川西气田产能建设项目

环境影响报告书

（重新报批）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司

（彭州气田（海相）开发项目部）

编制单位：河南油田工程咨询股份有限公司

二〇二一年九月

打印编号：1631865448000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	6115ap
建设项目名称	川西气田产能建设项目（重新报批）
建设项目类别	05--008陆地天然气开采
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中国石油化工股份有限公司西南油气分公司（彭州气田（海相）开发项目部）
统一社会信用代码	91510000742274184O
法定代表人（签章）	郭彤楼
主要负责人（签字）	吴基荣
直接负责的主管人员（签字）	舒神宝
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	河南油田工程咨询股份有限公司
统一社会信用代码	91411300784217550L
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
刘广亮	09354143509410358	BH013662	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
刘俊	环境风险评价、区域环境现状调查与评价、经济损益分析、环境管理与检测	BH046576	
段久亮	施工期环境影响分析、运营期环境影响预测预评价、地下水环境影响预测与评价	BH029554	
刘广亮	总则、原方案概况及实施情况、项目概况、工程分析、环境保护措施可行性论证	BH013662	

目　录

概　述 1
一、项目由来 1
二、建设项目特点 2
三、环境影响评价的工作过程 4
四、分析判定相关情况 5
五、重点关注的环境问题及影响 5
六、环境影响评价主要结论 5
1 总则 6
1.1 评价目的及原则 6
1.2 编制依据 6
1.3 产业政策及相关规划选址符合性 11
1.4 环境影响识别及评价因子筛选 20
1.5 环境功能区划及评价标准 22
1.6 评价对象及评价时段 29
1.7 评价工作等级和评价范围 29
1.8 评价内容及评价重点 46
1.9 环境保护目标 47
2 原方案概况及实施情况 59
2.1 原方案概况 59
2.2 原方案环保措施落实情况 73
2.3 原方案实施中环境影响回顾 84
2.4 原项目实施过程中存在的环保问题及解决方案 97
3 本次建设项目概况 99
3.1 建设项目基本情况 99
3.2 项目组成内容 102
3.3 工程概况 114
3.4 脱硫方案比选 132
4 工程分析 137

4.1 施工期工程分析 137
4.2 运营期工程分析 157
4.3 清洁生产分析 212
5 区域环境现状调查与评价 219
5.1 区域环境概况 219
5.2 环境空气质量现状调查 232
5.3 地表水环境质量现状与评价 239
5.4 声环境现状调查与评价 245
5.5 土壤环境质量现状监测 247
5.6 地下水质量现状监测 260
5.7 生态现状调查与评价 275
6 施工期环境影响分析 286
6.1 施工期大气环境影响分析 286
6.2 施工期地表水影响分析 290
6.3 施工期噪声影响分析 292
6.4 施工期固体废物影响分析 297
6.5 施工期生态环境影响预测与评价 298
6.6 施工期土壤环境影响分析 301
7 运营期环境影响预测与评价 304
7.1 大气环境影响预测及评价 304
7.2 地表水环境影响分析 320
7.3 声环境影响预测及评价 321
7.4 固体废物环境影响分析 333
7.5 生态影响分析 333
7.6 运营期土壤环境影响分析 335
8 地下水环境影响预测与评价 350
8.1 地下水环境现状调查 350
8.2 地下水预测模型 378
8.3 施工期地下水环境影响预测 400
8.4 运营期地下水环境影响预测 431

8.5 地下水环境保护措施与对策 465
8.6 地下水环境影响评价结论 478
9 环境风险评价 483
9.1 环境风险评价依据 483
9.2 环境风险调查 484
9.3 环境风险潜势初判 485
9.4 环境风险评价等级、范围 493
9.5 环境风险识别 498
9.6 风险事故情形分析 523
9.7 大气环境风险预测与评价 539
9.8 地下水环境风险预测与评价 589
9.9 地表水环境风险预测与评价 589
9.10 其他环境风险分析与评价 600
9.11 环境风险管理及防范措施 602
9.12 环境风险应急预案 620
9.13 环境风险评价结论与建议 640
9.14 环境风险评价自查表 640
10 环境保护措施及其可行性论证 642
10.1 施工期污染防治措施 642
10.2 运营期污染防治措施 662
10.3 闭井期污染防治措施 677
10.4 项目环保投资估算及“三同时”验收一览表 678
11 环境影响经济损益分析 681
11.1 项目经济效益分析 681
11.2 项目环境效益分析 681
11.3 项目社会效益分析 682
11.4 小结 683
12 环境管理与监测计划 684
12.1 建立 HSE 管理体系 684
12.2 施工期的 HSE 管理 685

12.3 运营期的环境管理 687
12.4 污染物排放清单及总量控制 687
12.5 环境监测计划 692
12.6 环境监理 695
12.7 环境影响后评价 697
13 环境影响评价结论 698
13.1 项目概况 698
13.2 与相关政策及规划的符合性 698
13.3 环境质量现状评价结论 699
13.4 环境影响预测结论 700
13.5 环境保护措施 702
13.6 总量控制 705
13.7 环境管理与监测计划 705
13.8 公众意见调查 706
13.9 综合评价结论 706

概　述

一、项目由来

随着环保压力的不断增加，全球能源消费低碳化趋势日益明显，天然气将成为全球能源由高碳向低碳转变的重要桥梁，发展速度将明显高于煤炭和石油。川西气田是中国石化继元坝气田之后在川西地区发现的一个大气田，主体区块位于彭州市境内。2014 年 1 月彭州 1 井在雷四上亚段下储层段射孔酸压联作测试，获天然气产量 121.05 万 m^3/d，发现了川西气田雷口坡组气藏。2015 年提交预测储量****亿 m^3，含气面积 139.04km^2；控制储量****亿 m^3，含气面积 122.22km^2，具备了规模开发的条件。2017 年启动了《川西气田雷口坡组气藏开发方案》（以下简称原方案）的编制，在此基础上，2018 年 9 月，《川西气田产能建设项目环境影响报告书》（以下简称原环评）取得四川省环境保护厅批复（川环审批〔2018〕124 号，见附件 8）。原方案计划建设 6 座钻井平台，部署开发井 30 口，设计钻井井深 6507~7360m，采用常规钻井工艺，均采用水基泥浆；地面集输工程包括彭州 3~彭州 8 共 6 座平台脱硫站，处理规模 140~210 万 m^3/d，在彭州 4 平台建设集中脱水站，并新建净化气管线总长 33km；形成 30 亿 m^3/a 净化天然气产能规模，副产硫黄 24 万 t/a。

根据原方案、可研批复以及原环评及批复，截止 2021 年 4 月，原方案已完成 6 座平台钻前工程，实施开发井 12 口（含 1 口探井），其中 4 口带有评价性质的开发井证实了川西气田雷口坡组气藏金马、鸭子河构造具有不同的气水界面，目的层气水界面较原方案上移****m 和****m，含气面积大幅减小，探明储量由****亿 m^3 减少到****亿 m^3，原方案部署的 30 口井有部分井落到了气水界面附近。因此，需要对原方案重新优化和调整。西南油气分公司在此基础上编制完成了《川西气田雷口坡组气藏开发建设一期方案调整报告》（以下简称调整方案或本项目），2021 年 9 月取得中国石油化工股份有限公司批复（附件 3）。调整方案拟新建产能 19.8 亿 m^3，总体规划 4 个平台（利用彭州 3~彭州 6 平台），共部署开发井 16 口，其中，已实施 10 口（利用探井 1 口，开发井 9 口），新部署长靶间距大斜度井 6 口；新建脱硫站 4 座，彭州 5 脱硫站至彭州 6 脱硫站集气管线 4.5km，集输站与彭州 6 脱硫站合建。剩余彭州 7、彭州 8 平台暂停实施，根据后期地层认识另行立项。

另外，结合原方案的勘探、开发情况，川西气田三开原设计使用强封堵聚磺泥浆，但实钻中雷口坡组井壁稳定性问题比较突出，憋卡频繁，发生掉块卡钻，侧钻起下钻

困难。为降低施工风险，拟在钻井工程三开阶段利用油基泥浆替换水基泥浆，经成都市彭州生态环境局同意（彭环审〔2021〕3 号、彭环审〔2021〕4 号），西南油气分公司在彭州 4-4D 井、彭州 5-4D 井实施了三开利用油基泥浆替换水基泥浆的试验性钻井。

与原方案相比，调整方案中新部署 6 口钻井工程三开使用油基泥浆，新增油基岩屑（约 3600t）属于危险废物，污染防治措施需要相应增加和强化。①根据生态环境部《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），此变动适用于“与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加”条款；②根据《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》（环办环评函〔2020〕688 号），此变动适用于“新增产品品种或生产工艺”导致“新增排放污染物种类（毒性、挥发性降低的除外）”条款。因此，本项目钻井工程三开使用油基泥浆属于重大变动，应当重新报批环评文件。

为此，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司（彭州气田（海相）开发项目部）（以下简称项目部）委托河南油田工程咨询股份有限公司（以下简称我单位）开展该项目环境影响评价工作（附件 1）。

我单位接受委托后，组织有关人员对井场、站场及集气管线所经地点进行了深入踏勘和调研，在认真分析了原方案和调整方案的基础上，进行本项目的工程分析和环境质量现状调查，根据相关技术导则对项目涉及的大气、地表水、地下水、噪声、土壤、生态、风险等影响进行预测评价，并对各要素提出污染防治或减缓措施进行可行性分析。在以上工作的基础上，编制完成《川西气田产能建设项目环境影响报告书（重新报批）》（以下简称本报告或本评价），提交给主管部门和建设单位，供决策使用。

二、建设项目特点

川西气田位于彭州市北部——川西平原与龙门山过渡带，区域经济发达，人口众多，区域以平原和丘陵地貌为主。川西气田地理位置见附图 1。气田所在地区域人口密度大，安全环保要求高。本项目脱硫工艺采用平台脱硫、平台脱水、平台制硫、集中外输方案，减少了管线输送含硫天然气过程发生泄漏的环境风险，环境风险范围明显降低。本项目新建产能 19.8 亿 m^3，总体规划 4 个平台（利用彭州 3 到彭州 6 钻井平台），采用大斜度井开发。川西气田属高含硫气藏，工程采用醇胺法工艺在各平台脱硫站实现脱硫（H_2S 及有机硫）、脱碳、TEG 脱水、硫黄回收，净化后天然气彭州 3、彭州 4 平台就地销售（站外管线另行立项，不属于本报告评价对象），彭州 5、彭州 6 平台集输后外输（销售及外输管线另行立项，不属于本报告评价对象）。

本项目的建设具有以下意义：

（1）响应国家能源战略，保障我国能源供应和能源安全的需要

能源是现代化的基础和动力，能源供应和安全事关我国现代化建设全局。当前，世界政治、经济格局深刻调整，能源供求关系深刻变化，我国能源安全问题日趋突出，能源对外依存度加大，其中天然气对外依存度超过 40%。加快川西气田的开发建设，对立足国内保障油气战略资源供应安全有着重要意义。

（2）优化能源结构，促进节能减排和生态文明建设的需要

天然气是优质高效、绿色清洁的低碳能源。从能源结构比例来看，目前天然气在我国一次能源中的比例约为 10%，而在世界一次能源消费结构中，天然气平均占比达 24%，与世界平均水平相比，还有很大差距。从降低碳排放量来看，天然气的利用可有效降低单位能耗碳排放，数据显示，1m^3 天然气替代相应当量的煤炭可减排二氧化碳 65.1%、二氧化硫 99.6%、氮氧化物 88%。加快天然气开发利用，提高天然气在一次能源消费中的比重，是我国加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的必由之路，也是化解环境约束、改善大气质量，实现绿色低碳发展的有效途径，同时对推动节能减排、稳增长惠民生促发展具有重要意义。川西气田的开发利用对推动能源结构持续优化，促进生态文明建设具有积极的作用。

（3）缓解天然气供需矛盾，保障经济社会发展的需要

近年来，我国天然气供应能力持续提高，但仍难满足快速上升的天然气需求。随着环保政策进一步趋严，全国各地加快煤改气进程，对天然气需求量猛增，已成为目前供求缺口最大的短缺资源。川西气田的产能建设，外输天然气将进入新场-三邑-天府新区输气管线，加大国内天然气供应力度。对有效解决成都市冬季高峰用气和缓解冬季用气缺口，保障川西地区特别是成都市经济社会发展具有重要意义。

（4）对地方的经济发展有积极的带动作用

川西气田是四川“十三五”能源建设重点项目，是西南油气分公司“十三五”重点开发区块。川西气田的开发对当地的经济发展有积极的带动作用，本项目实施后，可将彭州地区丰富的天然气资源优势转化为经济优势，结合彭州产业发展，有效提高了天然气上下游一体化效益，并为沿线提供优质原料和燃料，实现区域资源与市场优势互补，促进经济的良性互动，符合区域经济发展要求，对稳增长促发展具有重要意义。总体来说，加快川西气田建设，对增强能源自主保障能力、优化能源结构、缓解天然气供需矛盾、推动节能减排、实现绿色低碳发展，支持经济发展具有重要意义。

三、环境影响评价的工作过程

在接受建设单位委托后，首先研究了相关的法律、法规及规划，确定评价文件类型。其次开展初步的现场调查及资料收集，根据建设单位提供的资料，进行初步的工程分析，确定评价重点，制定工作方案，安排进一步环境现状调查、环境现状监测及污染源监测，在资料收集完成后，进行各专题分析，提出环境保护措施并进行技术经济论证，最终形成环境影响报告书，本报告工作流程见图 1。

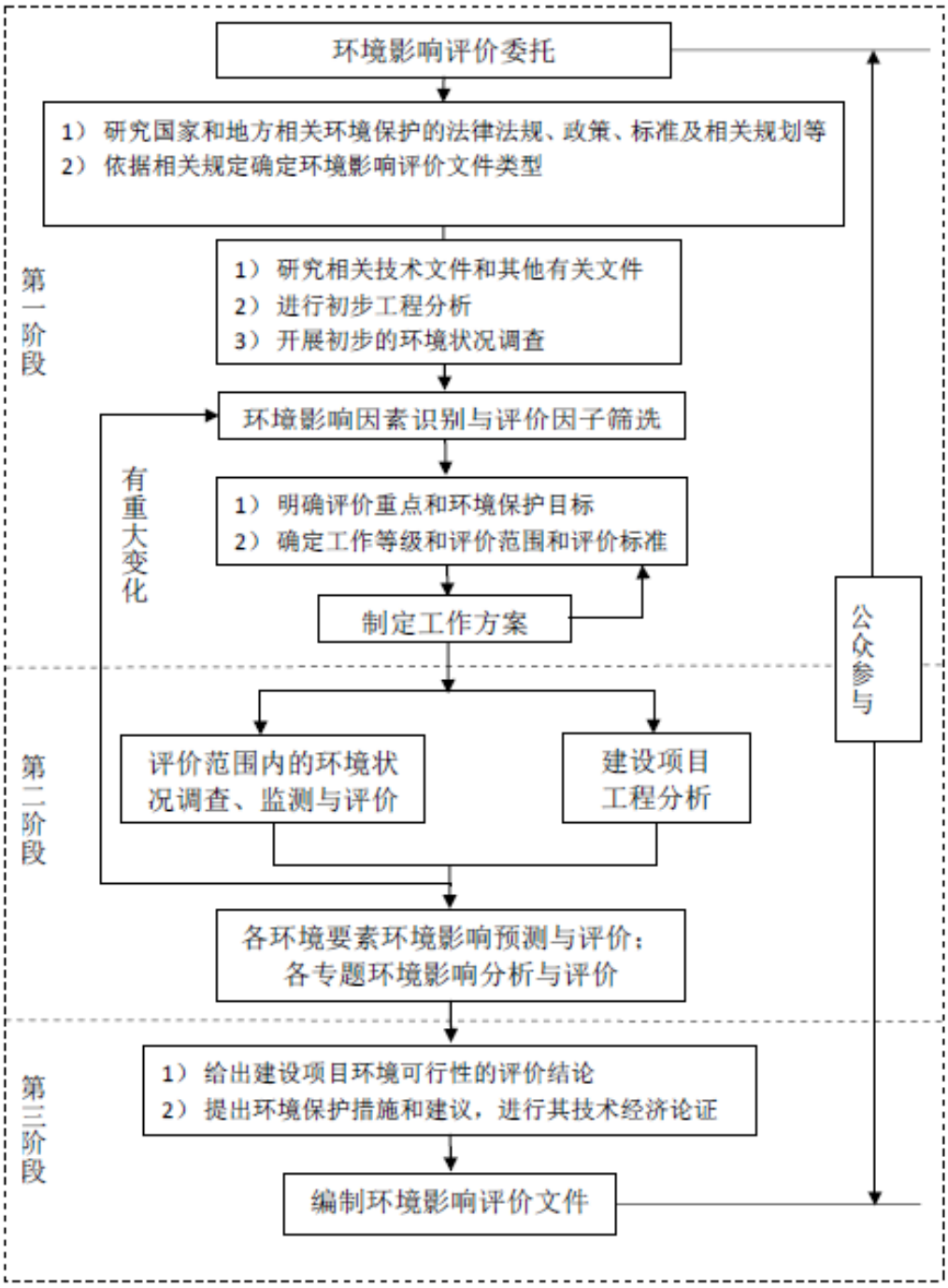


图 1　环境影响报告书编制过程图

四、分析判定相关情况

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（中华人民共和国生态环境部令第16号，2020年11月5日修正），本项目属“天然气、页岩气、砂岩气开采（含净化、液化）”中“新区块开发”，应当编制环境影响报告书。

