5	55.9~58.5
中江120-1HF	1#居民点	NE	148~288	55.4~61.2	45	36	55.8~61.3	55.4~61.2
	2#居民点	S	226~322	54.4~57.5			54.9~57.7	54.5~57.5
	3#居民点	SW	134~288	55.4~62			55.8~62.1	55.4~62
中江120-3HF	1#居民点	NW	93~98	64.7~65.2	46	37	64.8~65.2	64.7~65.2
	2#居民点	N	119~308	54.8~63.1			55.3~63.1	54.9~63.1
	3#居民点	NE	278~320	54.5~55.7			55~56.1	54.5~55.7
	4#居民点	E	287~295	55.2~55.4			55.7~55.9	55.2~55.5
	5#居民点	SE	219~344	53.8~57.8			54.5~58	53.9~57.8
	6#居民点	SW	208~343	53.9~58.2			54.5~58.5	53.9~58.2
江沙348HF	1#居民点	NE	246~322	54.4~56.7	45	40	54.9~57	54.6~56.8
	2#居民点	E	219~311	54.7~57.8			55.2~58	54.9~57.8
	3#居民点	SW	273~349	53.7~55.8			54.3~56.2	53.9~56
	4#居民点	NW	188~336	54~59.1			54.5~59.2	54.2~59.1
江沙348-2HF	1#居民点	NE	116~310	54.7~63.3	47	42	55.4~63.4	55~63.3
	2#居民点	SE	186~250	56.6~59.2			57.1~59.4	56.8~59.3
	3#居民点	SW	246~342	53.9~56.7			54.7~57.2	54.2~56.9
	4#居民点	W	110~332	54.1~63.7			54.9~63.8	54.4~63.8
江沙347HF	1#居民点	SW	89~99	64.7~65.6	47	41	64.7~65.6	64.7~65.6
	2#居民点	N	102~337	54~64.4			54.8~64.5	54.2~64.4
	3#居民点	W	114~175	59.7~63.4			59.9~63.5	59.8~63.5
	4#居民点	N	146~361	53.4~61.3			54.3~61.4	53.7~61.3
	5#居民点	NW	262~339	54~56.2			54.8~56.7	54.2~56.3
江沙325HF	1#居民点	E	197~355	53.6~58.7	46	40	54.3~58.9	53.7~58.7
	2#居民点	SE	217~366	53.3~57.8			54~58.1	53.5~57.9
	3#居民点	SW	111~147	61.2~63.7			61.3~63.7	61.3~63.7
高沙	1#居民点	NE	241~326	54.3~56.9	51	41	56~57.9	54.5~57

井场名称	敏感点名称	方位	相对井口距离（m）	贡献值 dB（A）	本底值 dB（A）		叠加值 dB（A）	
					昼间	夜间	昼间	夜间
316HF	2#居民点	NE	102~264	56.1~64.4			57.3~64.6	56.3~64.4
	3#居民点	SE	105~189	59~64.1			59.7~64.3	59.1~64.2
丰谷6-1HF	1#居民点	NW	167~339	54~60.1	47	42	54.8~60.3	54.2~60.2
	2#居民点	E	162~292	55.3~60.4			55.9~60.6	55.5~60.4
	3#居民点	SE	254~322	54.4~56.5			55.1~56.9	54.6~56.6
	4#居民点	S	158~326	54.3~60.6			55~60.8	54.5~60.7
	5#居民点	W	138~312	54.7~61.8			55.4~61.9	54.9~61.8
高蓬301HF	1#居民点	NE	209~243	56.9~58.2	47	40	57.3~58.5	56.9~58.2
	2#居民点	S	126~165	60.2~62.6			60.4~62.7	60.3~62.6
	3#居民点	SW	135~193	58.9~62			59.1~62.1	58.9~62
	4#居民点	NW	135~159	60.5~62			60.7~62.1	60.6~62
江沙346	1#居民点	N	117~331	54.2~63.2	48	38	55.1~63.3	54.3~63.2
	2#居民点	SE	196~243	56.9~58.7			57.4~59.1	56.9~58.8
	3#居民点	SE	117~340	53.9~63.2			54.9~63.3	54~63.2
	4#居民点	S	199~243	56.9~58.6			57.4~59	56.9~58.6
	5#居民点	W	118~343	53.9~63.1			54.9~63.3	54~63.1
中江119-1	1#居民点	NE	66~91	65.4~68.2	51	46	65.5~68.3	65.4~68.2
	2#居民点	NE	123~276	55.7~62.8			57~63	56.2~62.9
	3#居民点	E	180~309	54.8~59.5			56.3~60	55.3~59.7
	4#居民点	S	278~350	53.7~55.7			55.6~57	54.4~56.1
	5#居民点	W	182~365	53.3~59.4			55.3~60	54.1~59.6
	6#居民点	NW	195~241	56.9~58.8			57.9~59.4	57.3~59

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。

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 155m 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 9B（A）、夜间噪声预测值最大超标值为 19dB（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，项目柴油机、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。在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的的居民和养鸡场采取协商补偿、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；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，正常情况下中江气田电网情况较好，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，使用概率较小，使用网电情况下项目压裂噪声对声环境的贡献值可减少约 3～4dB（A），可进一步降低对周围声环境的不利影响；同时，本项目压裂周期仅 3～4 天/井且各口井之间非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），并且压裂施工仅白天进行，建设单位应在压裂施工前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

根据预测结果，本次评价选取井场周边居民点分布最多的丰谷 6-1HF 井组作为典型井场绘制压裂作业期间的昼间噪声等值线图如下图 10.2-3 所示。

***

图 10.2-3　丰谷 6-1HF 井组压裂作业期间昼间噪声等值线图

（4）站场施工期噪声影响

①源强

根据工程分析可知，施工期采气站场工程的噪声源强见表 3.2-1。

②站场施工期噪声影响预测

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 10.2-7。

表 10.2-7　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
装载机	84.0	74.4	70.0	67.1	64.0	61.7	60.5	58.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
混凝土罐车	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0

重型碾压机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电锯	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 64.0～73.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 58.0～67.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 52.0～61.0dB（A）。

施工期场站工程夜间不施工，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 72m 时，施工机具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的场站布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

③敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各采气井站外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，具体分布情况详见前表 1.8-4。施工过程噪声影响预测见表 10.2-8。

表 10.2-8　采气井站施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

井场名称	敏感点名称	方位	相对场界距离（m）	施工噪声贡献值	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
高沙 103-6HF	1#居民点	SE	53~125	65.2~72.6	45	65.2~72.6
	2#居民点	NW	64~142	64.1~71		64.1~71
	3#居民点	NE	104~290	57.9~66.8		58.1~66.8
高沙 104HF	1#居民点	N	186~249	59.2~61.7	47	59.4~61.9
	2#居民点	NE	170~216	60.4~62.5		60.6~62.6
	3#居民点	E	155~377	55.6~63.3		56.1~63.4
高沙 106HF	1#居民点	NE	162~327	56.8~62.9	48	57.3~63
	3#居民点	SW	170~350	56.2~62.5		56.8~62.6
高沙 102-7HF	1#居民点	NW	155~210	60.7~63.3	49	60.9~63.5
	4#居民点	NE	114~252	59.1~66		59.5~66
	6#居民点	S	186~350	56.2~61.7		57~61.9
	7#居民点	W	196~288	57.9~61.3		58.4~61.5
中江 120-	1#居民点	NE	162~319	57~62.9	45	57.3~63

井场名称	敏感点名称	方位	相对场界距离（m）	施工噪声贡献值	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
1HF	3#居民点	SW	138~260	58.8~64.3		59~64.4
中江 120-3HF	1#居民点	NW	98~141	64.1~67.3	46	64.2~67.3
	2#居民点	N	104~288	57.9~66.8		58.2~66.8
	6#居民点	SW	182~315	57.1~61.9		57.5~62
江沙 348HF	4#居民点	NW	178~339	56.5~62.1	45	56.8~62.2
江沙 348-2HF	1#居民点	NE	128~324	56.9~65	47	57.3~65
	4#居民点	W	105~351	56.2~66.7		56.7~66.7
江沙 347HF	1#居民点	SW	73~137	64.4~69.8	47	64.4~69.9
	2#居民点	N	132~339	56.5~64.7		57~64.8
	3#居民点	W	138~192	61.4~64.3		61.6~64.4
	4#居民点	N	125~386	55.4~65.2		56~65.2
江沙 325HF	1#居民点	E	193~357	56~61.4	45	56.4~61.5
	3#居民点	SW	133~165	62.8~64.6		62.8~64.7
高沙 316HF	2#居民点	NE	90~271	58.4~68	51	59.2~68.1
	3#居民点	SE	93~156	63.2~67.7		63.5~67.8
丰谷 6-1HF	1#居民点	NW	138~308	57.3~64.3	47	57.7~64.4
	2#居民点	E	172~311	57.2~62.4		57.6~62.5
	4#居民点	S	155~323	56.9~63.3		57.3~63.4
	5#居民点	W	139~300	57.6~64.2		57.9~64.3
高蓬 301HF	2#居民点	S	113~158	63.1~66	47	63.2~66.1
	3#居民点	SW	143~204	60.9~64		61.1~64.1
	4#居民点	NW	142~176	62.2~64.1		62.3~64.1
江沙 346	1#居民点	N	95~321	57~67.5	48	57.5~67.6
	2#居民点	SE	154~207	60.8~63.3		61~63.5
	3#居民点	SE	74~302	57.5~69.7		58~69.7
	4#居民点	S	166~224	60.1~62.7		60.4~62.8
	5#居民点	W	112~356	56.1~66.1		56.7~66.2
中江 119-1	1#居民点	NE	43~98	67.3~74.4	51	67.4~74.5
	2#居民点	NE	105~271	58.4~66.7		59.2~66.8
	3#居民点	E	188~315	57.1~61.6		58.1~62
	5#居民点	W	162~370	55.7~62.9		57~63.2
	6#居民点	NW	181~234	59.7~61.9		60.3~62.3

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。

整体来看，各场站在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；但由于本项目各采气井站均在原井场内建设，施工工程量小、施工时间短（每个采气井站建站土建施工时间约 7 天），且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，本项目各采气井站施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，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。

（5）集输管线施工噪声影响

①源强

根据工程分析可知，施工期地面集输管网工程的噪声源强见表 3.1-22。

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进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 10.2-9。

表 10.2-9　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 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0～78.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 57.0～72.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 51.0～66.0dB（A）。

本项目夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于 125m 时，施工机具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。在钻前工程施工过程中，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。

10.2.3 运营声环境影响分析

本项目中江气田目前已实施有较成熟的天然气钻采工程，本评价对各采气井站运营期噪声环境影响采取类比分析同类型天然气开采场站、输气规模、采输工艺的天然气采气井站实际噪声监测资料类比进行预测分析评价。

（1）已投产采气井站正常运行期间噪声监测结果

为有效控制噪声，各采气井站在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备。

本次评价引用建设单位提供的《中江 120 井钻井工程日常环境检测报告》（SWAT-H2003005）及《江沙 339 井组钻采工程日常环境检测报告》（KT（202003）检（091）号）中对中江 119 井站、中江 120 井站及江沙 339 井站正常采气运行期的场界噪声及周边敏感点的噪声监测结果以及本次对丰谷 6D 井站和中江 119 井站正常采气运行期的场界噪声及周边敏感点的噪声监测结果进行评价，监测结果见表 10.2-10、表 10.2-11。

表 10.2-10　已运行的采气井站场界及敏感点噪声监测结果（引用）

单位：dB（A）

站场	地理位置	监测时间	监测点位	监测时段	监测结果	标准限值	达标情况
中江 120	绵阳市三台县八洞镇书房村 9 组	2020.3.31	东场界	昼间	46	60	达标
			南场界	昼间	49	60	达标
			西场界	昼间	46	60	达标
			北场界	昼间	47	60	达标
			项目北侧约 100m 处居民点	昼间	45.7	60	达标
江沙 339	德阳市中江县南华镇芦堰村 4 组	2020.3.19	西南场界	昼间	58	60	达标
				夜间	48	50	达标
			井口西南侧约 78m 处居民点	昼间	51	60	达标
				夜间	46	50	达标

站场	地理位置	监测时间	监测点位	监测时段	监测结果	标准限值	达标情况
			井口东北侧约160m处居民点	昼间	51	60	达标
				夜间	45	50	达标

表 10.2-11　已运行的采气井站场界及敏感点噪声监测结果（引用）

单位：dB（A）

站场	地理位置	监测时间	监测点位	监测时段	监测结果	标准限值	达标情况
丰谷6D	绵阳市涪城区丰谷镇齐心村5组	2020.10.26	N7东南场界	昼间	46	60	达标
				夜间	40	50	达标
			N8井组东南侧约176m处居民房	昼间	47	60	达标
				夜间	42	50	达标
		2020.10.27	N7东南场界	昼间	46	60	达标
				夜间	41	50	达标
			N8井组东南侧约176m处居民房	昼间	46	60	达标
				夜间	41	50	达标
中江119	德阳市中江县回龙镇碉楼沟村5组	2020.10.31	N14东北场界	昼间	50	60	达标
				夜间	46	50	达标
			N15井组东北侧约68m处居民点	昼间	47	60	达标
				夜间	46	50	达标
		2020.11.1	N14东北场界	昼间	52	60	达标
				夜间	46	50	达标
			N15井组东北侧约68m处居民点	昼间	51	60	达标
				夜间	46	50	达标

通过上述已投运采气井站的噪声监测结果可知，在采取各项噪声控制措施后，各采气井站运营噪声能够得到有效控制，昼间厂界噪声基本在50dB（A）以内，夜间厂界噪声基本在45dB（A）以内，均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，站场周边敏感点噪声能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。由此可见，项目营运期对周边声环境影响可接受。

（2）采气井站场界噪声影响分析

本项目各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场站相同，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，各采气井站运行期无高噪声设备，各采气井站场界均能满

足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

10.3 项目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，中江气田产能建设项目（一期）的声环境影响主要表现在各井场钻前施工及钻井和压裂施工阶段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。各平井站在生产初期、后期内无高噪声设备，井场站界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现扰民问题，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。各单项工程营运期对周边声环境影响可接受。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、大范围声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

天然气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。根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设进度及开发时序安排，中江气田产能建设项目（一期）总钻井井组（场）数 15 座，井口数 68 口，每年实施约 4 个井场钻井，每年实施的井场相隔较远，且各井场钻井周期及压裂周期非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），同时压裂周期仅 3～4 天并且压裂施工仅白天进行，对声环境影响较大的钻井及压裂噪声随着施工结束而结束，各阶段噪声影响仅限于各单项工程周边一定范围内，不会出现叠加的噪声影响。本项目实施期间产生的噪声影响仍在各单项工程周边一定范围内，不会改变区域声环境功能区划，对区域声环境影响可接受。

结合区域内已实施的勘探开发工程，通过其实施后对区域声环境影响的回顾性分析可知，在加强各种降噪工程措施以及加强与当地居民协调沟通的情况下，已实施项目钻井噪声对区域声环境的影响是可以接受的。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。本项目在此基础上实施不会产生噪声的叠加影响，声环境

影响仍在各单项工程周边有限范围内，不会改变区域声环境功能区划，对区域声环境影响可接受。

综上所述，在区域已实施的勘探开发工程的基础上，在采取各项噪声控制措施后，本项目实施期间各阶段产生的声环境影响仍在各单项工程周边有限范围内，不会改变区域声环境功能区划，对区域声环境影响可接受。

11 固体废物环境影响评价

11.1 固体废物的来源及性质

中江气田产能建设项目（一期）由各单项工程（钻井井场、采气井站、集输管线）组成，各单项工程的施工期和运营期彼此重叠，本评价按各单项工程各阶段固废产生情况，汇总统计。

11.1.1 钻井井场固废来源及性质

单项钻井工程施工期固体废物主要为钻井过程产生的钻井固废（水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆）、顶替泥浆、油基钻井固废（油基钻井岩屑、废油基钻井泥浆）、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油等。

水基泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、粘土、普通有机聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和硫化褐煤等无毒物质，类比川渝地区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，故水基泥浆钻产生的钻井固废按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第II类一般工业固体废物进行控制。

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，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）。

对于油基泥浆钻井阶段产生的含油钻井固废，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）。

井场内设备保养润滑用油跑冒滴漏产生的少量含油固废按照危险废物进行管理（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08）。

钻井施工和压裂施工作业由专业化施工队伍进行，井场现场产生施工人员生活垃圾。

11.1.2 采气井站及集输管线固废来源及性质

本项目拟部署 15 座采气井站及 17 条集输管线，固废来源主要为场站及管线建设施工期以及运营期产生的固废。

（1）施工期

采气井站及管网施工固废主要来源主要为管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及定向钻、顶管施工产生的废弃泥浆。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻、顶管施工将设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆自然干化后就地填埋处置，并覆土复原。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。废弃的管材和焊接废料，由施工单位清运回收。站场及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生。

（2）运营期

中江气田产能建设项目（一期）各采气井站均设置为无人值守站。运行期间产生的固体废物主要为站场分离器产生的废渣、检修废渣、凝析油及撬装设备废油。集输管线正常运营工况下，除清管废渣外（各井站产生），无噪声、废气、废水污染物排放。

分离废渣、检修废渣及清管废渣均属于 I 类一般工业固废；凝析油与采气废水一起拉运至中转站分离后售卖；废油等含油固废按照危险废物进行管理（HW08 废矿物油与含矿物油废物）。

11.2 固体废物的处理、处置措施及对环境的影响分析

11.2.1 井场固废的处置及对环境的影响分析

（1）钻井固废

钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经泥浆不落地工艺进行固液分离产生的固相废渣。水基泥浆钻产生的钻井固废均为一般工业固废，对于油基泥浆钻井阶段产生的含油钻井固废，属于危险固体废物。

①一般工业固废

水基泥浆钻产生的废钻井泥浆和钻井岩屑均为一般工业固废。为减少钻井过程中固体废弃物的产生，减轻固体废物的排放对周围环境的影响，产能建设项目各井场在钻井施工过程中对水基钻井泥浆的使用、处置处理进行全过程的泥浆不落地技术管理和控制，具体措施如下：

1）各井场施工现场设置专门的配浆区，在专用的泥浆搅拌、备置槽内进行泥浆配制工作，配制好的泥浆储存在泥浆槽内，不得向环境中溢流。

2）各井场钻井前在井场内构筑好清污分流沟，并配套设置废渣收集罐。

3）钻井期间，从钻孔返回的泥浆经过钻井配套的泥浆循环系统过滤出钻屑和杂质后，尽可能重复利用，减少废弃泥浆的产生量。

4）不能再利用的废泥浆及岩屑以及完钻泥浆进入各井场钻井施工作业配套的泥浆不落地及循环系统区域通过泥浆不落地工艺处理后，形成泥饼，压滤出水回用于钻井泥浆调配用水，固相在各井场现场废渣收集罐内暂存，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。在实现资源化的同时还可使废物减量化和无害化。

5）钻井期间严格操作规程，合理制定操作参数，防止出现跑浆等事故。

本项目各井场水基泥浆钻井作业过程中产生的废泥浆和岩屑通过泥浆不落地工艺处理后（振动压滤分离）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），现场无排放量；各井场配置 2 个 40m^3 废渣收集罐临时贮存水基泥浆钻井阶段产生的岩屑和废泥浆，贮存周期＜4d，单井水基固废产生量 840m^3，单井钻井周期 45~50d，现场贮存量小，在废渣收集罐容积管控范围内。本项目各井场水基泥浆钻井施工作业产生的固废通过现场收集临时贮存，外运地方砖厂或水泥厂资源化利用处置后现场无外排固废，水基泥浆钻井固废环境影响控制在当地环境可接受范围内。

②危险固体废物

项目钻井二开段造斜和水平段（约 1500m）全部采用油基泥浆进行钻井；水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生含油顶替泥浆。根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆以及顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。本项目共产生油基钻井固废约 1.122 万 m^3（2.244t），共产生顶替泥浆约 2040m^3（4080t），各井场现场按照危废进行管理（HW08 072-001-08 危险废物），现场设置危废贮存场地由废渣收集罐临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理），运至威远泥浆中转站中转暂存，再分批分次全部交由具有相应危废处置资质单位妥善转运和处置，现场无油基固废排放，油基

泥浆钻井固废及顶替泥浆的环境影响控制在当地环境可接受范围内。

（2）生活垃圾和废包装材料

本项目各井场在施工现场和施工期临时生活区分别设置生活垃圾堆放箱，钻井和压裂施工作业施工人员产生的生活垃圾存放在垃圾箱内，定点堆放，与环保厕所产生的污泥一并定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置，做到现场无生活垃圾残留；废包装材料在各井场材料区集中收集后送当地废品回收站处理。对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）含油固废

井场内设备保养润滑用油及跑冒滴漏产生的少量含油固废属于危险废物（物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求，在危废暂存场内集中收集贮存，废油桶设置雨棚防雨水进入，地面设防渗，防渗系数要求低于 10^{-10}cm/s，并在废油桶周围设 20cm 高 10m^3 围堰，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或有危险废物处理资质的单位代为处置。施工过程中含油固废不外排，对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

散落的钻井泥浆原辅材料、水泥废弃包装、工桶等，产生量少，全部收集并资源化回收利用，钻井施工完毕后保证工完料尽场地清，现场无遗留，对当地环境影响轻微，可控制在当地环境可接受范围内。

11.2.2 采气井站及集输管线固废处置及环境影响分析

（1）施工期

采气井站及管网施工固废主要来源主要为管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及定向钻、顶管施工产生的废弃泥浆。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻、顶管施工将设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆自然干化后就地填埋处置，并覆土复原；施工过程加强水土流失防范措施，施工结束后泥浆及时填埋并进行生态恢复。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生，截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位

清运，现场无施工固废遗留，对当地环境影响小，在可接受范围内。

站场及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生。

（2）运营期

中江气田产能建设项目（一期）各采气井站均设置为无人值守站。运行期间产生的固体废物主要为站场分离器产生的废渣、检修废渣、凝析油及撬装设备废油。集输管线正常运营工况下，除清管废渣外（各井站产生），无噪声、废气、废水污染物排放。

①分离废渣、检修废渣及清管废渣

井场分离器分离出来的废渣量以及检修时清管产生的废渣较少，各井站产生量约 2kg/a，分离器分离的废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，属于一般工业固废，收集后交由当地环卫部门进行处置，不外排，对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

②凝析油

本项目钻井目的层为***、***组和***，从井中采出的天然气可能带有一部分凝析油，本工程共产生凝析油量约 43.9t/d（1.6323 万 t/a），随着后期各井气量的减少，各井采气产生的凝析油产生量也将减少，本评价按照最大量统计。若采用“井下节流+带液计量+分离总计量”的井站，则气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至区域内采气废水处理站（袁家环保处理站或齐福气田水处理站）处理，对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

③废油

压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个井站废润滑油量约 0.2m^3/a。废油属于危险废物（物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。

11.3 固体废物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，中江气田产能建设项目（一期）产生的固废主要为钻前土建施工、管道敷设开挖产生的临时土石方、钻井施工产生的水基钻井泥浆、岩屑以及水基泥浆转换为油基泥浆产色的顶替泥浆、油基泥浆钻井固废、废油等其他含油固废；运营期主要为井站内分离器产生的废渣、检修废渣、凝析油、撬装设备废油等。钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现单项目内平衡，无集中弃土产生；运营期废渣产生量较少，且主要为管道锈蚀铁屑等，一般各收球站内填埋不出站；主要的固废为钻井阶段各井场钻井作业产生的废泥浆和岩屑，需外委地方砖厂/水泥厂（主要为水基泥浆钻井固废）或危险废物资质单位（主要油基泥浆钻井固废和顶替泥浆）妥善处置。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。

根据中江气田产能建设项目（一期）产能建设进度及开发时序安排，中江气田产能建设项目（一期）总钻井井组（场）数 15 座，井口数 68 口，每年实施约 4 个井场钻井。本项目 68 口井钻井期间总计产生水基钻井固废 5.712 万 m^3（11.424 万 t），2024 年将产生年度最大水基钻井固废产生量约 3.36 万 m^3（6.72 万 t）。根据对区域内可依托砖厂/水泥厂接收能力统计结果可知，区域内可依托的 5 个砖厂均已建成投产，年最大水基钻井固废接收能力为 14.19 万 t，完全有能力接收本项目以及与本项目同步实施的新场-什邡气田实施期间产生的水基钻井固废；且若区域周边有其他砖厂或水泥厂有能力接收并处置水基岩屑，建设单位也可按相关规定委托其进行处置，可进一步保证水基钻井固废资源化处理处置单位的接收能力。本项目按照所有井的造斜和水平段（约 1500m）全部采用油基泥浆进行钻井，共产生油基钻井固废约 1.122 万 m^3（2.244 万 t），共产生顶替泥浆约 2040m^3（4080t），2024 年将产生年度最大油基钻井固废约 0.33 万 m^3（0.66 万 t）、顶替泥浆 600m^3（1200t）。根据对区域内可依托的危废资质单位的调查统计结果可知，区域内可依托的危废资质单位年最大危废处置能力为 299627t，

完全有能力接收本项目以及与本项目同步实施的新场-什邡气田实施期间产生的油基钻井固废。由此可见，本项目实施期间固体废物可以做到去向明确、有序处理，不会产生二次污染，对区域环境影响较小。

结合区域内已实施的勘探开发工程，通过其对环境影响回顾性分析可知，已实施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或特殊地层所用油基泥浆钻井产生的少量油基岩屑，以及各井场井站和增压站维修设备时产生的废油等含油固体废物。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，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，无法回用的及时交危废资质单位进行处置，现场无固废滞留和排放，对周围环境影响较小。

因此，在区域已实施的勘探开发工程的基础上，本项目以及与本项目同步实施的新场-什邡气田（一期）实施期间产生的各类固废均能做到分类处置、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，对区域环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

11.4 固废环境影响评价小结

中江气田产能建设项目（一期）固废主要产生于各井场钻井施工阶段，运营期各场站固废产生量均较小，本项目根据各类固废产生情况采取分类处置措施：水基钻井固废（泥浆和岩屑）外运地方砖厂或水泥厂资源化利用，现场无外排和滞留；油基钻井固废（含油固废，属 HW08 072-001-08 危废）、顶替泥浆（含油固废，属 HW08 072-001-08 危废）等危险废物全部交由具备危废资质单位专业处置，钻井过程产生的废油（属 HW08 900-214-08 危废）现场综合利用或交由具备危废资质单位专业处置；运营期各井站产生的少量废油交由具备危废资质单位专业处置。本次中江气田产能建设项目（一期）建设及运行过程中产生的固体废物经以上方式处理后对项目所在区域的土壤、植被及地下水环境造成的影响很小，在当地环境可接受范围内。

12 环境风险评价

12.1 评价依据

12.1.1 风险调查

本项目所开采的天然气预计均不含硫，该项目钻井过程中使用主要原、辅材料有泥浆、加重剂、固井水泥、添加剂、堵漏剂、开采的天然气、柴油发电机用柴油、造斜和水平段采用油基钻井液（白油或柴油）、压裂前置酸（稀盐酸）、井站运营期由工艺系统分离产生的凝析油和采气废水。钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，含高浓度的 COD 和 SS。钻井工程主要材料、钻井废水和产品成分、物理化学特性及毒理性如下：

（1）水基泥浆、固井水泥及添加剂危险性分析

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、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，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆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，本项目采用的泥浆不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

（2）钻井废水危险性分析

钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，属碱性废水，含较高的 COD 和色度，具有一定的腐蚀性。

（3）凝析油和采气废水

项目采气过程中，从井中采出的天然气或多或少都带有一部分凝析油和采气废水，稳定的天然气凝析油是一种液态燃料，其蒸汽会对中枢神经系统产生有害的作用，刺激皮肤、眼黏膜和上呼吸道。采气废水中的主要污染物成分为 COD、石油类、Cl^{-1}。结合工程项目的实际情况，凝析油和采气废水泄漏后会对地表水、地下水和土壤产生一定危害。

（4）甲烷危险性分析

从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起

燃烧和爆炸。作为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，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%～15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达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；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷(CH_4)的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表12.1-1。

表12.1-1　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休。			

（5）柴油危险性分析

钻井及井下作业过程中使用柴油机作为钻井作业现场电力和动力输出，柴油具有可燃性，其特性见表12.1-2。

表12.1-2　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。		

（6）白油危险性分析

本项目造斜段和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。油相一般用白油或者柴油，占泥浆60％～70％或更高，现场实践有达90%以上的使用，危险性主要表现在油性物质的可燃性。

表12.1-3　白油安全技术特性表

标识	中文名	白油		危货及UN编号	
	主要成分	C16～C31的正异构烷烃的混合物		分子量	250～450
理化特性	相对密度[水=1]	0.831～0.883		相对密度[空气=1]	
	外观与性状	无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性。			
	溶解性	不溶于水和乙醇。			
	沸　点，℃		熔　点，℃		
燃爆特性	闪　点，℃	≥130℃	爆炸极限，%(V/V)		
	引燃温度，℃		临界压力，MPa		
	火灾危险类别		爆炸危险组别/类别		
	危险特性	温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。			
	灭火方法	灭火剂：二氧化碳、干化学粉末、泡沫 、砂、泥土或水雾(不可用水喷射)。			
毒性及健康危害	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。	

（7）酸性介质危险性分析

盐酸主要是用于压裂施工前置液酸化井壁，腐蚀性强，危险、有害特性详见表12.1-4。

表 12.1-4 盐酸特性表

标识	中文名	盐酸
	英文名	Hydrogen chloride
	分子式	HCL
	分子量	36.46
	UN 号	1789/8183/8-03/700
	危险货物编号	81013
理化性质	外观与性状	澄清无色或微黄色发烟液体。
	相对密度(水=1)	1.19(37～38%) 1.15(30%) 1.13(25%)
储运注意事项	一般采用塑料储罐、塑料桶包装，也可用内涂橡胶的储罐，塑料罐装必须防止老化，应与氧化剂、金属粉末、氰化物、发孔剂等分开存放。搬运时要轻装、轻卸，防止包装及容器损坏。	

毒性危害	接触限值	空气中最大容许浓度为 15mg/m^3
	侵入途径	吸入、皮肤接触。
	毒性	具有强刺激作用。
防护措施	工程控制	注意通风。
	呼吸系统防护	带过滤式防护口罩。
	眼睛防护	戴安全防护眼镜。
	防护服	穿耐酸工作服。
	手防护	戴防护手套。
泄漏处理		应急处理人员戴好防毒面具和胶手套，穿防护服。将地面洒上苏打石灰，再用水冲洗。

12.1.2 环境敏感目标调查

本项目的环境风险敏感点重点调查各项目井场（井站）周围 3km 范围内的集中居民点、医院、学校、养老院和分散居民点以及拟建管线两侧 100m 范围内的分散居民点。本项目环境风险敏感点分布图见**附图 12.1-1~17**。本项目各井场（井站）环境敏感目标特征表见表 12.1-5，各集输管线环境敏感目标特征表见表 1.8-5（第 1 章）。

表 12.1-5　本项目各井站 3km 范围内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
1、高沙 103-6HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 117 户 420 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	涪城区杨家镇小学	NW	2.1km	小学，集中聚集区
	3	三星博爱小学	NW	2.0km	小学，集中聚集区
	4	杨家镇卫生院	NW	2.5km	医院，集中聚集区
	5	杨家镇	NW	1.8km	镇政府所在地，集中居民区
	6	其它散状分布居民	/	500-3000m	王家桥村、柏林湾村、高山寺村、罗汉寺村、团阳寺村、高碑垭村、回龙寺村、字库村、水塘村、老君村等分散居民点及杨家镇部分镇区居民
地表水环境	1	银山沟河	N	230m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	麻柳河	N	2.5km	
	3	涪城区杨家镇罗汉寺村小岛水库饮用水水源保护区	W	井组西侧距离保护区最近处约 1.74km（准保护区），距离取水口约 2.62km	II 类水域，主要水域功能为涪城区杨家镇集中式饮用水源
	4	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的白垩系碎屑岩类含水层、第四系浅层松散岩类孔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			
2、高沙 104HF					

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
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 122 户 413 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	拦河中心小学校	NW	2.3km	小学，集中聚集区
	3	车坝村小学	SE	2.9km	小学，集中聚集区
	4	拦河医院	NW	2.3km	医院，集中聚集区
	5	关帝卫生院分院	NW	2.6km	医院，集中聚集区
	6	其它散状分布居民	/	500-3000m	灯台村、凉泉村、石梯村、高棚村、五柏村、玉星村、李家祠村、车坝村、同辉村、碾子湾村等分散居民点
地表水环境	1	庞家堰	SW	1.0km	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	石河沟	NE	2.8km	
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的白垩系碎屑岩类含水层、第四系浅层松散岩类孔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、高沙 106HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 84 户 273 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	五柏村小学	NW	2.1km	小学，集中聚集区
	3	永江中心小学校	SE	2.6km	小学，集中聚集区
	4	其它散状分布居民	/	500-3000m	玉星村、凉泉村、灯台村、李家祠村、群星村、石河村高棚村、五柏村等分散居民点
地表水环	1	石河沟	NE	220m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉

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
境	2	三台县芦溪镇兴相村涪江引水渠集中式饮用水源保护区	E	井组东侧距离保护区最近处约 2.8km（二级保护区），距离取水口约 4.7km	II 类水域，主要水域功能为芦溪镇集中式饮用水源
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的白垩系碎屑岩类含水层、第四系浅层松散岩类孔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			
4、高沙 102-7HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 128 户 391 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	五柏村小学	W	2.4km	小学，集中聚集区
	3	永江中心小学校	SE	2.6km	小学，集中聚集区
	4	永明星世纪幼儿园	N	2.8km	幼儿园，集中聚集区
	5	其它散状分布居民	/	500-3000m	永凤村、玉星村、凉泉村、五柏村、长江村、永明村、万家坎村、永和村、四脊村等分散居民点
地表水环境	1	涪江引水渠	NE	450m	III类水域，主要水域功能为引水、泄洪、灌溉、饮用水
	2	涪江	NE	900m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉、饮用水、发电
	3	长河堰	NE	1.7km	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	4	石河沟	SW	1.9km	

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
	5	三台县芦溪镇兴相村涪江引水渠集中式饮用水源保护区	SE	井组东南侧距离保护区最近处约 2.24km（二级保护区），距离取水口约 5.18km	II 类水域，主要水域功能为芦溪镇集中式饮用水源
	6	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的白垩系碎屑岩类含水层、第四系浅层松散岩类孔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			
5、中江 120-1HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 129 户 439 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	书房村小学	SE	830m	小学，集中聚集区
	3	八洞小学	SE	1.6km	小学，集中聚集区
	4	八洞镇初中	SE	2.6km	中学，集中聚集区
	5	八洞村小学	SE	2.6km	小学，集中聚集区
	6	五堰小学	SE	2.7km	小学，集中聚集区
	7	八洞镇卫生院	SE	2.1km	医院，集中聚集区
	8	八洞镇	SE	1.6km	镇政府所在地，集中居民区
	9	其它散状分布居民	/	500-3000m	罗盘村、书房村、八洞村、鹤嘴村、富山村、柏山村、德阳市中江县回龙镇竹林村、通济镇泉水沟村、泉水村、土门村等分散居民点及八洞镇部分镇区居民
地表水环	1	通济水库	S	670m	III类水域，主要水域功能为农田灌溉

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
境	2	胜利水库	NW	1.5km	
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（三台县八洞镇红庙村饮用水水源保护区、中江县通济镇自来水厂水源地保护区）、分散式饮用水源取水井-压水井			
	2	三台县八洞镇红庙村饮用水水源保护区（井组东南侧距离取水口约 1.9km，距离保护区约 1.6km）			
	3	中江县通济镇自来水厂水源地保护区（井组西南侧距离取水口约 2.5km，距离保护区约 2.4km）			
6、中江 120-3HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 84 户 224 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	金石镇中心小学校	NE	2.65km	小学，集中聚集区
	3	六松小学	NW	2.57km	中学，集中聚集区
	4	六松学校	NW	2.66km	中学，集中聚集区
	5	黔青希望小学	SW	1.4km	小学，集中聚集区
	6	金石镇中心卫生院	NE	2.4km	医院，集中聚集区
	7	绵阳市三台县金石镇	NE	2.2km	镇政府所在地，集中居民区
	8	其它散状分布居民	/	500-3000m	石桩村、建民村、土门村、六松村、苕坡村、绵阳市三台县金石镇明朗村、荣庄村、草堰村、八洞镇鹤嘴村、富山村等分散居民点及金石镇部分镇区居民
	9	通济文峰塔	SW	935m	省级文物保护单位；井组西南侧距离文保单位约 935m，距离保护范围约 915m，距离建设控制地带约 885m

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
	10	三台县水禽及湿地自然保护区	NE	1020m	县级自然保护区（井组东北侧距离保护区边界最近处约 1020m）
地表水环境	1	烧坊河	SW	830m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（三台县金石镇泉源村水源地保护区）、分散式饮用水源取水井-压水井			
	2	三台县金石镇泉源村水源地保护区（井组东北侧距离取水口约 2.5km，距离保护区约 2.2km）			
7、江沙 348HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 91 户 296 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	中兴小学	SW	1.1km	小学，集中聚集区
	3	中兴中小学	NW	1.4km	小学+中学，集中聚集区
	4	中兴卫生院	SW	600m	医院，集中聚集区
	5	其它散状分布居民	/	500-3000m	中兴村、大田坝村、黄姜寺村、月塘村、长梁村、文堂村、书房村、钟楼村、响井村、新民村、长梁村、五根松村等分散居民点
	6	牵河村石板河桥	NE	2.6km	市、县级文物保护单位；井组东北侧距离文保单位约 2.6km，距离保护范围约 2.59km，距离建设控制地带约 2.58km
地表水环境	1	石板河	W	400m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（中江县辑庆镇中兴水厂水源地保护区、中江县辑庆镇响井村供水站、中江县辑庆镇五根松供水站、中江县辑庆镇月塘供水站）、分散式饮用水源取水井-压水井			

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
	2	中江县辑庆镇中兴水厂水源地保护区（井组东南侧距离取水口约 2.96km，距离保护区约 2.87km）			
	3	中江县辑庆镇响井村供水站（井组西南侧距离供水站约 2.31km）			
	4	中江县辑庆镇五根松供水站（井组东南侧距离供水站约 2.93km）			
	5	中江县辑庆镇月塘供水站（已停用）（井组东南侧距离供水站约 1.99km）			
8、江沙 348-2HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 127 户 410 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	辑庆镇初级中学	NW	1.5km	小学，集中聚集区
	3	辑庆镇小学	SW	2.3km	中学，集中聚集区
	4	中兴小学	NE	1.8km	小学，集中聚集区
	5	中兴中小学	NE	2.5km	小学+中学，集中聚集区
	6	中兴卫生院	NE	2.0km	医院，集中聚集区
	7	辑庆镇	SW	1.5km	镇政府所在地，集中居民区
	8	其它散状分布居民	/	500-3000m	狮子村、响井村、钟楼村、永远村、飞凤村、上场村、柳林村、飞龙村、祝家庙村、月塘村、大田坝村、黄姜寺村等分散居民点及辑庆镇部分镇区居民
地表水环境	1	余家河	NW	490m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（中江县辑庆镇中兴水厂水源地保护区、中江县辑庆镇响井村供水站、中江县辑庆镇月塘供水站、中江县辑庆镇祝家庙供水站）、分散式饮用水源取水井-压水井			

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
	2	中江县辑庆镇中兴水厂水源地保护区（井组东南侧距离取水口约 2.32km，距离保护区约 2.23km）			
	3	中江县辑庆镇响井村供水站（井组东南侧距离供水站约 1.08km）			
	4	中江县辑庆镇月塘供水站（已停用）（井组东北侧距离供水站约 2.88km）			
	5	中江县辑庆镇祝家庙供水站（已停用）（井组东南侧距离供水站约 2.3km）			
9、江沙 347HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 174 户 577 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	新建村小学	SE	580m	小学，集中聚集区
	3	合兴乡瑞德希望学校	W	1.6km	中学，集中聚集区
	4	合兴乡中心小学	W	1.8km	小学，集中聚集区
	5	中兴中小学	SE	2.9km	小学+中学，集中聚集区
	6	合兴乡劲松村敬老院	SW	1.6km	敬老院，集中聚集区
	7	合兴乡	SW	1.65km	镇政府所在地，集中居民区
	8	其它散状分布居民	/	500-3000m	新建村、劲松村、永远村、钟楼村、黄姜寺村、书房村、严家坝村、平桥村、松柏村等分散居民点及合兴乡部分镇区居民
地表水环境	1	余家河	NE	600m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	人民渠	SW	2.1km	
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			

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
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（中江县辑庆镇水厂水源地保护区、中江县辑庆镇合兴集中式饮用水水源保护区、中江县合兴乡新建村供水站、中江县合兴乡平桥供水站、中江县南山镇严家坝供水站）、分散式饮用水源取水井-压水井			
	2	中江县辑庆镇水厂水源地保护区（井组西南侧距离取水口约 3km，距离保护区约 2.91km）			
	3	中江县辑庆镇合兴集中式饮用水水源保护区（井组西南侧距离取水口约 1.31km，距离保护区约 1.25km）			
	4	中江县合兴乡新建村供水站（井组东南侧距离供水站约 0.57km）			
	5	中江县合兴乡平桥供水站（井组东北侧距离供水站约 1.96km）			
	6	中江县南山镇严家坝供水站（井组东北侧距离供水站约 2.8km）			
10、江沙 325HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 86 户 301 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	中严小学	SW	960m	小学，集中聚集区
	3	南山镇普桥村小学校	N	1.4km	小学，集中聚集区
	4	南山中学	NE	2.5km	中学，集中聚集区
	5	南山小学	NE	2.9km	小学，集中聚集区
	6	南山镇严家坝博爱小学	SE	1.9km	小学，集中聚集区
	7	合兴乡松柏村小学	NW	2.1km	小学，集中聚集区
	8	中兴卫生院	NE	2.6km	医院，集中聚集区
	9	南山镇卫生院	NE	2.3km	医院，集中聚集区
	10	南山镇敬老院	N	1.2km	敬老院，集中聚集区
	11	合兴乡松柏村敬老院	NW	2.1km	敬老院，集中聚集区

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
	12	南山镇	NE	2.2km	镇政府所在地，集中居民区
	13	其它散状分布居民	/	500-3000m	严家坝村、书房村、文堂村牵河村、槐树店村、三塘村、高桥村、松柏村、平桥村等分散居民点及南山镇部分镇区居民
	6	牵河村石板河桥	SE	2.97km	市、县级文物保护单位；井组东南侧距离文保单位约 2.97km，距离保护范围约 2.96km，距离建设控制地带约 2.95km
地表水环境	1	余家河	W	630m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	罗家河	NE	880m	
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（中江县南山镇自来水厂水源地保护区、中江县南山镇普桥供水站、中江县南山镇严家坝供水站、中江县合兴乡平桥供水站）、分散式饮用水源取水井-压水井			
	2	中江县南山镇自来水厂水源地保护区（井组东北侧距离取水口约 1.57km，距离保护区约 1.48km）			
	3	中江县南山镇普桥供水站（井组东北侧距离供水站约 0.95km）			
	4	中江县南山镇严家坝供水站（井组东北侧距离供水站约 1.24km）			
	5	中江县合兴乡平桥供水站（井组东北侧距离供水站约 2.17km）			
11、高沙 316HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 87 户 294 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	五柏村小学	SE	1.9km	小学，集中聚集区
	3	绵阳市第十五中学	NE	1.9km	中学，集中聚集区
	4	绵阳东方艺术学校	NE	2.1km	学校，集中聚集区

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
	5	绵阳市丰谷高中	NE	2.4km	中学，集中聚集区
	6	拦河中心小学校	SW	2.7km	小学，集中聚集区
	7	丰谷中心卫生院	NE	2.25km	医院，集中聚集区
	8	拦河医院	SW	2.8km	医院，集中聚集区
	9	丰谷镇	NE	1.6km	镇政府所在地，集中居民区
	10	其它散状分布居民	/	500-3000m	高棚村、新景村、五柏村、长江村、团结村、胜利村、兴隆沟村、民杨村、新建村、和平村、齐心村、石梯村、春光村等分散居民点及丰谷镇部分镇区居民
地表水环境	1	新建水库	W	140m	主要功能为周边农田灌溉，未划分水域功能
	2	麻柳河	NW	1.26km	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	3	涪江	NE	1.8km	
	4	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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			
12、丰谷 6-1HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 195 户 637 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	关帝镇小学	NW	1.15km	小学，集中聚集区
	3	关帝镇初级中学	NW	1.2km	中学，集中聚集区
	4	拦河中心小学校	SE	1.8km	小学，集中聚集区
	5	关帝镇卫生院	NW	1.05km	医院，集中聚集区

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
	6	关帝卫生院分院	SE	1.45km	医院，集中聚集区
	7	拦河医院	SE	1.78km	医院，集中聚集区
	8	关帝镇敬老院	NW	1.8km	敬老院，集中聚集区
	9	关帝镇	NW	780m	镇政府所在地，集中居民区
	10	其它散状分布居民	/	500-3000m	齐心村、龙坝村、拱桥村、大坪村、水塘村、鲜家坝村、香林村、碾子湾村、春光村、和平村、致富村、大树村、字库村等分散居民点及关帝镇部分镇区居民
地表水环境	1	庞家堰	NE	215m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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			
13、高蓬 301HF					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 95 户 322 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	金龙村基点小学	SE	1.6km	小学，集中聚集区
	3	中江县黄鹿镇中心小学	SE	2.25km	小学，集中聚集区
	4	中江县黄鹿镇卫生院	SE	2.7km	医院，集中聚集区
	5	中江县黄鹿镇	SE	2.13km	镇政府所在地，集中居民区
	6	其它散状分布居民	/	500-3000m	金龙村、木桥村、苏桥村、宝镜村、中江县黄鹿镇宝塘村、铜音村、绵阳市涪城区玉皇镇团鱼村等分散居民点及中江县黄鹿镇部分镇区居民

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
	7	宝镜寺	NW	2.3km	市级文物保护单位；井组西北侧距离文保单位约 2.3km，距离保护范围约 2.3km，距离建设控制地带约 2.26km
地表水环境	1	百里渠	NE	80m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	中江县黄鹿镇黄鹿水库集中式饮用水源保护区	SE	井组东南侧距离保护区最近处约 2.53km（二级保护区），距离取水口约 3.36km	II 类水域，主要水域功能为黄鹿镇集中式饮用水源
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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			
14、江沙 346					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 94 户 353 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	老泉水小学	SW	1.7km	小学，集中聚集区
	3	三溪镇黄家小学	SW	2.8km	小学，集中聚集区
	4	长堰村小学	NW	1.9km	小学，集中聚集区
	5	三溪镇	SW	2.4km	镇政府所在地，集中居民区
	6	其它散状分布居民	/	500-3000m	三福村、双宏村、长林村、黑凤寺村、金河村、良园村等分散居民点及三溪镇部分镇区居民
地表水环境	1	张家河	E	250m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
	2	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			

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
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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			
15、中江 119-4					
大气环境	1	井口外 500 范围内的分散居民	共约 123 户 395 人，详见前 1.8 章节表 1.8-3		
	2	新站村小学	SE	850m	小学，集中聚集区
	3	回龙镇中心小学	SE	1.5km	小学，集中聚集区
	4	回龙中学	SE	2.05km	中学，集中聚集区
	5	石滚坝小学	SW	2.15km	小学，集中聚集区
	6	玉桥海联小学	SW	1.9km	小学，集中聚集区
	7	回龙中心卫生院	SE	1.65km	医院，集中聚集区
	8	回龙镇	SE	1.3km	镇政府所在地，集中居民区
	9	其它散状分布居民	/	500-3000m	碉楼沟村、玉桥村、石滚坝村、新站村、观音岩村、花竹村、万古村、中皇寺村、两河村、百福村、保家村等分散居民点及回龙镇部分镇区居民
地表水环境	1	永湾河	NW	1.3km	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉、饮用水
	2	凯江	SW	1.3km	
	3	项目污废水外运利用、回注以及固废外运利用、处理等运输线路沿线跨越地表水体			
地下水环境	1	评价范围内的第四系浅层松散岩类孔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（中江县回龙镇回龙水厂水源地保护区、中江县回龙镇碉楼供水站）、分散式饮用水源取水井-压水井			
	2	中江县回龙镇回龙水厂水源地保护区（井组东南侧距离取水口约 2.06km，距离保护区约 1.97km）			
	3	中江县回龙镇碉楼供水站（井组东北侧距离供水站约 620m）			

12.2 风险潜势初判及等级划分

12.2.1 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，各施工单位为相对独立施工单元，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，故中江气田产能建设项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2018)附录B中对应临界量的比值确定Q。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

按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。本项目钻井工程预计可获气层为***、***组和***地层，为不含硫化氢气层，比对《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B，本项目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）、15%稀盐酸。本项目压裂阶阶段使用的前置酸为 15%稀盐酸，而《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B 中所列第 334 项为浓度≥37%的盐酸的危险物质临界量，因此本项目所使用的 15%稀盐酸不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。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 3 万方/天，涉及最大无阻流量取正常工况下天然气流量的 5 倍值，井喷点燃时间为 15 分钟，15 分钟内可燃气体天然气泄漏量最大为 1.24t（临界量为 10t），钻井阶段现场柴油罐中柴油储存量（按 7d 的用油量配置）约 50t，造斜段和水平段使用的油基泥浆基础油为柴油或者白油现场贮存量约 250t。

表 12.2-1　施工期 Q 值计算表

序号	物料名称	涉及单元	CAS 号	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	50	0.02
2	甲烷	井口	74-82-8	10	1.24	0.124
3	柴油或白油	油基泥浆储罐	68334-30-5	2500	250	0.1
项目值 Q 值∑						0.244
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》（HJ/T169-2018）附录 B：重点关注的危险物质及临界量；						

（3）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天然气（甲烷），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。本项目新建 15 个站场和 17 条管线，本项目运营期环境风险共计 32 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）。各集输管线危险物质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 12.2-2。

各单元危险物质基本情况见下表 12.2-2。

表 12.2-2　Q 值计算表

序号	所属单元	危险物质名称	CAS号	规格	在线量/储存量（m^3）	最大储存量（t）	临界量Q（t）	q/Q
一、集输管线								
1	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站管线	甲烷	74-82-8	DN159，2.88km，3.99MPa	57.16	1.69	10	0.169
2	高沙 104HF 井站—高沙 101HF 井站管线			DN159，5.1km，3.99MPa	101.21	3.00		0.3
3	高沙 106HF 井站—高沙 104HF 井站管线			DN159，3.75km，3.99MPa	74.42	2.20		0.22
4	高沙 102-7HF 井站—高沙 316HF 井站管线			DN159，6.48km，3.99MPa	128.60	3.80		0.38
5	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线			DN159，6km，3.99MPa	119.07	3.52		0.35
6	江沙 348HF 井站—江沙 209HF 井站管线			DN159，2.91km，3.99MPa	57.75	1.71		0.17
7	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站管线			DN159，1.23km，3.99MPa	24.41	0.72		0.07
8	江沙 347HF 井站—江沙 211-1HF 井站管线			DN159，2.61km，3.99MPa	51.80	1.53		0.15
9	江沙 325HF 井站—江沙 301HF 井站管线			DN159，2.3km，3.99MPa	45.64	1.35		0.14
10	高沙 316HF 井站—高沙 104HF 井站管线			DN159，2.88km，3.99MPa	57.16	1.69		0.17
11	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站管线			DN159，2.25km，3.99MPa	44.65	1.32		0.13
12	江沙 346 井站—中江			DN159，5.5km，3.99MPa	109.15	3.22		0.32

	122 井站管线							
13	江沙 345HF 井站—江沙 321HF 井站管线			DN89，2.8km，3.99MPa	17.41	0.51		0.05
14	江沙 341 井站—江沙 21-1 井站管线			DN89，2.3km，3.99MPa	14.30	0.42		0.04
15	江沙 220-4HF 井站—江沙 220HF 井站管线			DN89，3.5km，3.99MPa	69.46	2.05		0.21
16	江沙 33-41 站—江沙 308 站管线			DN159，4km，3.99MPa	79.38	2.34		0.23
17	江沙 318HF 井—江沙 321-1HF 井			DN219，4km，3.99MPa	150.60	4.45		0.45
二、井站								
1	高沙 103-6HF 井站	甲烷	74-82-8	4口井	208.33	0.165	10	0.0165
2	高沙 104HF 井站			8口井	416.67	0.331		0.0331
3	高沙 106HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
4	高沙 102-7HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
5	中江 120-1HF 井站			6口井	312.50	0.248		0.0248
6	中江 120-3HF 井站			6口井	312.50	0.248		0.0248
7	江沙 348HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
8	江沙 348-2HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
9	江沙 347HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
10	江沙 325HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
11	高沙 316HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
12	丰谷 6-1HF 井站			3口井	156.25	0.124		0.0124
13	高蓬 301HF 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
14	江沙 346 井站			4口井	208.33	0.165		0.0165
15	中江 119-4 井站			5口井	260.42	0.207		0.0207

由上表 12.2-1 可知，本项目钻井期 Q 值为 0.244，营运期以各站场、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，由表 12.2-2 可知，江沙 318HF 井—江沙 321-1HF 井管线的 Q 值最大，为 0.45。综上，本项目钻井期 Q 值为 0.244，营运期 Q 值最大为 0.45，Q 值皆小于 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，因此可开展简单分析。

12.2.2 评价等级

环境风险评价工作等级划分为一级、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12.2-2　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、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。				

根据表 12.2-2，本项目 Q 最大值为 0.45<1，可直接判定本项目环境风险潜势为I，因此可开展简单分析。

12.3 风险识别

12.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中涉及的危险物质有天然气、柴油、白油、盐酸、钻井废水、凝析油和采气废水等，具体见“12.1-1 风险源调查”章节内容。

12.3.2 生产系统危险性识别

项目涉及的危险单元主要为井场、井站和集气管道等。各生产装置的风险性分述如下表12.3-1~12.3-2。

（1）钻井过程主要危险及有害因素分析

表 12.3-1　钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷

3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	暴雨导致废水外溢，柴油储罐泄漏，柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油外溢，污染土壤、影响农作物生长发育和产量，污染地表水
12	钻采同步交叉作业可能会导致如下险情：施工人员在井口操作时易发生高空坠物，井口采气树如发生碰撞导致泄露，易发生爆炸火灾，井口失控；在井队搬迁安装以及钻井施工期间可能会损坏输气管线导致天然气泄漏，发生火灾以及爆炸等事故；钻井或定向施工中，两井眼相近易发生碰撞，井下工具可能会碰坏已建井口的油层套管，轻则套管变形，影响气井后期修井作业，重则套管破裂造成井喷失控、井眼报废、设备损毁甚至人员伤亡	井喷失控、火灾爆炸、天然气泄露燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

（2）天然气开采危险及有害因素分析

表 12.3-2　天然气开采危险及有害因素分析

序号	类别	可能引发天然气泄漏的原因	可能性后果
1	钢管因素	钢管母材质量不合格	易于形成砂眼、裂缝，甚至爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	焊缝因素	焊缝焊接时严重错边	焊缝裂口、爆管等。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
3		焊缝未焊透	
4		焊接材料不符合要求	

5		未按焊接规程操作	
6	腐蚀因素	防腐措施不当，出现外腐蚀穿孔	腐蚀减少管壁厚度，形成砂眼、裂纹，爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7		天然气中存在腐蚀性物质，出现内腐蚀穿孔	
8	密封因素	法兰、阀门、盘根等漏气	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
9	污水罐	污水罐阀门腐蚀，连接管道质量不合格等	采气废水外溢，污染土壤、地下水和地表水

12.4 环境风险源项分析

12.4.1 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。井喷失控事故分析见图 12.4-1。

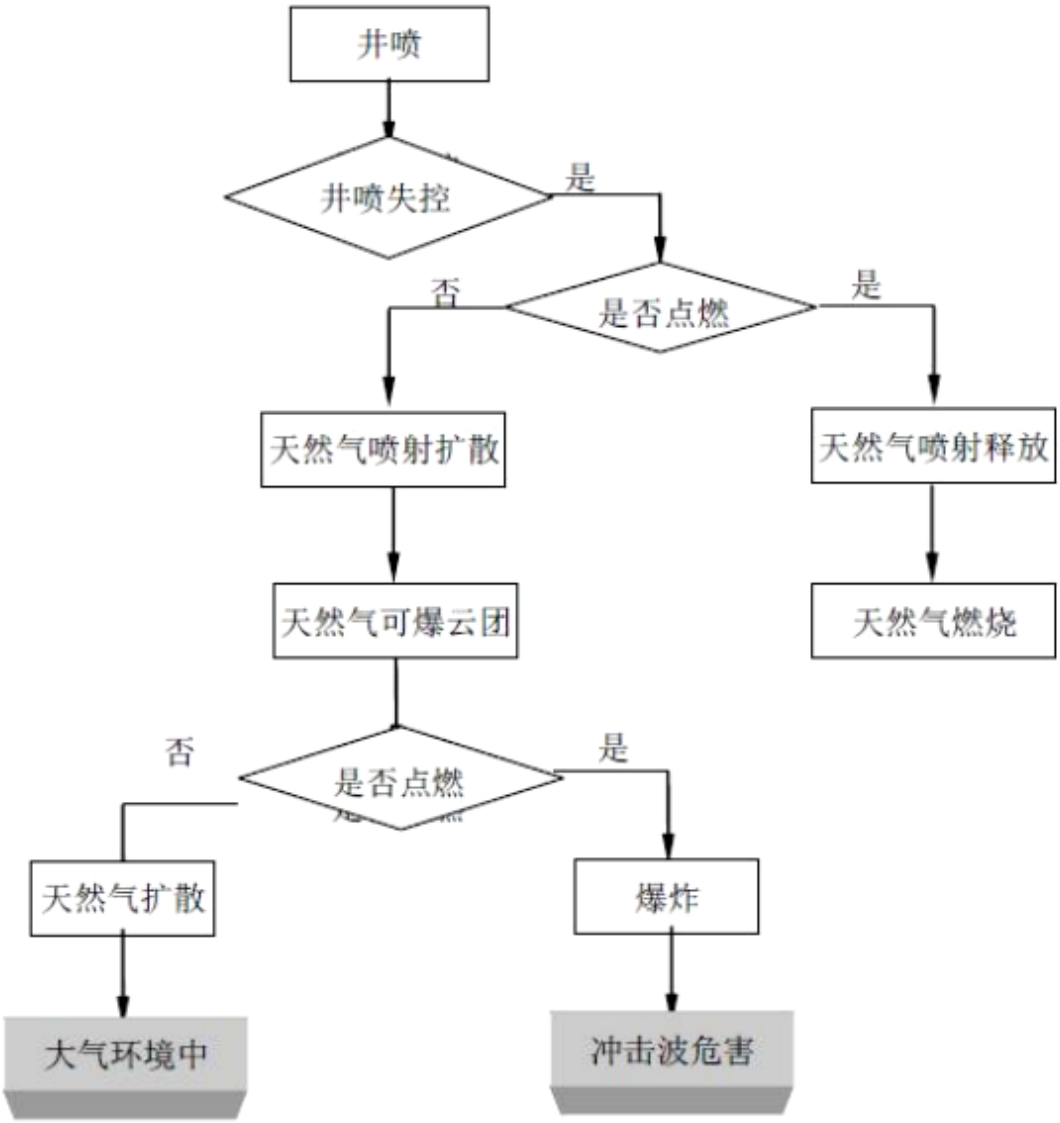


图 12.4-1 井喷失控事故树

从上图可见，最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

12.4.2 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。

12.5 环境风险分析

12.5.1 大气风险事故情形分析和影响分析

（1）场站、采输气管道泄漏风险

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。集输管线站场配备压力阀，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。

（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。

由于本项目目的层为***、***组以及***，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。

12.5.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险

（1）井漏环境风险影响分析

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。其环境影响程度详见地下水专题评价。

（2）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。

（3）集污罐、废水收集罐、油罐的环境风险影响分析

废水收集罐、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（白油）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（白油）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。

另外，通过对拟建地地形地貌和河流沟渠分布情况分析可知，以及废水收集罐、集污罐临时储存的废水量，事故情况下，泄漏废水遇降雨时才会对地表水造成影响。但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险管理，发生事故的概率降低，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。

（4）废水、岩屑、废弃材料

钻井废水、压裂返排液、采气废水、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。运输中涉及到风险事故主要环境敏感点为：

①公路沿线主要为耕地，涉及农村区域和城市区域等。

②线路沿线穿越石渣河、绵远河等地表水体。

环境风险分析：污水转运车辆在行驶过程中，应加强管理，严防污水罐车翻车污染河流。废水转运采用罐体装载污水，罐体为钢板密闭罐，发生翻车泄漏的机率很小，且钻井废水无剧毒物质，主要是含有机污染物、COD、pH、石油类，且转运过程中穿越桥梁均设事故废水收集管道，罐车输送的量约10t/车，量不大，不会产生严重后果。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。本环要求废水转运路线应尽量避开环境敏感目标，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源保护区。

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

A、建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

B、对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

C、转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

D、加强罐车装载量管理，严禁超载。

E、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。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

F、转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置道路时，应放慢

行驶速度。

G、废水转运尽量避开暴雨时节。

H、建立废水转运联单制度。

（5）油罐事故影响分析

钻井使用柴油，油罐布置在井场前场，风险影响主要是油罐的区的火灾爆炸。油罐设置在基础上，基础周围设置围堰。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴的柴油均收集在围堰内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油（白油）大量泄漏的机率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

（6）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3000m以下地层）Cl^-离子浓度达到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。

（7）压裂前置酸泄漏事故影响分析

各井场井站单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存。酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；本工程井场周边设置有清污排水沟，发生泄漏时可有效避免对井场外土壤及地表水体的影响。同时通过协调运输关系，酸罐车一般仅提前1~2d拉运成品前置酸至需求井场，减少前置酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险。

（8）天然气开采期凝析油、采气废水外溢和运输事故影响

本项目井站拟采用井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”两种工艺，若采用采用井下节流+带液计量+分离总计量，则气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，由罐车定期转运至产能建设及勘探项目部中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，因此开采期产生的凝析油和采气废水暂存于井场内的污水罐，污水罐设置外溢报警器，同时污水罐所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对污水罐的容量进行检查，达到容量的80%则进行转运，因此出现凝析油外溢的可能性小；凝析油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，凝析油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。

（9）气液混输管道破裂凝析油、采气废水泄露事故影响

本项目井站拟采用井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”两种工艺，若采用井下节流+带液计量+气液混输工艺的场站、采输气管道泄漏将导致与天然气混输的少量凝析油和采气废水泄露进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。集输管线站场配备压力阀，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，避免大量凝析油、采气废水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

（10）柴油和油基泥浆使用、储运过程中的环境风险分析

一般而言，柴油和白油的安全性是比较好的，但其易燃易爆性是不容忽视的。本项目各井站井场上用柴油罐对柴油进行储存，采用泥浆罐对油基泥浆进行储存，柴油罐和泥浆罐放置在井场进门处砖砌的基础之上，其周围为旱地，无林木等。柴油和油基泥浆在使用、储运过程中的环境风险主要来自于柴油罐、泥浆罐自身缺陷、老化等造成的泄漏。柴油、白油泄漏可能污染河流、地表水、地下水和土壤环境，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。

12.6 环境风险防范措施

12.6.1 各井场井站井控措施

（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）各井场钻井作业中的井控措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)、《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。

12.6.2废水、凝析油泄漏及外溢防范措施

钻井期废水收集罐、运营期污水罐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、运营期污水罐加强保护管理，对废水、凝析油进行及时转运。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。采气期站内污水罐安装溢外报警器，以便及时发现外溢情况。

12.6.3 废水（钻井废水、压裂废水、采气废水）、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。

12.6.4 井漏防范措施

本项目钻井过程中导管段长度为120m~150m，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。从钻井工艺上优化尽可能的减少井漏事故对当地地下水环境的影响，在钻遇地下溶洞等不良地质时，漏失仅引起地下水浊度等物理指标变化，且工程上会采取快速钻进快速下管的施工工艺，因此对地下水尤其是对地下水饮用水源或水井影响不大，尽管如此，还应该提出如下预防和应急措施：

1）各井场井站项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，有必要时应采取钻探等方法进行调查分析，查明项目所在地的地下水分布情况、埋藏深度及岩溶发育情况等，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。

2）采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动

压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。

3）对钻井体系（清水、空气、泥浆等）进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现井漏，立即采取堵漏措施，在压裂过程亦需监控压裂液的漏失情况，以防止压裂液的扩散污染。

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，直至污染影响消失，保证居民的正常生活。

12.6.5 柴油使用、储运过程中的风险防范措施

(1)提高柴油危险性的认识。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，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

(4)建设方将柴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。

12.6.6 采、集输管道泄漏防范措施

（1）管道管材

本工程安装的管道、管件必须使用符合国家设计、制造规范的产品。在特殊地质地段（三类施工区）、人口相对密集区采购厚管壁管材敷设。

（2）管道防腐

保证管道的长期安全运行，抑制电化学腐蚀的发生，按《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2008)的要求，对采气管线和集气管线均采取外防腐层加阴极保护的联合防腐措施。

一般地段采用普通级防腐层；河流、公路、铁路穿越段及山区石方段采用加强级防腐层。补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带，管道补伤采用聚乙烯补伤片。热煨弯管外防腐采用环氧底漆型三层结构辐射交联聚乙烯热收缩套。

地面管线（站场）防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。管道外防腐涂料面漆颜色按按《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T 0043-2006）的规定执行。平板闸阀本体刷红调和漆两道，手轮（柄）刷黑色调和漆两道。阀套式排污阀本体刷蓝色漆两道。线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。各站场站内的露空管道、设备外壁选用附着力强，能经受气候变化，耐候性优异，不易退色，使用耐候性好、保光保色性优异的树脂漆防腐。