本项目为天然气开采及脱硫工程，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，项目属于鼓励类第七条“石油、天然气”中的第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”，因此，项目属于鼓励类项目，符合国家现有的产业政策。

本项目选址在彭州市城市总体规划区外，与彭州市城市总体规划相关要求不冲突。气田建设对当地经济发展有重要作用，社会、经济效益明显，且有一定的环境效应。

本项目选址不在生态保护红线范围内，项目建成后未改变区域环境质量底线，能源利用未突破资源利用上线。本项目为常规天然气勘探与开采，属鼓励类项目，符合国家产业政策，不属于负面清单规定范围，符合环境准入负面清单要求。根据四川政务服务网“三线一单”符合性分析结果表明，本项目与管控要求无冲突。因此本项目的建设符合“三线一单”要求。

五、重点关注的环境问题及影响

川西气田位于川西平原西缘，地势上较为平坦，工农业发达，人口众多，人口密度大。本项目施工期重点关注各污染物控制管理（尤其是危险废物）及对项目所在区域的生态影响。运营期重点关注环境空气影响预测和周边保护目标的环境空气质量达标情况及地下水污染防治，注重大气污染防治措施、地下水污染防治措施的可行性和可靠性论证；关注气田采出水、脱硫站排水综合利用及不外排的技术可行性和可靠性分析；关注固体废物（特别是危险废物）收集、暂存、转运及处置途径的可靠性分析。

本项目为高含硫气田开发，重点关注项目施工期及运营期的环境风险，特别应关注井喷、含硫天然气泄漏等突发环境事件导致 H_2S 泄漏对环境的影响。

六、环境影响评价主要结论

本项目施工及运营过程中采用清洁的生产工艺，所采用的污染防治措施技术经济可行，能保证各种污染物稳定达标排放，污染物的排放符合总量控制的要求，预测表明正常排放的污染物对环境保护目标的影响较小，不会改变当地的环境功能区划。环境风险预测结果在可接受范围，拟采取的风险防范措施可行。综上所述，在落实本报告提出的各项环保措施和要求的前提下，本项目建设具备环境可行性。

1 总则

1.1 评价目的及原则

1.1.1 评价目的

（1）结合国家相关产业政策、环境政策，石油天然气开采行业政策，结合行业规划及区域规划，根据环境特征、采取的环保措施及及环境影响预测与评价、环境风险评价，分析论述本项目建设的选址可行性、环境可行性，为生态环境管理部门决策提供科学依据。

（2）将污染防治措施、生态保护措施、风险防范措施及时反馈并落实到本项目建设和环境管理中，为本项目实现合理布局、优化设计、清洁生产、落实环保措施及风险防范、应急措施提供科学依据；促进污染物达标排放，将不利影响降至最低程度；将环境风险概率及突发环境事件影响降低到可接受程度。为本项目的稳定建设、企业环境管理、生态环境管理部门实施监督管理提供科学依据，实现本项目与区域经济、社会和环境的协调发展。

（3）针对调整方案拟采取的环保措施进行分析，提出完善措施以符合环保要求，将环境影响降低到最小，以控制在当地环境可接受范围内。

1.1.2 评价原则

（1）根据建设项目环境保护管理的有关规定，结合本项目实际情况，坚持“清洁生产”、“达标排放”、“污染物排放总量控制”的原则。

（2）充分利用近年来本项目所在地区取得的环境监测、环境管理等方面的成果，进行本项目的环境影响评价工作。

（3）及时跟踪国家和地方各级政府部门相关政策开展环评工作，在环评工作中体现最新的政策和要求。

（4）评价结果客观真实，为本项目建设及运营过程环境管理提供科学依据。

1.2 编制依据

1.2.1 法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2014 年修订）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年修正）；

（3）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年修正）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年修正）；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年修正）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018 年）；

（8）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2016 年修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订）；

（10）《中华人民共和国土地管理法》（2004 年修订）；

（11）《建设项目环境保护管理条例》（2017 年修订，国务院第 682 号令）；

（12）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号）

（13）《四川省环境保护条例》（2017 年修订）；

（14）《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019 年修正）；

（15）《四川省沱江流域水环境保护条例》（2019 年施行）

（16）《四川省自然保护区管理条例》（2018 年修正）；

（17）《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018 年修正）；

（18）《四川省<中华人民共和国环境影响评价法>实施办法》（2019 修正）；

（19）《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》（1992 年 1 月 13 日四川省人民政府发布）；

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

（21）《成都市饮用水水源保护条例》（2014 年修订）；

（22）《成都市地面水水域环境功能类别划分管理规定》（成府发〔1992〕115 号）。

1.2.2 政府及部门规章

（1）《国家危险废物名录（2021 年版）》（生态环境部令第 15 号）；

（2）《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）；

（3）《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》（环办环评函〔2020〕688 号）；

（4）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 号）；

（5）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令 第 4 号）；

（6）《四川省突发环境事件应急预案备案行业名录（试行）》（川环办函〔2019〕504 号）；

（7）《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅公告 2020 年第 2 号）；

（8）《四川省国土资源厅关于加强生态文明建设促进矿产资源绿色勘查开发的通知》（川国土资发〔2017〕54 号）。

（9）《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）；

（10）《四川省人民政府关于印发四川省主体功能区规划的通知》（川府发〔2013〕16 号）；

（11）《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88 号）；

（12）《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办〔2019〕8 号）；

（13）《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021 年 2 月 2 日批准）

（14）《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）；

（15）《成都市人民政府关于同意调整划定彭州市镇级集中式饮用水水源保护区的批复》（成府函〔2019〕112 号）；

（16）《成都市人民政府关于成都市江河湖泊水功能区划的批复》（成府函〔2018〕40 号）；

（17）《成都市城市总体规划（2016-2035 年）》；

（18）《2020 年成都市生态环境质量公报》；

（19）《彭州市土地利用总体规划（2006-2020 年）》；

（20）《彭州市城市总体规划（2017-2035）》；

（21）《彭州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021 年 1 月 23 日批准）；

（22）《成都市彭州市声环境功能区划分方案》（彭府函〔2020〕169 号）。

1.2.3 技术规范

（1）《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）；

（6）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（8）《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ 964-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）；

（10）《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）；

（11）《危险货物品名表》（GB 12268-2012）；

（12）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；

（13）《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）；

（14）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）；

（15）《天然气净化厂设计规范》（GB/T 51248-2017）；

（16）《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T 29693-2020）；

（17）《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）；

（18）《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ 2018-2016）；

（19）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（20）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2017）；

（21）《含硫化氢油气生产和天然气处理装置作业安全技术规程》（SY/T 6137-207）；

（22）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6267-2014）；

（23）《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）；

（24）《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T 6283-1997）；

（25）《天然气处理厂环境保护的推荐作法》（SY/T 6672-2006）；

（26）《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T 7300-2016）；

（27）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T 7301-2016）。

1.2.4 相关标准

（1）《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）；

（2）《声环境质量标准》（GB 3096-2008）；

（3）《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）；

（4）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）；

（5）《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）；

（6）《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）；

（7）《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；

（8）《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）；

（9）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；

（10）《一般固体废物分类与代码》（GB/T 39198-2020）；

（11）《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T 31962-2015）；

（12）《挥发性有机物无组织排放标准》（GB 37822-2019）；

（13）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；

（14）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434-2018）；

（15）《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）；

（16）《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007）；

（17）《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）；

（18）《四川省大气污染物排放标准》（DB51/186-1993）；

（19）《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/2311-2016）。

（20）《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51/2672-2020）；

（21）《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）。

1.2.5 建设项目有关资料

（1）《川西气田雷口坡组气藏开发建设一期方案调整报告》（2021 年 8 月）；

（2）《关于西南油气分公司川西气田开发项目一期可行性研究报告调整开发方案的批复》（石化股份计〔2021〕226 号，2021 年 9 月）

（3）《川西气田雷口坡组气藏开发建设优化项目可行性研究》（2021 年 7 月）；

（4）《川西气田产能建设项目环境影响报告书》（2018 年 9 月）；

（5）建设单位提供的其他资料。

1.3 产业政策及相关规划选址符合性

1.3.1 产业政策符合性分析

本项目为天然气开采及脱硫工程，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，项目属于鼓励类第七条“石油、天然气”中的第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家现有的产业政策。

1.3.2 规划符合性分析

1.3.2.1 与《全国主体功能区规划》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，项目各脱硫站周边 5km 范围内无国家级自然保护区、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。项目建设与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》相符。

1.3.2.2 与《四川省主体功能区规划》符合性分析

根据《四川省主体功能区规划》，本项目所在区为国家层面重点开发区域，适宜开发等级为 2 级（1 级为最适宜开发），生态脆弱性中等，生态重要性较高，环境承载能力偏低，人口聚集度较高，城镇化水平较高，经济发展水平较高，交通优势度高。

按照《四川省主体功能区规划》要求，能源基地和矿产资源基地以及水功能区分布于全省重点开发、限制开发区域之中，不属于独立的主体功能区，要服从和服务于主体功能区规划确定的所在区域的主体功能定位，符合该主体功能区的发展方向和开发原则，与主体功能区布局相协调。规划建设以普光、罗家寨、龙岗、九龙山、通南巴、元坝等气田为重点的川东北天然气基地，推进川西海相气藏勘探开发。在自贡、内江、宜宾布局页岩气等非常规天然气勘探开发。

由上可见，本项目符合《四川省主体功能区规划》。

1.3.2.3 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

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，项目的建设能够改善川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《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》的符合性

按照《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中对建设项目提出了一系列的管控关要求。本工程属于天然气开发项目，脱硫站的选址和集输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，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《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中禁止建设的项目，工程的建设符合《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》要求。

1.3.2.4 与城乡规划的符合性

根据《成都市城市总体规划》（2016-2035 年）送审本及关于《成都市城市总体规划（2016-2035 年）环境影响篇章》意见的复函：“能源工程”中“1 目标”提出推动城市能源互联网发展，促进智慧城市建设，优先发展清洁能源，形成以电力、天然气为主，以成品油等为补充的能源消费结构，逐步减少煤炭使用，至 2035 年，全市基本实现无煤化。

本项目属于天然气开发项目，项目选址不在“第五章 生态环境”中“保护山水田林生态系统”所要求的重点保护区域，项目建设有利于推进大气污染防治，因此本项目符合《成都市城市总体规划》（2016-2035 年）送审本及关于《成都市城市总体规划（2016-2035 年）环境影响篇章》意见的复函的要求。

根据《彭州市土地利用总体规划（2006-2020 年）》（见图 1.3-1），《彭州市城市总体规划（2017-2035）》（见图 1.3-2），本项目建设地属于中国石化西南油气分公司确定的天然气开发区块，项目建设符合石油天然气开发规划。本项目选址不在城镇规划区域内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，新增少量占地，占地类型以耕地为主，项目建设不违背规划要求，与区域总体规划相符。

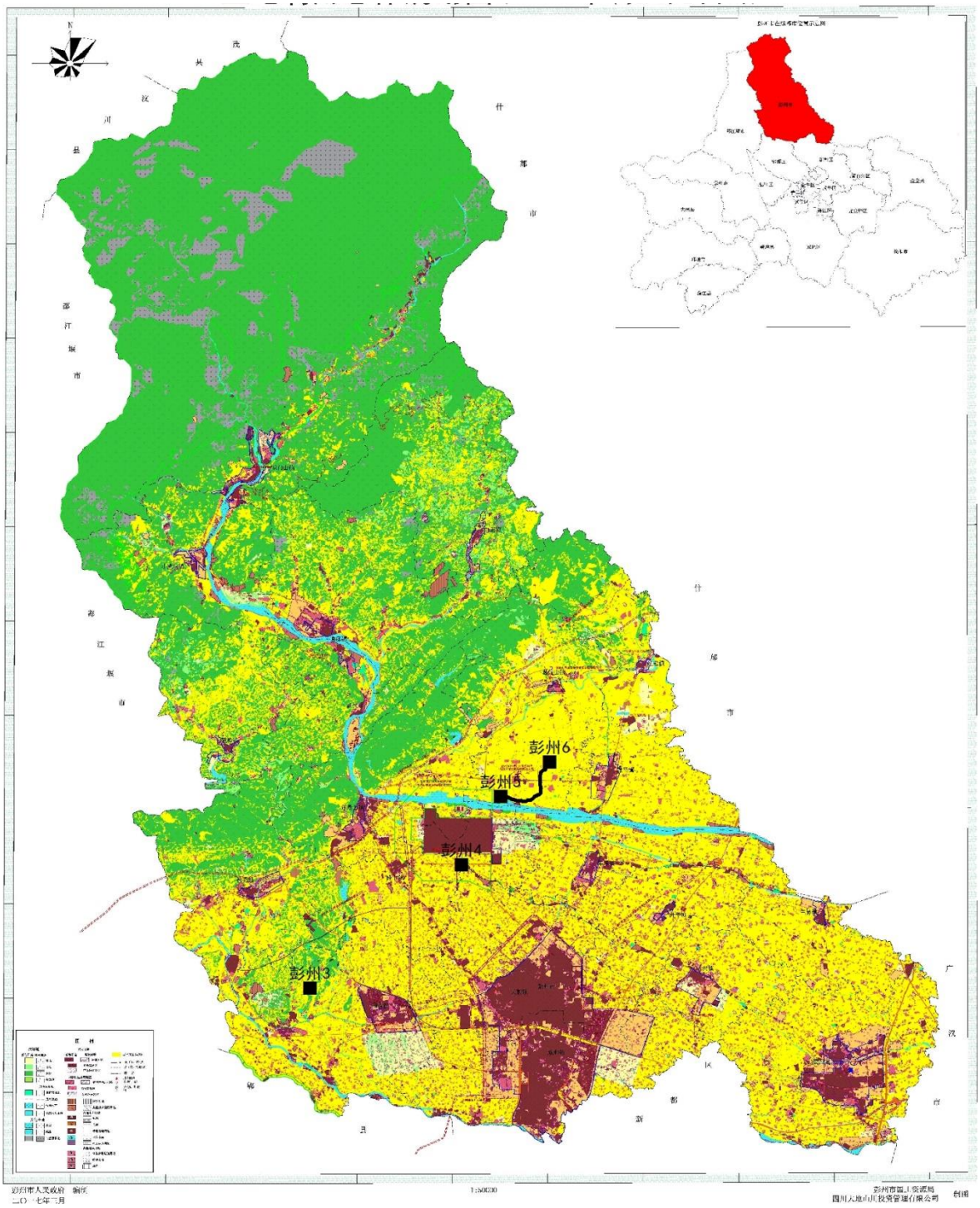


图 1.3-1　项目与彭州市土地利用总体规划位置关系示意图

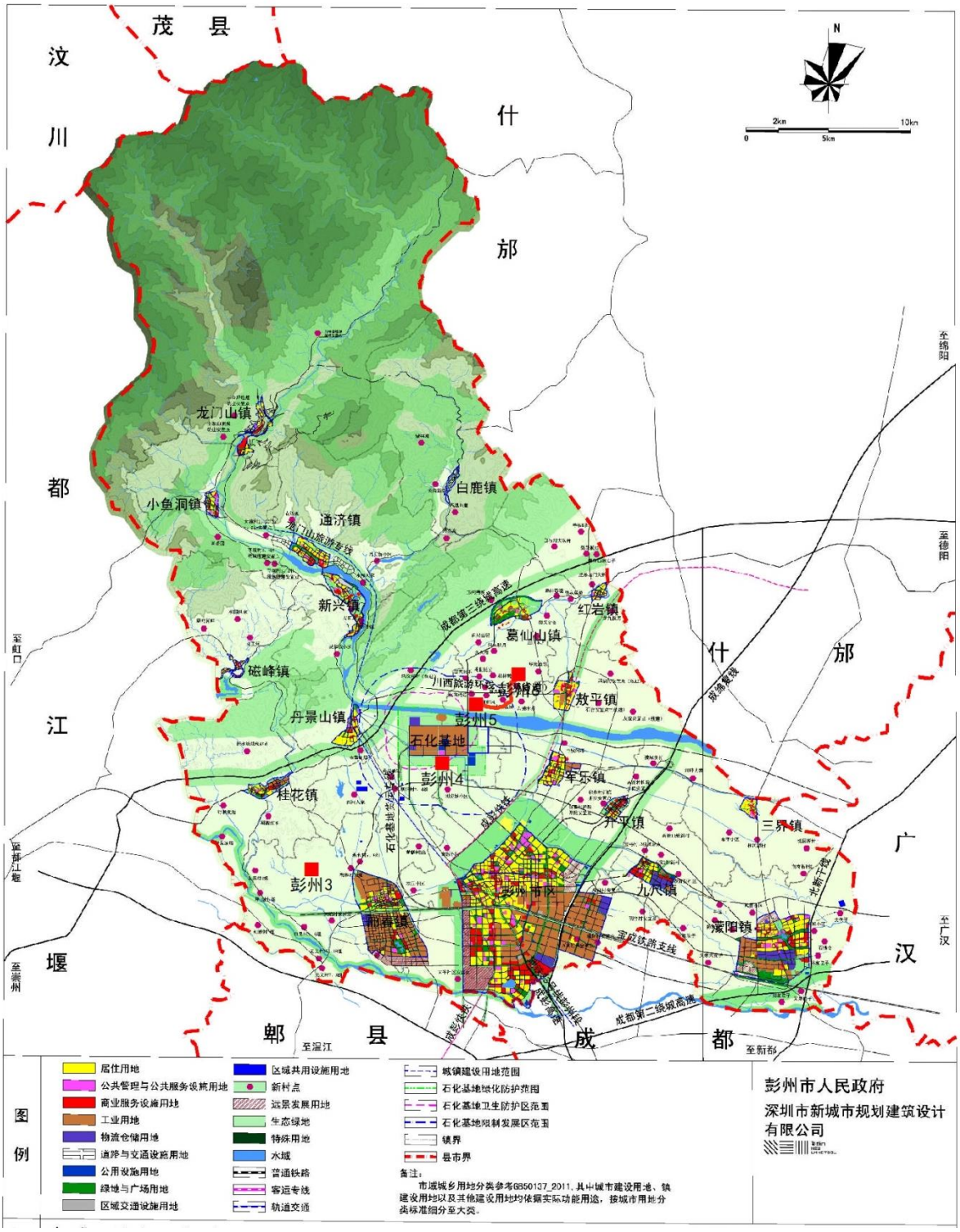


图 1.3-2　项目与彭州市城市总体规划相对位置关系示意图

1.3.3 与“三线一单”的符合性分析

（1）与生态保护红线的符合性分析

根据《长江经济战略环境评价四川省成都市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》（2021.6）中的成都市最新生态保护红线，川西气田范围和单项工程

均不涉及生态保护红线，建设项目符合《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）生态保护红线相关要求。

建设项目与生态保护红线位置关系见图 1.3-3。

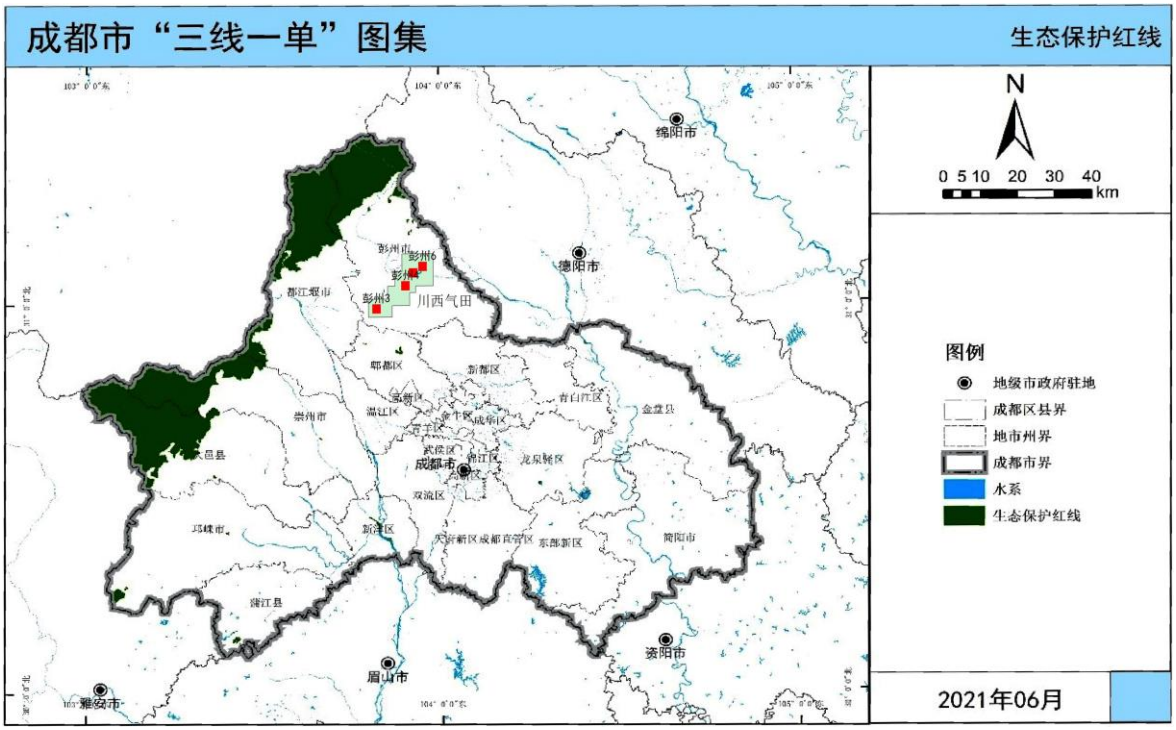


图 1.3-3 项目与成都市生态保护红线位置关系图

（2）环境质量底线

本项目除废气外，无污染物排放。根据《长江经济战略环境评价四川省成都市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》（2021.6）中成都市大气环境管控内容，川西气田气田范围和单项工程位于大气环境弱扩散重点管控区。大气环境弱扩散重点管控区管控要求为：调结构，控规模、转方式、优布局，走高质量发展道路，大幅减少大气污染物排放。实行更加严格的产业准入、环保标准、环境监管，执行大气污染物特别排放限值。

项目燃气锅炉执行《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51/ 2672-2020）特别排放限值，硫黄回收焚烧炉尾气 SO_2 浓度小于 100mg/m^3，远小于《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB 39728-2020）中 400mg/m^3 和 800mg/m^3 的限值要求。正常工况下，本项目排放的废气，经预测，环境空气保护目标和网格点的污染物的短期浓度和长期浓度贡献值均达到 GB3095 的二级标准限值。叠加环境质量现状浓度后，环境大气保护目标主要污染物平均质量浓度和年均质量浓度均达标。

建设项目符合《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）环境质量底线相关要求。

（3）资源利用上线

1）土地资源利用上线

《长江经济战略环境评价四川省成都市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》（2021.6）提出，考虑生态环境安全，采用空间聚类、区域统计等分析方法，将生态保护红线集中、重度污染地块确定为土地资源重点管控区，其他区域划为一般管控区。建设项目永久占地及临时占地所在区域为一般管控区。

建设项目符合《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）土地资源利用上线管控相关要求。

2）水资源利用上线

根据《长江经济战略环境评价四川省成都市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》（2021.6），将水资源承载能力超载、临界超载的区域确定为水资源利用上线重点管控区，其他区域划为一般管控区。彭州市为一般管控区。该报告提出：在工业用水方面，需要采用新工艺、新技术，依靠科技进步提高工业用水的重复利用率，达到合理高效用水；同时优化区域工业产业结构，淘汰落后的高耗水产业，根据实际情况发展新型的节水工业。本项目新鲜水年取水量为 0.036 亿 m^3，不会造成彭州市水资源超载。该报告的彭州市水资源承载状况评价结果见表 1.3-1。

表 1.3-1　彭州市水资源承载能力评价结果　　单位：（亿 m^3）

分区	用水总量指标评价			地下水开采量指标评价			总体评价	综合评价	备注
	控制指标	实际用水量	承载状况	控制指标	实际开采量	承载状况	承载状况		
彭州市	5.19	3.83	未超载	0.26	0.16	未超载	未超载	未超载	湔江等当地水资源较为充沛，开发利用程度较低

建设项目符合《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）水资源利用上线管控相关要求。

（4）生态环境准入清单

根据《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号），本项目位于要素重点管控单元，总体管控要求：重点管控单元中，针对环境质量是否达标以及经济社会发展水平等因素，制定差别化的生态环境准入要求，对环境质量不达标区域，提出污染物削减量及比例要求，对环境质量达标区域，提出允许排放量建议指标。

根据以上生态管控要求，项目所在地彭州市位于环境空气质量不达标区，超标因子为 $PM_{2.5}$ 和 O_3。本项目大气污染物排放浓度低于排放限值要求，原环评取得了总量意见和总量削减来源（见附件 28），符合重点管控单元的管控要求。

由此，本项目符合《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）的生态环境管控要求。

另外，根据四川政务服务网“三线一单”符合性分析结果表明，本项目与管控要求无冲突，见附件 27。

1.3.4 与行业管理要求的符合性分析

1.3.4.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（〔2012〕18 号），到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。本项目钻井废水回用率 90%，生产期废水回用率 100%，工业固体废物资源化及无害化处理处置已经达到 100%，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》。

1.3.4.2 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》相符性

2019 年 12 月 13 日，生态环境部办公厅印发《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），本项目与其符合性分析见表 1.3-2。通过对比分析，本项目符合该通知的相关要求。

表 1.3-2 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》相符性分析

序号	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）	本项目以气田范围作为区块范围，开展区块环评整体评价，并对原有工程开展回顾性评价	符合
2	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	水基钻井固废外运资源化利用；油基泥浆循环利用，油基钻井固废委托有危废资质单位进行处置	符合

序号	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
	规定进行处置		
3	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	本项目钻井废水、气田水依托现有回注井，并在报告中论证回注可行性；脱硫站生产废水循环回用，不外排；管理中心生活污水依托城镇生活污水处理厂处置	符合
4	高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少二氧化硫排放	本项目硫黄回收采用三级克劳斯处理工艺，项目硫回收率达 99.9%以上，尾气二氧化硫浓度为 100mg/m^3，满足国家标准要求	符合
5	陆地油气开采区块项目环评批复后，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件	本项目泥浆由水基改为油基，增加了危险废物种类和产量，按要求重新报批环评文件	符合

1.3.4.3 重大变动适用性分析

《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）和《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》（环办环评函〔2020〕688 号）分别给出了建设项目重新报批环评文件的情形和清单，结合本项目主要工程内容变动情况，对比分析结果见表 1.3-3。

表 1.3-3　重大变动适用性一览表

文件名称	序号	条文要求	本项目情况	适用性
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	1	产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上	产能规模、新钻井数量均减少	不适用
	2	回注井增加	依托现有回注井	不适用
	3	占地面积范围内新增环境敏感区	无	不适用
	4	井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加	井位、站场位置未变化	不适用
	5	开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加	新部署钻井三开钻井泥浆由水基改为油基，增加了油基岩屑	适用
	6	与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重	新部署钻井三开钻井泥浆由水基改为油基，增加了油基岩屑，合计增加约 3600t	适用
	7	主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形	未弱化或降低	不适用

文件名称	序号	条文要求	本项目情况	适用性
污染影响类建设项目重大变动清单（试行）	1	建设项目开发、使用功能发生变化的	功能未变化	不适用
	2	生产、处置或储存能力增大 30%及以上的	产能规模减少	不适用
	3	生产、处置或储存能力增大，导致废水第一类污染物排放量增加的	无废水第一类污染物排放	不适用
	4	位于环境质量不达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致相应污染物排放量增加的（细颗粒物不达标区，相应污染物为二氧化硫、氮氧化物、可吸入颗粒物、挥发性有机物；臭氧不达标区，相应污染物为氮氧化物、挥发性有机物；其他大气、水污染物因子不达标区，相应污染物为超标污染因子）；位于达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致污染物排放量增加 10%及以上的	污染物排放量减小	不适用
	5	重新选址；在原厂址附近调整（包括总平面布置变化）导致环境防护距离范围变化且新增敏感点的	选址不变，平面布局调整不新增敏感点	不适用
	6	新增产品品种或生产工艺（含主要生产装置、设备及配套设施）、主要原辅材料、燃料变化，导致以下情形之一： （1）新增排放污染物种类的（毒性、挥发性降低的除外）； （2）位于环境质量不达标区的建设项目相应污染物排放量增加的； （3）废水第一类污染物排放量增加的； （4）其他污染物排放量增加 10%及以上的	新部署钻井三开钻井泥浆由水基改为油基，增加了油基岩屑	适用
	7	物料运输、装卸、贮存方式变化，导致大气污染物无组织排放量增加 10%及以上的	物料运输、装卸、贮存方式无变化	不适用
	8	废气、废水污染防治措施变化，导致第 6 条中所列情形之一（废气无组织排放改为有组织排放、污染防治措施强化或改进的除外）或大气污染物无组织排放量增加 10%及以上的	脱硫尾气处理、气田水综合利用处理站工艺优化调整不增加污染物排放量	不适用
	9	新增废水直接排放口；废水由间接排放改为直接排放；废水直接排放口位置变化，导致不利环境影响加重的	不排放废水	不适用
	10	新增废气主要排放口（废气无组织排放改为有组织排放的除外）；主要排放口排气筒高度降低 10%及以上的	无新增废气排放口，排气筒高度未降低	不适用
	11	噪声、土壤或地下水污染防治措施变化，导致不利环境影响加重的	未变化	不适用
	12	固体废物利用处置方式由委托外单位利用处置改为自行利用处置的（自行利用处置设施单独开展环境影响评价的除外）；固体废物自行处置方式变化，导致不利环境影响加重的	固废处置方式未变化	不适用
	13	事故废水暂存能力或拦截设施变化，导致环境风险防范能力弱化或降低的	雨水监控兼事故池容积增大	不适用

根据表 1.3-3 分析结果，本次调整方案新部署钻井三开钻井泥浆由水基改为油基，

增加了油基岩屑，新增了危险废物类别，属于重大变动，需要重新报批环评文件。

1.3.5 建设项目选址合理性分析

本项目选址与区域内自然保护区、世界自然及文化遗产地、森林公园和地质公园、风景名胜区、集中饮用水水源保护区、重点文物保护单位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，项目选址、选线环境合理。

在开发方案部署阶段，对照彭州市城镇、乡村规划，与乡镇负责人及彭州市相关部门多次沟通对接，形成提交《彭州海相气田开发利用专项规划》，经过多次对接汇报，彭州市政府基本同意井场部署和管道走向（附件 25）。彭州市规划和自然资源局同意了本项目钻采工程临时用地选址（附件 23、附件 24）。

1.4 环境影响识别及评价因子筛选

1.4.1 环境影响因素识别

1.4.1.1 施工期环境影响识别及筛选

本项目施工期建设主要包括钻井工程、管线敷设、脱硫站建设、道路建设、生产管理中心建设等。不同施工活动对环境的影响因素也不同。另外，由于各种原因造成的天然气泄漏事故可导致对环境的潜在影响和风险。本项目施工期环境影响因素识别及筛选见表 1.4-1。

表 1.4-1　施工期环境影响因素识别及筛选矩阵

污染环节 环境要素	钻井工程	管线敷设	脱硫站建设	道路建设	生产管理中心建设
环境空气	-2	-1	-1	-1	-1
地表水	/	-1	/	/	/
地下水	-2	/	-1	/	/
声环境	-2	-1	-1	-1	-1
土壤	-1	-2	-2	/	/
植被	-1	-2	-2	-2	/
固体废物	-1	-1	-1	/	-1
环境风险	-3	/	/	/	/
注：-3-重大影响；-2-中等影响；-1-一般影响；/-没有影响或影响不明显					

1.4.1.2 运营期环境影响识别及筛选

运营期，正常工况条件下，污染物排放主要集中在站场。本项目运营期环境影响因素识别及筛选见表 1.4-2。

表 1.4-2　运营期环境影响因素识别及筛选矩阵

污染环节 环境要素	进站道路	脱硫站	集输站	集输管线
环境空气	-1	-2	-2	/
地表水	/	/	/	/
地下水	/	-1	-1	/
声环境	-1	-2	-2	/
土壤	/	/	/	/
植被	/	/	/	/
固体废物	/	-1	-1	/
环境风险	/	-3	-2	-2
注：-3-重大影响；-2-中等影响；-1-一般影响；/-没有影响或影响不明显。				

1.4.1.3 闭井期环境影响识别及筛选

闭井期各站场各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声、粉尘和固体废物，当完成拆除停用、封井和地表恢复后，环境空气、水质和土壤等将逐渐恢复。本项目闭井期环境影响因素识别及筛选见表 1.4-3。