（3）自动控制系统

1）各井场井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

2）对本项目各井场井站生产装置等全部工艺过程进行监视和控制，实现对整个开采区域的生产运行进行监控和调度管理；

3）各场站可实现对下列数据的采集和传递：站场/工艺设施的工艺变量、站场/工艺设施的阀门状态、设备状态、井口温度、压力、流量信息/计量参数、管道防腐参数等；

4）可进行安全报警、装置气体泄漏检测；

5）对区块各井场井站进行远程监视，实现紧急情况下30s内各切断阀自动截断关停。

12.6.7 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、放散系统、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）采气废水污水罐安装外溢报警器能及时发现采气废水和凝析油外溢情况可及时采取相应措施，污水罐区设置防渗围堰，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；加强污水罐的维护保养工作，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，置于危废暂存间，保持盖子紧盖，及时综合利用。

12.6.8 环境风险防范措施工程监理

为确保工程项环境风险防范措施合理有效地实施，建议在钻采过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，确保项措施得到合理有效的落实。

12.6.9 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《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），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、凝析油、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。

12.7 环境风险事故应急措施

12.7.1 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，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。

12.7.2 井喷及井喷失控应急处理措施

①抢险原则

立即抢关井口，停止生产，切断与主管线连接，对流程泄压，放喷点火，最大限度的确保现场工作人员和附近居民的人身安全，防止井口着火，在此基础上力争设备与井口的安全。

②应急措施

a.井喷失控后应立即停车、停炉，并关闭全部非防爆照明器具和电器设备，打开专用防爆探照灯。熄灭火源，组织警戒，并尽快使用水管向井口注水防火。

b.井站在现有条件下不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应配带防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，迅速用点火枪远程射击，以防天然气弥漫在空气中发生爆炸事故。

③人身安全防护

抢险人员为避免烧伤、中毒、噪音伤害等，应根据需要配备护目镜、防尘口罩、手套等。

④井口装置损坏或其它原因造成复杂情况条件下井喷失控或着火的处理

a.做好井场防火工作。按规定和指令动用机动设备、发电机及电气焊。对流程设施、油罐、氧气瓶、乙炔发生器等易燃易爆物采取安全保护措施。

b.设置观察点，定时取样，测定井场各处天然气含量，划定安全范围。

c.尽快由四通向井内连续注水，用消防水枪向油气喷流和井口周围设备大量喷水，以保护井口装置，防止着火或事故继续恶化，并迅速做好储水、供水工作。

d.失控井都必须清除抢险通道及井口装置周围可能使其歪斜、倒塌、妨碍处理工作进行的障碍物，暴露和保护井口装置。着火井应在灭火前按照先易后难、先外后内、先上后下、逐段清理的原则，采取氧炔焰切割和喷砂切割带火清障。清理工作要根据地理条件、风向，在消防水枪喷射水

幕的保护下进行。未着火井要严防着火，清障时要大量喷水和使用铜制工具。

e.采用密集水流法、突然改变喷流方向法、空中爆炸法、快速灭火剂综灭火法以及打救援井方法扑灭不同程度的大火。其它井喷抢险详见井队《井控应急预案》并遵照 SY/T6426-2005 等有关规范执行。

12.7.3 井喷或场站泄漏应急疏散措施

①抢险原则

首先对流程泄压，放喷点火，最大限度的确保现场工作人员和附近居民的人身安全，防止井口着火，在此基础上力争设备与井眼的安全。

②抢险措施

A.一旦发生井口刺漏、泄漏引发井口失火、井喷等无法抢关井事故时，井站值班员工应立即向钻采同步应急指挥领导小组报告，并及时通知井队要求停止钻井作业，熄灭火种，积极协助配合进行初期抢险作业。钻采同步应急指挥小组应立即将情况上报钻井公司(采气厂)。

B.钻井队（井站）有关人员立即组织警戒、灭火、压井前期准备等工作。

C.钻井队在取得上级的指令后，立即实施压井抢险作业。

12.7.4 可燃气体泄漏事故应急措施

当发生天然气泄漏扩散时，争取最短时间切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。

12.7.5 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

（1）分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

（2）保质保量的配置堵漏泥浆。

（3）施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

（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。

12.7.6 废水、柴油或凝析油泄漏应急措施

（1）场地泄漏措施

①当钻井废水或柴油或凝析油外溢时，应及时围堵，并及时进行清理，确保废水或柴油或凝析油不进入河流中。

②对受泄漏钻井废水或柴油或凝析油污染的土壤进行清理和置换，确保农业生产不受影响，同时避免雨水冲刷进入河流中。

（2）转运泄漏措施

废水、凝析油、钻井固废外运均采用密闭罐车运输，发生事故时对环境也不会造成重大环境影响。一旦发生事故，井场废水、凝析油、钻井固废泄漏造成环境污染时，现场人员应及时向上级汇报并视情况向当地环保部门汇报，同时采取有力措施，防止污染扩大。应急抢险应以尽量减少泄漏量、控制废水、凝析油、钻井固废扩散范围为基本原则。施工单位须制定出应急救援预案和与当地政府和有关部门建立相衔接的应急救援体系，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的联络系统。

12.7.7 套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

12.7.8 酸化压裂用酸发生泄漏事故的措施

一旦发生泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防治进入下游地表径流。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。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。

12.7.9 宣传、培训和演习

①公众信息交流。各级政府、天然气开采企业要按规定向公众和员工说明天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援

有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

②培训。天然气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

③演习。产能建设及勘探项目部及所属单位每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

12.7.10 风险管理措施

产能建设及勘探项目部成立专门的为应对油气勘探、开发等生产经营过程中可能发生的重大突发事故，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害。产能建设及勘探项目部建立了详细周密的应急救援体系，设立了三级应急救援网络。

产能建设及勘探项目部应急领导小组负责所属范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等五个专业事故应急小组职责履行情况。

发生重大事故，专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，产能建设及勘探项目部应急领导小组协调有关工作。

对特大事故，产能建设及勘探项目部应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产，并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

12.7.11 应急联动

（1）上层联动：本项目所在的德阳市、绵阳市、成都市、中江县、罗江区、金堂县、三台县、涪城区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。

12.7.12 环境风险评估和应急预案制定

尽管本项目建设和运行所带来的环境影响在采取相应的措施后，不会对当地的环境造成恶化，但是工程建设和运行仍然存在发生风险事故的可能性，建议建设单位应充分重视项目潜在的环境风险，定期开展环境风险评估工作，对重点风险部位、风险源、风险保护目标开展评估，为项目平稳建设和运行保驾护航；此外，建设单位应编制项目应急预案并在当地相关部门进行备案，定期开展应急演练，确保各项应急措施有效实施。

根据《中国石油化工集团有限公司西南石油局有限公司西南油气分公司 HSSE 管理手册（2019 年版）》，公司应急预案体系包括综合应急预案、专项应急预案、现场处置方案、应急处置卡，应急预案编制执行《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T 29639)。同时应急预案的编制应提前组织开展事故风险评估和应急资源调查，编制的应急预案应与上级单位、当地政府及相关部门应急预案相衔接。以及项目各重大工程建设、检维修项目及重大活动的管理部门应组织承包商编制相应工程的环境风险预案。应急预案应由 HSSE 管理部门组织专家审核，由单位主要负责人签署后公布，并在项目所在地生态环境行政主管部门进行备案。

12.7.13 应急保障体系建设

（1）应急预案管理职责

生产运行管理部是环境应急的主管部门，安全环保处、党政办公室、设备管理处、工程技术管理部、基建处、车辆管理服务中心、信息化管理中心（档案管理中心）为配合部门。

①生产运行管理部负责制（修）订应急管理制度，负责应急值班管理，负责突发事故（事件）的报告、响应、处置和恢复等工作，跟踪突发事件动态和处置进展，及时通报情况；负责应急物资和应急队伍的管理，组织企业级应急演练和演练总结评估。

②安全环保处负责组织应急预案编制、评审、发布和备案，负责编制综合应急预案。

③党政办公室负责新闻稿、公告、信息发布材料和上报材料的审核工

作，做好与媒体、相关方沟通协调。

④信息化管理中心负责事故现场与应急指挥中心和集团公司的互联互通，负责应急过程中的通讯保障。

⑤生产运行管理、安全环保处、设备管理处、工程技术管理部、基建处、车辆管理服务中心、信息化管理中心等部门负责编制业务范围的专项应急预案。

应急救援中心是公司专职应急救援队伍，承担各类突发事故（事件）综合应急抢险救援工作；负责应急（消防）设施的监督检查、维护保养、培训等，并指导各单位开展应急（消防）设施的维护保养，应配置专业技术人员和技能操作人员，专职应急人员应依法持证上岗。

各单位是属地应急管理工作的责任主体。应健全完善应急管理组织体系，成立应急指挥中心及其组织机构，明确各部门、各岗位应急职责，负责本单位突发事故（事件）的应急抢险救援工作，配备专（兼）职应急管理人员，定期组织开展应急演练。

基层单位应成立应急领导小组，设置专（兼）职应急管理人员负责本单位的应急抢险救援工作。负责编制现场处置方案（应急处置卡），按计划开展演练，做好各类异常情况初期处置。建立完善基层义务应急队，义务应急队员至少每年接受一次集中培训，并按要求取证。

（2）应急组织

公司应急组织机构由公司 HSSE 管理委员会、公司应急指挥中心、应急指挥中心办公室、应急工作组、现场应急指挥部、专家组组成。

公司 HSSE 管理委员会是公司突发事件应急管理的领导机构，统一领导局、分公司的应急管理工作，批准重大应急决策。

各单位是应急管理的责任主体。各级 HSSE 管理委员会是本级应急管理工作的领导机构，各级主要负责人是本单位应急管理第一责任人。

基层单位应成立应急领导小组，并建立完善基层义务应急队，由基层单位负责人担任队长，运行班组负责人（值班长、班长等）担任分队长，队伍人数占一线操作员工总体比例原则上不低于 20%。基层单位技术人员应为义务应急队伍成员。

（3）应急物资

物资供应中心应建立应急物资管理制度，明确应急物资的采购、配送、资料调配等相关要求。各单位应依据相关标准规定，为应急抢险队伍配备应急装备器材、个体防护用具和训练用具，合理配置应急设施、储备应急物资。

应急物资存储和使用单位应按照属地管理原则建立应急物资、装备配备及其使用档案，并对应急物资、装备进行定期检测和维护，确保储备充足、调运顺畅，使其处于适用状态,并建立完善相关管理制度。

（4）应急演练

生产运行管理部、各单位、基层单位应制定各级年度应急演练计划，公司应每半年至少组织 1 次实战演练，由生产运行管理部组织；各单位应每季度至少组织 1 次实战演练；基层单位应每月至少组织 1 次现场处置方案演练；要害部位应根据实际增加现场处置方案演练次数。

各单位主要负责人组织和参与应急预案演练每年不少于一次，分管安全生产工作的负责人组织和参与应急预案演练每半年不少于一次。

依托外部应急资源的单位应指定牵头部门，明确对协议队伍的管理要求，定期与协议队伍开展演练等活动，确保协议队伍熟悉现场和应急预案，纳入年度计划。

各级应建立预案演练档案：

企业级和单位级应急演练应根据《企业应急演练评估工作指南》编制应急演练评估报告，填写《实战演练定量评估表》或《桌面演练评估表》。

基层单位原则上不编制应急演练评估报告，如实记录演练内容。

场站（班组）应急演练不编制应急演练评估报告，填写《实战演练定性评估表》，填写《实战演练定性评估表》及存在问题、改进措施。

应急演练以不预先通知的方式为主，演练只明确演练科目，不宜编制演练方案。

（5）监测与预警

应急指挥中心应配置应急信息平台，具备应急值守、视频监控、监测预警、应急会商、联动处置、辅助决策等功能，能够与集团公司应急指挥

中心等信息系统实现互联互通，有效实施日常安全监控和突发事件快速处置。

应急指挥中心应积极运用先进信息技术手段，推动应急自动响应、应急信息共享，提升应急处置效率。

公司、各生产单位和应急救援中心应设置应急值班室，实行 24 小时应急值班。值班人员应包括：值班领导、值班人员、通勤车辆驾驶员。

后勤单位和生产辅助单位实行 24 小时电话值班。值班人员名单应向上级应急值班室报备。

各单位应在高风险场所配备必要的有毒（害）气体、可燃气体、火灾探测等监测监控设施并保证设施有效运行。

应急指挥中心办公室应及时跟踪政府发布的自然灾害、事故灾难和公共卫生等外部预警信息，落实应对措施。对内部异常状况实时监控，及时研判事故风险，发布预警信息。

对可能影响周边各生产单位、公众安全、生态环境的突发事件，由局党委宣传部（新闻中心）会同专业主管部门编制舆情信息，党政办公室审核后及时向地方政府、周边各生产单位和公众发出预警信息。

发生突发环境污染事件后，环境监测站应开展应急监测，对污染物的扩散和污染趋势进行预测预警。

（6）应急报告

应急报告实行逐级上报制度。发生 III 级及以上事件，各单位在启动本单位应急预案的同时应迅速按照规定的程序向局、分公司应急指挥中心办公室报告。

信息报告分初报、续报和处置结果报告。初报信息应在突发事件发生后 30 分钟内电话向公司应急指挥中心办公室报告，1 小时内书面报告，初报时应明确突发事件现场专职联络人员和联络方式；根据事件发展和抢险救援情况随时报告，事件持续发展的每 30 分钟报告 1 次；事件处置结束后进行终报。

应急指挥中心办公室接到突发事件上报信息后，应立即按照事件类别向应急指挥中心办公室副主任报告，应急指挥中心办公室副主任接到报告

后根据险情大小，及时向应急指挥中心办公室主任报告；应急指挥中心办公室主任向应急指挥中心总指挥和 HSSE 管理委员会主任报告，应急指挥中心办公室主任同时通报其他副总指挥；

事态紧急时或发生重大事故时，应急指挥中心办公室副主任可直接向总指挥报告，同时向其他副总指挥通报。

应急值班人员同时向应急指挥中心办公室其他副主任和相关业务技术处置组组长报告。

技术处置组组长接到信息后，立即研究应对措施，提出处置意见，指导现场处置，同时通知相关处室做好应急准备，商讨进一步应急工作。

事件发生后，应根据事件发展情况，及时启动相应等级的应急预案；生产运行管理部（、安全环保处、党政办公室分别向集团公司对口主管部门生产调度指挥中心、安全监管局、办公厅报告。

事发单位应按照国家、地方政府有关规定，立即向事发地人民政府、安全生产监督管理部门和其他有关部门报告。

（7）应急响应

基层单位开展初期应急处置。现场发现工况异常和工艺设备报警，应及时采取工艺等措施控制危险源、封锁危险场所，防止事态扩大。

突发事件发生后，各级主要负责人立即启动相应级别的应急预案。第一时间成立现场指挥部，由专业分管领导或授权人担任现场指挥，开展现场应急处置工作。

应急预案启动后，应做好现场隔离和紧急疏散，切断或者控制污染源以及其他防止危害扩大的必要措施，与应急处置无关的人员应迅速撤离。及时通报可能受到危害的单位和居民，并按照要求，向地方政府和集团公司相关部门报告。

现场应急指挥部按照应急指挥中心指令要求开展应急处置工作，科学组织救援。

（8）应急恢复

现场救援结束，事故事件单位应组织安全风险评估并制定工作方案后开展现场清理工作，应急恢复过程防止发生次生、衍生事件。

恢复正常生产和经营前，事故事件单位应经风险评估和条件确认，必要时需修订完善生产经营的有关制度要求。

（6）应急预案的内容

物资供应中心应建立应急物资管理制度，明确应急物资的采购、配送、资料调配等相关要求。各单位应依据相关标准规定，为应急抢险队伍配备应急装备器材、个体防护用具和训练用具，合理配置应急设施、储备应急物资。应急物资存储和使用单位应按照属地管理原则建立应急物资、装备配备及其使用档案，并对应急物资、装备进行定期检测和维护，确保储备充足、调运顺畅，使其处于适用状态,并建立完善相关管理制度。

表 12.7-1　　应急预案主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：钻井产气层 环境保护目标：井口附近居民、评价范围内大气、水环境及土壤环境等。
2	应急组织机构、人员	组织机构为中石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，钻井队及其管理单位、市政府、县政府、镇政府、村委会。关键依靠钻井队、镇政府、村委会。充分、重点发挥地方镇乡、村级政府的组织能力，纳入应急组织机构中。
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序： 把重大环境污染事故定为三级，定性为一般，涉及组织单位为中石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部、钻井队和中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县生态环境局。 井喷及井喷失控定为一级，涉及组织单位为业主单位、钻井队及其管理单位、中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县政府、相关镇政府、相关村委会。必要是可增加到德阳市、绵阳市、成都市政府和西南油气分公司。响应程度依次增强。
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等：井场配备硫化氢测试、防毒、医疗、消防、疏散等应急设施。同时钻开气层前通知中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县医院，中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县消防队等救援保障力量以及产能建设及勘探项目部应急救援单位。
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：协调井队通知相关村委通过广播和电话通知各居民点。设立 1 个联络点，指定 4 人负责通知周边居民。并电话通知涪城区交警队负责交通保障、管制。
6	应急环境监测、抢险、救援及控	环境应急监测可组织协调中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县环境监测站监测。抢险、救援组织协调中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县消防队和中江县、罗江区、三台县、涪城区、金堂县医院和钻井主管部门和产能建设及勘探项目部的应急队伍。控制措施主要由钻井队和其管理部门、天然

序号	项目	内容及要求
	制措施	气公司等部门共同协商控制。井喷失控的关键控制措：保证井喷失控在 15min 内点火井口燃烧泄漏天然气，将天然气燃烧转化为 CO_2 和 H_2O。井口周边 500m 范围内布设环境监测点，并根据监测情况适时组织紧急车离去外的居民撤离。
7	应急防护措施	应急检测、防护采用井队配备的设备和消防队伍的设备，必要可增加天然气公司、钻井队主管部门的检测防护设备。清除泄漏必要时可通过消防车喷雾状水溶解将气态污染物转化为水污染物，再收集处理。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	严格执行及时点火的原则，井喷失控后在井口周边 500m 范围内布设环境应急监测点，根据井喷事故时压井情况、环境监测结果以及安全评价结果，确定需通知并撤离的井口周边居民。及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织可能危及居民安全范围内的居民撤离，至压井作业完成。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定人负责通知居民。
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： （1）井喷失控得到控制，伤亡人员得到全部救援和安置，危险区域的居民全部撤离。区域甲烷浓度达标后应急救援程序关闭。 （2）恢复措施：对事故伤亡情况进行统计，应做好详细的记录并存档.行政领导组应尽快协调各部做好医疗救护工作，包括医疗经费的提供、受伤人员的住院安排与护理以及善后赔偿等；钻井队主管单位配合相关部门人员对受损设备尽快安排修复并投入生产使用。钻井队主管部门、业主单位成立事故调查小组，调查原因并按“四不放过”的原则进行事故处理；做出事故调查报告，同时总结事件教训，实行安全事故的教育培训，杜绝类似事件的再次发生。
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：着重在钻开含气层前的演练，井队安全监督要对井队全体员工进行应急救援培训，提高员工的应急救援能力。加强对组织人员向井场附近居民宣传甲烷和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。应急演练应每个井站开展一次，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。对井口周边 500m 内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。同时应在进入气层前对居民进行安全应急演

序号	项目	内容及要求
		练一次。应急演练由建设单位和当地村委会共同实施。
11	公众教育和信息	对井场邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息： 钻井工程前，要向可能危及居民安全范围内（井口周边 500m）进行甲烷安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育，提出紧急情况下的安全撤离要求和方案，并告知周边居民。
12	夜间特别管理机制	井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边较近距离的居民，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。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，在夜间事故报警后立即撤离。

12.8 环境风险评价小结

中江气田产能建设项目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。本项目环境风险最大可信事故为钻井过程中的井喷失控，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，中江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。

本项目环境风险简单分析内容表见表 12.8-1。

表 12.8-1　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中江气田产能建设项目（一期）			
建设地点	四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区和三台县）、成都市（金堂县）境内			
地理坐标	经度	***	纬度	***
主要危险物质及分布	目的层 CH_4(易燃易爆)，井场上暂存柴油、白油、盐酸			
环境影响途径及危害后果	1、大气环境：井喷失控时目的层天然气泄漏扩散、爆炸冲击波、燃烧热辐射急性伤害。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			

（大气、地表水、地下水、土壤等）	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。 2、地表水环境：柴油、白油、盐酸等原辅材料、废水和固废在储存或使用过程中发生泄漏，若控制不当流入周围水体则将引起水体环境污染；钻和土壤的污染。本项目气液混输管道泄露将导致与天然气混输的少量凝析油和采气废水泄露，进入地表水中，污染水环境。 3、地下水、土壤环境：柴油、白油、盐酸、钻井废水、采气废水和凝析油等泄漏可能通过地表入渗进入浅层地下水以及土壤，引起地下水、土壤污染。由于井漏引起钻井泥浆泄漏污染地下水、土壤。
风险防范措施要求	1、加强环境风险管理措施：按规范要求落实井控措施，钻井过程中加强井漏防范措施，按照规范要求实施集输管道泄漏防范措施，按照规范要求落实采气工程防范措施，按要求设置钻井风险监控、报警措施，落实柴油、污废水固体废物的存放及运输等环节泄漏防范措施。按照规范要求选择规范的管材并落实管道防腐要求并对管道进行定期巡查。 2、成立应急救援指挥机构，制定环境风险应急预案并进行演练。
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）：	

13 环境敏感区环境影响预测与评价

根据对中江气田产能建设项目（一期）现场调查和区域环境敏感区资料的收集与识别，本次中江气田产能建设项目（一期）区域内共有环境敏感区 32 处，其中集中式饮用水源保护区 20 处、自然保护区 1 处、风景名胜区 3 处、森林公园 3 处、湿地公园 1 处、文物古迹 4 处。各处环境敏感区基本情况见表 4.2-1。为细化评价本次中江气田产能建设项目（一期）对各环境敏感区环境影响，本评价重点对各环境敏感区环境影响分别论述。

13.1 对区域内集中式饮用水源及其保护区环境影响分析

根据收集资料及现场调查，中江气田产能建设项目（一期）建设区域内（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内）共分布有集中式饮用水源及其保护区 20 处，其中地表水型水源地共 3 个，地下水型水源地共 17 个，故本次产能建设项目分别从地表水型水源地和地下水型水源地两个方面分析产能建设项目单项工程对相应水源地的环境影响。

13.1.1 对地表水型集中式饮用水源及其保护区的环境影响分析

中江气田产能建设项目（一期）建设区域内（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内）共分布有 3 个地表水型（2 个水库型、1 个河流型）集中式饮用水源及其保护区保护区，分别为黄鹿水库（德阳市中江县黄鹿镇饮用水源）和小岛水库（绵阳市涪城区杨家镇饮用水源）、涪江引水渠（绵阳市三台县芦溪镇饮用水源），分别分析附近产能建设项目单项工程对其影响。

13.1.1.1 高蓬 301HF 井场及井站对黄鹿水库饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区的位置关系

高蓬 301HF 井组东南侧距离黄鹿水库饮用水源保护区最近处约 2.28km（二级保护区），距离取水口约 3.36km，与饮用水源保护区的高差约-15m。高蓬 301HF 井组东北侧约 87m 处的百里渠流经 4.3km 后进入饮用水源保护区，再流经约 1.6km 后进入黄鹿水库。高蓬 301HF 与黄鹿水库饮用水源保护区的位置关系见图 13.1-2，高蓬 301HF 与黄鹿水库入库河流百里渠的位置关系见图 13.1-2，高蓬 301HF 所在地与黄鹿水库饮用水水源保护区之间的地形剖面见图 13.1-3。

图 13.1-1　高蓬 301HF 与黄鹿水库饮用水源保护区的位置关系

图 13.1-2　高蓬 01HF 与黄鹿水库入库河流百里渠的位置关系

图 13.1-3　高蓬 301HF 所在地与黄鹿水库饮用水源保护区之间形剖面（A—A’）图

（2）政策符合性

高蓬 301HF 不在饮用水源保护区的一级、二级保护范围内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护管理条例》相关规定。

（3）对饮用水源保护区的影响分析

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，钻井期间的产生的钻井废水、方井雨水经不落地系统处理后回用于钻井泥浆配置用水，钻井期间无废水排放。完井期间不能回用于配置钻井液的废水，暂时贮存在清洁化生产平台配套的若干 20m^3/个污水罐内回用于下阶段配置压裂液，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。经过不落地系统处理（脱水）后的废水基泥浆、岩屑装入岩屑罐内，定期外运资源化利用（制砖或制水泥），不外排。生活污水井环保厕所收集后定期外委附近污水处理厂进行处理。采气井站运营期正常工况下无废气产生，仅在设备检修时放空少量天然气，并通过 10m 高的放散管引高排放，设备检修频次低（1~2 次/年），环境影响小。运营期站场分离器分离的采气废水气液混输至下一井站或由罐车转运至转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；凝析油气液混输至下一个站或与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖。因此，正常工况下，高蓬 301HF 产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对黄鹿水库饮用水源主要为不能回用的废水现场贮存和转运过程中外溢和

泄漏环境风险影响。

井场四周设有排水沟和隔油沉砂井，并采取了分区防渗措施，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、井架区域、不落地工艺区等采取重点防渗；并在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域围堰内设置收集坑，在泥浆储备罐区围堰内设置隔油沉砂井，能够保证井场无油污雨水外流，也不会下渗污染地下水。根据工程分析可知，项目在正常工况下，无废水排放至饮用水源保护区，对水源影响较小。

②事故状况下对饮用水源保护区的影响

本事故包括污水罐泄漏、暴雨废水外溢以及运输原材料、污染物时经过饮用水源保护区过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目周边农田→百里渠→4.3km→饮用水源二级保护区范围→1.6km→黄鹿水库。

A、井场暴雨废水外溢风险

高蓬 301HF 井场与饮用水源保护区的高差约-15m，不在黄鹿水库饮用水源保护区的集雨范围内，但井场所在位置属于黄鹿水库入库河流百里渠集雨范围，当遇暴雨时井场雨污废水可能会流向百里渠后进入黄鹿水库，进而对水源产生一定影响。高蓬 301HF 井场进行了分区防渗措施，井场四周设置了排水沟和隔油沉砂井，可容纳本项目初期雨水的收集，柴油罐区、泥浆储备罐区、井架区等重点区域采取的重点防渗措施，同时将泥浆不落地及循环系统区域、集酸池等设置在远离百里渠的一侧，可进一步确保项目在暴雨情况下，项目无污废水外排。因此，井场暴雨期间废水外溢的风险对饮用水源保护区的影响较小。

B、废水罐泄漏

本项目污水罐均位于不落地工艺区内，其场地进行了重点防渗并设置有围堰，废水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，污水可被围堰收集和回收处理。总体来说，即便发生泄漏事故，在井场与百里渠之间径流沿途存在农田，只有在农田溢流情况下泄漏污水才会进入百里渠，流经 4.3km 进入黄鹿水库水源保护区，因此农田将起到良好的缓冲作用。

为了进一步减小对废水罐泄漏对饮用水源保护区的影响，在发生渗漏事故

后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入百里渠影响河流水体；泄漏入百里渠的，同时在百里渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入黄鹿水库时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门（黄鹿水厂及周边以分散水井作为水源的居民），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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现黄鹿水厂供水水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对黄鹿水库的影响程度可接受。

C、污水运输过程中的风险

本项目运输路线为井场南侧和西侧方向，主要有当地农村道路承担，该路线不在饮用水源保护区内，可减小事故状态下废水进入水源保护区的可能性。项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离水源保护区较近的道路路段强化防撞设计、设置截流沟和事故池收集路面雨污水，一但发生运输事故，能够保证污染物收集至雨水收集事故池中，从而不会污染饮用水源。

（4）废水泄漏事故应急措施

一旦发生废水泄漏事故后应采取如下应急措施：

①第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入溪沟影响河流水体；泄漏入百里渠的，同时在百里渠筑坝截流，防止影响下游水质；

②泄漏进入黄鹿水库时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地

生态环境部门和下游用水相关部门（黄鹿水厂及周边以分散水井作为水源的居民），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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现黄鹿水厂供水水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。

整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对黄鹿水库饮用水源及其保护区的影响程度可接受。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，高蓬 301HF 的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对中江县黄鹿镇饮用水源地及其保护区环境影响可接受。

13.1.1.2 高沙 103-6HF 井场及井站对小岛水库饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区的位置关系

高沙 103-6HF 井组西侧距离小岛水库饮用水源保护区最近处约 1.74km（准保护区），距离取水口约 2.62km。高沙 103-6HF 与小岛水库饮用水源保护区的位置关系见图 13.1-4，高沙 103-6HF 所在地与小岛水库饮用水水源保护区之间的地形剖面见图 13.1-5。

（2）政策符合性

高沙 103-6HF 不在饮用水源保护区的一级、二级及准保护区保护范围内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护管理条例》相关规定。

（3）对饮用水源保护区的影响分析

由地形剖面可知，高沙 103-6HF 所在地与小岛水库饮用水源保护区之间有一山脊（分水岭）相隔，高沙 103-6HF 不位于小岛水库饮用水源保护区汇水范围内，水源保护区位于高沙 103-6HF 上游，且与高沙 103-6HF 之间无水力联系。

图 13.1-5　高沙 103-6HF 井组与小岛水库饮用水源保护区之间
地形剖面（A—A’）图

正常工况下，钻井期间的产生的钻井废水、方井雨水经不落地系统处理后回用于钻井泥浆配置用水，钻井期间无废水排放。完井期间不能回用于配置钻井液的废水，暂时贮存在清洁化生产平台配套的若干 20m^3/个污水罐内回用于下阶段配置压裂液，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。经过不落地系统处理（脱水）后的废水基泥浆、岩屑装入岩屑罐内，定期外运资源化利用（制砖或制水泥），不外排。生活污水井环保厕所收集后定期外委附近污水处理厂进行处理。采气井站运营期正常工况下无废气产生，仅在设备检修时放空少量天然气，并通过 10m 高的放散管引高排放，设备检修频次低（1~2 次/年），环境影响小。运营期站场分离器分离的采气废水气液混输至下一井站或由罐车转运至转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；凝析油气液混输至下一个站或与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖。因此，正常工况下，高沙 103-6HF 产生的废水和固废均不在项目所在地外排。

井场四周设有排水沟和隔油沉砂井，并采取了分区防渗措施，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、井架区域、不落地工艺区等采取重点防渗；并在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域围堰内设置收集坑，在泥浆储备罐区围堰内设置隔油沉砂井，能够保证井场无油污雨水外流，也不会下渗污染地下水。根据工程分析可知，项目在正常工况下，无废水排放至饮用水源保护区，对水源影响较小。对小岛水库饮用水源主要为不能回用的废水外运转输过程中外溢和泄漏的环

境风险影响，因此，废水外运路线应避让饮用水源保护区。

此外，结合项目高沙 103-6HF 井组与小岛水库的位置关系及地形剖面来看，高沙 103-6HF 井组所在地与小岛水库饮用水水源保护区之间有一山脊（分水岭）相隔，构成了天然的分隔带。事故状态下，污水流出井场，将顺着山体流入井场东北侧 250m 地势较低处的阴山沟，再经阴山沟自西向东径流，不会进入项目上游西北侧的小岛水库，不会对其水质环境造成影响。且井场设置有内外环排水沟，雨季时雨水由外环沟收集，排出厂界外；井场内产生的受污染的地表或设备冲刷水将流入井场内环沟，再由抽水设备抽排入井场污水罐，进一步确保了厂内污水不外排入周边环境，更不会对小岛水库造成不利影响。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，高沙 103-6HF 的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对涪城区杨家镇饮用水源地及其保护区环境影响可接受。

13.1.1.3 高沙 106HF 井场及井站对涪江引水渠饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区的位置关系

高沙 106HF 井组东侧距离涪江引水渠饮用水源保护区最近处约 2.8km（二级保护区），距离取水口约 4.7km。高沙 106HF 与涪江引水渠饮用水源保护区的位置关系见图 13.1-6，高沙 106HF 所在地与涪江引水渠饮用水水源保护区之间的地形剖面见图 13.1-7。

***

图 13.1-7　高沙 106HF 井组与涪江引水渠饮用水源保护区之间地形剖面（A—A’）图

（2）政策符合性

高沙 106HF 不在饮用水源保护区的一级、二级保护区保护范围内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护管理条例》相关规定。

（3）对饮用水源保护区的影响分析

由位置关系及地形剖面可知，高沙 106HF 所在地与涪江引水渠饮用水源保护区之间有两处山脊（分水岭）相隔，且之间分布有石河沟，石河沟由北向南径流，在涪江引水渠饮用水源保护区下游汇入石碑河后汇入涪江。高沙 106HF 不位于涪江引水渠饮用水源保护区汇水范围内，且与涪江引水渠之间无水力联系。