表 1.4-3　闭井期环境影响因素识别及筛选矩阵

污染环节 环境要素	进站道路	脱硫站	集输站	集输管线
环境空气	-1	-1	-1	-1
地表水	/	/	/	/
地下水	/	-1	-1	/
声环境	-1	-1	-1	/
土壤	/	-1	-1	-1
植被	/	-1	-1	-1
固体废物	/	-1	-1	-1
注：-3-重大影响；-2-中等影响；-1-一般影响；/-没有影响或影响不明显。				

1.4.2 评价因子筛选

通过对开发建设区域的环境现状调查，结合本项目对环境的影响，筛选的环境影响评价因子结果见表 1.4-4。

表 1.4-4　环境影响评价因子筛选表

类别	环境现状评价因子	环境影响评价因子	环境风险评价因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃、H_2S、甲硫醇、NH_3、臭气浓度	SO_2、NO_x、H_2S、非甲烷总烃	H_2S、SO_2、CO、甲烷
地表水	pH、DO、COD、BOD_5、氨氮、总氮、总磷、高锰酸盐指数、石油类、粪大肠菌群	/	硫酸盐、COD、氯化物
地下水	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、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类	硫酸盐、硫化物、氨氮、COD、石油类、氯化物、氨氮	硫酸盐、硫化物、氨氮、COD、石油类、氯化物
声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级	/
土壤	pH、锌、镍、铜、铅、汞、铬、镉、石油类	/	/
生态环境	土地利用、植被、水土流失、景观等		植被

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

（1）大气环境功能区划

本项目选址位于四川省成都市彭州市丽春镇、隆丰镇、葛仙山镇，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），环境空气功能区属二类区。

（2）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》（1992 年 1 月 13 日四川省人民政府发布）、《成都市人民政府关于成都市江河湖泊水功能区划的批复》（成府函〔2018〕40 号），该项目站场及输气管线周边的马牧河（又名小石河）、鸭子河、人民渠，其评价段水环境功能均属III类水域。马牧河（又名小石河）的主要水体功能为农田灌溉、防洪等；人民渠的主要水体功能包括农田灌溉、防洪及饮用水功能，为下游什邡市三水厂取水水源；鸭子河主要功能是灌溉农田和提供工业、城市用水，广汉市取水口即位于广汉市三星镇，广汉市取水口位于本项目彭州 5 脱硫站附近河段下游约 30 公里。

（3）声环境功能区划

本项目拟建地周边主要为散居农户，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），声环境功能区划属 2 类区域。

（4）地下水环境功能区划

根据现场调查结果，本项目区域的地下水开发利用现状以农村分散居民开采浅层地下水作为生活用水为主，地下水评价范围内分布有隆丰镇自来水水厂水井 1 口、丹

景山镇东方村自来水厂水井 3 口、以及少量学校、医院以及政府机构的自备水井，均位于本项目 4 个平台的上游，本项目不涉及集中式地下水饮用水水源保护区及其保护区以外的补给径流区。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类，本项目区域地下水环境属III类用水。

（5）土壤环境功能区划

本项目所在地周边为一般农田蔬菜地土壤。土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

（6）生态环境功能区划

根据《四川省生态功能区划》（川府函〔2006〕100 号），项目所在地彭州市丽春镇、隆丰镇、葛仙山镇，位于四川盆地亚热带农林生态区（I）成都平原城市与农业生态亚区（I-1），为平原北部城市-农业生态功能区（I-1-1）。

1.5.2 环境质量标准

根据环境功能区划，环境质量标准执行如下：

（1）环境空气

大气环境执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，非甲烷总烃一次值参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准，H_2S、NH_3 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 浓度标准，环境空气质量标准见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境空气质量标准 **单位：μg/m³**

污染物	浓度限值		标准来源
	小时平均	日平均	
SO_2	500	150	环境空气质量标准（GB3095-2012）二级标准
NO_2	200	80	
PM_{10}	—	150	
$PM_{2.5}$	—	75	
TSP	—	300	
H_2S	10	—	参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 浓度标准要求
NH_3	200	—	
二硫化碳	40		
非甲烷总烃	2000	—	《大气污染物综合排放标准》（GB6297-1996）详解

（2）地表水

本项目评价区域内地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，其环境质量标准限值见表 1.5-2。

表 1.5-2　地表水环境质量标准限值　　**单位：**mg/L

污染因子	pH	COD	石油类	BOD_5	六价铬	NH_3-N	硫化物	硫酸盐	氯化物
III类标准	6～9	≤20	≤0.05	≤4	≤0.05	≤1.0	≤0.2	250	250

（3）地下水

本项目所在地地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准，其限值见表 1.5-3。石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

表 1.5-3　地下水质量标准限值（III类）　　**单位：**mg/L

指标	pH	溶解性总固体	总硬度	耗氧量	Na^+
III类	6.5～8.5	≤1000	≤450	≤3.0	≤200
指标	硫酸盐	亚硝酸盐	硝酸盐	氨氮	氯化物
III类	≤250	≤1.00	≤20.0	≤0.50	≤250
指标	氟化物	挥发性酚	铬（六价）	铁	锰
III类	≤1.0	≤0.002	≤0.05	≤0.3	≤0.10
指标	铅	总大肠菌群	石油类	硫化物	
III类	≤0.01	≤3.0	≤0.05	≤0.02	

（4）环境噪声

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区环境噪声限值，其限值见表 1.5-4。

表 1.5-4　环境噪声标准限值（2 类）　　**单位：**dB(A)

类别	昼间	夜间
2 类标准	60	50

（5）土壤环境

各脱硫站占地内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）筛选值第二类用地标准，见表 1.5-5。

表 1.5-5 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行） 单位：mg/kg

序号	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
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20	60	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	163	570	500	570

序号	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
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并[b]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	151
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700

各脱硫站周边耕地土壤质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB 15618-2018）标准，见表 1.5-6。

表 1.5-6 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行） 单位：mg/kg

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≦5.5	5.5＜pH≦6.5	6.5＜pH≦7.5	pH＞7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

1.5.3 污染物排放标准

本项目污染物排放（控制）标准执行如下：

（1）大气污染物

施工扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/T2682-2020）；运营期脱硫装置尾气焚烧炉废气 SO_2 执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB 39728-2020）；燃气锅炉燃烧烟气排放执行《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅，2020 年第 2 号）的要求，H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的二级标准，无组织排放废气厂界外非甲烷总烃排放执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）排放限值，厂界内 VOC_S 排放执行《挥发性有机物无组织排放标准》（GB37822-2019）排放限值，火炬长明火烟气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中排放限值要求。

各大气污染物排放限值见表 1.5-7～表 1.5-13。

表 1.5-7　扬尘排放标准值　　**单位：**$\mu g/m^3$

标准	控制项目	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	其他工程阶段
《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/T2682-2020）	扬尘（TSP）	600	250

表 1.5-8　陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	排放浓度/（mg/m^3）	备注
SO_2	400	硫黄回收装置总规模≥200t/d（彭州 6 脱硫站）
	800	硫黄回收装置总规模＜200t/d（彭州 3、4、5 脱硫站）

表 1.5-9　新建锅炉大气污染物排放标准

锅炉类别	污染物	限值/（mg/m^3）	污染物排放监控位置
燃气锅炉	颗粒物	10	烟囱或烟道
	SO_2	10	
	NOx	30	
	烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	烟囱排放口
	燃气锅炉烟囱最低允许高度 8m。		
《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅，2020 年第 2 号）的要求			

表 1.5-10　恶臭污染物排放标准

污染物	无组织排放（厂界二级标准）/（mg/m^3）
H_2S	0.06

表 1.5-11　四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准

污染物	无组织排放（周界外浓度最高点）/（mg/m^3）
非甲烷总烃	2.0

表 1.5-12　挥发性有机物无组织排放标准

污染物	排放限值/（mg/m^3）	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
	20	监控点处任意一次浓度值	

表 1.5-13　大气污染物综合排放标准

排放源	污染物	限值/（mg/m^3）
火炬长明火烟气	颗粒物	120
	SO_2	550
	NOx	240

（2）废水

本项目不外排生产废水。各站场生活污水产生量较少，经化粪池预处理后，定期运往周边城镇生活污水处理厂进行处置。生产管理中心餐饮废水经隔油池处理后与其他生活污水一起进入化粪池，处理后满足《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T 31962-2015），经市政污水管网输送至彭州市污水处理厂处理，彭州市污水处理厂尾水排入六支渠，汇入青白江，排水执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/2311-2016）。各站场及管理中心生活污水排入市政污水管网的标准限值见表 1.5-14。

表 1.5-14　污水排入城镇下水道水质标准　　单位：mg/L

污染物	pH	COD	BOD_5	SS	氨氮
《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T 31962-2015）表 1 中 B 级	6.5～9.5	500	350	400	45

（3）噪声

施工期间执行《建筑施工场界环境噪声限值》（GB12523-2011）；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，其限值见表 1.5-15。

表 1.5-15　工程环境噪声排放限值　　单位：dB(A)

时期	标准类别	昼间	夜间
施工期	《建筑施工场界环境噪声限值》（GB12523-2011）	70	55
运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类	60	50

（4）固体废物

固体废弃物暂存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中有关规定。

1.6 评价对象及评价时段

1.6.1 评价对象

本报告评价对象为川西气田调整方案建设内容，具体包括彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 共 4 座采气平台和 4 座脱硫站，彭州 5 至彭州 6 脱硫站集输管线 4.5km，配套建设的供水、供电及进站道路等。

原环评中彭州 7、彭州 8 根据后续地层资源认识情况，另行立项开发；净化气外输管线另行立项。本报告不对彭州 7、彭州 8 及外输管线进行分析评价。

1.6.2 评价时段

根据本项目工程特点，本项目环境影响评价时段为施工期、运营期和闭井期三个时段。

1.7 评价工作等级和评价范围

1.7.1 环境空气

（1）评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级划分的有关规定，按照如下估算模式计算其落地浓度。

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

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi}——第 i 个污染物的大气环境质量标准，mg/m^3。本项目评价因子和评价标准表、估算模型参数见表 1.7-1。

表 1.7-1　本项目大气估算模型参数表

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/℃		32.1
最低环境温度/℃		-4.1
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等潮湿气候
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/°	/

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐 AERSCREEN 模式，计算出本项目废气中各污染物的最大地面浓度、浓度占率以及 D_{10}%，结果见下表。

表 1.7-2　大气主要污染物估算模型计算结果表（有组织）

污染源名称	下风向距离/m	SO_2		NO_x		TSP	
		Ci/（μg/m³）	Pmax /%	Ci/（μg/m³）	Pmax /%	Ci/（μg/m³）	Pmax /%
彭州 3 脱硫站							
尾气焚烧炉	2660	17.43	3.49	17.43	8.71	3.51	0.39
锅炉	2430	3.53	0.71	10.58	5.29	3.53	0.39
彭州 4 脱硫站							
尾气焚烧炉	585	5.93	1.19	5.93	2.97	1.20	0.13
锅炉	134	1.52	0.30	4.60	2.30	1.52	0.17
彭州 5 脱硫站							
尾气焚烧炉	577	12.28	2.46	12.28	6.14	2.46	0.27
锅炉	182	2.56	0.51	7.76	3.88	2.56	0.28
彭州 6 脱硫站							
尾气焚烧炉	660	15.4	3.08	15.4	7.70	3.08	0.34
锅炉	192	3.12	0.62	9.44	4.72	3.12	0.35

表 1.7-3　大气主要污染物估算模型计算结果表（无组织）

污染源名称	下风向距离（m）	H_2S		非甲烷总烃	
		Ci/（μg/m³）	Pmax /%	Ci/（μg/m³）	Pmax /%
彭州 3 脱硫站					
无组织废气	368	0.3463	3.46	0.0164	＜0.001
彭州 4 脱硫站					
无组织废气	271	0.4858	4.86	0.00303	＜0.001
彭州 5 脱硫站					
无组织废气	335	0.5651	5.65	0.0030	＜0.001
彭州 6 脱硫站					
无组织废气	865	0.5165	6.17	0.01628	＜0.001

表 1.7-4　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%

根据表 1.7-2、表 1.7-3、表 1.7-4，确定本项目大气环境评价评价等级为二级评价。

（2）评价范围

本项目大气环境评价等级为二级，根据导则，评价范围为分别以各脱硫站边界起，边长为 5.0km 的矩形区域。评价范围见图 1.7-1~图 1.7-3。

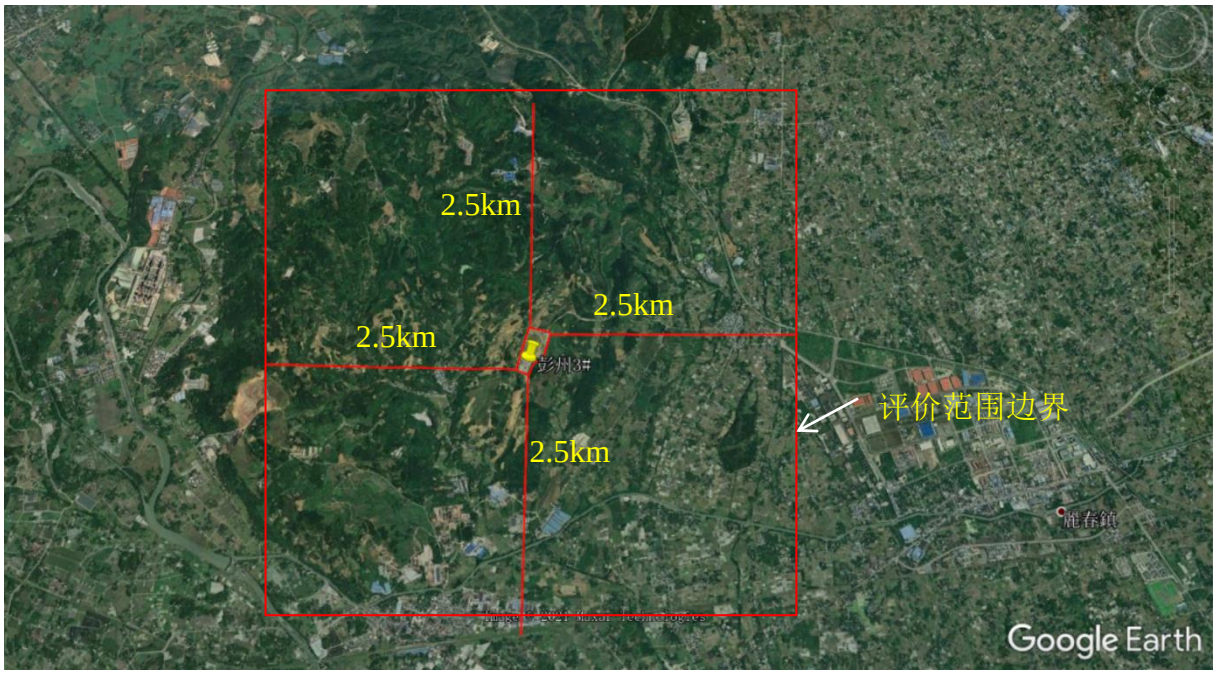


图 1.7-1　彭州 3 脱硫站大气影响评价范围

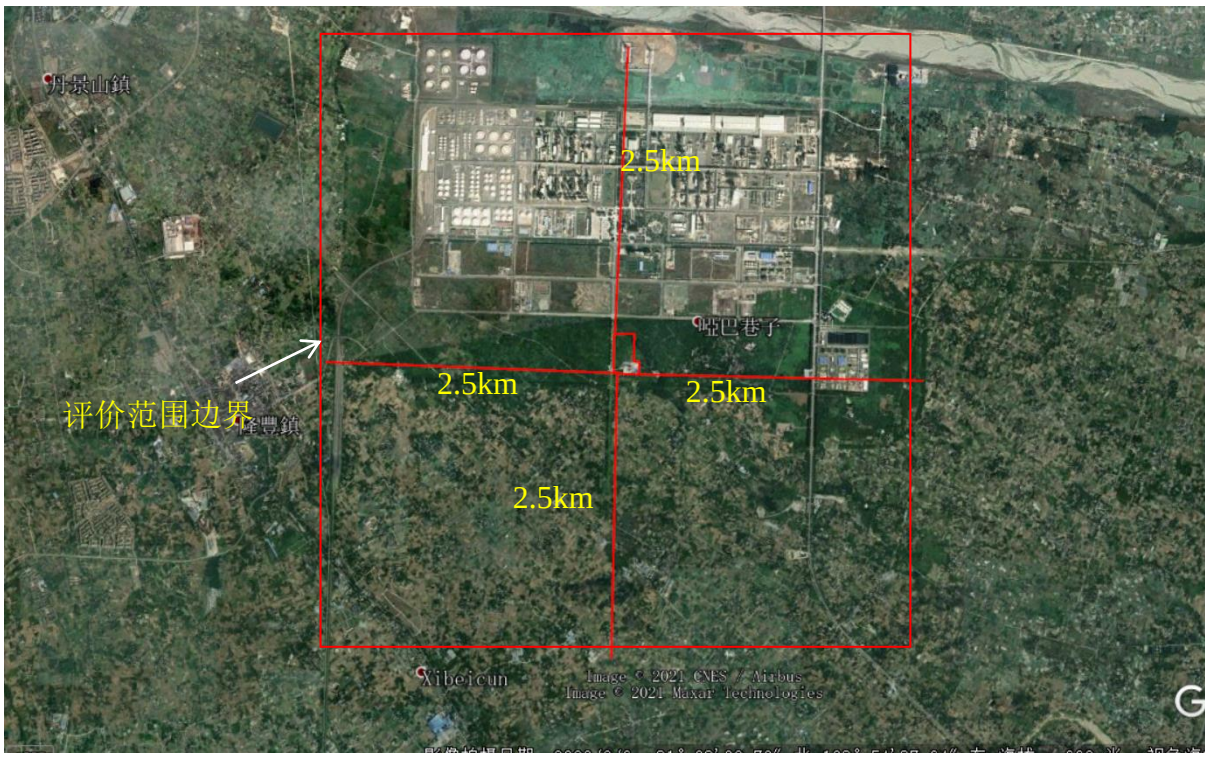


图 1.7-2　彭州 4 脱硫站大气影响评价范围

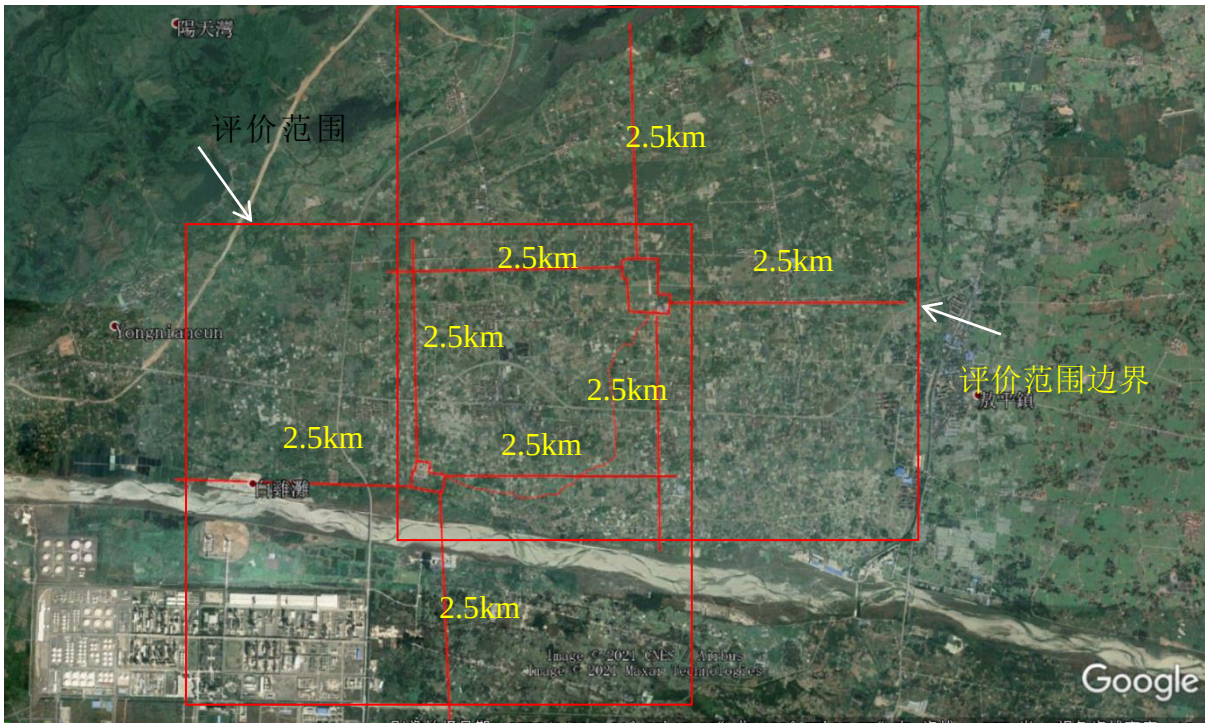


图 1.7-3　彭州 5、彭州 6 脱硫站大气影响评价范围

1.7.2 地表水环境

（1）评价等级

本项目生产过程中产生的废水，处理后回用于循环冷却水补水，不外排；各脱硫

站生活污水经化粪池处理后，外运至周边城镇污水处理厂进行处理；生产管理中心生活污水经化粪池处理后经市政污水管网排入彭州市污水处理厂处理。综上所述，项目运营期所产废水均不直接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018）的规定，本项目评价等级为三级 B，只需进行简要分析。

表 1.7-4 地表水环境影响分级依据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m^3/d） 水污染物当量数 W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥2000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q＜200 且 W＜6000
三级 B	间接排放	--

（2）评价范围

本项目所产各类废水均不外排，故不划定地表水环境评价范围。

1.7.3 地下水环境

（1）建设项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A《地下水环境影响评价行业分类表》（见表 1.7-5），本项目行业类别属于 F 石油、天然气类别第 38 类：天然气开采（含净化），地下水环境影响评价项目类别属于II类。集输管线部分属III类项目。

表 1.7-5 地下水环境影响评价行业分类表

行业类型 / 环评类型	报告书	报告表	地下水环境影响评价类别	
			报告书	报告表
F、石油、天然气				
38、天然气、页岩气开采（含净化）	全部	/	II类	
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200 公里及以上；涉及环境敏感区的	其他	油II类，气III类	油II类，气IV类

（2）地下水敏感程度

根据现场调查和《分散式饮用水源地环境保护指南（试行）》，本项目站场周围分散居民主要以浅层地下水作为饮用水源，没有集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水源）准保护区以及未列入敏感分级的环境

敏感区。分级原则见表 1.7-6。

表 1.7-6　地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	本项目
敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区	根据现场调查和《分散式饮用水源地环境保护指南（试行）》，本项目井场周围分散居民主要以浅层地下水作为饮用水源（见表 1.9-4），属于分散式饮用水源地，其保护距离为 50m，本项目未处于其保护范围内，此外，项目各脱硫站不涉及集中饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水源）准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水源地，其保护区以外的补给径流区；不涉及地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等未列入敏感分级的环境敏感区。考虑到各脱硫站周围有散居农户取用地下水，从风险角度出发，将地下水环境定为较敏感
较敏感	集中式饮水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区以及分散式居民饮水源等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区	
不敏感	上述地区之外的其他地区	

隆丰镇饮用水水源类型为地下水单井，日开采量为 400m³/d，供水人口约为 6000 人，为集中式供水水源地，未被划定为保护区，根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T 338）中孔隙水潜水型水源保护区的划分的计算方法其敏感区和较敏感区。计算公式为：

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

其中：

L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 150%；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，d；

ne—有效孔隙度，无量纲。

本报告计算所需的水文地质参数参考《彭州 111、彭州 112 井钻井工程地下水水专题报告》和《中国石油四川 1000 万 t/a 炼油项目环境影响报告书》，渗透系数 K 取值 32.91m/d，水力坡度 I 取值 3‰，有效孔隙度取值 0.2，当 T 取 3000d，迁移距离结算结果为 2262m；当 T 取 6000d，迁移距离结算结果为 4452m。隆丰镇地下水集中供水井位于本项目彭州 4 平台西侧上游 3.25km，3000d 迁移最远距离为 2.262km，因此

隆丰镇集中式地下水水源地不在彭州 4 平台的地下水敏感区内，6000d 迁移最远距离为 4.452km，本项目彭州 4 位于隆丰镇集中供水井下游 3.25km。

结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中地下水评价等级划分依据和本项目的实际特点，井场（含脱硫站）、天然气集输站、气田水综合利用装置部分地下水环境影响评价等级为二级，集输管线工程沿线部分地下水环境影响评价等级为三级。

表 1.7-7 建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分表

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

（3）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），本项目位于湔江冲洪积扇中上部，结合地下水环评等级、区域水文地质特征以及工程特性，地下水环境影响评价范围以水文地质单元边界为界。地下水环境影响重点评价范围 332 km^2。

1.7.4 声环境

（1）评价工作等级

根据《成都市彭州市声环境功能区划分方案》（彭府函〔2020〕169 号），本项目各脱硫站所在区域不在彭州市声环境功能区划分范围内，根据周边环境特点，本次评价执行 2 类区，项目建设前后噪声级控制增加在 3dB(A)以内，且受影响人口变化不大，按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中的有关规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。详见表 1.7-8。

表 1.7-8 声环境影响评价工作判别情况

序号	等级划分依据	指标
1	项目所在区域声环境功能区类别	2 类区
2	项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增加量	＜3dB(A)
3	受影响人口数量	变化不大

（2）评价范围

各站场周围 200m 以及集输管线两侧各 200m 范围。

1.7.5 生态环境

（1）评价等级

本项目占地范围内生态环境为一般区域，占用土地面积为 56.06hm^2，小于 2km^2，管线长度为 4.5km。按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）4.2.1 的规定（见表 1.7-9），判定本次生态环境影响评价工作等级为三级。

表 1.7-9 生态环境影响评价工作等级判定

评价工作等级判据	影响区域生态敏感性	工程占地（含水域范围）		
		面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2km^2～20km^2 或长 50km～100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
	特殊生态敏感区	一级	一级	一级
	重要生态敏感区	一级	二级	三级
	一般区域	二级	三级	三级
本项目情况	一般区域	工程占地 56.06hm^2，管线长度 4.5km		
项目判定结果	三级			

（2）评价范围

根据评价区域与周边环境的生态完整性，生态环境评价范围为各脱硫站占地范围并外扩 2km（其中彭州 4、彭州 5 脱硫站靠近彭州石化，为已建工业用地，生态结构功能单一。为体现生态评价范围的完整性，故以区域农林生态系统考虑，彭州 4、彭州 5 生态评价范围仅扩延至彭州石化园区边界），管线两侧各 500m 范围。评价范围见图 1.7-5~图 1.7-7。



图 1.7-5　彭州 3 脱硫站生态影响评价范围

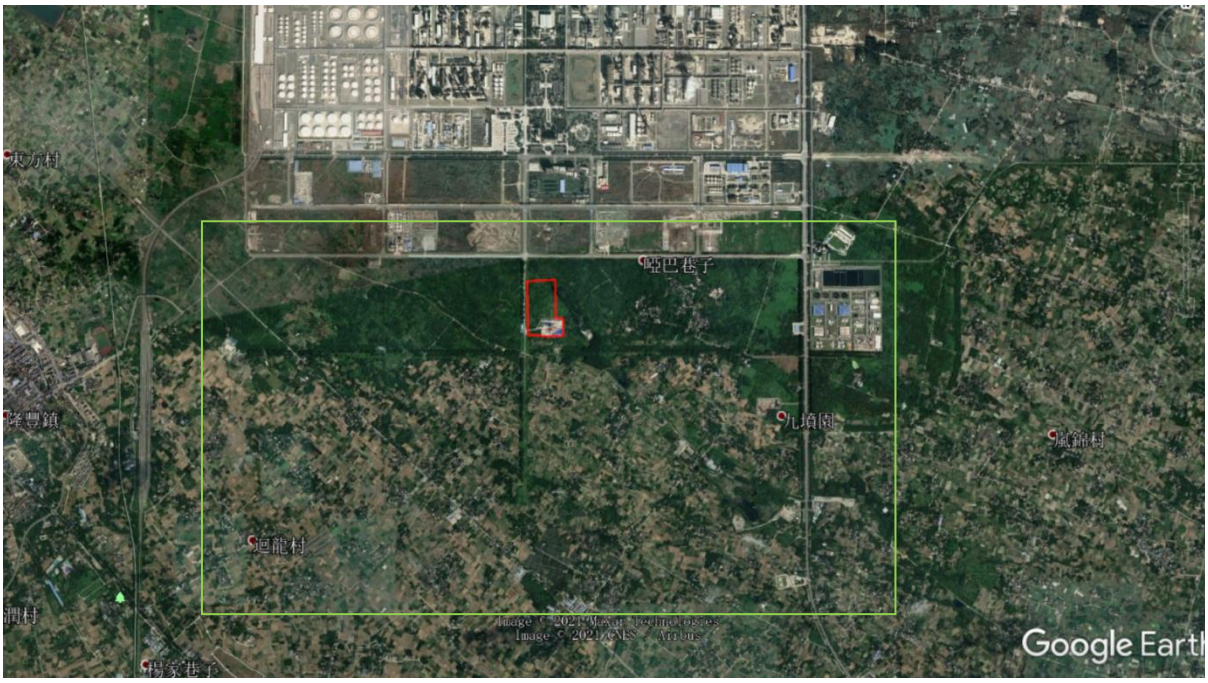


图 1.7-6　彭州 4 脱硫站生态影响评价范围

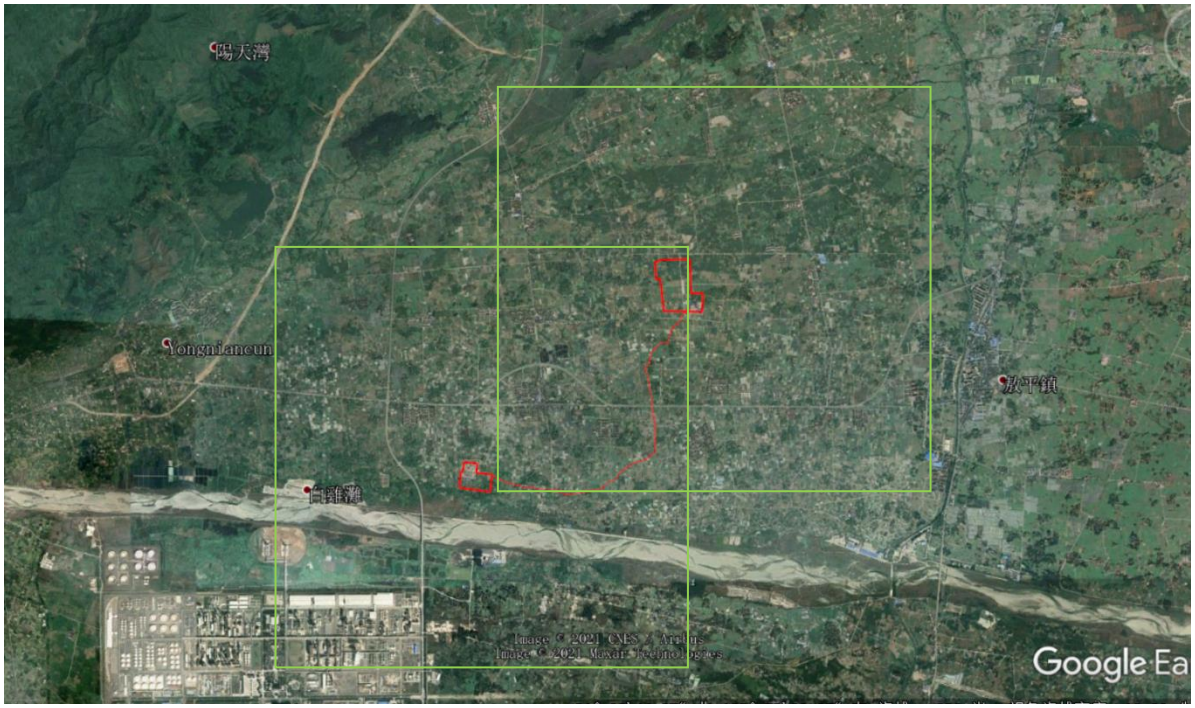


图 1.7-7　彭州 5、彭州 6 脱硫站生态影响评价范围

1.7.6 环境风险

（1）评价等级

具体评价等级判定过程见后文“9 环境风险评价”章节。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018）中的有关规定，本次评价根据各个环境要素及项目环境风险潜势综合等级情况，其中钻井平台 Q<1，各脱硫站按导则要求确定评价等级及工作内容见下表。

表 1.7-10　彭州 3 脱硫站各环境要素风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	IV	/	III	III
环境风险工作评价等级	一级	/	二级	二级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 1.7-11　彭州 4 脱硫站各环境要素风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	IV	/	III	III
环境风险工作评价等级	一级	/	二级	一级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 1.7-12　彭州 5 脱硫站各环境要素风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	III	/	III	III
环境风险工作评价等级	二级	/	二级	二级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 1.7-13　彭州 6 脱硫站各环境要素风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	IV	/	III	III
环境风险工作评价等级	一级	/	二级	一级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 1.7-14　彭州 5 ~彭州 6 脱硫站管线各环境要素风险评价等级划分及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	II	III	II	III
环境风险工作评价等级	三级	二级	三级	二级
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	预测地表水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围和程度	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险	/