正常工况下，钻井期间的产生的钻井废水、方井雨水经不落地系统处理后回用于钻井泥浆配置用水，钻井期间无废水排放。完井期间不能回用于配置钻井液的废水，暂时贮存在清洁化生产平台配套的若干 20m^3/个污水罐内回用于下阶段配置压裂液，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。经过不落地系统处理（脱水）后的废水基泥浆、岩屑装入岩屑罐内，定期外运资源化利用（制砖或制水泥），不外排。生活污水井环保厕所收集后定期外委附近污水处理厂进行处理。采气井站运营期正常工况下无废气产生，仅在设备检修时放空少量天然气，并通过 10m 高的放散管引高排放，设备检修频次低（1~2 次/年），环境影响小。运营期站场分离器分离的采气废水由罐车转运至转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖。因此，正常工况下，高沙 106HF 产生的废水和固废均不在项目所在地外排。

井场四周设有排水沟和隔油沉砂井，并采取了分区防渗措施，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、

井架区域、不落地工艺区等采取重点防渗；并在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域围堰内设置收集坑，在泥浆储备罐区围堰内设置隔油沉砂井，能够保证井场无油污雨水外流，也不会下渗污染地下水。根据工程分析可知，项目在正常工况下，无废水排放至饮用水源保护区，对水源影响较小。对涪江引水渠饮用水源主要为不能回用的废水外运转输过程中外溢和泄漏的环境风险影响，因此，废水外运路线应避让饮用水源保护区。

此外，结合项目高沙 106HF 井组与涪江引水渠的位置关系及地形剖面来看，高沙 106HF 井组所在地与涪江引水渠饮用水水源保护区之间有两处山脊（分水岭）相隔，且之间分布有石河沟，构成了天然的分隔带。事故状态下，污水流出井场，将顺着山体流入井场东北侧 220m 地势较低处的石河沟，再经石河沟由北向南径流，在涪江引水渠饮用水源保护区下游汇入石碑河后汇入涪江，与涪江引水渠无水力联系，不会进入涪江引水渠，不会对其水质环境造成影响。且井场设置有内外环排水沟，雨季时雨水由外环沟收集，排出厂界外；井场内产生的受污染的地表或设备冲刷水将流入井场内环沟，再由抽水设备抽排入井场污水罐，进一步确保了厂内污水不外排入周边环境，更不会对涪江引水渠饮用水源造成不利影响。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，高沙 106HF 的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对三台县芦溪镇饮用水源地及其保护区环境影响可接受。

13.1.1.4 高沙 102-7HF 井场及井站对涪江引水渠饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区的位置关系

高沙 102-7HF 井组东南侧距离涪江引水渠饮用水源保护区最近处约 2.24km（二级保护区），距离取水口约 5.18km，与饮用水源保护区的高差约 44m。高沙 102-7HF 井组东北侧约 458m 处的涪江引水渠流经 2.5km 后进入饮用水源二级保护区，再流经约 2km 后进入一级保护区。高沙 102-7HF 与涪江引水渠饮用水源保护区的位置关系见图 13.1-8，高沙 102-7HF 与涪江引水渠的位置关系见图 13.1-9，高沙 102-7HF 所在地与涪江引水渠饮用水水源保护区之间的地形剖面见图 13.1-10，高沙 102-7HF 所在地与涪江引水渠之间的地形剖面见图 13.1-

11。

图 13.1-8　高沙 102-7HF 与涪江引水渠饮用水源保护区的位置关系

***

图 13.1-9　高沙 102-7HF 与涪江引水渠的位置关系

***图 13.1-10　高沙 102-7HF 所在地与涪江引水渠饮用水源保护区之间地形剖面（A—A’）图图 13.1-11　高沙 102-7HF 所在地与涪江引水渠之间地形剖面（B—B’）图

（2）政策符合性

高沙 102-7HF 不在饮用水源保护区的一级、二级保护范围内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护管理条例》相关规定。

（3）对饮用水源保护区的影响分析

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，钻井期间的产生的钻井废水、方井雨水经不落地系统处理后回用于钻井泥浆配置用水，钻井期间无废水排放。完井期间不能回用于配置钻井液的废水，暂时贮存在清洁化生产平台配套的若干 20m^3/个污水罐内回用于下阶段配置压裂液，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。经过不落地系统处理（脱水）后的废水基泥浆、岩屑装入岩屑罐内，定期外运资源化利用（制砖或制水泥），不外排。生活污水井环保厕所收集后定期外委附近污水处理厂进行处理。采气井站运营期正常工况下无废气产生，仅在设备检修时放空少量天然气，并通过 10m 高的放散管引高排放，设备检修频次低（1~2 次/年），环境影响小。运营期站场分离器分离的采气废水由罐车转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的

一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；凝析油气液混输至下一个站或与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖。因此，正常工况下，高沙102-7HF 产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对涪江引水渠饮用水源主要为不能回用的废水现场贮存和转运过程中外溢和泄漏环境风险影响。

井场四周设有排水沟和隔油沉砂井，并采取了分区防渗措施，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、井架区域、不落地工艺区等采取重点防渗；并在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域围堰内设置收集坑，在泥浆储备罐区围堰内设置隔油沉砂井，能够保证井场无油污雨水外流，也不会下渗污染地下水。根据工程分析可知，项目在正常工况下，无废水排放至饮用水源保护区，对水源影响较小。

②事故状况下对饮用水源保护区的影响

本事故包括污水罐泄漏、暴雨废水外溢以及运输原材料、污染物时经过饮用水源保护区过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目周边农田→458m→涪江引水渠→2.5km→饮用水源二级保护区范围→2km→饮用水源一级保护区范围。

A、井场暴雨废水外溢风险

虽然高沙 102-7HF 井场与涪江引水渠饮用水源保护区之间有山脊（分水岭）相隔，不在涪江引水渠饮用水源保护区的集雨范围内，但高沙 102-7HF 井场与涪江引水渠的高差约 42m，井场所在位置属于水源保护区上游涪江引水渠的集雨范围，当遇暴雨时井场雨污废水可能会流向涪江引水渠后进入水源保护区，进而对水源产生一定影响。高沙 102-7HF 井场进行了分区防渗措施，井场四周设置了排水沟和隔油沉砂井，可容纳本项目初期雨水的收集，柴油罐区、泥浆储备罐区、井架区等重点区域采取的重点防渗措施，同时将泥浆不落地及循环系统区域、集酸池等设置在远离涪江引水渠的一侧，可进一步确保项目在暴雨情况下，项目无污废水外排。且井场所在位置距离涪江引水渠右岸约 458m，

之间分布的有大量农田及当地散居农户，通过农田的消纳及缓冲作用，进一步降低了井场暴雨期间废水外溢进入涪江引水渠的可能性。因此，井场暴雨期间废水外溢的风险对饮用水源保护区的影响较小。

B、废水罐泄漏

本项目污水罐均位于不落地工艺区内，其场地进行了重点防渗并设置有围堰，废水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，污水可被围堰收集和回收处理。总体来说，即便发生泄漏事故，在井场与涪江引水渠之间径流（约 458m）沿途存在大量农田，只有在农田溢流情况下泄漏污水才会进入涪江引水渠，流经 2.5km 进入涪江引水渠水源保护区，因此农田将起到良好的缓冲作用。

为了进一步减小对废水罐泄漏对饮用水源保护区的影响，在发生渗漏事故后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入涪江引水渠影响河流水体；泄漏入涪江引水渠的，同时在涪江引水渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入水源保护区时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门（涪江引水渠饮用水水源主管部门及周边以分散水井作为水源的居民），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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现涪江引水渠供水水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对涪江引水渠饮用水水源地的影响程度可接受。

C、污水运输过程中的风险

本项目运输路线为井场西侧方向，主要有当地农村道路承担，该路线不在饮用水源保护区内，可减小事故状态下废水进入水源保护区的可能性。项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废

水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离水源保护区较近的道路路段强化防撞设计、设置截流沟和事故池收集路面雨污水，一但发生运输事故，能够保证污染物收集至雨水收集事故池中，从而不会污染饮用水源。

（4）废水泄漏事故应急措施

一旦发生废水泄漏事故后应采取如下应急措施：

①第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入溪沟影响河流水体；泄漏入涪江引水渠的，同时在涪江引水渠筑坝截流，防止影响下游水质；

②泄漏进入水源保护区时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门（涪江引水渠饮用水水源主管部门及周边以分散水井作为水源的居民），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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现涪江引水渠供水水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。

整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对黄鹿水库饮用水源及其保护区的影响程度可接受。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，高沙 102-7HF 的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对三台县芦溪镇饮用水源地及其保护区环境影响可接受。

13.1.2 对地下水型集中式饮用水源及其保护区的环境影响分析

中江气田产能建设项目（一期）建设区域内（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内）共分布有 17 个地下水型集中式饮用水源及其保护区保护区，其中有 13 个位于项目地下水评价范围内，因

此本评价重点分析产能建设项目各单项工程对相应地下水集中式饮用水源及其保护区的环境影响。

13.1.2.1 政策符合性

中江气田产能建设项目（一期）各单项工程均不在各饮用水源保护区的一级、二级保护范围内，且在正常工况下无废水排放，各单项工程选址符合《四川省饮用水源保护管理条例》相关规定。

13.1.2.2 与各饮用水源的位置关系及环境影响分析

产能建设项目各单项工程与相应地下水集中式饮用水源及其保护区的位置关系见下表 13.1-1。根据**第八章章节 8.2.2** 地下水预测与评价结果可知，正常状况下井场施工均规范操作，不会产生地下水污染物的泄漏，在正常状况下对保护区内地下水产生影响较小。在非正常状况下，本项目产生的污染晕汇向下游运移，通过分析可知各类污染运移的最远距离未进入到集中式水源地及其保护区内（表 13.1-1），但在放喷池泄漏时可能对江沙 347HF 井场的新建村供水站产生影响，进入水源地氯化物浓度为 19.031mg/l，不会发生超标现象；对其他水源地及其保护区的地下水环境产生影响可能性较小。

表13.1-1　本项目地下水评价范围内集中式饮用水源影响分析一览表

井场编号	名称	地理位置	经度	纬度	调查点类型	与井场上下游/距离关系/m	是否超标	是否影响
中江120-1井场	八洞镇水厂	红庙村	***	***	水井	侧下游/1921	否	否
江沙348HF井场、江沙348-2HF井场	祝家庙供水站	祝家庙村	***	***	水井	上游/3763、上游/2303	否	否
	响井村供水站	响井村	***	***	水井	上游/2309、上游/1073	否	否
	中兴水厂	中兴村	***	***	水井	侧上游/1338、侧上游/1524	否	否
	月塘供水站	月塘村	***	***	水井	上游 /1970、上游/2889	否	否
	五根松供水站	五根松村	***	***	水井	上游/2909、上游/4702	否	否
江沙347HF井场	新建村供水站	新建村	***	***	水井	下游/567	否	可能

江沙325HF井场	南山镇水厂	南山村	***	***	水井	侧下游/1471	否	否
	平桥供水站	下严家坝村	***	***	水井	侧下游/2157	否	否
	严家坝供水站	严家坝村	***	***	水井	侧下游/1235	否	否
	普桥供水站	普桥村	***	***	水井	下游/988	否	否
中江119-4井场	回龙水厂	太白村	***	***	水井	侧下游/1656	否	否
	碉楼村供水站	新站村	***	***	水井	上游/653	否	否

若发生预测情景的污染事故，应加强对下游的集中式和分散式饮用水源保护目标进行跟踪监测，迅速采取相关地下水污染防治技术等，同时做好污染事故的应急预案，为可能受影响的居民寻找替代水源，保障居民用水安全；若确定保护目标收到影响，建设单位应采取水源修复措施，同时寻找替代水源。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，中江 120-1、江沙 348HF、江沙 348-2HF、江沙 347HF、江沙 325HF、中江 119-4 的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对相应地下水集中式饮用水源地及其保护区环境影响可接受。

13.2 对四川三台水禽及湿地县级自然保护区环境影响分析

13.2.1 位置关系

中江气田产能建设项目（一期）采取环境敏感区绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在四川三台水禽及湿地县级自然保护区范围外。

中江气田产能建设项目（一期）中距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区最近的单项工程为中江 120-3HF 井组、中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线和江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线，其中中江 120-3HF 井组东北侧距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 1km，中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线起于中江 120-3HF 井站，距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 1km，且四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）地形高于中江 120-3HF 井组（见图 13.2-2）；

江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线起于江沙 318HF 井站（不属于本项目建设内容），距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 280m，且其间有山体相隔（见图 13.2-3）。位置关系详见**第四章章节 4.2.2.2**。

13.2.2 政策符合性

中江 120-3HF 井组、中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线和江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线均不在四川三台水禽及湿地县级自然保护区的核心区、缓冲区、实验区保护范围内，且在正常工况下无废水、固废排放，项目选址符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年 10 月 7 日修订）及《三台县人民政府关于切实加强三台水禽及湿地县级自然保护区管理工作的通告》（三府发〔2017〕22 号）等的相关要求。

***

图 13.2-3　江沙 318HF（管线起点）所在地与四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）边界之间地形剖面（B—B’）图

13.2.3 环境影响分析

中江 120-3HF 井组东北侧距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 1km，中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线起于中江 120-3HF 井站，距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 1km，距离核心区及缓冲区更远（距离缓冲区近处约 12.7km）；江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线起于江沙 318HF 井站（不属于本项目建设内容），距离四川三台水禽及湿地县级自然保护区（实验区）最近处约 280m，且其间有山体相隔。

（1）对保护区占地影响分析

中江 120-3HF 井场和井站及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线、江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线临时占地及永久占地均不涉及自然保护区，因此不会对保护区占地产生影响。

（2）对保护区内水资源及水生生态影响

中江 120-3HF 井场和井站及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线、江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线均不占用或穿越涉及保护区的地表

水体，不涉及涉水工程，不在保护区内取水，因此正常工况下不会对保护区内水资源及水生生态产生影响。

施工期，施工机械、施工物料和堆管场不得设置在自然保护区内，试压废水和施工固废禁止排入自然保护区；施工完毕及时进行植被恢复。因此，施工期的建设活动对四川三台水禽及湿地县级自然保护区生态功能和景观美感影响极小。正常运营期，天然气在密闭管道内埋地输送，正常工况下无污染物排放，不会对保护区造成不利影响。

因此本评价主要分析中江 120-3HF 井场和井站事故状况下对保护区内水资源及水生生态的影响：

本事故包括污水罐泄漏、暴雨废水外溢以及运输原材料、污染物时经过自然保护区过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目周边农田→周边地表水体。

A、井场暴雨废水外溢风险

当遇暴雨时井场雨污废水可能会流向项目周边地表水体，进而对自然保护区地表水体产生一定影响。本项目井场进行了分区防渗措施，井场四周设置了排水沟和隔油沉砂井，可容纳本项目初期雨水的收集，柴油罐区、泥浆储备罐区、井架区等重点区域采取的重点防渗措施，可进一步确保项目在暴雨情况下，项目无污废水外排。因此，井场暴雨期间废水外溢的风险对保护区内地表水体的影响较小。

B、废水罐泄漏

本项目污水罐均位于不落地工艺区内，其场地进行了重点防渗并设置有围堰，废水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，污水可被围堰收集和回收处理。总体来说，即便发生泄漏事故，在井场与周边地表水体之间径流沿途存在农田和林地，只有在农田和林地溢流情况下泄漏污水才会进入地表水体，因此农田和林地将起到良好的缓冲作用。

为了进一步减小对废水罐泄漏对周边地表水体的影响，在发生渗漏事故后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进

入河流影响河流水体；泄漏入河流的，同时在河流筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入自然保护区地表水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门和自然保护区主管部门，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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对保护区内地表水体的影响程度可接受。

C、污水运输过程中的风险

本项目运输路线为井场西南侧方向，主要有当地农村道路承担，尽量避让沿途地表水体及自然保护区，可减小事故状态下废水进入自然保护区及保护区地表水体的可能性。项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。

③废水泄漏事故应急措施

一旦发生废水泄漏事故后应采取如下应急措施：

1）第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入河流影响河流水体；泄漏入河流的，同时在河流筑坝截流，防止影响下游水质；

2）泄漏进入自然保护区地表水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门和自然保护区主管部门，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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低。

综上所述，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对保护区内水资源及水生生态的影响程度可接受。

因此该井场及井站的建设实施，对保护区内水资源及水生生态的影响程度可接受。

（3）对保护区内动、植物资源影响

中江 120-3HF 井场和井站及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线、江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线临时占地及永久占地均不涉及自然保护区，因此不会对保护区内植物资源产生影响。

中江 120-3HF 井场和井站及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线距离保护区（实验区）最近处约 1km，与保护区高差约-19m；江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线距离保护区（实验区）最近处约 280m，且之间有山体相隔。各单项工程正常施工及运营状况下不会对保护区内动物资源产生不利影响。

本环评要求建设单位施工及运营过程中，严格控制作业范围，严禁随意扩大施工范围，施工机械、施工物料和堆管场不得设置在自然保护区内，施工废水和固废禁止排入自然保护区；加强施工管理，严禁施工人员随意进入自然保护区砍伐林木或捕杀动物；施工完毕及时进行植被恢复；废水及固废外运时避绕自然保护区。在此前提下，本项目中江 120-3HF 井场和井站及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线、江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线实施不会对四川三台水禽及湿地县级自然保护区动、植物资源产生不利影响。

（4）小结

综上所述，中江 120-3HF 井场和井站及中江 120-3HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线、江沙 318HF 井站—江沙 321-1HF 井站管线临时占地及永久占地均不涉及自然保护区，各单项工程施工时间较短，施工期不利影响将随着施工结束而逐渐消失，在严格控制施工范围、尽量缩小施工作业带、缩短施工时间，施工机械、施工物料和堆管场不得设置在自然保护区内，施工废水和固废禁止排入自然保护区；加强施工管理，严禁施工人员随意进入自然保护区砍伐林木或捕杀动物；施工完毕及时进行植被恢复；废水及固废外运时避绕自然保护区等措施的前提下，本项目实施不会对四川三台水禽及湿地县级自然保护区产生不利影响。

13.3 对区域内风景名胜区、森林公园、湿地公园环境影响分析

本次中江气田产能建设项目（一期）区域内共有风景名胜区 3 处、森林公

园 3 处、湿地公园 1 处，各处环境敏感区与中江气田产能建设项目（一期）各单项工程最近的相对位置关系见下表 13.3-1 及第四章 4.2.3~4.2.5 章节。

由下表可知，中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均在上述环境敏感区范围外，且各单项井场站及集输管线均距离上述环境敏感区较远，各单项工程可视范围内无景点分布，互不在可视范围内，各单项工程与湿地公园之间无水力联系，本次产能建设项目的实施不会对区域内风景名胜区、森林公园、湿地公园产生不利影响。

表 13.3-1　中江气田产能建设项目（一期）单项工程与区域部分环境敏感区最近距离统计表

序号	敏感区名称	基本情况	行政区划	与单项工程相对位置关系			
				井场及井站	最近距离（km）	集输管线	最近距离（km）
1	剑门蜀道风景名胜区-白马关景区	国家级风景名胜区	德阳市罗江区	高蓬 301HF	19.9	高蓬 301HF 井站—高庙 32 井站	18.1
2	三台县云台风景名胜区	省级风景名胜区	绵阳市三台县	/	/	江沙 33-41 井站—江沙 308 井站	20（鲁班湖片区）
							35.1（鄞江片区）
3	金堂县云顶石城风景名胜区	省级风景名胜区	成都市金堂县	江沙 346	12.1	江沙 346 井站—中江 122 井站	12.1
						342HF 井站—江沙 209-9HF 井站	10.1
4	四川省涪城凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市涪城区	高沙 103-6HF	5.3	高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站	3.7
5	四川省凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市三台县	中江 120-3HF	28.9	中江 120-3HF 井站—江沙 321-1 井站	28.9
6	成都市龙泉山城市森林公园	城市森林公园	成都市金堂县	江沙 346 井	4.7	江沙 346 井站—中江 122 井站	4.7
				江沙 348-2HF	7.5	江沙 348-2HF 井站—江沙 209HF 井站	7.5
				江沙 347HF	9.1	江沙 211-1HF 井站—江沙 347HF 井站	8.7
7	四川绵阳三江湖国家湿地公园	国家湿地公园	绵阳市涪城区	高沙 316HF	8.4	高沙 316HF 井站—高沙 101HF 井站	8.4
						高沙 316HF 井站—高沙 102-7HF 井站	8.4
						高沙 103-6HF 井站—高沙 103HF 井站	8.4

13.4 对区域内永久基本农田环境影响分析

永久基本农田是耕地保护工作的重中之重，直接关系国家粮食安全、人民生活，尤其是广大农民的切身利益。在当前我国人口持续增加，经济建设不可避免要占用部分耕地，因此，保护耕地特别是保护永久基本农田尤为重要。国务院《关于深化改革严格土地管理的决定》和温家宝总理在电视电话会议上讲话中明确指出，永久基本农田是确保国家粮食安全的基础，必须保证现有永久基本农田总量不减少，用途不改变，质量不降低。

13.4.1 政策符合性

根据现场调查并结合对德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县自然资源及规划局的走访调查，本项目涉及基本农田。本项目共占用基本农田 38.5149hm^2，其中临时占用 37.0591hm^2，永久占用 1.4559hm^2。以区县为范围统计，绵阳市涪城区共占用基本农田 2.2056hm^2，其中临时占用 1.9013hm^2，永久占用 0.3044hm^2；绵阳市三台县共占用基本农田 12.469hm^2，其中临时占用 12.1492hm^2，永久占用 0.3198hm^2；德阳市中江县共占用基本农田 17.205hm^2，其中临时占用 16.567hm^2，永久占用 0.638hm^2；德阳市罗江县共占用基本农田 2.2463hm^2，其中临时占用 2.1728hm^2，永久占用 0.0735hm^2；成都市金堂县共占用基本农田 4.3891hm^2，其中临时占用 4.2689hm^2，永久占用 0.1202hm^2。

根据四川省人民政府《关于做好 2018 年全省重点项目工作的通知》（川府发〔2018〕4 号）中确定的四川省重点项目名单，建设期限为 2016-2020 年。同时根据 2020 年四川省重点项目名单，本项目属于续建列表中“五、能源产业-1、石油、天然气-1 四川盆地油气滚动勘探开发项目（其他）”。本项目是中石化西南油气分公司下属单位产能建设及勘探项目部拟实施的四川盆地天然气战略性矿产开发的产能建设项目，开工时间为 2021 年，因此属于四川省重点项目。

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）明确：“三、严控建设占用永久基本农田中（七）严格占用和补划审查论证……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……临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年…..”。“（八）处理好涉及永久基本农田的矿业权设置……，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，附件 13-3）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。

根据四川省自然资源厅《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）明确：“临时用地一般不得占用永久基本农田。建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在符合不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，油气开发企业按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年…..”。

根据四川省自然资源厅《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4 号），“实行重大项目用地预报。各市（州）自然资源部门会同发展改革等部门每年 6 月底前将当年重大项目基本情况，包括项目名称、分类、选址、拟用地面积、用地预审、是否符合城乡规划和土地利用总体规划、建设用地报征、供地及是否存在违法用地等情况报经当地人民政府审定后报送

省自然资源厅。因国家宏观调控、产业政策调整和省委、省政府招商引资等需增报或取消的重大项目，可于每年的 10 月底前进行 1 次调整。由申报单位按原申报渠道提出调整建议，按程序认定……优化临时用地审批。临时用地一般不得占用永久基本农田。建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在符合不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，可临时占用永久基本农田；土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，由项目所在地县级自然资源主管部门牵头组织开展临时用地占用永久基本农田踏勘论证和土地复垦方案评审工作。临时用地审批权限按照《四川省<中华人民共和国土地管理法>实施办法》有关规定办理。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。”

综上，本项目属于战略性矿产的产能开发的重大项目，因天然气钻井开采具有井下决定地面的特点，地面选址受限，本项目各单项工程选址选线时已尽量避让永久基本农田，确实无法避让的，临时占地不超过两年，转为开采井后永久占地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，因此可纳入用地预报范围。本项目建设单位承诺将根据《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）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105 号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4 号）文件的要求，在项目开工前依法合规办理建设项目涉及的临时用地相关土地利用手续，待取得自然资源部门的相关意见和用地手续后方开工建设；若项目具有工业产能建站投产，则对临时占地转为开采井后永久占地严格按照自然资源部门规定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。

本次评价要求建设单位在施工前应办理好相关土地使用手续，对临时占地表土集中堆放，设施排水沟，减少水土流失，后期生态恢复时按照土地利用规划恢复，确保临时占地土地使用功能能恢复到占用前。因此本项目不违背当地

土地利用规划要求，满足永久基本农田和相关土地使用的要求。

13.4.2 环境影响分析

13.4.2.1 井场建设对永久基本农田环境影响分析

本项目各井场建设占用永久基本农田均为临时占用，临时占地不超过两年，转为开采井后井站永久占地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。

各井场建设将对临时占用的永久基本农田开挖，使被开挖区域的土壤层耕作层发生破坏，改变其土地利用现状，主要表现为临时占用期间耽误农作物生产。根据中江气田产能建设项目（一期）块产能建设总体部署安排，本次产能建设项目新建 15 座井场、井站，预计分 4 年实施，计划从 2021 年 1 月开始实施，2024 年 12 月全部建成投产，集输管线建设时序随井站投产时间而定。

各井场临时占地不超过两年，临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目的井场选址占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为因临时占用耕地及永久基本农田而造成经济作物减产，对于临时占地造成的农作物减产，本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏、严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田内的耕地实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目需由省级国土资源部门批准后再进行施工，并编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进

行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地及永久基本农田的生产力，确保不降低项目占用的永久基本农田地力。

各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施（详见**章节 14.6**），确保各井场实施不会对当地永久基本农田产生不利影响。

13.4.2.2 井站运营对永久基本农田环境影响分析

本项目各井站运营对永久基本农田的影响主要为永久占用永久基本农田，改变其土地利用现状，应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。

根据现场调查，项目的各井站占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本项目对农业生产的直接影响主要体现为因永久占用耕地及永久基本农田而造成无法种植经济作物，本次环评要求严格控制占地范围，尽量减小占用永久基本农田的范围，严禁随意扩大占用永久基本农田的范围。若确因实际情况需要扩大占地范围的，应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

各井站采气运营期间针对各井站按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施（详见**章节 14.6**），确保各井站采气运营不会对当地永久基本农田产生不利影响。

13.4.2.3 集输管线对永久基本农田环境影响分析

本项目集输管线对永久基本农田的影响主要为穿越永久基本农田的管段在施工期对永久基本农田的影响，施工结束后通过生态恢复及生态补偿，运营期正常情况下不会对永久基本农田产生不利影响。各集输管线建设占用永久基本农田主要为施工作业带临时占用，占用区域呈条带状，施工结束后即可恢复生产。

管沟开挖将对临时占用的永久基本农田开挖，使被开挖区域的土壤层耕作

层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产，这种影响是临时的；由于管道施工分标段进行，每个标段的施工周期较短，一般不超过 1 个月，因此，施工作业带和施工便道临时占地只影响永久基本农田一季的产出功能。本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏、严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田内的耕地实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目需由省级国土资源部门批准后再进行施工，并编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地及永久基本农田的生产力，确保不降低项目占用的永久基本农田地力。

正常工况下，天然气于管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，正常运营期不会对土壤环境造成影响。本项目井站拟采用井下节流+带液计量+分离总计量/井下节流+带液计量+气液混输工艺”两种工艺，若采用井下节流+带液计量+气液混输工艺的场站、采输气管道泄漏将导致与天然气混输的少量凝析油和采气废水泄露进入土壤中，污染土壤环境。集输管线站场配备压力阀，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，避免大量凝析油、采气废水泄露，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，加之工程对集输管道均采取了严格的泄漏事故防范措施（详见**章节 12.6.6**），在此前提下，集输管道事故状态下对周边永久基本农田影响较小。

13.4.2.4 退役期对永久基本农田的影响

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术

要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。

复垦时，首先是要将场站设备基础、场站地面的硬化物等拆除，清理完成的建筑石渣部分重复利用，未被利用的外运至当地建筑垃圾处理场处置。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物。井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型，也保持了原土地利用功能、面积，也保持了与周围景观协调一致，更有利于生态环境的恢复，同时确保不降低项目区域永久基本农田地力。

13.5 对区域内文物保护单位环境影响分析

根据现场调查并结合对德阳市中江县、罗江区、绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县文广局的走访调查，中江气田产能建设项目（一期）建设区域内（各井场周边 3km 及各集输管线沿线 200m 范围内）共分布有文物保护单位 4 处，其中省级 1 处（中江县通济镇通济文峰塔）、市级 3 处（中江县南华镇牵河村石板河桥、罗江县新盛镇宝镜寺和涪城区丰谷镇皮袋井遗址），除涪城区丰谷镇皮袋井遗址未划定文物保护范围外，其余文物保护单位均划定了保护范围及建设控制地带。中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、管网等均不在上述各级文物保护单位的保护范围及建设控制地带内。本次中江气田产能建设项目（一期）各单项工程分布距离区内中江县通济镇通济文峰塔最近距离 0.935km（中江 120-3HF），距离中江县南华镇牵河村石板河桥 2.6km（江沙 348HF），距离罗江县新盛镇宝镜寺 2.3km（高蓬 301HF），距离涪城区丰谷镇皮袋井遗址 1.82km（高沙 316HF），且产能建设项目各单项工程无放炮等震动大的施工作业方式和生产方式，产能建设对区域内已发现的文物保护单位无影响。

14 环境保护措施可行性论证

鉴于本次中江气田产能建设项目（一期）是由井场、采气井站及各井站之间的集输管线等若干个单项工程组成，从区域层面看处于施工期和运营期的不同单项工程重叠存在，故本评价环境保护措施按环境要素分类，结合各单项工程施工期和运营期所处不同阶段产排污情况分别进行单项工程和区域整体排污水平环保处置措施分析论证。

14.1 水污染防治措施

根据项目产排污各环节分析，本次产能建设项目产水节点包含 15 个新部署的井场各钻井施工阶段（含钻井+压裂）及其井站运营期。本评价水污染防治措施在各产水节点水污染防治措施的基础上，叠加分析区域层面废水循环回用、外围处置措施的可行性和合理性。

14.1.1 各钻井井场水污染防治措施

本次中江气田产能建设项目（一期）新部署的 15 个井场包含了钻前、钻井、压裂和采气运营期四个阶段。各阶段水污染防治措施分别介绍如下：

（1）钻前施工阶段

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）钻井及压裂施工阶段

本次中江气田产能建设项目（一期）产能建设各井场钻井过程中废水主要为泥浆钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水和生活污水。

①各井场钻井过程废水的处理回用及最终处置

由于各井场均独自配套建设服务于各自井场的泥浆不落地处理工艺，各井场在钻井过程中无废水需外排（全部收集处理后回用于钻井泥浆或压裂液配置用水），仅在完钻阶段，不再需要回用时产生的钻井废水暂时贮存在泥浆不落地工艺处理系统配套的废水收集罐（每个井场 2 个、20m^3/个的污水罐）内，完钻后优先回用，剩余无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。钻井废水所含的 COD、SS 浓度较高、pH 值高呈碱性。各井场钻井过程废水产生及处理处置情况见表 3.1-14。

②钻井过程废水现场清洁化生产工艺

由于本项目采取清洁化生产处理工艺，钻井废水分为两部分分别处理：

1）钻井过程中：钻井过程中不断产生的废泥浆经泥浆不落地循环系统处理，压滤后出水重复利用于钻井过程中不断补充的钻井泥浆现场调配生产用水，同时钻具、钻台、泥浆循环系统等设备冲洗废水经收集后处理，上清液用于补充泥浆的调配用水、钻具清洁冲洗用水。钻井期间废水不断重复循环使用以实现钻井污染物的不落地处理，钻井过程中无需要外运或外排的废水产生。

2）完钻阶段：钻至目的层为后起钻，井下钻具、场地保洁废水以及现场水基泥浆和岩屑不落地处理后不能回用于配置钻井液的废水，暂时贮存在清洁化生产平台配套的若干 20m^3/个污水罐内回用于下阶段配置压裂液，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。

③钻井期间废水回用可行性分析

将钻井废水、洗井废水和压裂返排液重复配置压裂液，已属成熟工艺，在压裂施工中广泛使用。

根据设计方案，水平井或定向井压裂液用量需约 2000m^3，单井压裂时间

为 1 天，返排率约 40%，返排时间 3~5d，单井压裂返排液量约 800m^3，最大日排放量约 266.7m^3/d，远远小于单井压裂液 2000m^3 配置需求。

在同一时间段有压裂施工需求的井，其余在钻井所产生的废水均可用于配置压裂液。将钻井废水、洗井废水和单井废弃的压返液返排液重复配置压裂液，用于重复压裂，可以满足钻井作业废水的处置需求，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中“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”的要求，属清洁生产措施，已在钻井工程中得到广泛采用，技术较成熟，该措施技术有效、可行。

④不可回用废水外运处理的可行性分析

各井场无法回用的废水转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。从预处理站、回注站及其处理能力几方面分析处置可行性：