（2）评价范围

1）大气环境评价范围

根据环境风险导则确定各生产单元各要素评价等级及评价范围，当大气毒性终点浓度预测到达距离超出评价范围时，应根据预测到达距离进一步调整评价范围。其中彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站评价范围为半径 5km，大于大气环境影响范围，评价范围无需调整；彭州 5~彭州 6 脱硫站管线评价范围为 200m，大于大气环境影响范围，评价范围无需调整。具体范围见下图。

表 1.7-15　各生产单元大气环境的评价等级及评价范围

工艺单元	大气环境敏感性分级	物质及工艺系统危险性分级 P	风险潜势	评价等级	评价范围
彭州 3 脱硫站	E1	P2	IV	一级	5km
彭州 4 脱硫站	E1	P2	IV	一级	5km
彭州 5 脱硫站	E2	P2	III	二级	5km
彭州 6 脱硫站	E1	P2	IV	一级	5km
彭州 5~彭州 6 脱硫站管线	E1	P4	III	二级	200m

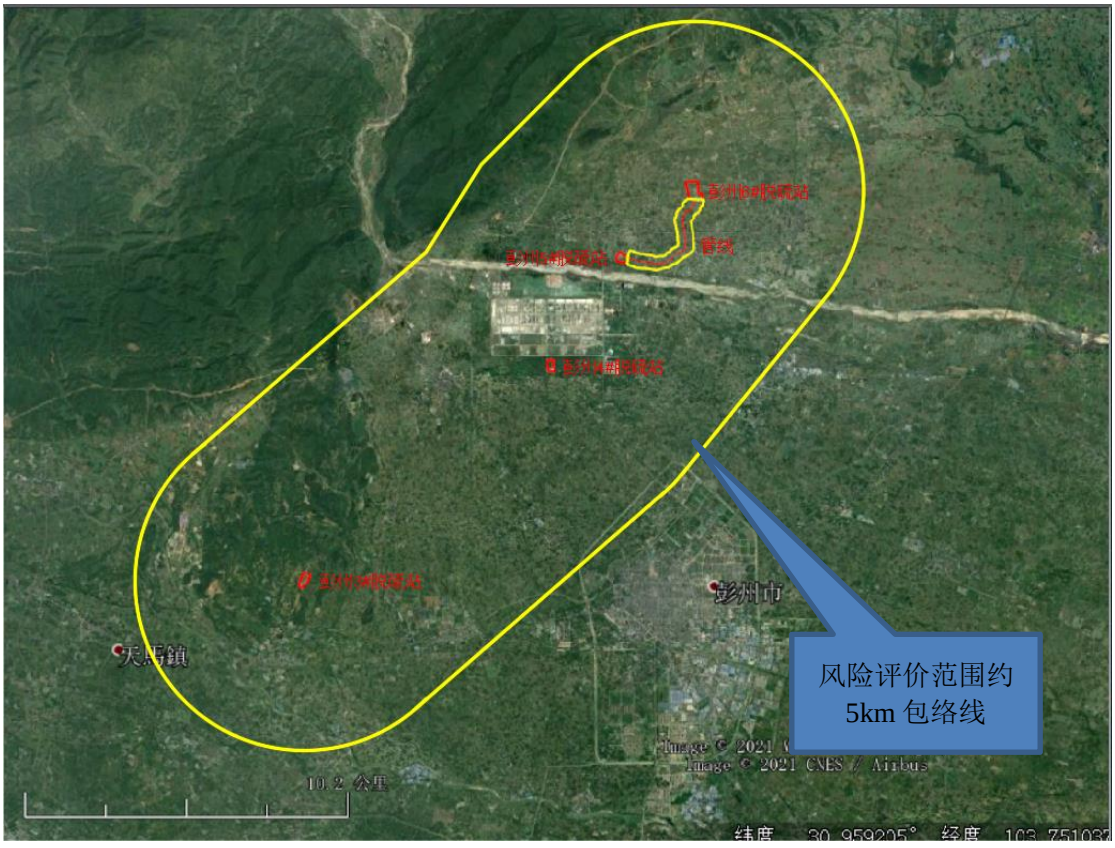


图 1.7-8　项目大气环境风险评价范围图

2）地表水环境评价范围

本项目彭州 5~彭州 6 脱硫站管线将穿越小石河支渠，小石河支渠在穿跨越点下游约 3.4km 处汇入人民渠，汇入口处位于人民渠水源地准保护区，汇入口下游约

11.1km 处为人民渠水源地二级保护区，人民渠水源地二级保护区下游约 11.8km 处为人民渠水源地一级保护区。因此本项目地表水环境评价范围为本项目汇入小石河支渠处上游 100m 至小石河支渠与人民渠交汇处（约 3.4km）、小石河支渠与人民渠交汇处上游 100m 至人民渠水源地一级保护区下游（约 23km）。

3）地下水环境评价范围

本项目地下水环境评价范围与地下水环境影响评价章节设置的评价范围一致。

1.7.7 土壤环境

（1）评价等级

本项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 中“采矿业/天然气开采”项目，项目类别为II类；根据工程分析及类比调查，本项目实施后不会导致土壤环境盐化、酸化、碱化，施工期和运营期对土壤环境的影响主要为污染物泄漏对其造成污染，属于污染影响型项目。项目总占地面积 56.06hm^2，占地规模为大型；项目位于农村区域，周边有耕地和农户等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.7-17。

表 1.7-16 污染影响型项目敏感程度分级表

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 1.7-17 污染影响型评价工作等级划分表

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）分级判据，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ944-2018），本项目各个站场的现状调查评价范围为项目站场占地范围内及占地范围外 200m，管线调查评价范围为管线工程边界沿线左右两侧 200m 范围。

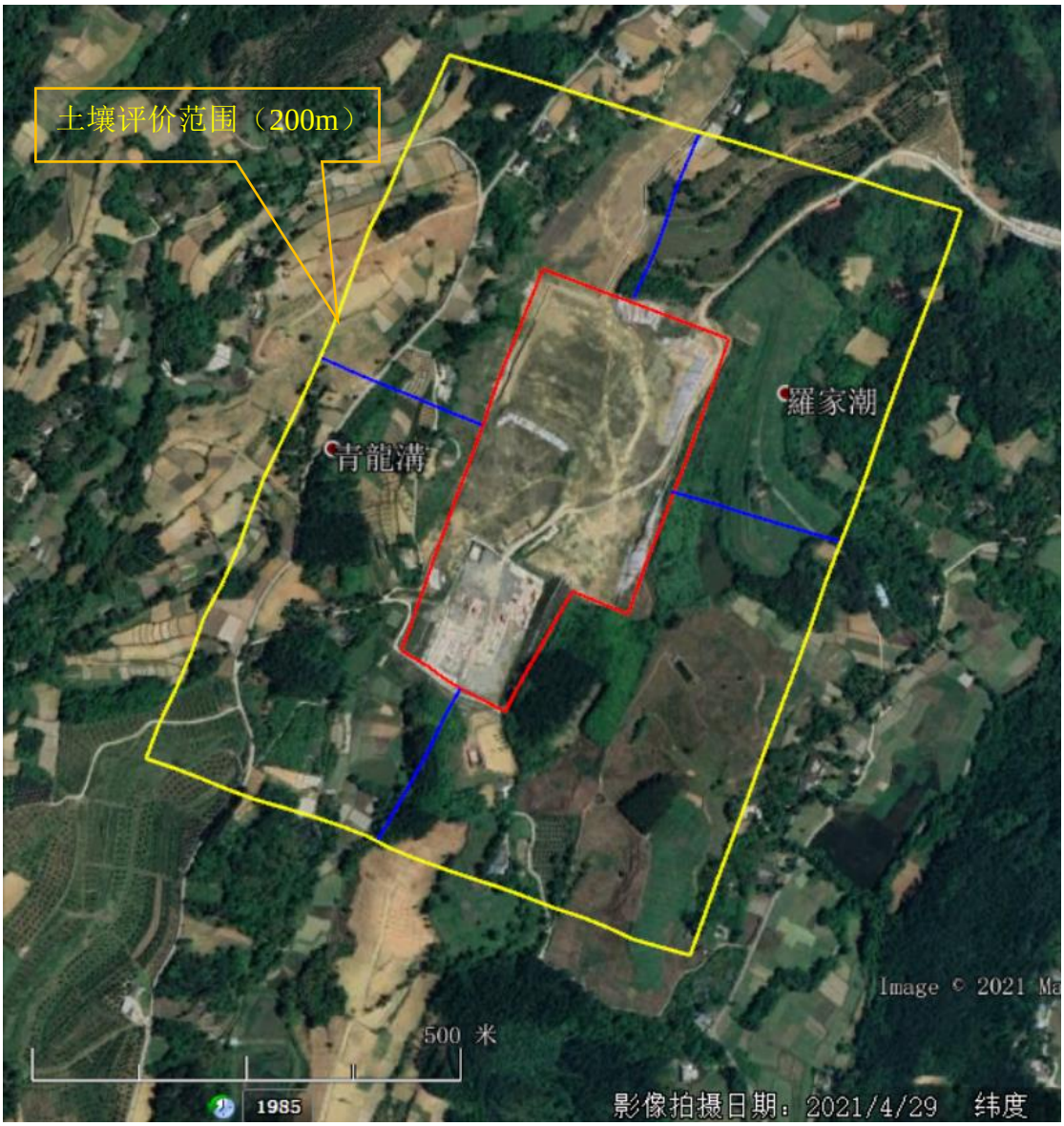


图 1.7-9　彭州 3 脱硫站土壤评价范围



图 1.7-10　彭州 4 脱硫站土壤评价范围

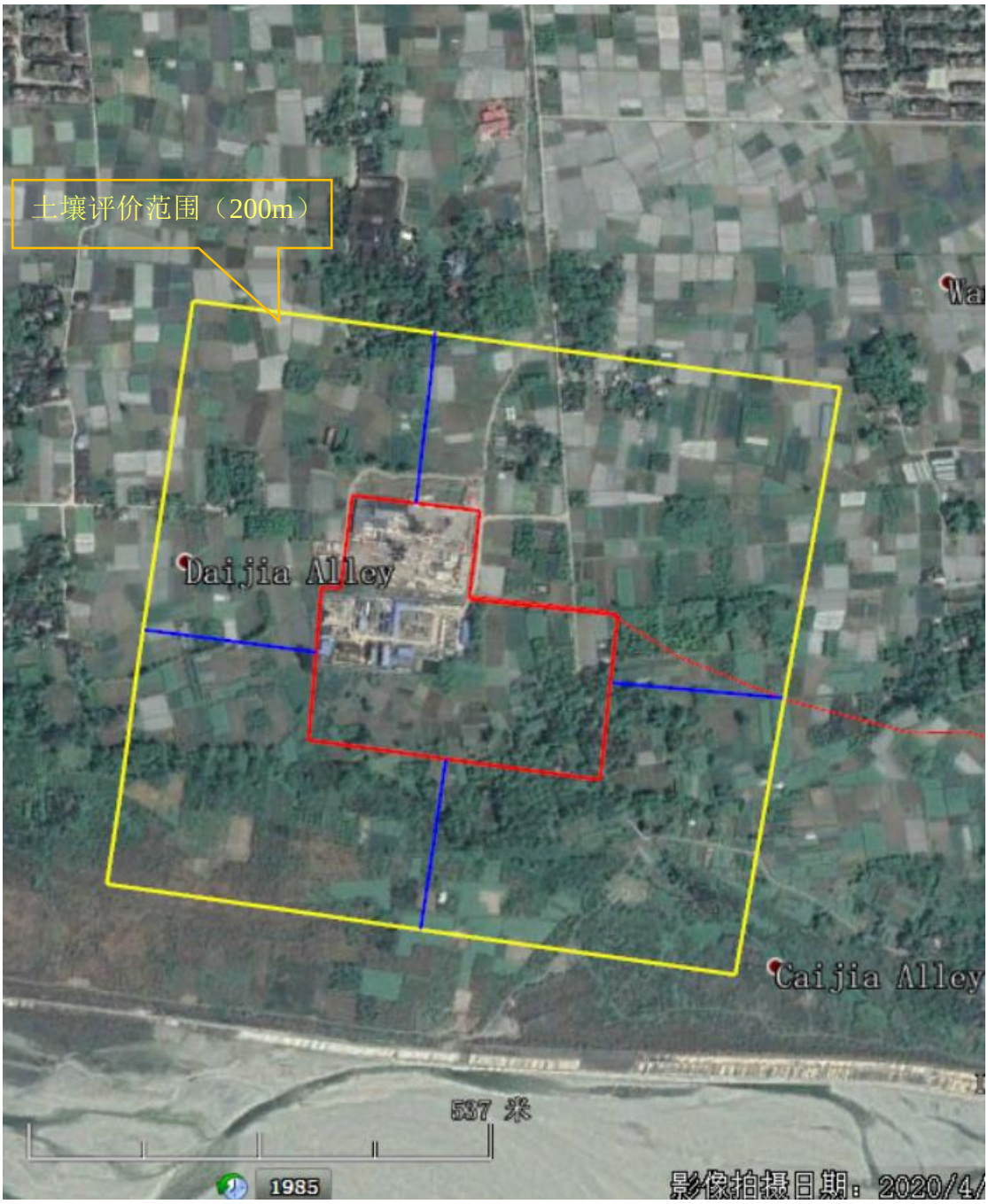


图 1.7-11　彭州 5 脱硫站土壤评价范围

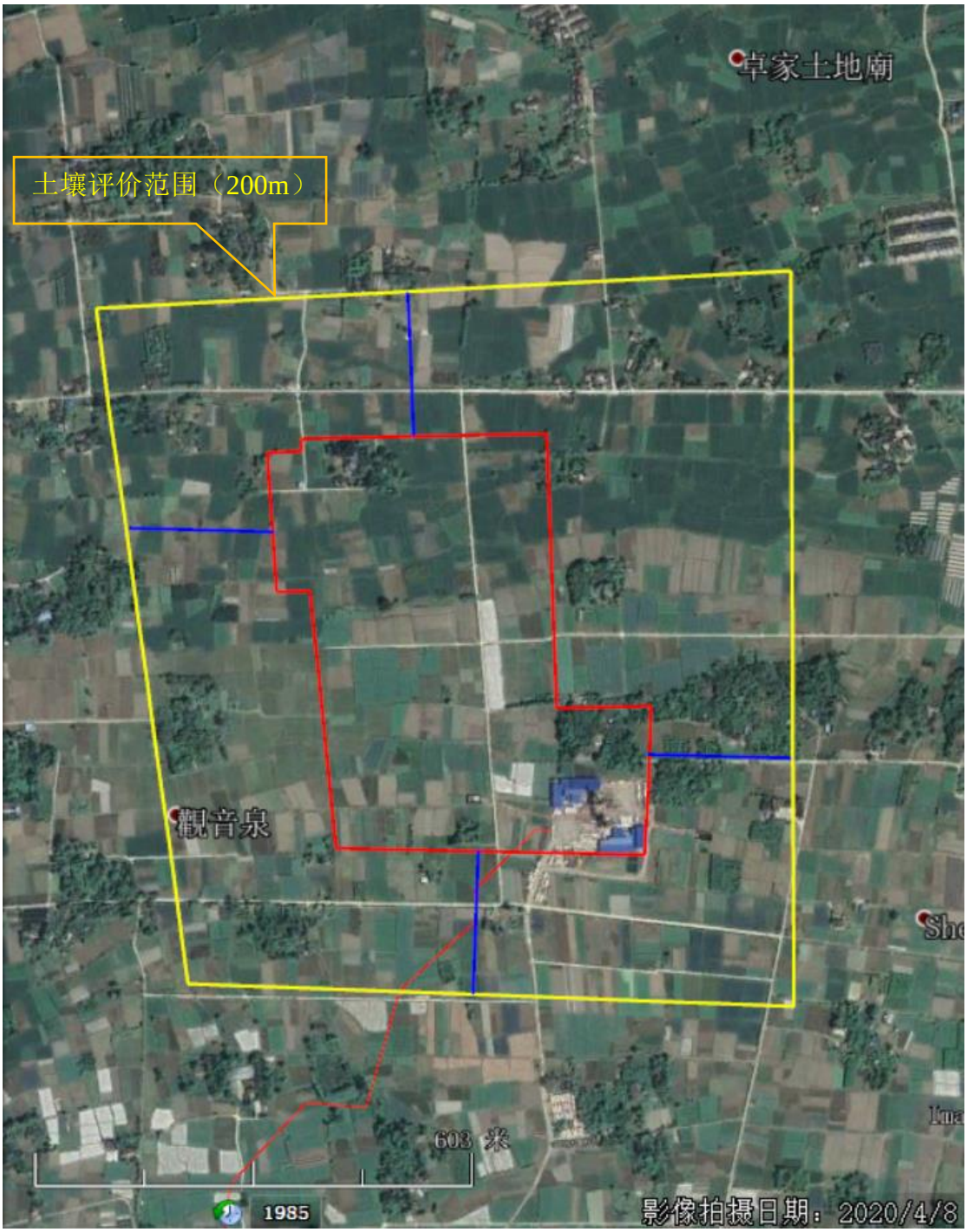


图 1.7-12　彭州 6 脱硫站土壤评价范围

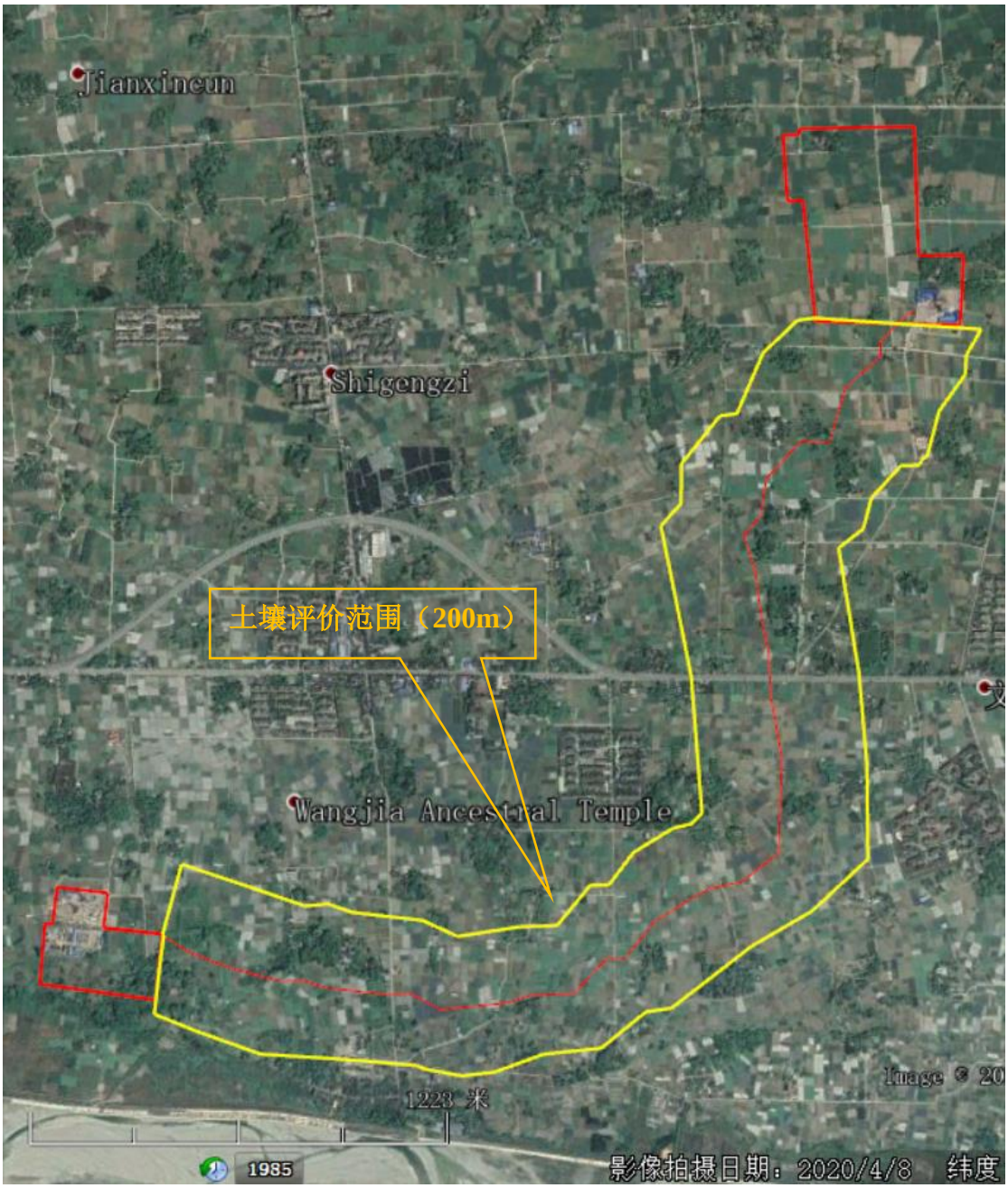


图 1.7-13　彭州 5~6 脱硫站管线沿线土壤评价范围

1.8 评价内容及评价重点

1.8.1 评价内容

本项目评价内容主要包括：总则、原方案概况及实施情况、本次建设项目概况、工程分析、区域环境现状调查与评价、施工期环境影响分析、运营期环境影响预测与评价、地下水环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境评价结论。

1.8.2 评价重点

在区域生态环境质量现状评价的基础上，结合开发项目环境影响因素，本报告书确定以下几方面为评价重点。

（1）施工期：生态环境影响评价、地下水环境影响评价、环境风险评价、固体废物（废弃水基泥浆和岩屑、油基钻屑等）影响评价；

（2）运营期：环保设施（措施）（包括依托的环保设施）的可行性和可靠性分析论证、环境风险评价、突发环境事件应急管理。

1.9 环境保护目标

1.9.1 地表水环境

本项目不排放废污水。该项目站场及输气管线周边的马牧河（又名小石河）、鸭子河、人民渠、柏条河等，具体见表 1.9-1，其中人民渠、柏条河为集中式饮用水水源保护区，具体见表 1.9-2，其位置关系见附图 1-1。

表 1.9-1　地表水环境保护目标一览表

保护目标	最近站场	位置关系	功能
人民渠	彭州 3	S1700m	农业灌溉、防洪、饮用
青波河	彭州 3	W600m	农业灌溉、防洪
蒲阳河	彭州 3	S3200m	农业灌溉、防洪
柏条河	彭州 3	SW4800m	农业灌溉、防洪、饮用
小石河	彭州 5	S300m	农业灌溉、防洪
鸭子河	彭州 6	N3700m	农业灌溉、防洪、饮用

表 1.9-2　与周边饮用水水源保护区相对位置关系一览表

保护目标	所在水体	最近站场	位置关系	备注
什邡市第三水厂集中式饮用水水源准保护区	人民渠	彭州 3	S1.5km	彭州 3 脱硫站属于青波河汇水范围，青波河下穿人民渠
成都市自来水七厂集中式饮用水水源二级保护区	柏条河	彭州 3	SW4.4km	彭州 3 脱硫站与柏条河之间有蒲阳河相隔
成都市自来水六厂集中式饮用水水源二级保护区	柏条河	彭州 3	SW4.4km	彭州 3 脱硫站与柏条河之间有蒲阳河相隔
沙金河凤鸣湖段水源地一级保护区	沙金河	彭州 5	NW9.3km	水源保护区位于本项目上游

1.9.2 地下水环境

本项目 4 座站场及集输管线周围的具体地下水环境保护目标为分散农户自打水

源井和小规模的村、镇集中供水井，部分作为饮用水、部分作为农田灌溉。项目区域的集中供水井包括隆丰镇自来水厂水井 1 口，日开采水量约 400m^3，丹景山镇东方村自来水厂水井 3 口，日开采水量 180m^3，见表 1.9-3，其它则为学校、政府机构、医院、商业用地等少量自备水井。特定的地下水环境敏感保护点即为井场周围分散居民的水井和小规模的村、镇集中供水井。表 1.9-4 给出了本建设项目下游的地下水环境保护目标及其特征。

表 1.9-3　集中供水水源地保护目标

保护目标	最近站场	方位及距离/m	日开采量/（m^3/d）
丹景山镇东方村水井	彭州 4	SW4070	180
隆丰镇自来水厂水井	彭州 4	W3400	400

表 1.9-4　评价范围内分散式饮用水水源地保护目标

序号	名称	地理位置	井数（口）	井深（m）	供水人口	单井平均供水量（m^3/d）	开采规模（m^3/d）	与建设项目关系	备注
1	东风村分散民井	丽春镇东风村	478	6~120	1512	0.28	136.08	位于彭州 3 脱硫站下游 1.5km	重点保护目标
2	青光村分散民井	丽春镇青光村	589	12	1982	0.31	184.77	位于彭州 3 脱硫站东侧 4.5km	一般保护目标
3	天顺村分散民井	丽春镇天顺村	645	13	2580	0.36	232.2	位于彭州 3 脱硫站下游 5km	
4	双星村分散民井	天彭镇双星村	1125	7	3360	0.27	302.4	位于彭州 3 脱硫站下游 6.3km	
5	黄竹村分散民井	丽春镇黄竹村	738	22	2113	0.26	190.17	位于彭州 3 脱硫站下游 6.7km	
6	天宫村分散民井	丽春镇天宫村	883	12	3012	0.31	271.08	位于彭州 3 脱硫站东侧 6.9km	
7	九龙村分散民井	隆丰镇九龙村	497	10~15	1590	0.29	143.1	位于彭州 4 脱硫站下游 1.5km	重点保护目标
8	文家村分散民井	隆丰镇文家村	590	11~13	1840	0.28	165.6	位于彭州 4 脱硫站下游 2.7km	一般保护目标
9	岚锦村分散民井	隆丰镇岚锦村	806	6	2567	0.30	236.25	位于彭州 4 脱硫站东侧 3.1km	
10	玉皇村分散民井	军乐镇玉皇村	1240	4.6	3390	0.25	305.1	位于彭州 4 脱硫站下游 4.1km	
11	九九村分散民井	隆丰镇九九村	645	10~12	2242	0.31	201.78	位于彭州 4 脱硫站下游 4.5km	
12	金山村分散民井	隆丰镇金山村	500	8~15	1557	0.28	140.13	位于彭州 4 脱硫站下游 4.6km	
13	同德村分散民井	隆丰镇同德村	805	9~14	2750	0.31	247.5	位于彭州 4 脱硫站下游 4.7km	
14	杜家村分散民井	天彭镇杜家村	528	9	1986	0.34	178.74	位于彭州 4 脱硫站下游 5.4km	

序号	名称	地理位置	井数（口）	井深（m）	供水人口	单井平均供水量（m^3/d）	开采规模（m^3/d）	与建设项目关系	备注
15	银木村分散民井	天彭镇银木村	998	30	3450	0.31	310.5	位于彭州 4 脱硫站下游 5.6km	
16	白庙村分散民井	天彭镇白庙村	587	9	2024	0.31	182.16	位于彭州 4 脱硫站下游 6.1km	
17	白马村分散民井	天彭镇白马村	629	10	2242	0.32	201.78	位于彭州 4 脱硫站下游 6.4km	
18	银定村分散民井	军乐镇银定村	696	13	1972	0.26	177.48	位于彭州 4 脱硫站下游 6.7km	
19	拱桥村分散民井	天彭镇拱桥村	629	10	2245	0.32	202.05	位于彭州 4 脱硫站下游 7.8km	
20	杨柳村分散民井	葛仙山镇杨柳村	884	12~35	2357	0.24	212.13	位于彭州 5 脱硫站下游 1.02km	重点保护目标
21	保平村分散民井	丽春镇保平村	660	5	1727	0.24	155.43	位于彭州 5 脱硫站下游 3.6km	一般保护目标
22	军屯村分散民井	军乐镇军屯村	672	8	2016	0.27	181.44	位于彭州 5 脱硫站下游 5.5km	
23	石桥村分散民井	升平镇石桥村	548	8	2192	0.36	197.28	位于彭州 5 脱硫站下游 7.1km	
24	青村村分散民井	升平镇青村村	570	8	1995	0.32	179.55	位于彭州 5 脱硫站下游 9.2km	
25	华光村分散民井	军乐镇华光村	603	5	1495	0.22	134.55	位于彭州 5 脱硫站下游 9.7km	
26	文林村分散民井	葛仙山镇文林村	607	13~30	1590	0.27	162.63	位于彭州 6 脱硫站下游 1.13km	重点保护目标
27	楠新村分散民井	葛仙山镇楠新村	809	8~12	2340	0.26	210.6	位于彭州 6 脱硫站下游 1.56km	一般保护目标
28	平安村分散民井	敖平镇平安村	724	10~12	2362	0.29	212.58	位于彭州 6 脱硫站下游 2.73km	
29	楠桥社区分散民井	敖平镇楠桥社区	968	10~13.5	2983	0.28	268.47	位于彭州 6 脱硫站下游 2.8km	
30	兴泉村分散民井	敖平镇兴泉村	1148	4	3219	0.25	289.71	位于彭州 6 脱硫站下游 3.1km	
31	凤泉村分散民井	敖平镇凤泉村	907	5	2885	0.29	259.65	位于彭州 6 脱硫站下游 6.03km	

注：重点保护目标指各平台下游 1.5km 范围内的水井；一般保护目标是指评价范围内各平台下游 1.5km 以外的水井。

1.9.3 大气环境

项目处于农村地区，根据调查，评价范围内环境空气保护目标类型为二类区中的农村地区中人群较集中的区域，其环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，各脱硫站周边环境保护目标分布情况见表 1.9-5。

表 1.9-5　主要大气环境保护目标一览表

站场	保护目标名称	相对坐标/m		相对厂址方位	相对厂界距离/m	保护对象	保护内容	环境功能区
		X	Y					
彭州3	跃进村 8、9 组居民聚居区	-608	-98	W	604~1228	居民	125 户 480 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二类环境空气功能区
	东风静苑小区	-436	-758	SW	852~1025	居民	29 户 100 人	
	石匣社区聚居区	-618	-2020	S	2143~2500	居民	609 户 1748 人	
	东风村六组聚居区	711	-798	ES	966~1115	居民	51 户 256 人	
	利和村聚居区	1764	0	E	1764~2500	居民	220 户 890	
	长廊村聚居区	-1167	1775	WN	2179~2400	居民	26 户 96 人	
	以厂址为中心，自厂界外延 2.5km 范围内散居居民约 640 户 2700 人（东风村、长廊村、利和村、跃进村等）							
彭州4	利安幼儿园	-1810	123	S	1833~1912	学校	师生 90 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二类环境空气功能区
	雷音双语幼儿园	-2500	243	S	2607~2715	学校	师生 60 人	
	利安社区聚居区	-1490	0	S	1490~1911	居民	290 户 1080 人	
	团结村聚居区	-971	-412	SW	1040~1308	居民	62 户 260 人	
	西北村居民聚居区	-1927	-2300	SW	2849~3230	居民	105 户 380 人	
	以厂址为中心，自厂界外延 2.5km 范围内散居居民约 2260 户 6400 人（集贤村、万皇村、九龙村等）							
彭州5	鸿运小区	-280	526	WN	528~936	居民	495 户 1643 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二类环境空气功能区
	杨柳和风小区	405	464	EN	782~1430	居民	403 户 1206 人	
	楠杨社区	489	578	EN	650~1454	居民	1841 户 4620 人	
	杨柳泉小区	439	692	EN	782~1161	居民	348 户 1135 人	
	永乐佳园小区	1319	318	EN	1319~1615	居民	491 户 1598 人	
	古楠木秀小区	2311	125	E	2350~2611	居民	604 户 1790 人	
	普胜村聚居区	-250	1598	N	1512~1718	居民	180 户 523 人	
	盛世安民小区	113	1564	N	1572~1708	居民	280 户 790 人	
	红锦家园小区	546	1602	N	1530~1959	居民	320 户 974 人	
	楠杨中心校	2500	824	EN	1157~1283	学校	师生 500 人	
	楠杨卫生院	912	675	EN	1091~1175	医院	床位 10 张	
	以厂址为中心，自厂界外延 2.5km 范围内散居居民 约 380 户 1000 人（普红村、群柏村、楠杨社区、楠林社区、井泉村等）							
彭州6	楠杨社区	-1100	-482	WS	1440~2500	居民	1841 户 4620 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二类环境空气功能区
	杨柳和风小区	-1644	-727	WS	1955~2263	居民	403 户 1206 人	
	杨柳泉小区	-1723	-939	WS	1765~2131	居民	348 户 1135 人	
	永乐佳园小区	-827	-1150	WS	1394~1716	居民	491 户 1598 人	
	古楠木秀小区	0	-1357	S	1357~1602	居民	604 户 1790 人	
	盛世安民小区	-2020	0	W	2020~2319	居民	280 户 790 人	
	红锦家园小区	-1446	0	W	1446~1944	居民	320 户 974 人	
	建新村久久甜小区	-1659	1181	WN	2065~2315	居民	285 户 810 人	