1）袁家环保处理站（又名袁家气田水处理站）

袁家环保处理站隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区黄许镇江林村 2 组。袁家环保处理站于 2005 年建成并投入营运，已于2015年4月取得德阳市旌阳区环境保护局的验收〔德市旌环验〔2015〕7 号〕；后于 2018 年进行了技改，技改项目于 2018 年取得了德阳市环境保护区关于《关于中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气一厂袁家环保处理站技改项目环境影响报告表》的环评批复，该项目 2019 年建成并正式投产，项目已于 2020 年 4 月 30 日取得了项目竣工环境保护验收意见。袁家环保处理站改造后用于处理川西气田产生的不含硫化氢气田水，包括回注气田水的预处理和外排气田水预处理，川西气田各井站产生的气田水（约 800m^3/d）由罐车转运至袁家环保处理站内的采气废水收集池，其中一部分〔地层水、压返液、酸化废液、钻井废水等，300m^3/d）进入回注预处理系统，一部分（地层水，500m^3/d）进入外排水预处理系统。其总的处理工艺流程见图 14.1-1。

***

图 14.1-1　袁家环保处理站气田水预处理总工艺流程图

预处理回注工艺简介：由罐车从不同井场拉运来约 300m^3/d 的气田水（主

要为压返液、酸化废液、钻井废水等）卸入袁家站内的采气废水收集池（1000m^3）内，隔油后由泵提升至静态混合器，按比例投加破稳剂、混凝剂进行破稳、混凝，破稳后的污水进入沉淀池进行沉淀处理，按比例加入调节剂、沥水剂等后并充分搅拌，达到预期破稳效果，后污水进行静置沉淀，上清液泵入相邻的缓冲池，沉淀池底泥泵入固液分离装置进行强制固液分离，分离出水进入缓冲池，在缓冲池加入一定量的杀菌剂，后被泵入过滤装置，使出水悬浮物及粒径中值得到有效控制。过滤出水进入清液收集池，检测达到污水回注标准后由罐车外运至回注井直接回注或综合利用。

预处理外排工艺简介：500m^3/d 的地层水（包括含泡排剂地层水）卸入气田水收集池（2000 m^3），隔油后由输水管线输至预处理系统进行预处理，处理后泵输至清液收集池。再通过已建袁家环保处理站至地层水综合利用站输水管线输至地层水综合利用站一期装置进行处理，处理后通过地层水综合利用站至袁家气田水处理站输水管线输回袁家环保处理站进行脱氮处理（该部分内容为地层水综合利用站二期工程建设内容，目前正常运行），处理达标后通过已设排水管线和排污口排放至绵远河。

本项目无法回用的钻井废水和压裂返排液主要进入袁家环保处理站300m^3/d 的预处理回注系统。

钻井废水中主要污染物浓度见表 14.1-1，压裂废水中主要污染物浓度见表 14.1-2，袁家环保处理站进水水质要求见表 14.1-3。

表 14.1-1　项目钻井废水中主要污染物浓度　　单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	COD	SS	石油类	氨氮	氯化物
浓度	7～10	200～20000	50～500	0.5～110	0～60	5000

表 14.1-2　项目的压裂废水中主要污染物浓度　　单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	SS	石油类	COD	Cl^-
浓度	2～8	50～800	5～200	380～2600	5200～12000

表 14.1-3　袁家环保处理站进水水质情况统计表　　单位：mg/L（pH 无量纲）

指标	pH	COD	SS
设计进水水质	2～12	≤25000	≤600

根据表 14.1-1～表 14.1-3 可以看出，本项目钻井废水及压裂废水水质情况能够满足袁家环保处理站进水水质要求。

袁家环保处理站按照《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）需要对废水中的悬浮物、石油类、pH 值进行处理，并保证悬浮物颗粒直径中值满足回注标准要求。

2）回注站工程

无法回用的废水转运至袁家环保处理站预处理后交区域内回注站回注处理，本项目区域内回注站主要有在用的孝蓬 101 回注站、新场 15 井回注站、马蓬 33 回注站以及备用的新场 25、新场 30、马蓬 33、联 119、什邡 50 回注站。

A、孝蓬 101 回注站

孝蓬 101 回注站位于四川省绵竹市新市镇两河口村 12 组。孝蓬 101 井组回注工程环评已于 2016 年 1 月取得德阳市环保局批复（德环审批〔2016〕13 号），并已于 2018 年 11 月取得德阳市环境保护局的验收（德环验〔2018〕29 号）。回注站设有注水接收池、MBR 膜过滤器、高位水罐、回注泵房、输水管线等设施。经处理后的钻井废水进入回注站后，再通过精密过滤器、高位水罐、回注泵进行回注。孝蓬 101 回注站总储水量为 $16.1\times10^4m^3$，历年已回注量为 $7.24\times10^4m^3$，剩余回注总量约 $8.86\times10^4m^3$，设计日回注规模为 $200m^3/d$，目前实际进场日回注废水量 $100m^3/d$，剩余日回注量 $100m^3/d$。

B、新场 15 井回注站

新场 15 井回注站位于四川省绵竹市新市镇白庙村 10 组。新场 15 井回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（竹环建管函（2018）32 号），并于 2020 年 6 月在全国建设项目竣工环境保护验收信息系统进行了项目自验备案。回注站设有配套的回注设备、回注泵房、收集水罐等设施。经处理后的钻井废水进入回注站后，再通过高位水罐、回注泵进行回注。新场 15 井回注站设计总容量为 $69.85\times10^4m^3$，历年已回注量为 $32.2\times10^4m^3$，剩余回注总量约 $37.65\times10^4m^3$，设计日回注规模为 $300m^3/d$，目前实际进场日回注废水量 $150m^3/d$，剩余回注量 $150m^3/d$。

C、马蓬 33 回注站

马蓬 33 回注站属于中国石化西南油气分公司采气一厂，位于四川省德阳市什邡市马井镇金桥村 7 组。马蓬 33 井回注工程环评已于 2018 年 11 月 19 日取得什邡市环保局批复（什邡审批（2018）65 号），2019 年 8 月投入试运行，于 2020 年 1 月 10 日通过竣工环境保护验收，马蓬 33 回注站设计日回注规模为 200m^3/d，设计总容量为 13.7×10^4m^3；历年已回注量为 3.7×10^4m^3，剩余回注空间为 10×10^4m^3，目前实际进场日回注废水量 100m^3/d，剩余回注量 200m^3/d。

D、新场 25 井回注站

新场 25 井回注站位于四川省绵竹市新市镇范存村 11 组。新场 25 井回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（竹环建管函（2018）31 号）。回注站设有配套的回注设备、回注泵房、废水储水罐等设施。经处理后的钻井废水进入回注站后，再通过高位水罐、回注泵进行回注。新场 25 井回注站设计总容量为 67.57×10^4m^3，历年已回注量为 11.6×10^4m^3，剩余回注空间为 55.97×10^4m^3；设计日回注规模为 300m^3/d，目前仅作为应急处置能力尚未启用回注，剩余日回注量 300m^3/d。

E、新场 30 井回注站

新场 30 井回注站位于四川省绵竹市玉泉镇涌泉村 8 组。新场 30 井回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（竹环建管函（2018）29 号）。回注站设有配套的回注水收集罐及注水系统等设施。经处理后的钻井废水进入回注站后，再通过高位水罐、回注泵进行回注。新场 30 井回注站设计总容量为 66.15×10^4m^3，目前已回注量为 11.45×10^4m^3，剩余回注空间为 54.7×10^4m^3；设计日回注规模为 300m^3/d，近期该回注井未启用回注，剩余日回注量 300m^3/d。

F、联 119 回注站

联 119 回注站位于四川省德阳市罗江区白马关镇广济村。联 119 回注站环评已于 2019 年 1 月 18 日取得了德阳市环境保护局批复（德环审批（2019）11 号）。联 119 回注站设计回注规模为 100m^3/d，设计总容量为 38.28×10^4m^3，目前已回注量为 38.28×10^4m^3，剩余回注空间为 36×10^4m^3；设计日回注规模为 300m^3/d，近期该回注井未启用回注，剩余日回注量 300m^3/d。

G、什邡 50 回注站

什邡 50 回注站建设工程位于广汉市小汉镇瓦窑村 11 组，服务对象为西南油气分公司所属生产单位川西气田产出水经袁家环保处理站和齐福气田水处理站预处理后检测合格的回注水。该工程于 2019 年 8 月 27 日取得了德阳市生态环境局的环评批复（德环审批[2019]86 号）。回注空间为 $31.37\times10^4m^3$，回注站回注能力为 $200m^3/d$。

3）依托设施处理能力分析

A、区域无法回用的钻井废水和压裂返排液排放量统计

鉴于上述依托设施自 2021 年起同步接收及处理中江气田建井期及新场-什邡气田建井期产生的不可回用的钻井废水及压裂返排液，因此统计区域内钻井废水及压裂返排液总产生量来分析依托废水处理设施处理能力的可行性。根据建设业主施工计划，预计同一时间段中江气田同步开钻 5 口井，新场-什邡气田同步开钻 15 口井，以此计算区域废水产生总量。

区域钻井废水日排放量：本项目单井钻井废水产生量约 $180m^3$，钻井周期为 30d，因此单井钻井废水排放量为 $6m^3/d$，中江气田同步实施 5 口井钻井，预计 5 口井的钻井废水日排放量约 $30m^3/d$。新场-什邡区块单井钻井废水排放量为 $8.4m^3/d$，每天区域内同步钻井数量最大为 15 口井，因此新场-什邡区块钻井废水日排放量约 $126m^3/d$。综上，区域钻井废水日排放量即本项目与新场-什邡区块日处理量为二者之和，即 $156m^3/d$。

区域压裂返排液日最大处理量：根据建设单位提供的区块压裂设计方案，中江和新场-什邡区块同一时间仅一套压裂设备进行压裂，本项目年度实施压裂的井位数量约 20 口，新场-什邡区块实施压裂井位数量约 40 口，两个区块共 60 口，无法回用的压裂返排液量约 2.4 万 m^3，因此，区域内压裂返排液最大日处理量约 $66m^3/d$。

B、处理能力分析

预处理能力可行性：待本项目实施时袁家环保处理站仅接纳中江气田、新场-什邡气田在建井场需回注的钻井废水和压裂返排液，区域内中江气田及新场-什邡区块实施期间每天需要预处理后回注的废水包括无法回用的钻井废水

和压裂返排液，共计约 222m^3/d，袁家环保处理站的处理规模为 300m^3/d，能够满足区域内不能回用废水的预处理要求。

回注能力可行性：根据**第三章章节 3.4.1** 可知，本项目无法回用的钻井废水产生总量约 1.224 万 m^3，无法回用的压裂返排液产生量约 2.72 万 m^3，本项目实施后需预处理后回注的废水总量为 3.944 万 m^3；新场-什邡气田实施后需回注的压裂返排液总量约为 6.28 万 m^3，新场-什邡气田实施后需回注的钻井废水总量约为 4.66 万 m^3，因此，区域内需回注的钻井废水和压裂返排液总量共计 14.884 万 m^3，最大日回注量约 222m^3/d。根据统计可知，区域内 9 个回注站，设计总容量 303.02 万 m^3，剩余回注容量约 234.55 万 m^3，剩余日回注量为 1350m^3/d 完全有能力接收区域内不能回用的钻井废水和压裂返排液的回注处理。本项目无法回用的钻井废水及压裂返排液依托处理设施可行性分析表见表 14.1-4。

综上所述，项目产生的无法回用的钻井废水和压裂返排液经袁家环保处理站预处理后送至有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置是可行的。

表 14.1-4　本项目无法回用的钻井废水及压裂返排液依托处理设施可行性分析表

类别	主要功能	依托单位	设计总处理规模（万 m^3）	剩余总处理规模（万 m^3）	设计日处理规模（m^3/d）	剩余日处理规模（m^3/d）	区域日最大排污量（m^3/d）	预计需处理的区域废水总量（万 m^3）	是否满足处理要求
不能回用的钻井废水及压裂返排液	废水预处理	袁家环保处理站（回注预处理系统）	/	/	300	300	222	14.884	**满足**
	废水回注	孝蓬101回注站	16.1	8.86	200	100	222（钻井废水和压裂返排液）+382.5（采气废水）	14.884（钻井废水和压裂返排液）+54.45（采气废水）	**满足**
		新场15井回注站	69.85	37.65	300	150			
		马蓬33回注站	13.7	10	200	200			
		新场25回注站	67.57	55.97	300	300			
		新场30回注站	66.15	54.7	300	300			
		联119回注站	38.28	36	100	100			
		什邡50回注站	31.37	31.37	200	200			
		合计	**303.02**	**234.55**	**1600**	**1350**			

⑤废水转运措施及要求

a、废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

b、运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

c、废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

d、废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

e、尽量避免雨天和大雾天运转废水。

f、本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

g、承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

h、废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

i、废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，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。

j、废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

h、各井场清洁化生产系统配备的污水罐不得满负荷存水，1 个污水罐装

满后，应开始进行转运工作，同时启用另外 1 个污水罐。

⑥施工期生活污水防治措施

本项目各井场施工期每天产生少量生活污水，水质较为简单，但施工周期较长，生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理，处置措施可行。

通过上述措施后，本次中江气田产能建设项目（一期）所涉及的各井场均可做到钻井过程各类废水全部回用及外运依托处置，不外排，产能建设各井钻井作业正常工况下对当地地表水环境无影响，钻井过程各类废水处理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的，目前中江气田已实施的天然气钻采工程按此处置方式，成功运行经验为本项目钻井过程各类废水回用及外运措施和环境管理提供的较好的借鉴经验，本项目钻井过程各类废水处置措施有效、可行。

14.1.2 采气井站水污染防治措施

根据产能建设方案，本次建设的 15 座采气井站均为无人值守井站，各井站运营期仅产生采气废水。

（1）采气井站施工期

站场占地周围修建清污分流沟，收集产生的污废水，通过截排水沟末端沉砂池沉淀处理后回用于场地防尘洒水和混凝土基础养护用水，项目施工期无施工废水外排，该类措施在同类型站场建设中已多次成功运用，处置措施简单可行。施工人员不设集中营地，依托施工场地周边农户，施工人员的生活污水可利用农户家现有设施，粪便农用。各站场项目施工采取措施后，施工期废水对地表水环境影响可接受，采取的环保措施可行。

（2）采气井站运营期

根据产能建设方案，本次建设的 15 座采气井站均为无人值守井站，各井站运营期仅产生采气废水。

①治理措施

采气所产的含凝析油的采气废水采用密闭管道集输转输至采气站场污水罐内，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，污水罐为密闭状态，容积为 40m^3，废水达到一定量后采用密闭罐车及时转运至污水处理站进行处理，

符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。采气废水和凝析油在污水罐内自行分层后，上层为凝析油，下层为采气废水，采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。

②采气废水处理后外排可行性分析

采气废水处理后外排可行性分析主要从依托的废水处理设施可行性分析介绍：

1）袁家环保处理站

袁家环保处理站又名袁家气田水处理站，隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区黄许镇江林村 2 组。袁家环保处理站改造后用于处理川西气田产生的不含硫化氢气田水，包括回注气田水的预处理和外排气田水的预处理，川西气田各井站产生的气田水（约 800m^3/d）由罐车转运至袁家环保处理站内的气田水收集池，其中一部分（压返液、酸化废液、钻井废水等，300m^3/d）进入回注预处理系统，一部分（地层水，500m^3/d）进入外排水预处理系统。本项目采气废水主要是通过 500m^3/d 外排水预处理系统进行处置。

A、外排水预处理工艺

袁家环保处理站外排水预处理工艺流程见下图：

***

图 14.1-2　改造后气田水外排预处理工艺流程图

来水（采气废水，500m^3/d）首先进入袁家环保处理站内的气田水收集池（2000m^3）收集，经均质、隔油后，污水提升至气田水处理站的气浮混凝池中，隔油产生的凝析油经收油机收集后转移至污油罐暂存后外售。向气浮混凝池中加入一定量的混凝剂、调节剂，经充分反应后，废水中悬浮物、浮渣通过气浮产生的微小气泡将其从废水中分离出来，浮渣上浮，水体下层为杂质较少的透明污水，固相渣泥收集至污泥池，压滤后送至固废堆存场临时堆存，定期外运

综合利用；下层污水通过提升泵提升至 Fe/C 微电解反应装置进行处理，废水中的小分子有机物被降解，难降解的大分子有机物经氧化后断链分解为小分子有机物，污水从装置下端进水，上端溢流出水，经一定时间的曝气反应，达到去除水中有机物的目的。Fe/C 装置出水进入缓冲池，向水中加入一定量的软化剂，达到去除水中 Mg^{2+}、$Ca2^{+}$的目的，软化后污水进入后端沉淀池，沉淀池溢流出水进入缓冲调剂池，加入一定量的调节剂，调节污水 pH 为 7~8，上清液通过多介质过滤器过滤，去除水中微小杂质，过滤出水存于净水池中，加入适量消泡剂消泡后，最终剩余的经过预处理后的废水（约 360m^3/d）通过已建输水管线输至地层水综合利用站进行蒸发处理，蒸馏出水再通过已建输水管线输回袁家气田水处理站进行氨氮处理，处理达标后通过已建排水管线和排污口排放至绵远河。

B、袁家环保处理站氨氮处理系统

袁家环保处理站氨氮处理系统位于四川省德阳市旌阳区黄许镇江林村 1 组袁家环保处理站站内西北角。采用折点氯化法脱氨氮工艺，其原理为向废水中加入含氯药剂（除氨剂，即次氯酸钙），使水中的 NH_4^+氧化成 N_2，从而达到降低氨氮的目的。袁家环保处理站氨氮处理系统主要接纳地层水综合利用站处理后的废水，经过脱氮处理后外排至绵远河。

2）地层水综合利用站

地层水综合利用站又名川西气田高氯废水低温蒸馏处理站，位于德阳市旌阳区德新镇胜利村 7 组，该处理站两期设计，处理能力为分别为 360m^3/d（一期，处理中浅层井采气废水）、700m^3/d（二期，处理深层井采气废水），本项目所有井均为浅层井，采气废水主要经一期处理站低温蒸发处理后通过已建输水管线输回袁家气田水处理站进行氨氮处理，处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（其中氯化物执行《四川省水污染物排放标准》（BD51/190-93）一级标准）后通过已建排水管线和排污口排放至绵远河。废水外排的总量纳入地层水综合利用站一期工程。

地层水综合利用站一期采气废水处理工艺如下：

***

图 14.1-4　地层水综合利用站一期采气废水处理工艺流程图

目前一期工程实际处理量约 180m³/d，根据建设单位提供的《袁家外排口采气废水监测报告》（中国石化西南油气分公司环境监测站 HJ2019-2[illegible]外排），见下表，袁家环保处理站总排口采气废水各监测因子均能达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准限值，采气废水通过袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理达标后外排可行。

表 14.1-5　采气废水处理后外排水质情况统计表　　单位：mg/L（pH 无量纲）

序号	检测项目	检测值	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准限值	是否达标
1	pH	6.83	6~9	达标
2	COD	14	100	达标
3	氯化物	202	/	/
4	氨氮	3.07	15	达标

③采气废水预处理后回注可行性分析

采气废水可经袁家环保处理站或齐福气田水处理站预处理后送至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，从废水预处理和回注两部分分析可行性：

1）预处理站

A、袁家环保处理站

由于袁家外排水预处理工艺处理后的废水能够满足采气废水预处理后回注的水质标准，采气废水可经该系统预处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）相关要求后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，措施可行。

B、齐福气田水处理站

齐福气田水处理站位于绵竹市齐福镇桐麻村三组，原项目主要从事钻井作业废水、地层水和压裂返排液的处理，取得环评批复（竹环建管函[2010]80 号），并通过环保验收（竹环验[2010]05 号）。项目于 2019 年进行了技改，技改后主

要从事钻井作业废水和采气废水的处理，处理后的废水转运至回注站回注处理，处理能力为500m^3/d（其中钻井作业废水、采气废水量分别为100m^3/d、400m^3/d），项目技改部分于2019年2月1日取得了绵竹市环境保护局环评批复（竹环审批函[2019]7号），本项目仅在齐福气田水处理站对采气废水进行预处理，预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，预处理能力为400m^3/d。

采气废水处理工艺流程：进站采气废水（400m^3/d）首先进入地层水收集池（容积不够时进入应急收集池#1和应急收集池#2）进行均质调节，然后泵吸进入搅拌罐#1、搅拌罐#2和搅拌罐#3，加入调节剂和絮凝剂搅拌均匀后，泵入沉降池#3 进行反应沉降，沉降后上层清液泵至清水池#2，后续处理与钻井作业废水一致。

齐福气田水处理站处理工艺流程图见图14.1-5。

***

图 14.1-5　齐福气田水处理站处理工艺流程图

采气废水中主要污染物浓度见表 14.1-6，齐福气田水处理站采气废水进水水质要求见表 14.1-7。

表 14.1-6　项目采气废水中主要污染物浓度　　单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	COD	SS	石油类	氯化物
浓度	6.5～8	460～3000	50～400	20～100	1000~25000

表 14.1-7　齐福气田水处理站采气废水进水水质情况统计表

单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	COD	SS	石油类	氯化物
设计进水水质	6～10	400～4335	50～500	20～111	1000~48000

根据表 14.1-6～表 14.1-7 可以看出，本项目采气废水水质情况能够满足齐福气田水处理站进水水质要求。

齐福气田水处理站按照《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）需要对废水中的悬浮物、石油类、pH 值进行处理，并保证悬浮物颗粒直径中值满足回注标准要求。

④处理能力可行性分析

1）区域采气废水排放情况

鉴于上述依托设施需同步接收及处理区域内已建的正常生产的气井产生的采气废水，及建设单位同步实施的新场-什邡气田产能建设项目（一期）建成正常生产的气井产生的废水，因此，本评价分析依托设施处理能力时，按本项目、新场-什邡气田产能建设项目（一期）以及区域内已建气井气井运营期最大采气废水处理量考虑。本项目 2024 年完成投产，最大配产为 $175.6\times10^4m^3/d$ 的规模，预计 2025 年为最大采气废水产生年，采气废水最大日产生量约 $52.68m^3/d$，1.923 万 m^3/a；新场-什邡气田产能建设项目（一期）预计采气废水最大日排放量为 $390.5m^3/d$，14.25 万 m^3/a；根据目前区域内已建井采气废水产生量统计，随着气量的递减，预计至 2025 年区域已建井采气废水最大产生量约为 $295m^3/d$，$10.8m^3/a$。因此，整个区域采气废水日最大排放量为 $738.18m^3/d$，

26.973 万 m^3/a，按照采气井采气期为 20a，采气废水随采气量每年递减 10%计算，20 年采气废水量约 248.06 万 m^3，具体统计情况如下表：

表 14.1-8　区域采气废水产生量情况统计表

类别	最大日排放量（m^3/d）	最大年排放量（万 m^3/a）	近 20 年排放量（万 m^3）
中江气田产能建设项目（一期）	52.68	1.923	19.23
新场-什邡气田产能建设项目（一期）	390.5	14.25	133.96
区域内已实施井	295	10.8	94.87
合计	738.18	26.973	248.06

2）处理能力可行性分析

A、采气废水预处理能力分析

该区域采气废水主要两种去向：一种是转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；第二种为通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。袁家环保处理站和齐福气田水处理站采气废水处理总规模为 $900m^3/d$，由上表可知，整个区域采气废水最大日产生量约 $739.38m^3/d$，预处理能力满足要求，

B、最终处置能力可行性分析

袁家环保处理站和齐福气田水处理站总预处理规模为 $900m^3/d$ 采气废水中约 $360m^3/d$ 可经地层水综合利用站处理后外排，则本项目采气废水日产生量约 $738.18m^3/d$ 中的 $360m^3/d$ 经地层水综合利用站处理后外排后，预计约 $378.18m^3/d$ 的废水经预处理后送至区域回注站回注。地层水综合利用站一期已取得相应废水排放量的总量以及排污许可，外排可行；区域内回注站回注区域内钻井废水和压裂返排液后剩余日处理能力约 $1128m^3/d$，能够接纳区域采气废水日回注量 $378.18m^3/d$，同时通过表 14.1-8 计算可知，近 20 年区域气井采气废水总量约 248.06 万 m^3，20 年达标外排的处理能力约 194.12 万 m^3，回注同时回注站回注钻井废水和压裂返排液后的剩余空间约 219.43 万 m^3（见表 14.1-4），足够接纳本区域气井所产生的采气废水。因此，采气废水的最终处置

能力满足要求。

各依托设施处理能力可行性分析表见表 14.1-9。

表 14.1-9　本项目采气废水处理处置依托设施处理能力一览表

类别	主要功能	依托单位	设计日处理规模（m^3/d）	近 20 年设计总处理规模（万 m^3）	区域气井采气废水需最大日处理量（m^3/d）	区域气井 20 年采气废水需处理量（万 m^3）	是否满足区域日处理要求	是否满足区域总处理要求	废水去向
采气废水	预处理	齐福气田水处理站（采气废水部分）	400	292	738.18	248.06	满足	满足	回注站
		袁家环保处理站（外排预处理部分）	500	365					进地层水综合利用站一期处理或进回注站
	深度处置或最终去向	地层水综合利用站一期	360	262.8	360	194.12	满足	满足	至袁家环保处理站氨氮处理系统处理达标后外排至绵远河
		回注站	1350	219.43	378.18	53.94	满足	满足	回注地层

⑤采气废水转运措施及要求

1）采气废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

2）运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

3）废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

4）废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

5）尽量避免雨天和大雾天运转废水。

6）本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

7）承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

8）废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

9）废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，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。

10）废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

11）各井站配备的污水罐不得满负荷存水，尽可能保持 85%的安全容积。

同时，各污水罐均设置有溢外报警器，防止罐内油水超量溢出。

采气废水的转运由具有相应运输资质的单位单位负责，并建立交接三联单制度，最后废水转运方及污水处理站依据前三方的签字情况进行费用结算，处置措施有效、可行。

14.1.3 管道施工试压废水

本工程采气集气管道试压采用清水试压，管道试压废水主要含铁锈和泥沙等杂质，经过滤后就地就近排放。

为减少对水资源的浪费，在试压过程中尽量对废水进行收集，重复使用于相邻管段试压，同时加强废水排放的管理与疏导工作，试压废水排放口设置泥沙过滤器过滤处理，水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准；排放去向应符合当地的排水系统要求，杜绝不经处理任意排放的现象，严禁试压废水排放进当地集中饮用水源保护区内。

严格落实试压废水末端过滤处理措施，选择合适的非户籍敏感区地点排放，有效降低试压废水对受纳水体的环境影响，对当地地表水环境的影响小，本项目管道试压废水处理及排放措施可行。

14.1.4 退役期废水处理措施

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/T 6646-2006）的要求对井口进行封堵，并对井场进行生态恢复。该过程有少量酸化洗井废水产生，这部分废水通过罐车拉运至袁家环保处理站预处理后回注，无废水外排，对地表水环境影响较小。

14.1.5 本项目各类废水暂存、处理、回用防治措施

根据对各单项工程水污染防治措施分析，各阶段水污染防治措施有效、可行，可确保正常工况下，本次中江气田产能建设项目（一期）各单项工程无废水外排，各单项工程各阶段水污染防治措施统计列表如下：

表 14.1-9　各单项工程各阶段水污染防治措施汇总表

单项	阶段		废水处置措施
井场	钻前工程		各井场内土建施工回用，不外排
	钻井工程	水基泥浆钻井阶段钻井废水	经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的转运

			至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排
		洗井废水	回用于配置压裂液，不外排
	压裂工程压返液		用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排
	方井雨水		定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水，不外排
	生活污水		经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理
采气井站	施工期		场内土建施工回用，不外排
	运营期	采气废水	转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置
集输管线	施工期管道试压废水		经过滤后就地就近排放，严禁直接排放进当地集中饮用水源保护区内

本项目产生的各类废水的处置依托中国石油化工股份有限公司西南油气分公司现有环保设施及外委处理处置，依托设施的环评及验收情况见表 14.1-10。

表 14.1-10　本项目各类废水处理处置依托设施基本情况一览表

类别	依托单位	地理位置	设计总处理规模（万 m^3）	设计日处理规模（m^3/d）	主要功能	环评	验收
不能回用的钻井废水及废压裂返排液	袁家环保处理站（回注部分）	德阳市旌阳区黄许镇江林村 2 组	/	300	废水预处理	德环审批[2018]87 号	已验收 2020.4.30
	孝蓬101回注站	绵竹市新市镇两河口村12组	16.1	200	废水回注	德环审批[2016]13 号	德环验〔2018〕29号
	新场15井回注站	绵竹市新市镇白庙村10组	69.85	300		竹环建管函（2018）32 号	已验收 2019.8.20
	马蓬33回注站	德阳市什邡市马井镇金桥村7组	13.7	200		竹环建管函（2018）31 号	已验收 2020.1.10
	新场25井回注站	绵竹市新市镇范存村11组	67.57	300		竹环建管函（2018）31 号	正在验收
	新场30井回注站	绵竹市玉泉镇涌泉村8组	66.15	300		竹环建管函（2018）29 号	正在验收
	联119回注站	德阳市罗江区白马关镇广济村	38.28	100		德环审批（2019）11 号	正在验收
	什邡50回注站	广汉市小汉镇瓦窑村11组	31.37	300		德环审批（2019）86 号	正在验收
采气废水	齐福气田水处理站	绵竹市齐福镇桐麻村三组	/	500	采气废水预处理	竹环审批函[2019]7 号	试运行阶段
	袁家环保处理站（外排部分）	德阳市旌阳区黄许镇江林村 2 组	/	500		德环审批[2018]87 号	已验收 2020.4.30
	地层水综合利用站	德阳市旌阳区德新镇胜利村 8 组	/	一期处理规模 360	采气废水处理	德环审批[2018]86 号	正在验收

14.2 大气污染防治措施

根据项目产排污各环节分析，本次中江气田产能建设项目（一期）主要的大气污染物产排点在各单项工程的施工现场扬尘，运营期由于采取管道高压密闭采输，正常情况下各采气井站除检修废气和事故紧急放空废气外，无废气产生，中江气田产能建设项目（一期）运营期大气污染物主要为气液分离井站污水罐内凝析油产生的挥发性有机废气。

14.2.1 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）在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

（2）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（3）当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

（4）保持运输车辆完好，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘。

（5）运输车辆在通过软土路面等路段应控制车速；在运输车辆进出场沿途软土路面地段应适当采取硬化处理或洒水抑尘等措施降低扬尘。

（6）通过采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低。

（7）柴油机、发电机采用合格轻质柴油，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。

（8）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。

（9）测试放喷废气引入放喷池燃烧后排放。

（10）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。

14.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要来自气液分离井站污水罐内凝析油产生的挥发性有机废气，另外还有各采气井站清管作业、设备检修排放的少量天然气以及超压排放的天然气废气。

（1）本项目采用气液分离工艺的 9 个井站所设置的污水罐均为密闭式固定顶罐，仅在顶部留有呼吸孔，内装凝析油挥发产生的有机废气量较小。

（2）清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，由于排放时间比较短，且气量较小，点火装置往往不能点火，天然气直接通过各采气井站配备的不低于 15m 高的放空管就近引高放散排放。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案”，本项目对清管作业、设备检修及事故排放的天然气直接放空，属非正常工况及事故状态下的偶发性放空，满足上述要求。

（3）若事故情况下天然气产生量较大，则每个井场配备有人工点火装置，能够及时点火，天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NOx 和 TSP，

通过放空管排放。

（4）采气过程中，凝析油与采气废水采用密闭管道集输转输至采气站场污水罐内暂存，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，污水罐密闭，同时采气废水和凝析油均采用密闭罐车进行转运，减少挥发性有机物的产生。

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。

14.2.3 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。

14.3 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。

14.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）井场井站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。中江气田产能建设项目（一期）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。

②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。

③将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。

④在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，各井场井站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）采气井站、集输管网施工噪声防治

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。

14.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及的各场站单项工程运营期正常生产时，各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，本项目各采气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站场工艺区中央，站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。

通过以往采气井站营运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。

14.3.3 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，平井站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

14.4 固废污染防治措施

根据天然气产能建设项目固废产生情况特点，结合《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）相关规定，本次中江气田产能建设项目（一期）固废产生环节主要为井场钻井作业的废弃泥浆、岩屑以及施工人员生活垃圾和运营期场站清管废渣、废润滑油等固废。本评价按照不同固废类型分类论述分析固废污染防治措施合理、可行性。

14.4.1 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+二开直井段采用水基泥浆钻进，二开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

本项目清水及水基泥浆钻进过程产生废水基泥浆（脱水泥饼）和水基岩屑（钻进的地层岩屑）（见照片 14.4-1），根据建设单位提供的位于德阳市中江县的江沙 316-1HF 井钻井固废浸出液监测报告类比可知（下表 14.4-1），类比钻井固废浸出液 pH 在 6～9 范围之外，依据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相关规定，本项目各井场水基岩屑和泥浆属于第II类一般工业固体废物。本项目各井场与江沙 316-1HF 井所用水基泥浆主要成分基本相同，且地层岩性相似，该钻井固废浸出液监测报告具有可类比性。

表 14.4-1　江沙 316-1HF 井钻井固废浸出实验分析结果表

项目 样品来源	pH	COD	石油类	氯化物	Fe	Mn	Cd
江沙 316-1HF 井钻井固废	9.48	150	3.25	141	1.12	0.032	ND
GB8978-1996 一级标准限值	6~9	100	5.0	/	/	2.0	0.1
项目 样品来源	Hg	Pb	Cr	As	Cu	Zn	
江沙 316-1HF 井钻井固废	0.00113	ND	ND	0.0354	0.03	ND	
GB8978-1996 一级标准限值	0.05	1.0	1.5	0.5	0.5	2.0	

本项目钻井固废暂存于废渣收集罐后及时外运可接收的环保手续齐备且有处理能力的砖厂或水泥厂资源化利用处置，就近外委处理。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。按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中对第II类一般工业固体废物的处置要求，本项目废渣收集罐渗透系数≤10^{-7}cm/s，满足第II类一般工业固体废物处置场防渗要求。



泥浆板框压滤后呈泥饼。





岩屑经振动、冲洗、晾干处理。

照片 14.4-1　外运泥浆、岩屑的性状

②依托川西泥浆中转站暂存的可行性

川西泥浆中转站位于德阳市旌阳区黄许镇（位于袁家固废处理场内），德阳市旌阳区环境保护局以德市旌环[2011]208 号文对“中国石化集团西南石油局油田工程服务公司西南环保中心川西泥浆中转站建设工程项目《环境影响报告表》”作出了批复，并于同年通过了德阳市旌阳区环境保护局组织的竣工验收。厂区进行了防雨及硬化防渗，安装了 40 座 75m^3 的泥浆罐体，泥浆储存能力 3000m^3，目前经西南油气分公司调配，随时空余储存能力在 2000m^3 以上，满足本项目井场可回用钻井泥浆的暂存中转要求，该措施经济环保可行。

③综合利用可行性

1）制作烧结砖处理工艺可行性

制砖原材料主要包含钻井的岩屑，井场预处理后的废水基泥浆（泥饼）及岩屑转运至砖厂棚后，在分析其化学成分的基础上，可以加入一定量无毒的激活剂进行激活处理，用装载机将激活处理后的固化体和内燃煤混合均匀，混合物用皮带输送到双齿辊式破碎机和球磨机中进行破碎，破碎后的原料经皮带输送到练泥机中，加水进行搅拌、捏和、均匀后用皮带输送到螺旋挤压机中成型，生胚砖转运到干燥室进行干燥，干燥后的胚砖转运到砖窑中进行焙烧，砖烧结成品合格冷却至室温后出窑形成产品砖。

根据西南油气分公司工程技术研究院 2015 年完成的《川西地区钻屑制砖可行性分析报告》，对川西地区 15 口井不同层位进行取芯分析，研究结果表

明：四川盆地地层系统由上至下为第四系、第三系、白垩系、侏罗系、三叠系，除第四、第三系存在部分缺失外，其余陆相分布较为连续（见图 14.4-1、图 14.4-2）。从生储盖组合来看，除了储层，生气层和盖层均为大段的泥岩分布，纵向上含量占 70%以上，具备用于制砖的前提条件。对钻屑进行取样分析，发现其全岩矿物、粘土矿物的种类和含量与砖厂的页岩均极为类似，所以钻屑具备可烧结的特性。另外，从钻屑的热重分析表明各种有害物质在 700℃完全分解，而烧砖的温度超过 900℃，也说明钻屑经过高温能够实现无害化。

***

图 14.4-1　四川盆地地层综合柱状图

图 14.4-2　含有钻井液的岩屑 TG/DSC 分析图谱

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，以下为本次收集的川渝地区同类型项目已有的水基钻井固废制砖资料：

A、废水基泥浆烧结砖产品质量检验分析

根据建设单位提供的《西南油气分公司产能建设及勘探项目部钻井污染物处置方案（2017）》可知，四川省建材产品质量监督检验中心对西南油气分公司利用同层位水基钻井固废烧制的钻屑砖进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，利用水基钻井固废烧制的钻屑砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求。

同时，类比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（位于四川省宜宾市的页岩气开发工程）水基岩屑进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见表 14.4-2。

表 14.4-2　普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目	检验校果	标准值	备注

1	抗压强度（MPa）		19.3	≥15	合格
2	5h 吸水率（%）		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.7	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.13	合格	合格
5		Ir	0.41	合格	合格

B、水基岩屑烧结砖浸出液检测分析

中国石化西南油气分公司环境监测站对产能建设及勘探项目部中江、新场采气废水基固废烧结砖的浸出液进行检测，监测报告（报告编号：HJ2020-169）结果表明，浸出液指标监测达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准限值。

表 14.4-3　水基泥浆烧结砖浸出液检测数据表

序号	检测项目	检测值	标准值	备注
1	pH	9.0	6~9	合格
2	COD	86	100	合格
3	石油类	5	ND	合格
4	铬	0.010	0.05	合格
5	镉	未检出	0.005	合格
6	铜	0.0125	0.5	合格
7	砷	0.0116	0.5	合格
8	汞	0.00015	0.05	合格
9	锌	0.157	2.0	合格
10	锰	0.0642	2.0	合格

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用水基钻井岩屑为原料进行制砖生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的水基岩屑和水基泥浆做烧砖处理在工艺上是可行的。

2）制作水泥处理工艺可行性

预处理后的废水基泥浆（泥饼）及岩屑转运至水泥厂后，在分析其化学成分的基础上，可加入生石灰进行破胶处理，之后采用输送泵或铲车将岩屑从暂存仓输送至初步筛网上，以去除去泥浆中的杂物、石子等大颗粒物质。筛上物

质为筛分渣，由铲车铲至筛分渣暂存仓储存；筛下物质再经振动筛进行筛分，项目建设振动筛粒径为 0.3mm，筛上物质仍为筛分渣，送筛分渣暂存仓储存；筛下物质即为浆状，经自留至加药间进行加药处理，药剂主要为絮凝剂（主要成分为聚丙烯酰胺，加入浓度为 2‰）和助凝剂（主要成分为三氯化二铝，加入浓度为 5%），按照泥浆：絮凝剂：助凝剂为 10:1:1 的比例加入，搅拌使之分布均匀，即完成絮凝过程，絮凝后的泥浆由泥浆泵提升至压滤间进行压滤处理，压滤后的压滤渣送筛分渣暂存仓储存。筛分渣、压滤渣作为添加剂用于制作水泥，从而实现水基泥浆（泥饼）和水基岩屑的资源化利用。

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆用做砖厂/水泥厂综合利用在工艺上是可行的。

环评要求，建设单位在项目开钻前需确定具体的委托处置去向并签订协议委托处置协议。

3）区域消纳处理能力

根据建设单位提供的资料，目前项目周边已建成投入使用的可接收水基钻井固废的砖厂有三台县立兴页岩砖厂、中江县朝中砖厂、德阳市玖盛建材有限公司、中江县利金新型页岩墙材有限公司及广汉市四友页岩砖厂。

A、三台县立兴页岩砖厂位于三台县塔山镇华光村 7 组，已建成“年产 4000 万匹标准实心砖生产线建设项目”（三环保[2017]275 号），建设内容为：将原有设备淘汰，全部更换为更自动化的机械，并采用隧道窑代替原轮窑，改造后拟将中石化西南油气分公司的部分钻井固废与原有原料页岩按照 1:4 比例混合，再添加一定比例的煤等作为最终的制砖原料，生产页岩砖，以实现对钻井固废的综合利用并减少制砖所需页岩量的目标，技改后生产规模为年产 4000 万匹页岩砖。

B、中江县朝中砖厂位于中江县回龙镇旺沟村十社，已建成“钻井固化土资源化综合利用制烧结砖项目”（德环审批[2019]234 号），建设内容为：新建钻井水基岩屑、泥浆固化土堆场及配套环保设施，采用无害化处理后的钻井水基

岩屑、泥浆固化土为原料替代部分页岩原料，生产烧结砖。生产规模为年产3500万匹标砖。

C、德阳市玖盛建材有限公司位于德阳市罗江区调元镇酒垭村，已建成“利用钻井固废制烧结砖技改项目”（德环审批[2019]76号），建设内容为：拟将中石化西南油气分公司的部分钻井固废与原有原料页岩按照1:2比例混合，再添加一定比例的煤等作为最终的制砖原料，以实现对钻井固废的综合利用并减少制砖所需页岩量的目标。技改后生产规模为6万吨/年。

D、中江县利金新型页岩墙材有限公司位于中江县回龙镇碉楼沟村，已建成“水基岩屑掺烧制砖项目”（德环审批[2019]76 号），建设内容为：拟将中石化西南油气分公司的部分钻井固废与原有原料页岩按照1:4比例混合，再添加一定比例的煤等作为最终的制砖原料，生产页岩砖，以实现对钻井固废的综合利用并减少制砖所需页岩量的目标。技改后生产规模为年产3000万匹页岩砖。

E、广汉市四友页岩砖厂位于广汉市松林镇桔苹村，已建成“钻井固化土资源化利用制烧结砖项目”（德环审批[2019]283 号），建设内容为：采用无害化处理后的钻井水基岩屑、泥浆固化土40000t/a为原料替代30%页岩原料，生产烧结砖。项目建成后生产规模为年产8000万匹标砖。

区域上述5家水基钻井固废综合处置单位处理能力情况详见表14.4-4。

表14.4-4　水基钻井固废综合处置单位处理能力统计表

序号	处置单位	年处理能力（t/a）	年生产能力	掺烧比例	行政许可处置能力（t/a）
1	三台县立兴页岩砖厂	40000	4000万匹制砖能力	20%	/
2	中江县朝中砖厂	26000	3500万匹制砖能力	30%	26000
2	德阳市玖盛建材有限公司	18000	60000吨/年	30%	18000
4	中江县利金新型页岩墙体有限公司	15000	3000万匹制砖能力	20%	15000
5	广汉市四友页岩砖厂	38900	8000万匹制砖能力	30%	38900
合计		**141900**	/	/	/

本项目68口井钻井期间总计产生水基钻井固废5.712万m^3（11.424万t），2024年将产生年度最大水基钻井固废产生量约3.36万m^3（6.72万t）；新场-

什邡区块井钻井期间总计产生水基钻井固废24.86万t，年产生量约6.21万t）。同一年度内，两个区块实施期间水基钻井固废最大年产生量共计约12.93万t。由上表统计结果可知，前述5个砖厂已建成投产，年最大水基钻井固废接收能力为14.19万t，完全有能力接收本项目及新场-什邡区块实施期间产生的水基钻井固废。且若区域周边有其他砖厂或水泥厂有能力接收并处置水基岩屑，建设单位也可按相关规定委托其进行处置，可进一步保证水基钻井固废资源化处理处置单位的接收能力。

另，根据业主单位对中江气田的开发进度安排，区块每年部署的天然气开发井场8～10个左右，同时在钻项目约1～3个，钻井固废产生量共约30～90m^3/d（60～180t/d），周边已建成投产砖厂/水泥厂接收处置能力目前能满足需求。

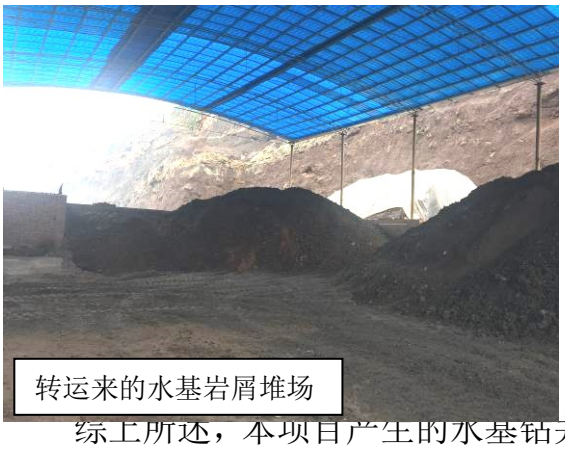
目前，中江气田前期水基泥浆钻井固废制砖综合利用现场情况见下图：



添加水基岩屑的砖坯



添加水基岩屑制砖成品



转运来的水基岩屑堆场



转运来的水基岩屑堆场

综上所述，本项目产生的水基钻井固废能得到有效处置，措施可行。本评

价要求建设单位应在各井场开钻前确定水基钻井固废具体去向并签订外委处置协议。

（2）油基泥浆钻井固废

项目在钻井过程中二开造斜段和水平段将采用油基泥钻井液井，水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生含油顶替泥浆，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆属于 HW08 072-001-08 危废，本项目按照所有井的造斜和水平段（约 1500m）全部采用油基泥浆进行钻井。本项目共产生油基钻井固废约 1.122 万 m^3（2.244 万 t），共产生顶替泥浆约 2040m^3（4080t），各井场现场按照危废进行管理（HW08 072-001-08 危废），在各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废贮存场地并由废渣收集罐盛装临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒），采取分批分次现场交由危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

（3）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 0.5×0.5×0.3m 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

各井场油基岩屑以及废油贮存设施基本情况见下表：

表 14.4-5　单个井场危废贮存设施基本情况表

序号	贮存设施名称	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	现场危废贮存场	油基钻井固废及顶替泥浆	HW08	072-001-08	各井场前场	总占地 30m^2，场地合建	若干废渣收集罐盛装	20m^3	10d

2		跑冒滴漏油	HW08	900-214-08			废油桶盛装	0.36m^3	30d

①井场临时贮存设施合理性

本项目在每个井场前场均设置 30m^2 的危废专用贮存场地并由若干的废渣收集罐盛装油基岩屑，废油由 2 个（一备一用）废油桶盛装，临时贮存（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），水平井钻井作业产生的油基岩屑现场贮存场地满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）对中对危废贮存场地相关环保要求。

各井场设置的临时危废贮存场地占地面积 30m^2，贮存油基钻井量约 20m^3，贮存废油量约 0.36m^3（废油桶两个，一备一用，每个 180L），贮存周期分别为 10d 和 30d，根据前期中江气田已实施的钻井工程油基钻井固废转运情况看，使用油基钻井液的几率较小，使用完后即转运一般转运周期为 5~7d，现场设置的贮存场地满足 10d 的贮存量，贮存容积满足现场贮存要求，容积设置合理。

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》（HJ 2025-2012）、《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。

③油基泥浆中转

由于中江气田未配置油基泥浆中转工程，因此本项目井场油基泥浆钻井后无法及时中转油基泥浆，本项目将威远泥浆中转站作为本项目油基泥浆中转站。威远泥浆中转站位于内江市威远县向义镇四方村 1、2 组，包括储备罐区 22 台 55m^3 水基泥浆储备罐及其配套设施、14 台 75m^3 油基泥浆储备罐及其配套设施。目前该中转站暂存泥浆暂存泥浆约 500m^3，剩余储存规模约 500m^3，有能力接纳本区域的中转泥浆。威远泥浆中转站于 2018 年 1 月 10 日取得了威远县环境保护局的环评批复（威环审批[2018]1 号）。

④项目周边危废处置能力分析

本项目各单项工程钻井施工期危废主要为 HW08 072-001-08 油基岩屑危废和 HW08 900-214-08 废油危废，由于 HW08 900-214-08 废油危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废油产生，产生量进一步较小，一般不会超过周边危废处置单位处置能力，交由危废资质单位处置措施可行，本评价重点调查项目周边 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力情况。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）“环评阶段暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”本评价按照重点从四川境内具备危废 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力资质单位分布和处置能力情况，给出本项目油基岩屑处置建议。

根据四川省环境保护厅公示的四川省危险废物经营单位名单（截止 2020

年 8 月 17 日），资质包含 HW08 072-001-08 危废处置类别可作为区块油基岩屑处置依托单位，分别为①四川省中明环境治理有限公司（危险废物经营许可证编号：川环危第 511402022 号，经营设施地址：眉山市东坡区复盛乡中塘村，东经 103°55′40″，北纬 30°1′6″；核准经营规模 105002.5 吨/年）、②中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司（危险废物经营许可证编号：川环危第 510411051 号，经营设施地址：攀枝花市仁和区大龙潭乡迤资村，东经 101°19′36″，北纬 26°9′5″；核准经营规模 27750 吨/年）、③成都兴蓉环保科技有限公司（危险废物经营许可证编号：川环危第 510112052 号，经营设施地址：成都市龙泉驿区万兴乡鲤鱼村，东经 104°21′53″，北纬 30°38′31″；核准经营规模 32600 吨/年，许可证期限 2022 年 6 月 8 日）、④四川华洁嘉业环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：川环危第 511502058 号，经营设施地址：宜宾临港经济技术开发区港园路西段 65 号；核准经营规模 96000 吨/年，许可证期限 2023 年 12 月 16 日）、⑤内江瑞丰环保科技有限公司（危险废物经营许可证编号：川环危第 511024057 号，经营设施地址：内江市威远县连界镇先锋村 11 组；核准经营规模 88000 吨/年，许可证期限 2025 年 8 月 2 日）；⑥什邡开源环保科技有限公司（危险废物经营许可证编号：川环危第 510682053 号，经营设施地址：德阳市什邡市经济开发区（北区）友谊路；核准经营规模 22000 吨/年，许可证期限 2023 年 6 月 18 日）。

表 14.4-6　四川省内 HW08 072-001-08 危废处置能力统计表

资质单位名称	所在地	证书号	经营规模
四川省中明环境治理有限公司	眉山市东坡区	川环危第 511402022 号	33277 吨/年
中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司	攀枝花市仁和区	川环危第 510411051 号	27750 吨/年
成都兴蓉环保科技有限公司	成都市龙泉驿区	川环危第 510112052 号	32600 吨/年
四川华洁嘉业环保科技有限责任公司	宜宾市临港经济技术开发区	川环危第 511502058 号	96000 吨/年
内江瑞丰环保科技有限公司	内江市威远县	川环危第 511024057 号	88000 吨/年
什邡开源环保科技有限公司	德阳市什邡市经济开发区（北区）友谊路	川环危第川环危第 510682053 号	22000 吨/年

总计			299627 吨/年

根据对危废资质单位的调查，由于中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限责任公司和内江瑞丰环保科技有限公司距离本次中江气田距离较远，本评价建议中江气田产能建设项目（一期）施工过程中产生的油基岩屑危废处置，以依托四川省中明环境治理有限公司、成都兴蓉环保科技有限公司、什邡开源环保科技有限公司处置为主，中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限责任公司和内江瑞丰环保科技有限公司作为辅。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、含油钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中指出：“鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑得到及时、合法、合规的妥善处置。

（5）生活垃圾及其他固废处置

本次产能建设共涉及 15 个井站施工建设，施工期布置井场 1 个、生活区 2 个共计 3 个 4m^3 的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内，定期按当地场镇环卫部门相关要求实施统一妥善处置，该处置方式已在川渝地区天然气开发中成功运用，施工期生活垃圾得到有效处置，处置措施简单、可行。

14.4.2 各采气井站、集输管线固废处置措施

（1）施工期

采气井站及管网施工固废主要来源主要为管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及定向钻、顶管施工产生的废弃泥浆。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻、顶管施工将设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆自然干化后就地填埋处置，并覆土复原；施工过程加强

水土流失防范措施，施工结束后泥浆及时填埋并进行生态恢复。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生，截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位清运回收处置，在川渝地区天然气集输和中江气田前期天然气管道集输工程中广泛采用，措施可行。

站场及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生。

（2）运营期

①分离废渣、检修废渣及清管废渣

井场分离器分离出来的废渣量以及检修时清管产生的废渣较少，各井站产生量约 2kg/a，分离器分离的废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，属于一般工业固废，收集后交由当地环卫部门进行处置，不外排，在川渝地区井场地面采气工程中广泛采用，措施可行。

②凝析油

本项目钻井目的层主要为***、***组和***，从井中采出的天然气可能带有一部分凝析油，本工程共产生凝析油量约 43.9t/d（1.6323 万 t/a），随着后期各井气量的减少，各井采气产生的凝析油产生量也将减少，本评价按照最大量统计。若采用“井下节流+带液计量+分离总计量”的井站，则气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至区域内采气废水处理站（袁家环保处理站或齐福气田水处理站）处理。

1）依托中江气田混合液处理中转站处理凝析油可行性分析

本项目凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至区域内采气废水处理站（袁家环保处理站或齐福气田水处理站）处理。

中江气田混合液处理中转站位于中江县东北镇雷鸣村 3 组，混合液三相分离处理规模 200m^3/d，目前试运行，实际处理量约 50m^3/d，正常运行后保证富余处理能力超过 80m^3/d，能够满足本工程凝析油的处理需要。其处理工艺流程如下：

中江气田各井站污水罐混合物通过常压罐车拉运至中转站，常压罐车内混合液通过卸车泵卸至三相分离器中，采用加药装置加入破乳剂后在三相分离器中沉降分离 30~60min，分离出稳定轻烃和水，稳定轻烃进储油罐储存后外运售卖，分离出的水进污水罐储存后外运至袁家环保处理站预处理后回注。三相分离器外接井站低压气源，控制运行压力 0.2MPa，气相出口（超过 0.25MPa 时）通过自立式调节阀接井站放空立管放散，产生放散氮气与烃类混合废气。储油罐采用氮气密封，在装车或倒罐过程中会产生非甲烷总烃通过罐顶呼吸孔排入大气环境。中江气田混合液处理中转站处理工艺流程见下图 14.4-3。

***

图 14.4-3　中江气田混合液处理中转站运营期工艺流程

三相分离器：

中江气田混合液处理中转站处理的混合液含油量约 53.5%，混合液和破乳剂按 2000：1 的比例通过加药装置泵入三相分离器中，每次进液量约 30m^3，混合液在三相分离器中静置 30~60min 待油水稳定分层后，再继续泵入混合液。分离器内设置了 2.5m 高堰板隔离油腔，在混合液间歇泵入过程中随着混合液液面的升高，高于堰板的稳定轻烃则进入油腔，通过油出口输送至油罐内储存。混合液底层的采气废水则通过底部水出口排出至站内污水罐内暂存后拉运至袁家环保处理站进一步处理后回注。三相分离器外接低压氮气源，控制罐内运行压力为 0.2MPa，当罐内压力大于 0.25MPa 时则通过气出口自立式调节阀外接井站放空立管散排。中江气田混合液处理中转站三相分离器示意图如下图 14.4-4。

***

图 14.4-4　中江气田混合液处理中转站三相分离器示意图

2）凝析油转运措施及要求

a.凝析油转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知

识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移凝析油。

b.运输前规划运输路线，凝析油转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止凝析油泄漏。

c.凝析油转运应建立交接三联单制度，确保凝析油运至相应的目的地。

d.凝析油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。

e.尽量避免雨天和大雾天运转凝析油。

f.本工程凝析油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。

g.承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握凝析油运输车辆位置和行驶路线，确保凝析油转运至相应的目的地。

h.凝析油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。

i.凝析油转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产凝析油运输应急预案，每次凝析油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。

j.凝析油产生单位和凝析油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。凝析油运输过程中，凝析油产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

k.各井站配备的污水罐不得满负荷存水，尽可能保持 85%的安全容积。同时，各污水罐均设置有溢外报警器，防止罐内油水超量溢出。

上述处理措施已在建设单位同类型天然气开采项目中广泛应用，措施可行。

③废油

压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个井站废润滑油量约0.2m^3/a。废油属于危险废物（废物类别为HW08，废物代码 900-214-08），在危废暂存区由废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，处置措施可行。

综上所述，本项目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。

14.4.3 退役期固废处置措施

气井闭井后，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。

14.4.4 本项目各类固废暂存、处置措施

根据对各单项工程固废污染防治措施分析，各阶段固废污染防治措施有效、可行，可确保正常工况下，本次中江气田产能建设项目（一期）各单项工程无固废外排，各单项工程各阶段固废污染防治措施统计列表如下：

表 14.4-7　各单项工程各阶段固废污染防治措施汇总表

单项	阶段		废水处置措施
井场	钻前工程		土石方场内平衡，不设弃土场
	钻井工程	水基钻井固废	各井场现场废渣收集罐内暂存，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
		油基钻井固废、顶替泥浆	现场设置危废贮存场地由废渣收集罐临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理），运至威远泥浆中转站中转暂存，再分批分次全部交由具有相应危废处置资质单位妥善转运和处置，现场无油基固废排放
	含油固废		现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求采取三防措施，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或有危险废物

			处理资质的单位代为处置
	生活垃圾		垃圾箱集中收集后按当地环卫部门要求处置
	废包装材料		在各井场材料区集中收集后送当地废品回收站处理
采气井站	施工期		截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位清运回收处置
	运营期	分离废渣、清管及检修废渣	收集后交由当地环卫部门进行处置
		凝析油	气液混输至下一个站或与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖
		废油	在危废暂存区由废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置
集输管线	施工期废料		截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位清运回收处置

本项目产生的各类固废的处置依托中国石油化工股份有限公司西南油气分公司现有环保设施及外委处理处置，依托设施的环评及验收情况见表 14.4-8。

表 14.4-8　本项目各类固废处理处置依托设施基本情况一览表

类别	依托单位	地理位置	设计规模	主要功能	环评	验收/排污许可证
水基钻井泥浆	川西泥浆中转站	中江县黄许镇江林村	储存规模 3270m^3	可回用泥浆中转	德市旌环函[2011]208 号	德市旌环验[2015]14 号
油基钻井泥浆	威远泥浆中转站	内江市威远县向义镇四方村 1、2 组	储存规模 1050m^3	油基泥浆中转暂存	威环审批[2018]1 号	正在验收
水基钻井固废	三台县立兴页岩砖厂	三台县塔山镇华光村 7 组	年产 4000 万匹标砖，年接收能力 4 万 t	水基钻井固废资源化综合利用	三环保[2017]275 号	正在验收
	中江县朝中砖厂	中江县回龙镇旺沟村十社	年产3500万匹标砖，年接收能力2.6万t		德环审批[2019]234 号	91510623684190406H001V
	德阳市玖盛建材有限公司	罗江县调元镇酒垭村二组	年产6000万匹标砖，年接收能力1.8万t		德环审批[2019]76 号	91510604MA6543KF2D001V
	中江县利金新型页岩墙体有限公司	中江县回龙镇碉楼沟村八组	年产3000万匹页岩砖，年接收能力1.5万t		德环审批[2019]134 号	91510623MA63N97N3M001V
	广汉市四友页岩砖厂	广汉市松林镇桔苹村	年产8000万匹标砖，年接收能力3.89万t		德环审批[2019]283 号	91510681782289952H001V
油基钻井固废	具有相应的危废处理处理资质单位	四川省内	预计总处理规模 299627吨/年	油基钻井固废处置	/	/
凝析油	中江气田混合液处理中转站	中江县东北镇雷鸣村 3 组	处理规模 200m^3/d	凝析油分离	德环审批[2020]243 号	试运行阶段

14.5 地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，并重点突出饮用 水水质安全，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

14.5.1 源头控制措施

（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，导管段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，清水钻深度应至少大于 120-150m，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）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水完全无外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的几率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

（3）废水拉运车辆必须安装 GPS，转运过程做好转运台账，严格执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏，

严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废水。

（4）钻井废水、洗井废水通过罐车拉运至集中处置站；测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管排入放喷池，在放喷池内废水达到放喷池容积的 80%时，水质达到回用要求的压裂返排液通过密闭罐车运至集中处置站；部分可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到采气废水回注水质标准后，送回注站回注，不外排。

（5）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，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

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

（7）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池。

（8）压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少淡水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用，鼓励采用先进的工艺、设备。

（9）运营期井场内仅有采气作业，分离出的采气废水经不落地装置存储后循坏利用，减少污染物的排放；

（10）清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于站场的集污罐内，自然蒸发减容，不外排。清管作业产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或循环利用；

（11）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不知容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集后待

施工结束后统一清运处理。

（12）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（13）本工程施工期对管道沿线地下水环境保护目标的影响很小，主要表现在对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，导致管沟两侧一定范围内的地下水水位降低。由于管道施工为分段施工，具有施工时序短的特点，因此整体影响较小。

（14）管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量；

（15）对管道采取防腐措施和定期防腐检测。根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题；

（16）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；

（17）在管道穿越区段定期频繁检查附近阀室，发现问题及时修复，防止事故发生。

（18）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

（19）优化各井场的开采时序，尽量避免同一水文地质单元（三级）内实施两口或多口开发井。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，技术上措施可行。

14.5.2 分区防渗控制措施

（1）防治分区划分

根据地下水导则、已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。本项目防渗技术要求应参照地下水导则执行，对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。根据天然气钻井井场在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将各井场划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

（2）建设期分区防控措施

重点防渗区指重点污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。一般防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。简单防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。参照地下水导则，重点污染防治区防渗层的等效防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层；一般污染防治区防渗层等效防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层，简单防渗区达到地面硬化要求即可。

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目建设期的分区防渗方案如表 14.5-1 和图 14.5-1 所示。

表 14.5-1　井场分区防渗方案

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
废油暂存区、油罐区及围堰	重点防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s, 等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
方井区			水泥基渗透结晶型防渗涂层(≥0.8mm)、抗渗混凝土面层(厚度 30cm，抗渗等级为 P8)、600g/m2 长丝无纺土工布、1.5mm 厚 HDPE 防渗膜、基层+ 垫层、600g/m2 长丝无纺土工布、 细砂保护层、原土压实

放喷池、集污坑			下陷式，底部及四周采用聚乙烯丙纶复合防水卷材铺贴放喷池内表面，为避免在墙角处折断，影响防水质量，阴阳角等处均做成 R=20mm 圆弧形，搭接宽度不小于 150mm，防渗系数小于 10-7cm/s
发电机房及柴油发电机组	一般防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7} cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实
泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统(废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、集污罐)			
重浆罐区			
原辅料台区			
双环沟			
材料房、环保厕所			
其他可能涉污场地	简单防渗区	一般地面硬化即可	

***

图 14.5-1　建设期井场分区防渗方案

（3）运营期分区防控措施

运营期井站地下水保护措施以预防为主，在井站固废临时堆放区、污水处理区做好防渗、防漏措施，防止污染物对地下水造成污染，加强生产过程管理，杜绝跑、冒、滴、漏等污染行为。

井口区等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，地面及围堰在满足耐久性要求的同时，需满足基础防腐蚀设计对于基础混凝土强度要求的规定；防渗措施建议采用抗渗混凝土，抗渗等级达到 P8 要求。

储液区、产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面需进行一般防渗，采取一般防渗后可以减缓污水下渗速率较慢，使得运营期站场发生地下水污染事故的可能性降低。防渗措施建议采用“混凝土+防渗膜”防渗，抗渗等级达到 P6 要求。

井站设综合值班室等其他涉污设施地面需进行简单防渗。本项目运营期的分区防渗方案如表 14.5-2 和图 14.5-2 所示

表 14.5-2　运营期井站分区防渗方案

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
井口区等区域	重点防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
储液区、产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面	一般防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥1.5m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实
井站设综合值班室等其他涉污设施地面	简单防渗区	一般地面硬化即可	

***

图 14.5-2　运营期井站分区防渗方案

14.5.3 跟踪监测计划

本项目井场所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，需要针对性开展地下水环境跟踪监测。依据地下水导水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的技术要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点数一般不少于 3 个，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价地下水跟踪监测因子及点位设置、信息公开等地下水环境管理和监测内容详见本报告**章节 16.5.3 地下水跟踪监测计划。**

14.5.4 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图 14.5-3 所示。

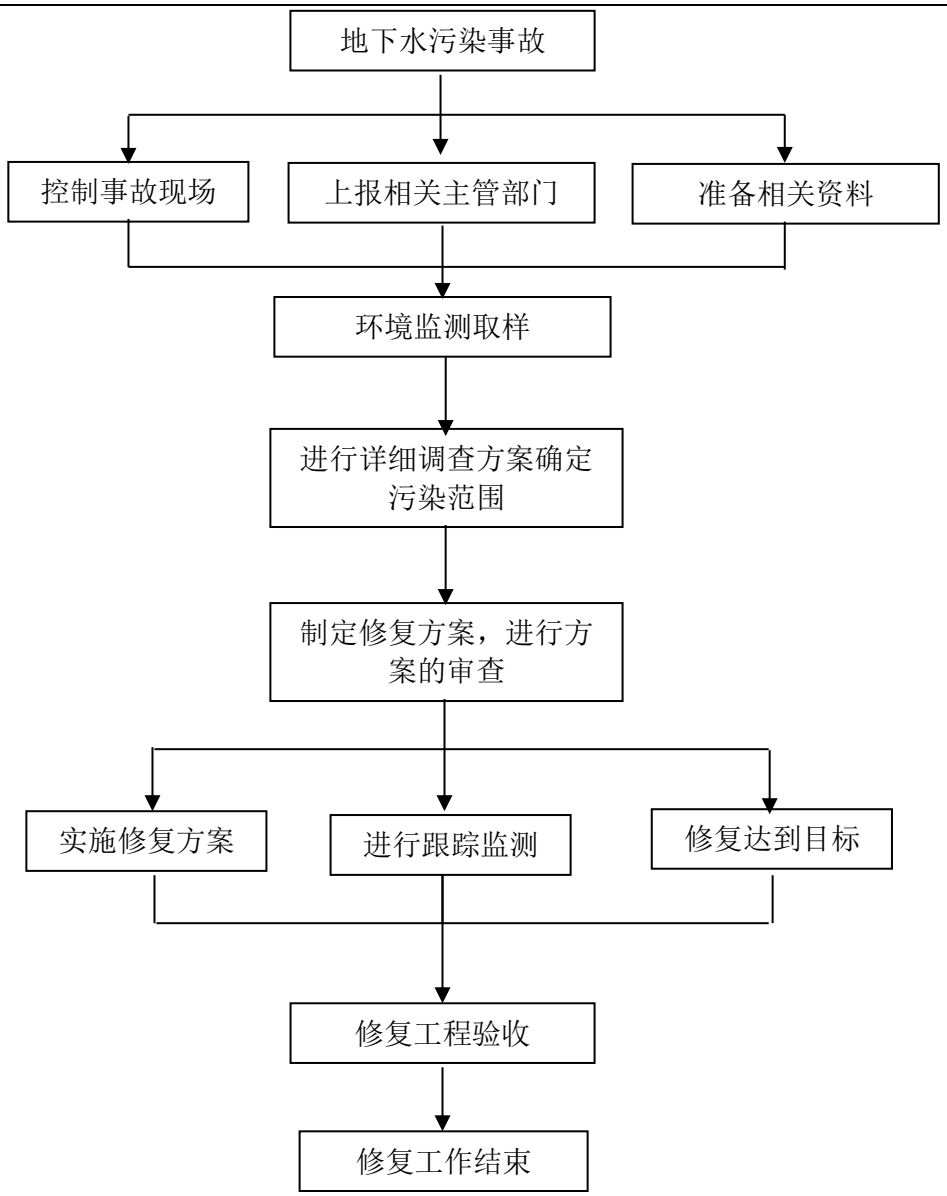


图14.5-3　地下水污染应急响应程序

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应根据《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、环保部门、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报挥中心报警。事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作。应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指道事故应急响应。

（4）相应的应急措施

在项目建设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。

14.6 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。

14.6.1 源头控制措施

（1）项目各气井钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺。在设计表层导管段（清水钻深度应至少大于 120-150m）用清水钻井以避免重点关注的表层含水层、土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止土壤被地层其它流体或钻井泥浆污染；本项目采用较清洁的水基泥浆，采用套管和水泥固井防止地下水、土壤污染，并在设计中做好及时堵漏准备，

防止泥浆流失进入土壤。

（2）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水完全无外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的几率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染土壤环境。

（3）钻井废水、洗井废水通过罐车拉运至集中处置站；测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管排入放喷池，在放喷池内废水达到放喷池容积的 80%时，水质达到回用要求的压裂返排液通过密闭罐车运至集中处置站；部分可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到采气废水回注水质标准后，送回注站回注，不外排。

（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，防治污染土壤。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

（5）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

（6）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池。

（7）压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。

（9）运营期井场内仅有采气作业，分离出的采气废水经不落地装置存储后循坏利用，减少污染物的排放；

（10）清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修

废水暂存于站场的集污罐内，自然蒸发减容，不外排。清管作业产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或循环利用；

（11）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不知容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。

（12）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对土壤影响降到最低限度。

（13）钻前施工场地平整及集输管线管沟开挖产生的剥离表层土堆存于表土堆场内，钻井结束及管沟回填后用于场地临时占地的复垦表层用土。钻前剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失；管沟开挖采用有效保护耕作层，管沟开挖应分层开挖、分层堆放、分层回填，管道施工作业带内只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

（14）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响周边土壤环境。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对土壤环境的影响。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

14.6.2 过程防控措施

根据天然气开采行业项目特点与占地范围内的土壤特性，按照相关技术要求，本项目主要针对通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤而采取的过程防控措施。主要包括：

（1）对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置防雨棚，废油暂存区、放电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成

地面漫流。并在废水收集罐周围设置 0.5m 高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置 0.15m 高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于 0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

（2）采取分区防渗措施，根据天然气钻井井场在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将各井场划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区：对油罐区、发电机房及电传系统、泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统、放喷池、方井周边、重浆罐区、泥浆料台、废油暂存区域均进行重点防渗，对双环沟、环保厕所均进行一般防渗，办公区进行简单防渗（一般地面硬化），具体分区防渗详见**章节 14.5.2**。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生垂直入渗，进入土壤。

14.6.3 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 16.5.4 土壤监测计划。**

14.6.4 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。

14.7 生态环境保护措施

根据本项目建设生态环境影响分析，对各单项工程所处不同施工阶段针对性的采取生态保护措施。

14.7.1 合理选址措施

本次中江气田产能建设项目（一期）所涉及的各单项工程（井场、采气井场、集输管线）均采取绕避区域内环境敏感区措施，避免单项工程项目与区内生态环境敏感区空间重叠，景观影响。通过绕避措施，本项目产能建设不与区域内集中式饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、文物保护单位空间重叠。

14.7.2 施工期生态保护措施

根据项目主要的生态影响集中在施工期的特点，对施工期提出了详细的生态保护措施，如下。

14.7.2.1 耕地保护和恢复措施

（1）钻井工程

①合理选址

井场选址避开生态敏感区，井场占地尽量不占或少占水田、水浇地、园地等高产田，尤其是尽量不占用当地基本农田。

②减小占地面积

本区块开发的井场占地一般在 5000m^2 以上。本项目钻井工程采用丛式井组，在降低钻井成本、节省生产投产的同时，还可以大幅减少土地占用面积，减少耕地占用。

尤其是施工营地，可利用村镇空房屋、场地，不占用或少占用耕地、园地；井场道路尽量依托当地道路，或在当地道路基础上进行扩建；管线的施工便道及堆管场等尽量不占或少占耕地、园地。

（2）内部集输工程

内部集输工程包括采气井站工程、管道工程和道路工程。项目采气井站主要是在井场基础上建设。因此，集输工程主要讨论管道、道路线性工程方面的生态环境保护措施。

①严格控制土地占用

1）对占地合理规划，严格限制占地面积。

2）对线路进行优化。线路设计尽量绕避成片林地。对于坡度在 25º 以上的林地，管线优先选择绕避。如果无法绕避，应适当缩减施工作业带宽度。施工便道、堆管场等临时占地，不得占用林地，尽量不占或少占耕地、园地，尤其是尽量不占用当地基本农田。

3）利用村镇闲空房屋、场地，不建或少建施工营地，或施工营地少占或不占耕地、园地。

4)按设计标准规定，严格控制施工作业带面积，不得超过作业标准规定，对管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，开挖出的土尽量堆高在同一侧，可以减小施工作业带宽度，降低对土壤扰动和地表植被破坏及裸地和土方暴露面积。

5）施工便道尽量利用现有公路，沿已有车辙行驶，若无道路，则要执行先修道路，后设点作业的原则进行。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不随意开设便道。管线尽量伴行公路，便于施工及运营期检修维护，避免新建道路占地。

②土壤保护措施

1）分层开挖，分层回填。对于耕作土壤，按照表土层、心土层和底土层分层堆放、分层回填，减少因施工生土上翻，表土层养分损失。同时，要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。对于林地，要按照森林土壤剖面分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，即最上层是地被物层，往下依次是腐殖质层、淋溶层、母质层，减少因施工对立地条件的影响。

2）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土

流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

3）道路施工中挖填方尽量实现自身平衡。若要取土，则就近取两侧土为宜，若有弃土要堆放在天然洼地中，并予平整，避免形成小土丘。路基加固处理所需砂砾石尽量就近取材。对管线修筑过程中产生的弃土区、取土区，都要平整，然后恢复植被。各站场地面设施施工过程中产生的挖填方亦应尽量自身平衡，若有弃土或取土，也要对其进行平整，采取水保措施，防止水土流失。

③耕地补偿

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十一条：国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。

第三十二条规定：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

④土地复垦

按照《土地复垦条例》第三条规定：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六条规定：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地、林地、牧草地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

⑤恢复土地利用原有格局

1）施工结束后，临时占地应及时恢复地貌原状，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

2）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

3）道路施工中挖填方尽量实现自身平衡。若要取土，则就近取两侧土为宜，若有弃土要堆放在天然洼地中，并予平整，避免形成小土丘。路基加固处理所需砂砾石尽量就近取材。对管线修筑过程中产生的弃土区及取土、取砂砾料区，都要平整，然后洒上一次水，再让其自然恢复。各站场地面设施施工过程中产生的挖填方亦应尽量自身平衡，若有弃土或取土，也要对其区域进行平整及地面绿化或铺上一层砾石。

14.7.2.2 基本农田保护措施

本项目共占用基本农田 38.5149hm^2，其中临时占用 37.0591hm^2，主要为各井场钻前施工建设临时占用 6.362hm^2 和集输管线施工期施工作业带临时占用 30.697hm^2；永久占用 1.4559hm^2，主要为采气期各井站占地。以区县为范围统计，绵阳市涪城区共占用基本农田 2.2056hm^2，其中临时占用 1.9013hm^2，永久占用 0.3044hm^2；绵阳市三台县共占用基本农田 12.469hm^2，其中临时占用 12.1492hm^2，永久占用 0.3198hm^2；德阳市中江县共占用基本农田 17.205hm^2，其中临时占用 16.567hm^2，永久占用 0.638hm^2；德阳市罗江县共占用基本农田 2.2463hm^2，其中临时占用 2.1728hm^2，永久占用 0.0735hm^2；成都市金堂县共占用基本农田 4.3891hm^2，其中临时占用 4.2689hm^2，永久占用 0.1202hm^2。应按照永久基本农田相关要求进行管理。

（1）严格执行相关法律、法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》和《自

然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105 号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4 号）文件中相关基本农田保护规定：

①国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

②经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

③符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

（2）基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目营运期对基本农田基本无影响，因此本方案仅针对建设前期和施工期两个阶段提出基本农田保护措施。

①建设前期

1）优化井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开基本农田、不破坏其水利设施。

2）合理安排工期。占用农田的的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

3）施工便道应避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。

4）建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

5）建设在单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

②施工期

1）占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

2）严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田。

3）严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力。

4）妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

5）本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

6）施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染基本农田土壤。

7）各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保各井场实施不会对当地基本农田产生不利影响。

8）施工结束后，建设单位负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

③运营期

1）严格控制占地范围，尽量减小占用基本农田的范围，严禁随意扩大占

用基本农田的范围。若确因实际情况需要扩大占地范围的，应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

2）各井站采气运营期间针对各井站按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保各井站采气运营不会对当地基本农田产生不利影响。

3）集输管线站场配备压力阀，能够及时发现集输管线运营期泄漏事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量凝析油、采气废水泄露，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，同时工程对集输管道均采取了严格的泄漏事故防范措施，最大程度降低集输管线泄漏事故对基本农田的不利影响。

④退役期

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。

复垦时，首先是要将场站设备基础、场站地面的硬化物等拆除，清理完成的建筑石渣部分重复利用，未被利用的外运至当地建筑垃圾处理场处置。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物。井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型，也保持了原土地利用功能、面积，也保持了与周围景观协调一致，更有利于生态环境的恢复，同时确保不降低项目区域基本农田地力。

14.7.2.3 植被的保护与恢复

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

态系统的稳定性。

（1）工程施工中植被的防护

项目对植被的防护通常是以替代方案的性质来实现，如选址、选线的替代、施工方式的替代、生态保护措施替代等。这些替代措施可以对植被影响起到避让、消减和补偿的作用。并达到生态环境损失量小、费用最少、生态功能最佳的效果。

①植被影响的避免

尽量绕避覆盖度较高的森林植被，以减少森林植被永久损失面积，选在农闲期或已收获后的耕地，最大程度的降低对植被不可逆影响。

②植被影响消减

植被影响的消减就是采取适当措施，尽量减少不可避免的植被影响的程度和范围。工程施工中对植被影响采取的消减措施主要有：

1）尽量减少临时用地的占用。

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带(区)运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，不设置临时施工营地，大大减少了征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

2）合理安排施工次序、季节、时间

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

3）改变落后的环保工程设计方案进和施工组织方式

施工过程中，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植。移栽、培植不仅可以减少植被的破坏量，而且移栽的乔灌木、保存的草皮可以缩短林草植被重建的时间，最快恢复植被保持水土、涵养水源、景观美学的功能。保存的表土，也为植被恢复提供了良好的基质条件。

项目占地以管道工程临时占地为主，要做到每段施工结束后，立即进行植被重建。

③植被影响的补偿

森林植被影响的补充可分为异地补偿和就地补偿。对那些在项目施工临

时占用地上无法恢复的森林植被，可以进行异地补偿，如管道中心线两侧 5m 范围损失的森林植被，补偿标准可以参照国家森林和林地相关法律和规章。

根据《中华人民共和国森林法》、《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] 石油天然气管道工程“管道中心线两侧各 5m 范围内”(不包括线路站场、线路阀(室)、标志桩、固定墩、跨越的基础等永久性工程)使用的林地，依法办理临时使用林地手续，建设单位依法支付林地和林木补偿费，缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。

（2）工程施工中植被的恢复

①恢复原则

1）因地制宜原则。对造林种草地类进行立地条件分析，布置合适的林草种类，并重点作好原为荒地、林草地的工程建设区的植被恢复工作；

2)择优选择原则。主要选择优良的乡土树种和已经适生的引进树草种等；

3）绿化美化与水土流失治理相结合的原则。

4）保障管道安全的原则。严格执行管道保护有关条例，管道中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物。

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

②植被恢复的主要技术措施

植被恢复物种选择颖遵循以下原则：

a、因地制宜，适地适树（草），以乡土种为主，外来种为辅；

b、选择适应性强、耐干旱瘠薄、抗逆性强、根系发达、萌蘖性强、可塑性强的植物；

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

d、保留原生树种，选用一定量的当地先锋树种，突出地方特色。

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

14.7.2.4 野生动物的保护措施

为了保护评价区内的野生动物，维护评价区内的生态平衡，并在工程完工之后，使工程所在区域的生态系统尽快得到恢复和向良性循环的方向发展。建议要采取以下措施对野生动物进行保护。

（1）尽可能的减少占地，尤其是对良田和林地尽量减少占用

施工前期，项目在选址、选线时尽量避开林地，尽可能的不破坏区域内自然的栖息地。

（2）加强野生动物保护宣传和保护力度

进入施工期，加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》要加大对保护野生动物的宣传力度，大力宣传保护动植物的重要性。尤其是那些与人类发展密切相关，有益于农、林、渔业健康的两栖类、爬行类、蛙类、兽类、鱼类物种重要性。印发动植物保护手册和川东北平原区偶见的重点保护野生动植物图册。施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，明令：

①禁止施工人员破坏作业区外林、灌、草，禁止干扰施工作业带（区）外的生态环境。

②禁止干扰野生动物及其生境。

制定重点保护野生动植物保护方案。虽然占地没有发现有重点保护野生动植物分布，但保护野生动物活动范围大、听觉嗅觉灵敏、警觉性强，且多在夜间或晨昏活动，评价内是存在的。因此，建议建设单位制定野生重点保护动植物方案，施工过程中一旦发现应坚决采取保护措施。

③对施工期处于繁殖的动物，在车辆行驶中，遇见动物通过时，应避让。施工结束后，应采取相应的恢复措施，如对破坏植被的恢复等。

④施工过程减少大型设备施工，不得进行爆破施工，施工时间避开动物繁殖期，减少噪声对动物的影响。

（3）进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的进展演替进程太慢。因此，施工结束后，立即开展植树种草，营造野生动物生境，恢复野生动物资源。

（4）工程所在区域动物以小型为主，虽然随着工程的进度该部分动物会自动迁移至周围适生环境，但为了减少对其影响，需对施工人员进行珍稀濒危保护教育，提高环保意识，施工期间重点注意国家重点保护动物的活动，如发现应及时上报，并严禁捕猎。

14.7.2.5 水生生物的保护措施

（1）合理安排施工进度，非特殊情况施工期不得延长，遵循“自然友好”的施工方式，实施繁殖期避让措施，在繁殖季节鱼类产卵活动高峰时段停止施工，在繁殖季节其它时段尽量控制施工强度，在保证工程施工顺利进行的同时最大限度地减少对卵苗的影响。

（2）对于管线工程必须穿越河道的项目，尽量选在枯水期施工，尽量选择不破坏水生环境的施工方式，若必须采取大开挖在需要采取施工导流的方式，减轻对水生生物的影响。

（3）业主应负责编印宣传保护环境、保护水生野生动物的材料，发放给各承建方，对全体施工人员进行保护区环境保护的教育，以提高施工人员的环境保护意识。此外，运行期应在取水点上下游河段实时监控水量变化，保证河流的生态基流，尤其在极端枯水季节和压裂时间段。

14.7.2.6 景观影响减缓措施

（1）对施工场地四周进行栽树、种草等，绿化、美化环境。

（2）管线分段施工，完成一段后尽快恢复原貌。

（3）站场施工结束后，立即进行施工迹地恢复、还林还草。

14.7.2.7 生态敏感区保护措施

（1）禁止在饮用水水源保护区、水源地内设置钻井井场，避免在饮用水源保护区的集雨直接影响区设置钻井井场。

（2）避免在区域内自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园等划定范围内及可视范围内设置钻井井场，若无法避免的，必须征得管理部门的

同意方可设置。

（3）不得占用生态敏感区土地进行临时堆放土石方。

（4）加强施工管理，车辆进入环境敏感区范围，应减速慢行，减少鸣笛；施工人员进入生态敏感区范围，不得随意采摘植物、捕猎。

14.7.2.8 各施工场地生态保护措施

（1）井场施工

本工程在井场钻前设计时，由于每座井场均需要复垦，因此，设计时就每座井场附近建有临时堆土场用来临时堆放井场表土、池类表土，用编织袋装弃土作围护，用彩条布覆盖，防止弃土冲刷流失，污染环境。泥浆不落地及循环系统区域、放喷池表土等挖方可就近堆放，待复垦时就近使用。

因此，工程施工期间仅在井场附近设临时堆土场，用以临时堆放施工过程中的土石方，不在建设区域外另设弃土场。

（2）管道施工

管道施工采用边开挖边回填方式进行，开挖的土石方量小，裸露时间段，一般沿管道施工一侧临时堆放，不专门设置管道施工堆土场。

施工临时便道因距离较短，且多依地形而建，动土量少，可做到挖填平衡。管道施工速度快，施工便道修建时将剥离的表土临时堆放在道路一侧，并苫盖，改段管道施工完毕立即进行表土回填，因此施工便道不另设堆土场。

管道穿越工程，动土量小，且能够实现挖填平衡，因此不设堆土场。

（3）堆管场

输气管道在运往管道作业带之前，会选取适当地点进行管道堆管，堆管场用地主要采用比较平整的地面。从方便建设以及减少占地的原则，每 2km 设一处堆管场（每处堆管场临时占地约 0.03hm^2），若管道不足 4km，则在管道起点及终点的丛式井站临时堆管，施工结束后应对临时占用地进行迹地恢复。

14.7.2.9 文物保护措施

（1）在文物保护单位本体及周围一定范围实施重点保护的区域，不得进行爆破、钻探、挖掘等工作。

（2）管道线路设计应当尽可能避开不可移动文物，因特殊原因不能避开的，对文物保护单位应当尽可能实施原址保护。不能实施原址保护的，则必须在有关部门批准后，对其进行迁移或拆除。若管道穿越区的文物需要发掘，发掘工作应由省文物行政管理部门在调查或勘探工作的基础上提出发掘计划，报国家文物行政管理部门批准。发掘完成后，方可施工。

14.7.2.10 基础设施影响的减缓措施

项目对基础设施的破坏在一定程度上不可避免，建议采取必要缓解措施来缓解此类负面影响：

（1）建立长效机制，明确现金补偿、基础设施修复等行为的责任方，避免事件发生后互相推诿，影响事件的处理结果；

（2）本项目所有的占地补偿均由政府统一负责实施，业主应当加强对整个过程的协助和监督；

（3）评估项目所需经过道路和桥梁的荷载与限宽，以确定道路改造可满足施工及装置运输车辆载重和宽度的要求。

（4）与当地镇、村政府及村民协商，使用村民集资道路给予一定的补偿，并将其纳入工程预算。

（5）制定交通管理计划，对交通标识、行车安全、驾驶员及居民交通安全培训等内容制定详细的缓解措施。

（6）建立有效的监督机制，督促承包商严格施工过程管理，避免人为操作过失破坏水利、电力等基础设施；严格管理建渣等施工垃圾，避免因乱倾倒和堆放破坏农田水利等设施。

（7）对施工损坏的道路、电力设施、水利设施等及时修复，减少对居民生活的影响；

（8）完善合理的信息披露，对电力改线或水利改造等施工过程提前通知到户，必要时提供备用电源、水源等，减少对居民生产、生活的影响；设置专门联络人，收集和反馈村民意见和投诉；

（9）项目引起的基础设施的损坏宜采取与当地政府或居民协商赔偿的方式，并将其纳入工程预算；

（10）在可能的情况下，对基础设施相对落后的村落可考虑援建，并将其纳入工程总投资预算，帮助当地改善基础设施条件，提升企业形象，以缓解项目带来的不利影响。

14.7.3 运行期生态保护措施

工程在正常运行期间，除少量的管道维护外，基本上不会对环境形成干扰。运行期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

14.7.4 退役期生态保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。

复垦时，首先是要将场站设备基础、场站地面的硬化物等拆除，清理完成的建筑石渣部分重复利用，未被利用的外运至当地建筑垃圾处理场处置。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物。井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型，也保持了原土地利用功能、面积，也保持了与周围景观协调一致，更有利于生态环境的恢复。

14.8 搬迁安置环境保护措施

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）相关规范要求，本项目新部署的 15 个井场井口 100m 范围内有少量居民需要临时安全搬迁（初步估计为 15 户），均为工程搬迁，不属于环保工程范畴。在进行工程搬迁时应注意采取以下措施：

（1）根据当地社会经济情况，充分依托地方政府，制定有利于该项目搬迁安置的政策，优先采取货币补偿，距离井场 500m 外自行安置措施，使移民的生活水平和生活质量在原有基础上有所提高。

（2）对移民安置过程中的旧房拆除、安置房屋、道路、公用设施的修建

等施工中要有计划、有组织、分步骤地合理进行，在施工中采用严格防尘、防污染等措施，防治施工中对环境的污染和生态破坏。

14.9 环保设施及投资估算

本次中江气田产能建设项目（一期）由若干单项工程滚动建设实施，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井站、集输管线两类分别估算各单项工程环保投资。

本工程环保措施投资估算费用为 6840 万元，环保措施投资占工程总投资费用的 5.04%，详细内容见表 14.9-1~3。

表 14.9-1　单个井场和采气井站环保投资估算表　　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	**大气污染防治措施**		
1	钻前施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	2
2	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	放喷池内点火燃烧处理	15
二	**废水污染防治措施**		
1	钻前场地施工废水	沉淀池、沉砂池、集污坑	4
2	井场清污分流	清污分流截排水沟	2
3	水基泥浆钻井阶段钻井废水	经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	25
4	洗井废水	回用于配置压裂液，不外排	5
5	压裂工程压返液	用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排	60
6	方井雨水	定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水，不外排	60
7	施工生活污水	生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理	6
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	1
2	工艺区降噪	高噪声设备置于活动板房内降噪	工程投资
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	20
四	**固体废物防治措施**		
1	临时土石方	场内平衡，临时堆场采取水保措施	5

序号	污染源名称	治理措施	投 资
2	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处置	2
3	含油固废	废油桶收集贮存，交由资质单位妥善处置	2
4	水基钻井固废	泥浆不落地系统处理，废渣收集罐内暂存，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）	40
5	含油钻井固废及顶替泥浆	废渣收集罐暂存，交由资质单位妥善处置	10
6	含油固废	现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求采取三防措施，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或有危险废物处理资质的单位代为处置	3
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	表土临时集中堆存，并采取水土保持措施		8
3	放喷管线出口位置修建放喷池，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、压裂行业规范要求落实工程环境风险防范措施		工程投资
2	制定环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练		10
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		30
2	跟踪监测：根据本评价地下水专题制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测		10
3	应急响应和应急供水替代（费用为预留）		10
运营期			
一	**大气污染防治措施**		
1	检修、超压气	直接通过放空管引高排放，排放高度不低于 10m	5
二	**废水污染防治措施**		
1	采气废水	转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置	20
三	**噪声防治措施**		
1	设备噪声	合理布局；控制流速、选用低噪声设备	2
四	**固体废物防治措施**		
1	分离、清管、检修废渣	收集后交由当地环卫部门进行处置	1
2	凝析油	气液混输至下一个站或与采气废水一同进入井站内的采气废水污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析	已计入运营期采气

序号	污染源名称	治理措施	投 资
		油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖	废水环保投资
3	废油	废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。	1
五	**绿化**	厂区绿化、边坡维护	10
六	**风险防范措施**		
1	环境风险防范	按照行业规范设置井控装置、环境风险防范措施	9
2	事故防范及应急响应	建立风险管理措施及应急预案	14
七	**环境监测与管理**		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	15
合计		/	**422**

表 14.9-2　单条集输管线建设污染防治措施汇总表　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	**大气污染防治措施**		
1	扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	2
二	**废水污染防治措施**		
1	施工场地废水	沉淀池、沉砂池、集污池	2
2	管道试压废水	过滤后就近排入低洼地带或者沿途小型受纳水体；尽量对废水进行收集，重复使用于相邻管段试压；严禁试压废水排放进当地集中饮用水源保护区内	4
3	施工人员生活污水	依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放	2
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	1
四	**固体废物防治措施**		
1	施工废料	截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位清运	2
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）		15
运行期			
一	**风险防范措施**		
1	环境风险防范及应急响应	均依托相应采气井站	/
二	**环境监测与管理**		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	2
2	管线巡检	由上游采气井站组织巡检，频次不低于 1 次/月	工程投资
合计		/	**30**

本项目环保投资共涉及 15 个钻井井场、15 个采气井站和 17 条集输管线施工运营环保投资。

表 14.9-3　中江气田产能建设项目（一期）环保投资汇总表　　单位：万元

单项工程	施工期			运营期			合计
	项目个数	环保投资单价	小计	项目个数	环保投资单价	小计	
钻井井场和采气井站	15	345	5175	15	77	1155	6330
集输管线	17	28	476	17	2	34	510
合　计							**6840**

本项目总投资约 13.56 亿元，环保投资总计 6840 万元，占总投资比例约为 5.04%。

15 清洁生产与总量控制

15.1 清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入环境保护部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本评价从天然气产能建设的各个环节出发，对本项目的产品、原材料、工艺技术的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

15.1.1 工艺技术选择合理性分析

（1）钻井清洁生产工艺技术分析

各井场井站导管段采用清水钻井液，其它钻井液采用较清洁的水基钻井液为主，不含重金属，并且可根据不同地层性质和地下压力进行组份调整，能较好地满足钻井需要。符合清洁生产的要求。

另外本项目各井场井站均采用丛式井场，可减少井场等建设用地，亦减少了项目道路工程量，有利于减小对生态环境的扰动。另外本项目丛式井场钻井过程中，对第一口井产生的剩余水基泥浆进行回收利用，储备在泥浆储备罐中，用于同井场第二口井的钻井阶段，从而减少了第二口井钻井阶段所需新配置的水基泥浆的量，提高了泥浆使用效率。符合清洁生产的要求。

（2）集输工程工艺技术清洁生产分析

①管材选择

对于输送天然气的采气管线，在管型的选择上，选择选用20SMLS材质的无缝钢管，能有效的提高管线抗应力腐蚀开裂）和氢致开裂的能力，以确保管材的可靠性，从而减少环境风险事故。

②管道的防腐措施

本项目天然气采输防腐措施包括防止湿气应力开裂、电化学腐蚀，选材上选用抗应力开裂的材料，配备阴极保护，施工时焊接口全部实现无损探伤检测。

③井口装置

各井场井口采用带自动关井系统的井口安全阀，地面设有井口安全自动控制系统，可在地面管道失压时自动切断气源，既降低了事故危害，又减少了对环境的污染，符合清洁生产要求。

④采用污染物“不落地”随钻处理技术，钻井期间采用的废物处理和排放措施能较好地降低其对环境的影响。

15.1.2 产品的清洁性分析

中江气田产能建设项目产品为天然气，属清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的温室气体CO_2只是煤炭的一半左右，比石油少三分之一，天然气与电力比较，在燃料费用上的节省是显著的，但投资费用较大；与焦炭、原煤比较，虽无价格优势，但环保性和产品质量优势明显；与汽油、液化气相比，其价格和环境性能也有明显优势，天然气替代工业用油和液化石油气，有直接的经济效益，容易被用户接受，同时技改的投资少，属清洁产品。天然气、原油与煤燃烧的三废产生量对比见下表。

表15.1-1　天然气与原油、煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）

燃烧产物	天然气	原油	煤
灰分	1	14	148
SO_2	1	400	700
NO_2	1	5	10
CO	1	16	29
CO_2	3	4	5

注：表中资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”

15.1.3 运输方式的清洁性比较

本项目天然气采用管道运输，与槽车、罐车公路等运输方式相比，管道运输具有运输能耗低、运输周转损耗小、压输成本低、安全性高、环境污染小等方面的优势，本项目管输运输方式清洁。

15.1.4 清洁生产措施

（1）废水处理措施

本项目钻井废水和压裂返排液通过在井场内或井场间回用实现最大程度回用，做到正常工况下无压裂液外排，若不能回用的压裂液全部转运至袁家

污水处理厂处理后回注深部地层，不外排，对地表水和浅层地下水无影响。

（2）施工期生产生活污水

各井场钻井建设施工阶段生活污水采用环保厕所水处理，处理后转运至当地城镇污水处理厂进行处置，现场不外排。

（3）废气处置措施

本项目正常工况下均采取带压采输气，无废气外排，紧急情况下的外排废气采用放散管放散等方式引至高空排放。

（4）固体废物处理措施

本项目钻井液采用水基泥浆，并采用钻井液闭环管理系统，对钻井泥浆进行循环使用，完井后产生的废泥浆和岩屑进行制砖综合利用，油基泥浆循环利用减量化处理，油基岩屑等固废全部交由危废资质单位处置，不外排；站场清管作业及分离器检修产生的少量废渣，站内绿化用地内填埋处理。整个过程产生的少量废油优先综合利用后交给具有相应资质的单位处理，无固废外排。

15.1.5 清洁生产结论及建议

本工程采用了先进的钻采工艺和较高的自动控制水平，减少了“三废”排放源，在工艺技术、能耗、节水、污染物的排放等方面均符合清洁生产原则。最大限度的减少了污染物排放及能源消耗，最大限度的保证工厂的安全生产，达到国内先进的清洁生产水平。

15.2 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

本项目为天然气开发井建设项目，项目运营期由于地面采气集输为全密闭管道内的天然气开采，水套炉的燃气采用天然气清洁能源，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议本项目不核定大气总量指标。

项目钻井废水和压裂返排液通过袁家环保处理站预处理后回注处理，采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续

齐备的回注站回注处置。本项目处理后回注的废水不计算总量，处理后外排废水的总量纳入地层水综合利用站一期工程总量指标，具体为COD：10.49t/a，NH_3-N：2.1t/a。

16 环境管理及监测计划

16.1 企业环境管理现状

本项目业主单位是中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部，环境管理上延续西南石油局有限公司西南油气分公司 HSSE 环境管理体系。中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部积极推进 HSE 管理体系建设，强化健康、安全与环境的一体化管理，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部将遵守《西南石油局有限公司 西南油气分公司 HSSE 管理手册（2019 年版）》、《HSSE 管理体系要求》、《HSSE 管理体系实施要点》、《HSSE 管理体系环保实施指南》、《西南石油局有限公司 西南油气分公司全员 HSSE 行为管理实施细则》、《西南石油局 西南油气分公司安全生产费财务管理细则》、《中国石化安全风险评估指导意见》《危险化学品重大危险源辨识》《中国石化重大生产安全事故隐患判定标准指南（试行）》等标准，形成系统的 HSE 管理体系标准。HSSE 目标：追求零伤害、零污染、零事故，在健康、安全与环境管理方面达到国际同行业先进水平；HSSE 方针：以人为本，预防为主；全员参与，持续改进。目前企业 HSSE 企业管理体系已基本建成投入指导生产。

本项目建设单位根据自身特点，建立了 HSSE 管理体系。局、分公司设置安全环保处。各单位设置安全环保科或明确 HSSE 管理的职能部门。局、分公司设置 HSSE 督查大队。局、分公司设置环境监测站、应急救援中心。各单位根据生产实际可成立 HSSE 督查站、环境监测站（室）、义务应急队等。并设置了质量安全环保科负责环境管理，管理体系较完善。其中安全环保处为 HSSE 管理的主管部门。

局、分公司应配备安全、环保总监、处长（副处长）和专家；配备相应安全、环保管理人员；各级应根据法规要求、单位规模和管理难度足额配备专（兼）职 HSSE 管理人员；各单位应设置专职安全、环保总监（副总监）、专家和科长；配备相应安全、环保管理人员。各业务部门、基层单位、班组应明确 HSSE 分管领导、专兼职 HSSE 管理人员。

在本项目实施 HSSE 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。在钻井工程中有废物产生，钻井作业要严格按照相关规定进行环境管理和井场交接。

（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：修建井场的水土保持措施和生态保护措施：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。

（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。

（6）配套建设的污染防治设施严格执行“三同时”制度，污染防治设施必须通过验收后方能投入使用。污染处理设施和污染源自动监控设施要保持正常平稳运行，不得擅自停运、闲置和拆除。将环保设施纳入生产设施等同管理，加强生产运行管理，减少异常排放。建立异常排污管理程序，最大限度降低对环保设施的影响。

（7）根据生产经营过程污染物产生、排放情况，制定年度环境监测计划，确定监测点位、监测指标、监测频次等内容。建设项目按照环境影响评价文件及其批复要求，做好建设过程中的环境监测。

16.2 施工期环境管理建议

（1）建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于各井场井站涉及钻前、钻井、压裂和采气运营四个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

在钻前施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①在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，尽量限制作业带宽度，控制施工活动范围，禁止区域外施工作业，挖掘土石方应堆放在指定场所， 并修建拦挡设施防止水土流失；

②控制施工过程中的扬尘产生、落实施工废水循环利用不外排措施；

③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。

在钻井施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①清洁化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；

②按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水、固废严禁外排措施的执行情况；

③监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

压裂阶段重点监督检查如下环保措施：

⑦ 阶段取水，避免对当地水资源的占用影响当地河流水体生境；

⑧ 返排液收集、转运、处置措施执行情况；

⑨ 分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改。

监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在钻井过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

（2）建立有效的环境管理机构

建设方应设专人负责各作业单元 HSE 管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少

对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

（3）建立完善的环保工作计划

1）在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、 社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

2）进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

3）紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

4）施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆出后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

5）运营期管理计划

各单项工程施工结束后进入运营期，制定各单项工程运营期的环境管理计划、巡视计划、隐患整改流程计划、环保措施维护及记录管理计划等。

（4）严格执行环境监督和审查制度

1）全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

2）环境保护审查

在施工完成投入运用后，根据项目环境影响报告，对工程进行环境保护审查，评估环境保护计划实施的效果。

16.3 运营期环境管理建议

（1）组织机构

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气三厂是本项目生产管理单位，也是本项目环境保护日常监督管理部门，负责对本项目环评文件执行、“三同时”制度落实情况，负责对运营期的日常环境保护工作进行监督和抽查；负责本项目日常巡查、设备日常维护、污染物产排情况台账、污染物外运联单执行等环境管理工作。德阳市中江生态环境局、德阳市罗江生态环境局、绵阳市三台生态环境局、绵阳市涪城生态环境局、成都市金堂生态环境局对本项目实施环保行政监督检查。

（2）台账管理

根据中石化天然气站场运行管理规定要求、场地属地管理要求等行业规定，应对本项目执行人工巡视管理+远程监控管理，建立各井场井站运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。

（3）环保设施运行及维护

本项目各单项工程（井站、管线）运营期环保设备设施运行管理、环保设备设施的维护由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气三厂统一负责，维护费用纳入项目部每年度的安全环保专项资金，按照公司专项资金管理规定支取使用。

采气运营阶段重点监督检查如下环保措施：

①采气废水收集、贮存、转输符合环评文件要求，做到废水不外溢，不外排。

②井站自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境污染事故发生。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在运营过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

16.4 环境监测及环境保护监控计划

16.4.1 大气监测计划

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2—2018），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 16.4-1。

表 16.4-1 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	各站场厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 期，每期监测 2 天，每天采样 3 次，每次采样 1h

16.4.2 噪声环境监测

施工期和运行期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 16.4-2。

表 16.4-2 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

16.4.3 地下水跟踪监测计划

本项目井场所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，需要针对性开展地下水环境跟踪监测。依据地下水导水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的技术要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点数一般不少于3个，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。

监测点布设：本次跟踪监测充分利用已有现状监测点，依据项目场地的地下水流向，以上、中、下游共同兼顾和重点考虑敏感目标为原则，在本项目共布设地下水环境跟踪监测点37个，见下表及下图。

监测因子：pH、石油类、氨氮、砷、六价铬、氯化物、氟、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：环境影响后评价前：施工期、运营期每年监测一次；同时，结合上述监测周期钻井施工结束后进行一次监测。后期根据跟踪监测结果以及环境影响后评价要求开展地下水环境跟踪监测。

表16.4-3　地下水环境跟踪监测点一览表

监测报告编号	调查点编号	地理位置	经度	纬度	类型	监测点功能	监测点与井场上下游关系
W11	D195	南山村	***	***	水井	背景值监测点	江沙325HF井场上游
W8	D207	中严村	***	***	水井	影响跟踪监测点	江沙325HF井场下游
W10	D208	普桥村	***	***	水井	污染扩散监测点	江沙325HF井场下游
W34	D46	高棚村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高沙316HF井场下游
/	D22	齐心村	***	***	水井	背景值监测点	丰谷6-1HF井场上游
W32	D20	齐心村	***	***	水井	影响跟踪监测点	丰谷6-1HF井场下游
W27	D219	金龙村	***	***	水井	污染扩散监测点	高蓬301HF井场侧方向
W24	D228	金龙村	***	***	水井	背景值监测点	高蓬301HF井场上游
W26	D218	金龙村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高蓬301HF井场下游
W38	D236	福兴镇三福村	***	***	水井	背景值监测点	江沙346井场上游
W13	D229	福兴镇田堰村	***	***	水井	影响跟踪监测点	江沙346井场下游
W15	D232	三溪镇黑风寺村	***	***	水井	污染扩散监测点	江沙346井场下游
/	D250	新站村	***	***	水井	污染扩散监测点	中江119-4井场侧下游
/	D256	新站村	***	***	水井	背景值监测点	中江119-4井场上游
W12	D254	新站村	***	***	水井	影响跟踪监测点	中江119-4井场下游
W29	D03	王家桥村	***	***	水井	背景值监测点	高沙103-6HF井场上游

W30	D11	柏林湾村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高沙103-6HF井场下游
/	D12	柏林湾村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高沙103-6HF井场下游
/	D21	齐心村	***	***	水井	影响跟踪监测点	丰谷6-1HF井场下游
/	D39	春光村	***	***	水井	背景值监测点	高沙104HF井场上游
W35	D38	春光村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高沙104HF井场下游
W36	D64	玉星村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高沙106HF井场下游
/	D63	凉泉村	***	***	水井	影响跟踪监测点	高沙106HF井场下游
/	D53	永凤村	***	***	水井	污染扩散监测点	高沙102-7HF井场侧下游
W37	D54	永凤村	***	***	水井	背景值监测点	高沙102-7HF井场下游
/	D93	书房村	***	***	水井	背景值监测点	中江120-1井场上游
W14	D91	书房村	***	***	水井	影响跟踪监测点	中江120-1井场下游
/	D85	红庙村	***	***	水井	污染扩散监测点	中江120-1井场下游
W16	D116	建民村	***	***	水井	背景值监测点	中江120-3HF井场上游
W18	D119	建民村	***	***	水井	影响跟踪监测点	中江120-3HF井场下游
W19	D117	建民村	***	***	水井	污染扩散监测点	中江120-3HF井场下游
W4	D136	响井村	***	***	水井	背景值监测点	江沙348HF井场和江沙348-2HF井场上游
W6	D156	大田坝村	***	***	水井	影响跟踪监测点	江沙348HF井场下游
W5	D141	狮子村	***	***	水井	影响跟踪监测点	江沙348-2HF井场下游
W1	D177	新建村	***	***	水井	背景值监测点	江沙347HF井场上游
W2	D173	新建村	***	***	水井	影响跟踪监测点	江沙347HF井场下游
W3	D183	新建村	***	***	水井	影响跟踪监测点	江沙347HF井场下游

注：如遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应增加采样频次，并根据实际情况增加监测项目。

***

图16.4-1　项目地下水跟踪监测点分布图

（2）信息公开计划

按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。

16.4.4 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行)》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测，针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表。

表 16.4-4　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	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）45 项基本因子、石油烃、氯化物、硫酸盐	施工期结束后开展 1 次
	井场周边 200m 范围内的耕地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、石油烃、氯化物、硫酸盐	
运营期	井站所在位置	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）45 项基本因子、石油烃、氯化物、硫酸盐	运营后每 5 年开展 1 次
	井站周边 200m 范围内的耕地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、石油烃、氯化物、硫酸盐	

16.4.5 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，并依法报生态环境主管部门备案。

16.5 竣工环保验收

本项目产建工程位于四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区

和三台县）、成都市（金堂县）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 16.5-1 钻前工程完工后检查内容及要求一览表

检查项目及位置	检查内容	验收指标
场地防渗处理	发电机房及柴油发电机组、泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、方井区、重浆罐区、原辅料台区、放喷池、集污坑、围堰区、废油暂存区等进行重点防渗；双环沟、材料房、环保厕所进行一般防渗；其它可能涉污场地进行简单防渗	确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关防渗级别要求
泥浆不落地及循环系统区域	各井场配套建设的清洁化生产装置、收集处理设备设施安装到位，废水、固废收集储存罐安放到位	满足钻井污染物收集处理不落地要求
放喷池	容积为 100m^3，点火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m	满足放喷池容积要求和选址要求
集污坑	各井场油罐、泥浆泵等处基础连接排污沟，放喷池较近区域修筑 0.5m×0.5m×0.5m 的集污坑	满足个数、规格和重点防渗要求
泥浆不落地系统和泥浆循环系统	各井场 1 套，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐、压滤机等固控设备；包括废水收集罐 2 个（20m^3/个）、废渣收集罐 2 个（20m^3/个）泥浆循环罐 6 个（40m^3/个）、集污罐 1 个（下陷式，长 10m×宽 3.2m×深 1.6m 放置 1 个集污罐，总容积 40m^3）	满足各类设施种类数量和规格要求
生活垃圾箱	各井场和生产区外和生活区建垃圾收集箱 1 个，共计 2 个	满足生活垃圾收集箱个数要求
排水沟	设置双环沟（外环沟和排水沟）疏导雨水实现清污分流	满足清污分流要求
表土临时堆放场	各井场表土临时堆放点表土堆放平整，夯实，表面覆塑料薄膜减少水土流失。	水土流失得到有效控制
场地水土流失控制措施	场地周场围修临时排水沟，井场挡土墙可有效减少水土流失	
井场公路占地补偿及水保措施	对各井场公路占地的旱地进行经济补偿当地农户，道路沿线修建可靠的护坡、堡坎、排水沟等水保措施。	
钻前施工噪声控	各井场夜间禁止施工，防止噪声扰	夜间不施工，无环保投诉

制措施	民，避免引起环保纠纷	
钻前施工污废水	各井场施工废水全部回用，未外排。当地民工为主，不设施工营地，无生活污水外排。	不影响周边水地表水环境
施工期环境管理	各井场设专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施	有效监管

表 16.5-2　钻井、压裂完井后现场检查内容及要求一览表

项目	验收项目及设施		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度		各井场具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立钻井废水、压裂返排液、岩屑、泥浆，提供完整的交接清单资料备查
	环境风险应急预案		各井场具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制
污染防治措施	废水	钻井废水	回用于配置压裂液，不外排，无法回用的废水转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置
		洗井废水	回用于配置压裂液
		方井雨水	回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配用水
		压裂返排液	优先用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排
		生活污水	经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理
	废气	柴油机（备用）废气	柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放
		测试放喷废气、事故放喷废气	经点火燃烧
	固废	水基泥浆钻井岩屑、废水基钻井泥浆	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
		油基钻井岩屑和废油基钻井泥浆	交由有危废处理资质单位处置
		废油和含油固废	优先回用，无法回用的交由资质单位妥善处置
		生活垃圾	统一收集，定期按当地环卫部门要求统一处理。
		废包装材料	由供应商回收利用
	噪声	施工噪声	对噪声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
生态保护	临时占地恢复		各井场严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被。临时占地上的设施搬迁后，拆除基础，进行复垦到原状态

	站场边坡	各井站站场永久占地边坡得到有效管护，水土流失得到有效控制

表 16.5-3　井站运营期现场检查内容及要求一览表

类别	验收点	验收内容及指标	验收要求
生态	临时占地	水土流失控制率、扰动土地治理率、弃渣防护率、施工迹地恢复率	严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被，施工结束后临时用地恢复原植被
	井站	井站内道路进行硬化，空地绿化	满足硬化和绿化要求
环境空气	应急放空、检修废气	各井场分别设置放空立管，高度为 10m，放空废气引高排放	措施到位
	水套炉天然气燃烧废气	通过 8m 高排气筒排放	排气筒高度满足 8m 要求
	无组织废气	各井站厂界浓度最高点	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）中企业边界：非甲烷总烃排放浓度≤4.0mg/m^3
水环境	污水罐	采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水外排。	无废水外排，现场污水罐等预留有 25%的安全容积备用
声环境	工艺区	各井场对工艺区设备减振、隔声、消声、吸声、合理布局	场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准；环境噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准
固体废物	工艺区检修废渣	井场分离器分离出来的废渣量以及检修时清管产生的废渣收集后交由当地环卫部门进行处置，不外排	交由当地环卫部门进行处置，不外排
	污水罐	采气废水（含凝析油）由罐车定期转运至产能建设及勘探项目部中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃（凝析油）进储罐储存后外运售卖	外运处置不外排
	工艺区	井站内产生的废油由废油桶收集	及时交由有危险废物处理资质

		后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存	的单位处置，不在站场储存，不外排
地下水	工艺区	对各井场运营期工艺区、废油等现场储备场地等设备区防渗	满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）防腐防渗要求
风险	各井场井站	各井场井站对工艺区设备减振、隔声、消声、吸声、合理布局	事故风险预防设施和安全标志到位，应急预案演练记录完整

表 16.5-4　站外管线现场检查内容及要求一览表

类别	验收点	验收内容及指标	验收要求
生态	管道施工临时占地	临时动土就近堆放，高开挖区表土装袋堆存，施工结束后施工迹地及时恢复原植被	严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被，施工结束后临时用地恢复原植被
固废	站外管线	废焊条和废包装材料等施工废料分类收集、回收利用或交环卫部门处理，施工现场未随意乱扔	全部完成处置，现场无遗留固废
		顶管施工废弃泥浆与钻渣一同就地填埋	全部完成处置，现场无遗留废弃泥浆
		清管废渣交环卫部门处理	全部妥善处置
风险	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

17 环境经济损益分析

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、环境效益和社会效益，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。

17.1 社会效益分析

本工程的建设在缩小工业用气缺口、缓解民用气压力和提高保证率以及提供就业机会增加项目区居民收入等方面具有重要的社会效益。另外，管道工程程建设需要大批钢材、建材及配套设备，可带动机械、电力、化工、冶金、建材等相关工业的发展。该工程的建设，是促进德阳中江周边区域清洁能源使用的重大举措，对于缓解中江周边区域天然气供需矛盾，优化能源结构，建设环境友好型社会，具有重要意义，项目的建设符合国家产业政策，将使国内的能源配置更趋于合理，使得全国经济的效益在总体上大大提高，体现出中国能源供需的协调发展战略。

因此，本工程是造福沿线人民的幸福工程，在实施西部大开发战略、加快西部地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。项目具有良好的社会效益。

17.2 经济损益分析

内部效益：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部中江气田产能建设项目（一期）总投资 13.56 亿元。本次产能新建 15 个井站，最大产能规模为 $6.41\times10^8m^3/a$，产能预计后期每年递减 10%，后期开采 20 年，天然气总产出 $57.08\times10^8m^3$，按照单价 2 元/m^3，总收益为 114.16 亿元。本项目经济效益较好，具有较强的盈利能力和偿债能力，在财务上是可行的。

外部效果：根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值 2.650 万元；每万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴 640 元。因此本项目实施可为社会创造工业产值和节约运煤补贴。

从内部经济效益和外部经济效益来看，该工程的投产将中江区块内天然气资源的优势转化为经济优势，可大大增加地方利税收入，企业也将获得巨大的利润，为该地区带来巨大的天然气化工等方面经济效益。

17.3 环境经济损益分析

17.3.1 环境经济损失分析

本工程的主要在施工期对生态环境产生影响，从而造成环境损失。针对这些环境损失，结合现有的研究基础，采用一定的模型，同时根据本工程施工期采用的各类环保措施、国家相关的法律法规界定及地方政府的相关要求对本工程施工期环境损失进行货币化衡量。

（1）生态环境经济损失

本工程生态环境经济损失突出表现为占地经济损失。项目永久占地面积 3.22hm^2，临时占地面积 75.41hm^2，按当地占地农业损失，估算占地损失共约为 125 万元，其中，永久占地损失为 77 万元，临时占地损失为 48 万元。

（2）大气环境经济损失分析

施工期大气环境影响主要表现为施工占地的扬尘、柴油发电机废气、油基泥浆钻井过程有机废气和测试放喷废气以及运营期凝析油挥发性有机废气和检测天然气放散废气等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对大气环境的影响较弱。

（3）声环境经济损失分析

施工期声环境影响主要表现为施工场地的机械运转、钻井噪声、柴油发电机噪声等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对声环境的影响较弱。

（4）水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为钻井废水、采气废水、生活污水等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对水环境的影

响较弱。

（5）固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废环境影响主要表现为施工弃土石方、废钻井和岩屑、清管废渣、设备废油及含油固废等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对固废环境的影响较弱。

17.3.2 环境经济正效益分析

本工程的实施将提供清洁的天然气能源，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。

（1）减少环境空气污染物的排放量

天然气作为清洁能源，可以减少大气污染物产生量，改善环境空气质量，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。燃烧天然气与燃油和燃煤相比，年产生 SO_2、烟尘量和 NO_x 量将大大降低，有助于项目市场调整区域能源结构、普及清洁能源使用、改善大气环境质量。

（2）减少污染处理费用

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。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 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本工程预计总产气量为 $57.08\times10^8m^3/a$，以此推算，可减少 SO_2 排放量约 69067t，减少 NO_x 排放量约 94182t，减少烟尘排放量约 232315t。

据统计，处理 SO_2、NO_x 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，工程建设后每年可节约 SO_2 治理费 8702 万元，节约 NOx 治理费 11867 万元，节约烟尘治理费 3435 万元，节约 SO_2、NO_x 和烟尘治理费总计 2.40 亿元。可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

17.4 环保措施投资

本项目总投资 13.56 亿元，其中环保投资 0.684 亿元，占总投资比例为 5.04%。

17.5 环境经济损益分析小结

本工程经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。该工程总投资 13.56 亿元，而开采期内的经济效益达 114.16 亿元，而为减缓工程建设环境影响投入仅为 0.684 亿元，可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目能有效改善沿线城市及农村天然气供应和储配系统，减少燃煤量和污染物排放量，有利于城市环境卫生改善，有利于沿线城市能源结构的改善和节能减排目标的实现。项目建成后将形成省内新的天然气管道输送配置系统，不仅能产生较大的经济效益，还具有节能减耗增效、环境安全等优势。本工程对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

18 评价结论及建议

18.1 结论

18.1.1 项目概况

根据川西陆相三年滚动和七年行动计划，2019-2025 年确保川西陆相产量维持 25 亿方稳产，其中中江气田年产量维持在 10 亿方以上呈小规模上产趋势。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，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部拟部署中江气田产能建设项目（一期），新建产能 $6.41\times10^8m^3/a$，建设内容包括：新建井场井站 15 座，共部署 68 口天然气井，新建气田内部集输管线 17 条，共计 60.49km，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。

项目总投资 13.56 亿元，环保投资 6840 亿元，环保投资占总投资占比 5.04%。

18.1.2 项目相关政策、规划符合性

（1）产业政策

本项目系天然气勘探开发中的天然气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》规定鼓励发展类产业项目中的第七条第一款（常规石油、天然气勘探与开采），因此本项目建设符合国家产业政策。

（2）环保政策

本项目采取绕避措施，中江气田产能建设项目（一期）单项工程与区域内自然保护区、地质公园、风景名胜区、乡镇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石油天然气发展“十三五”规划的通知》（发改能源〔2016〕2743 号）、《四川省“十三五”

能源发展规划》等规划相关要求。

本项目所涉及的各单项工程均不在当地乡镇规划区域内，不涉及城镇建设用地，各单项工程所在地均为农村地区，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）中成都平原经济区的生态环境管控要求。

18.1.3 项目所处环境功能区、环境质量现状及存在的主要环境问题

（1）生态功能区

根据《四川省生态功能区划》，中江气田产能建设项目（一期）所在地属于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区、I-2-4 涪江中下游场镇-农业生态功能区和I-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区”，本项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省生态功能区划》要求。

（2）环境质量现状

①环境空气

根据项目所在区域 2019 年环境质量公报来看，德阳市、绵阳市、成都市环境空气质量属于不达标区域，项目对三市的环境空气质量进行了补充监测，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，硫化氢监测结果能满足《环境影响评价技术导则 大气环境附录 D》（HJ 2.2-2018）“表 D.1 其他污染物空气

质量浓度参考限值”，项目空气质量较好。

②地表水环境

本项目位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区、三台县和成都市金堂县，本项目井区所在水系为长江水系：涪江（绵阳段）、凯江（德阳段）、沱江（成都段）等大型河流以及其他小河沟渠，根据《2019 年德阳市生态环境状况公报》，全市 7 个国、省控断面优良水质断面比例为 100%，因此德阳区域水环境质量较好；根据《2019 年成都市生态环境状况公报》，2019 年成都市地表水水质总体呈优，根据公报中 2019 年成都市地表水水质沿程变化图，本项目所在区域金堂县沿程水质总体符合III类标准；根据《2019 年绵阳市生态环境状况公报》，涪江绵阳段全年整体水质较优，断面水质均达到规定的水质功能类别要求；袁家环保处理站废水排放接纳河流绵远河上下断面水质各监测指标满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中地表水环境质量 III 类标准限值。综上，本项目井区所在区域地表水环境质量较好。

③地下水环境

本次监测和引用地下水质量现状评价结果表明，评价区内地下水质量总体良好，大部分监测指标均能满足地下水三类水质量标准。引用数据部分监测点出现总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、钠、总大肠菌群和菌落总数因子超标，根据地下水样品中超标指标的种类及采样点的分布特征分析可知，评价区内地下水中总硬度、溶解性总固体和钠含量较高是由原生水文地质条件所致，区内位于白垩系红层地区，红层地层局部地段含盐量较高且循环较慢，各因子超标倍数相对较低；硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标由于评价区内生活生产活动所致，区内农业较为发达，过量的化肥施用会发生硝酸盐污染，生活污水废物的随意排放堆放会使总大肠菌群和菌落总数超标，因此，本项目在实施的过程中应注意与因子有关的污染物处置。

总体而言，评价区内地下水质量现状较好，本项目特征污染因子（氯化物、石油类和COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

⑤ 声环境

监测结果表明，项目所在区域敏感点监测点昼间、夜间噪声均能达到《声

环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，井场周边明显受到交通噪声影响的居民点噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4a 类标准，依托原有井场的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

⑥ 土壤环境

根据监测结果表明，项目监测点位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）筛选值要求；同时监测指标中铬、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均基本能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值要求，个别监测点位镉监测值超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值但未超过管制值要求，根据调查中江气田产能建设项目区块内的相关监测资料，区域内其它钻井工程实施前土壤监测点也有镉超标的现象，主要是由于农用地过度施用农药化肥等造成镉超标。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含镉等重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小，项目所在区域土壤环境质量较好。

⑦ 生态环境

本项目新增占地现状主要有耕地、林地。动物为常见的野生动物，以及人工饲养的猪、羊、鸡、鸭等。无珍稀野生动物出没存在，无珍稀野生植物存在。本工程占地不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不涉及珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道等生态敏感区，也不涉及文物保护单位，项目未在饮用水水源地保护范围内。

18.1.4 项目自然环境概况及敏感目标调查

（1）自然环境概况

中江气田产能建设项目（一期）属农耕地区，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布。井区地貌以平原丘陵为主，森林植被以亚热带常绿阔叶林为主，栽培植被以一年两熟或三熟水旱轮作粮食作物及常绿果树园、

经济林为主。评价范围农业发展历史悠久、受农业生产活动的干扰，自然植被早已被栽培植被所取代，根据实地调查和访问，本项目永久占地和临时占地范围内未发现有国家重点保护野生植物、珍稀保护植物及古树名木分布。常见野生动物主要有雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮、小鸊鹈、普通鸬鹚、栗苇鳽、鸿雁、董鸡和彩鹬等。现场调查，评价区范围内未发现国家重点保护野生动物、未发现四川省重点保护野生动物。

（2）环境敏感性调查

根据现场调查，本次中江气田产能建设项目（一期）评价范围内有 1 个自然保护区（三台水禽及湿地县级自然保护区），20 处集中式饮用水源及其保护区，均为乡镇集中式饮用水源，但项目占地未位于该自然保护区和集中式饮用水源保护区范围内。项目不涉及风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不涉及珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道等生态敏感区，也不涉及文物保护单位等区域。本项目采取绕避措施，确保中江气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、管网等均在各敏感区范围外，尽可能保证与敏感区空间不重叠。15 座井站周边 500m 重点评价范围内无医院、学校、城镇等特别敏感区域，其余各单项工程项目周边仅分布有少量散居居民，且居民人数较少，本项目采取绕避措施后，各单项工程项目周边环境限制因素较少。

18.1.5 已实施的先期项目回顾性环境影响评价

通过对中江气田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，坚持工厂化作业，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。

18.1.6 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，中江气田产能建设项目（一期）由钻井井场、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。

（1）生态环境

中江区块开发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，压裂取水对水生生态的影响，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，主要是干扰动物的栖息、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，中江区块产能建设项目生态环境影响在采取相应措施后可接受。

（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。

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 15 个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罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排；井场产生的压裂返排液暂存于压裂液储罐，优先用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排，其环境影响小，当地环境可接受。

③采气期间产生的采气废水由密闭罐车转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。钻井作业和采气期间正常工况下对当地地表水环境无影响，环境影响可接受。

④井场钻井作业生活污水：各井场钻井作业施工期产生生活污水经过各井场配置的环保厕所处理后交城镇污水处理厂处理，处理后实现达标排放，环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（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各单项工程施工期废气：施工期的废气主要来源于天然气开发产能建设工程中的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（各井场设置放喷池点火燃烧处理）。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。

②运营期间，各单项工程正常运行时，产生的废气主要为凝析油挥发性有机废气和井站设备及站外管线修排放的少量天然气原料气，凝析油挥发性有机废气为无组织排放废气，产生量较小，检修时的废气采用放空区放散放空处理，其中井站放空立管高高度为 10m。由于本项目原料气和燃料气均为天然气，不含硫，且仅检修时排放，当地环境可接受。

（4）噪声

根据已投产的中江气田产能建设实际运行情况，产能建设项目噪声环境影响主要表现在井场钻井和压裂施工期噪声环境影响以及各井站放空时气流噪声环境影响。

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 200m 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，当地声学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运行期声环境影响分析

各平井站在生产初期、后期内无高噪声设备，井场站界均能满足《工业企

业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现扰民问题。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。

（5）地下水

本项目各建设场地的主要含水岩组为白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层和第四系松散岩类含水层，含水层厚度一般 5~80m，富水性大部分地区较小，单孔出水量一般小于 100m^3/d，场地处含水层地下水埋深 2~20m，场地处含水层多具潜水性质，地下水开采深度在 5~110m 左右，场地及周边地下水主要接受大气降雨、河渠和农灌水补给，受地形控制，向地势低洼处的河溪排泄。区内地下水类型以重碳酸-钙、重碳酸•硫酸-钙•镁、重碳酸•硫酸-钙•镁型水为主，矿化度为 331～1960mg/L，属于中等矿化度水，pH 值为 6.72~7.94。

根据各情景预测结果分析可知，钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游 108~148（石油类），最大影响范围在下游 251~460m（石油类）；放喷池破裂各类污染物最大超标距离在下游 33~38m（氯化物），各类污染物最大影响距离在下游 324~641m（氯化物）；污水罐泄漏各类污染物最大超标范围在下游 0~8m（石油类天），各类污染物最大影响范围在下游 241~516m（石油类）。评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游 108~148m 以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游 324~641m 以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响；放喷池泄漏时可能对江沙 347HF 井场的新建村供水站产生影响，进入水源地氯化物浓度为 19.031mg/l，不会发生超标现象；对其他水源地及其保护区的地下水环境产生影响可能性较小。预测结果表明本项目实施对周边浅层地下水和各地下水保护目标产生影响较小，但是，应在实施过程中污染源头控制应提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度，发生泄漏事故应加强集中式和分散式饮用水源的监测工作，并采取相应的截留修复措施，有效保护地下水环境。在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目的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。

（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 15 个井场水基钻井泥浆和岩屑采用钻井污染物清洁化随钻工艺处理，单井水基固废产生量 840m^3（钻井岩屑+废泥浆），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。

由于中江气田产能建设建产期、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：项目在钻井过程中二开段造斜段和水平段将采用油基泥钻井液井，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清管废渣、以及设备保养废润滑油等，均为周期性产排，产生量较少，清管废渣属于I类固废，交当地，不外排，废油交危废资质单位进行处置，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。

（7）环境风险

中江气田产能建设项目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，中江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。

18.1.7 项目环境影响经济损益分析

本项目为了保护环境，达到环境保护目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价，但其度合适，企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。由于天然气开发工程费用较高，导致本项目环保投资占投资占比仅为 5.09%，但环保总投资达到了 6900 万元，这在目前国内天然气井开采建设属中等水平。所以从环境经济分析来看，该项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

18.1.8 总量控制的建议

本项目为天然气开发产能建设项目，项目运营期地面采气为全密闭管道内的天然气开采，凝析油挥发性有机废气为无组织排放，产生量较少。结合天然气产能建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议中江气田产能建设项目（一期）项目不核定大气总量指标。采气废水一部分经袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，其外排废水的总量纳入地层水综合利用站一期工程总量指标，具体为 COD：10.49t/a，NH_3-N：2.1t/a。

18.1.9 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了两次信息公示，采取了网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式，公示期间收未收到任何公众提交的公众意见。

18.1.10 评价总结论

中江气田产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，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，本次中江气田产能建设项目（一期）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，中江气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

18.2 建议

（1）建议各井场钻井重泥浆用于周边其他钻井工程现场应急储备泥浆，实现循环重复利用，减少资源浪费。

（2）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。

（3）认真落实各项环保措施，尽量降低对周边环境的影响，尤其是噪声影响。

（4）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故应急预案，降低事故发生概率和在事故发生时能将危害控制在最低限度。

一、附图

1、附图 1.4-1：中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目所在地地理位置图；

2、附图 1.4-2：中江气田产能建设项目（一期）与四川省生态红线范围位置关系图；

3、附图 1.8-1：产能建设项目与区域环境敏感区位置关系图；

4、附图 1.8-2：各单项工程与周边饮用水源保护区位置关系图；

5、附图 1.8-3~4：项目所在区域公益林分布图；

6、附图 1.8-5~7：项目所在区域永久基本农田分布图；

7、附图 1.8-8：中江气田产能建设项目（一期）产能建设项目所在区域水系图；

8、附图 1.8-9~38：各单项工程环境保护目标统计图.

9、附图 1.8-39~44：项目地下水保护目标图

10、附图 2.4-1：中江气田管线总体布局图；

11、附图 2.7-1：典型井场平面布置图；

12、附图 2.9-1：“井下节流+带液计量+分离总计量”井站平面布置示意图；

13、附图 2.9-2：“井下节流+带液计量+分离总计量”井站平面布置示意图；

14、附图 4.1-1 项目所在区域水文地质图

15、附图 5.1-1：项目经典生态样方布置点位图；

16、附图 5.1-2~3：项目所在区域土地利用现状图；

17、附图 5.1-4~5：项目所在区域植被类型现状图；

18、附图 5.1-6~7：项目所在区域土壤侵蚀现状图；

19、附图 8.1-1：项目地下水监测布点图；

20、附图 9.1-1：项目所在区域土壤类型分布图；

21、附图 9.1-2：土壤监测点分布图；

22、附图 12.1-1~15：各单项工程环境风险敏感点分布图。

二、附录

1、附录 1：评价区生物名录；

2、附录 2：植被样方调查表；

三、附件

1、附件 1：中江气田产能建设项目（一期）环评委托书；

2、附件 2：关于开展中江气田产能建设项目（一期）等区块评工作的通知；

3、附件 3：项目气质类比数据；

4、附件 4：钻井废水类比检测报告；

5、附件 5：采气废水类比检测报告；

6、附件 6：噪声类比检查报告；

7、附件 7：土壤类比检测报告；

8、附件 8：环境本底值监测报告；

9、附件 9：依托井场环评、验收批复；

10、附件 10：回注井环保手续；

11、附件 11：砖厂水泥厂环保手续

12、附件 12：其他依托工程环保手续

四、附表

1、附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表；

2、附表 2：建设项目地表水环境影响评价自查表；

3、附表 3：土壤环境影响评价自查表；

4、附表 4：环境风险评价自查表；

5、附表 5：建设项目环评审批基础信息表。