站场	保护目标名称	相对坐标/m		相对厂址方位	相对厂界距离/m	保护对象	保护内容	环境功能区
		X	Y					
	井泉村聚居区	-923	1657	WS	1866~2249	居民	190 户 588 人	
	幸福文林小区	-605	134	ES	678~1038	居民	603 户 1685 人	
	狮子泉小区	1725	-1132	ES	1977~2346	居民	160 户 460 人	
	华光溢彩小区	1146	60	E	1146~1385	居民	375 户 1199 人	
	红专苑小区	870	381	WN	962~1140	居民	32 户 136 人	
	春风苑小区	1087	623	WN	1204~1392	居民	32 户 118 人	
	家和百顺小区	942	972	WN	1307~1605	居民	180 户 490 人	
	八井村聚居区	168	1640	N	1602~1968	居民	70 户 290 人	
	楠杨中心校	-1272	-971	WS	1560~1769	学校	师生 500 人	
	楠杨卫生院	-1379	-960	WS	1723~1838	医院	床位 10 张	
	璈平中学	2310	-918	WS	2338~2664	学校	师生 900 人	
	以厂址为中心，自厂界外延 2.5km 范围内散居居民 410 户 1200 人（楠杨社区、群柏群、华顺村、井泉村、楠林社区、普红村及璈平镇等）							
生产管理中心	东湖花园一期	-270	250	NW	350	居住	2500 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二类环境空气功能区
	彭州四方医院	-250	270	NW	350	医院	床位 180 张	
	安澜社区	150	-35	SE	170	居住	120 人	
	毛家院子	200	30	N	220	居住	90 人	

1.9.4 声环境

采用经济、合理的噪声控制措施，使项目施工期间噪声排放满足《建筑施工场界环境噪声限值》（GB12523-2011）；运营期厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，评价范围内声环境保护目标见表 1.9-6。

表 1.9-6　主要声环境保护目标一览表

脱硫站	保护目标	位置关系	影响规模
彭州 3	长廊村散户居民	200m 范围内	已搬迁
彭州 4	无	200m 范围内	无
彭州 5	杨柳村散户居民	200m 范围内	装置 200m 范围内拟搬迁，搬迁后评价范围内无声环境敏感目标
彭州 6	文林村散户居民	200m 范围内	装置 200m 范围内拟搬迁，搬迁后评价范围内无声环境敏感目标

1.9.5 生态环境

根据调查，生态环境评价范围内没有自然保护地、森林公园、地质公园、重要湿

地/天然林、风景名胜区等重要生态环境保护目标。

项目评价范围内工农业发达，根据走访和调查，未发现有重点保护野生动植物分布。通过控制建设项目的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作。

1.9.6 环境风险

环境敏感目标作为需特殊保护的环境风险受体包括调查环境风险单元周边 5km 范围内的学校、医院、乡镇、村/社区等人口集中区；河流、水库、饮用水水源地、自来水厂取水口；自然保护地、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、森林公园、地质公园、重要湿地/天然林、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水产种质资源保护区、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；500 米范围内分散人居；事故排污口下游 10km 河段以内的集中式饮用水源取水口、水生生态敏感区域；国界/省界判定；地质敏感区域；大气防护距离等。

环境敏感目标的调查重点关注大气环境风险受体和水环境风险受体（地表水环境和地下水环境）。其中大气环境风险受体为风险评价范围内分布的所有人居，包括集中、分散及零星分布的人居，但为方便统计，本报告主要环境保护目标距离是以距离厂界最近的井口计算的，500m 内的户数根据现场走访调查得出，500m 以外到 5000m 根据乡镇及村委（社区）调查统计数据；地表水环境风险受体以水体穿越及饮用水源为重点；地下水环境风险受体以集中式和分散式地下水水源为重点。经现场踏勘及地图资料收集对比，环境风险主要环境保护目标见表 1.9-7~表 1.9-13 及附图 1-2~附图 1-6。

表 1.9-7　项目水环境风险环境保护目标一览表

环境要素	保护目标名称	与本项目最近距离	影响功能
地表水	人民渠	彭州 5-彭州 6 管线穿越小石河支渠下游 3.4km	饮用、灌溉
	小石河	彭州 5 脱硫站南侧 300m	灌溉
	青波河	彭州 3 西侧 600m	灌溉
地下水	详见 1.9.2		

表 1.9-8　彭州 3 脱硫站大气环境风险保护目标一览表

序号	类别	保护目标	方位	距离/m	人数/属性
1	集中居住区	长廊村	N、S、W、E	0~2400	2045 人
2		利和村	E、ES	200~2130	2541 人
3		跃进村	W	780~3180	1528 人
4		黄鹤村	E	4460~5000	2565 人
5		合江村	ES	4320~5000	1218 人
6		东风村	S	220~1900	1518 人
7		景林村	ES	4750~5000	143 人
8		蒲阳村	S	4480~5000	325 人
9		塔子村	W	220~4760	1245 人
10		保平村	ES	3100~4400	1365 人
11		官渠社区	E	3450~4460	1805 人
12		花棚社区	E、ES	1120~3100	2765 人
13		白果村村	WS	2660~4840	3450 人
14		黄竹村	ES	4390~500	1220 人
15		红旗村	WS	3970~5000	968 人
16		碧鸡村	WS	3810~5000	2480 人
17		黄龙村	EN	2060~4320	3480 人
18		白鹤社区	E	2820~3520	1765 人
19		天顺村	ES	4040~5000	1123 人
20		联合村	WS	3880~5000	1260 人
21		花草村	EN	2590~4410	2778 人
22		君平街社区	S	3350~5000	2320 人
23		谭家场社区	WS	3270~4110	1557 人
24		花街子社区	ES	3100~4590	4710 人
25		青光村	E	3250~4550	1982 人
26		天鹅村	S	1400~3710	3526 人
27		清河社区	E、ES	335~3450	1550 人
28		石匣社区	WS	2140~3270	1748 人
29		元义村	S	4180~5000	1060 人
30		土溪村	WN	3180~5000	1438 人
31		红旗村	WS	3970~5000	968 人
32		大宝村（部分）	EN	3150~5000	740 人
33		一龙村（部分）	N	2400~5000	1480 人
34		衡州村（部分）	WN	2960~5000	975 人
35		红石桥村（部分）	W	4400~500	590 人
36		合计	/	0~5000	62231 人
37	学校	北君平初级中学	SE	4300	-
38		北君平中心小学	SE	4200	
39		庆兴小学、中学	SW	3400	-
40		庆兴神钢幼儿园	SW	3000	
41		立春镇中心幼儿园	ES	4800	
42		航空动力园区实验小学	S	5000	-
43		航空动力园区实验中学学	S	5000	-
44	医院	北君平医院	S	4300	-
45	中华蝴蝶生态城		N	3400	3A 旅游区

表 1.9-9　彭州 4 脱硫站大气环境风险保护目标一览表

序号	类别	保护目标	方位	距离/m	人数/属性
1	集中居住区	利安社区聚居区	S	1490~1911	1080 人
2		团结村聚居区	SW	1040~1308	260 人
3		西北村居民聚居区	SW	2849~3230	380 人
4		集贤村	E、S、W、N	0~2100	3621 人
5		新春村	N	3610~5000	3820 人
6		楠杨社区（部分）	N	3300~5000	2370 人
7		普红村（部分）	EN	3870~500	1920 人
8		前方村	WN	3120~5000	3419 人
9		普红村（部分）	EN	3820~5000	1230 人
10		双河村	EN	2600~5000	2651 人
11		桂花林村	E	2880~5000	2894 人
12		岚锦村	ES	2840~5000	2567 人
13		九龙村	E	200~2840	2041 人
14		万皇村	W	1810~5000	3518 人
15		西京村	W、WS	2340~5000	4613 人
16		九九村	WS	3100~5000	4882 人
17		文家村	WS	2100~3300	3896 人
18		双埝社区	W	2560~5000	3487 人
		润林社区	WS	3710~5000	5361 人
		玉皇村	W	3460~5000	3305 人
		马牧河村（部分）	EN	3840~5000	1490 人
		天彭街道利安社区	S	680~4100	2190 人
		天彭街道三星村（部分）	ES	2870~5000	2486 人
		天彭街道雷音村（部分）	S	3420~5000	1988 人
19		合计	/	0~5000	65469 人
20	学校	隆丰中学	W	2700	-
21		玉皇小学	SW	4100	-
22		利安幼儿园	SE	1900	-
23		三合幼儿园	SE	2400	-
24		雷音幼儿园	SE	2800	-
25		利安七二小学	SE	4300	-
26		永定博爱学校	N	4600	-
27		九陇二小	N	4600	-
28	医院	隆丰镇公立卫生院	W	3100	-
29	丹景山风景区		NW	4900	4A 旅游区

表 1.9-10　彭州 5 脱硫站大气环境风险保护目标一览表

序号	类别	保护目标	方位	距离/m	人数/属性
1	聚居区	鸿运小区	WN	528~936	1643 人
2		杨柳和风小区	EN	782~1430	1206 人
3		杨柳泉小区	EN	782~1161	1135 人
4		永乐佳园小区	EN	1319~1615	1598 人
5		古楠木秀小区	E	2350~2611	1790 人
6		普胜村聚居区	N	1512~1718	523 人
7		盛世安民小区	N	1572~1708	790 人
8		红锦家园小区	N	1530~1959	974 人
9	居住居民（以行政村为单位）	楠杨社区	E、S、W、N	0~1720	4620 人
10		楠林社区	EN	2250~3930	4120 人
11		普红村	W、WN、WS	270~2560	4710 人
12		群柏村	S	1180~3160	2230 人
13		华顺村	ES	2740~5000	3392 人
14		井泉村	ES	2340~5000	3253 人
15		熙玉村（部分）	WN	3610~5000	328 人
16		大曲村（部分）	WN	2708~5000	2100 人
17		兴平村（部分）	EN	2150~5000	956 人
18		璩家场社区（部分）	E	2300~5000	984 人
19		白塔社区（部分）	ES	1130~5000	1985 人
20		双河村	S	1210~2430	2651 人
21		马牧河村	S	1140~5000	2998 人
22		桂花林村	S	1260~4480	2894 人
23		军屯场社区（部分）	S	3850~5000	2460 人
24		岚锦村（部分）	S	3410~5000	2567 人
25		九龙村	S	3531~5000	2041 人
26		集贤村（部分）	WS	4310~5000	438 人
27		前方村（部分）	WS	3460~5000	1680 人
28		玉皇村（部分）	WS	3950~5000	1565 人
29		利安社区（部分）	WS	4120~5000	465 人
30		合计		0~5000	48437 人
31	学校	楠杨九年制学校	NE	1400	-
32	医院	楠杨卫生院	NE	1200	-

注：“聚居区”人口数量包含在“居住居民（以行政村为单位）”内，下同。

、

表 1.9-11　彭州 6 脱硫站大气环境风险保护目标一览表

序号	类别	保护目标	方位	距离/m	人数/属性
1	聚居区	杨柳和风小区	WS	1955~2263	1206 人
2		杨柳泉小区	WS	1765~2131	1135 人
3		永乐佳园小区	WS	1394~1716	1598 人
4		古楠木秀小区	S	1357~1602	1790 人
5		盛世安民小区	W	2020~2319	790 人
6		红锦家园小区	W	1446~1944	974 人
7		建新村久久甜小区	WN	2065~2315	810 人
8		井泉村聚居区	WS	1866~2249	588 人
9		幸福文林小区	ES	678~1038	1685 人
10		狮子泉小区	ES	1977~2346	460 人
11		华光溢彩小区	E	1146~1385	1199 人
12		红专苑小区	WN	962~1140	136 人
13		春风苑小区	WN	1204~1392	118 人
14		家和百顺小区	WN	1307~1605	490 人
15		八井村聚居区	N	1602~1968	290 人
16	居住居民（以行政村为单位）	楠林社区	E、S、W、N	0~3360	4120 人
17		普红村	W、WS	1910~5000	4710 人
18		楠杨社区	WS	690~2940	4620 人
19		群柏村	WN	380~2100	2230 人
20		华顺村	N、E	370~2600	3392 人
21		云居村	EN	1720~3730	3701 人
22		井泉村	WN、N	1090~3370	3253 人
23		官仓村	EN	2280~5000	2884 人
24		万年社区	N	3600~5000	3115 人
25		熙玉村（部分）	WN	3610~5000	1992 人
26		大曲村（部分）	WN	2708~5000	1890 人
27		张泉村（部分）	EN	3980~5000	918 人
28		兴平村	E	2150~5000	4633 人
29		璈家场社区	E	2300~5000	5596 人
30		白塔社区	ES	1130~5000	3125 人
31		双河村	WS	3310~5000	2651 人
32		马牧河村	S	3430~5000	2998 人
33		军屯村	ES	3910~5000	3574 人
34		桂花林村	S	2350~5000	2894 人
35		军乐场社区（部分）	ES	3550~5000	4517 人
36		合计		0~5000	66813 人
37	学校	彭州市敖平中学	SE	3000	-
38		楠杨中心校	SW	1700	-
39		葛仙山镇九年制学校	N	3700	-
40		葛仙山镇公办幼儿园	N	3700	-
41	医院	葛仙山镇公立卫生院	N	3700	-
42		敖平镇公立医院	SE	3500	-
43		彭州博瑞医院	SE	3700	-
44		楠杨卫生院	SW	1900	-

表 1.9-12　井口 5000m 范围内人居情况统计表

平台	范围	户数（户）	人口数(人)	所属村镇
彭州3	0～100m	2	8	长廊村（工程搬迁）
	100～200m	4	15	长廊村（工程搬迁）
	200～300m	4	15	长廊村、东风村
	300～500m	15	55	长廊村、东风村、利和村、跃进村
	500～1000	636	1958	长廊村、东风村、利和村、跃进村
	1000～2000	1704	5165	长廊村、东风村、利和村、跃进村
	2000～5000	19094	55015	长廊村、利和村、跃进村、黄鹤村、合江村、东风村、景林村、蒲阳村、塔子村、保平村、官渠社区、花棚社区、白果村村、黄竹村、红旗村、碧鸡村、黄龙村、白鹤社区、天顺村、联合村、花草村、君平街社区、谭家场社区、花街子社区、青光村、天鹅村、清河社区、石匣社区、元义村、土溪村、红旗村、衡州村、大宝村、一龙村等
	合计	21459	62231	/
彭州4	范围	户数（户）	人口数(人)	所属村镇
	0～100m	0	0	集贤村
	100～200m	0	0	集贤村
	200～300m	1	4	集贤村
	300～500m	6	21	集贤村
	500～1000	126	401	集贤村、九龙村
	1000～2000	2416	7510	集贤村、利安村社区、九龙村、万皇村、岚锦村等
	2000～5000	20184	57533	利安社区聚居区、团结村聚居区、西北村居民聚居区、集贤村、新春村、前方村、普红村（部分）、双河村、桂花林村、岚锦村、九龙村、万皇村、马牧河村、西京村、九九村、文家村、双埝社区、润林社区、玉皇村、天彭街道利安社区、天彭街道三星村（部分）、天彭街道雷音村（部分）等
	合计	22733	65469	/
彭州5	范围	户数（户）	人口数(人)	所属村镇
	0～100m	0	0	楠杨社区
	100～200m	6	18	楠杨社区
	200～300m	22	77	楠杨社区、普红村
	300～500m	96	336	楠杨社区、普红村
	500～1000	255	950	楠杨社区、普红村
	1000～2000	3883	10650	楠杨社区、普红村、新春村、双河村、马牧河村、群柏村

平台	范围	户数（户）	人口数(人）	所属村镇
	2000～5000	12452	36406	楠杨社区、楠林社区、普红村、群柏村、华顺村、井泉村、熙玉村（部分）、大曲村（部分）、兴平村（部分）、璈家场社区（部分）、白塔社区（部分）、双河村、马牧河村、桂花林村、香水村、岚锦村（部分）、九龙村、集贤村（部分）、前方村（部分）、万皇村（部分）等
	合计	16714	48437	/
项目	范围	户数（户）	人口数(人）	所属村镇
彭州6	0～100m	4	15	楠林社区（工程搬迁）
	100～200m	8	30	楠林社区（工程搬迁）
	200～300m	3	11	楠林社区
	300～500m	9	32	楠林社区
	500～1000	654	1900	楠林社区、华顺村、群柏村
	1000～2000	1516	4495	楠林社区、华顺村、群柏村、楠杨社区
	2000～5000	20861	60330	楠林社区、普红村、楠杨社区、群柏村、华顺村、云居村、井泉村、官仓村、万年社区、熙玉村（部分）、大曲村（部分）、张泉村（部分）、兴平村、璈家场社区、白塔社区、双河村、马牧河村、军屯村、桂花林村、军乐场社区（部分）等
	合计	23055	66813	

表 1.9-13　集输管线周围 200m 范围内的环境保护目标

管线段	距离	所属村镇	户数	备注
彭州 5～彭州 6	0～5m	楠杨社区、楠林社区	0	最近距离 15m，采用顶管方式穿越 S106、楠林路，200m 范围内无学校、医院等敏感目标
	5～200m		80	

备注：根据《石油天然气管道保护法》，管线两侧 5m 范围内需搬迁，本项目选线不涉及搬迁。

2 原方案概况及实施情况

2.1 原方案概况

2.1.1 基本情况

川西气田位于四川盆地彭州-大邑地区油气勘查区块内，开发区块面积 152km^2，地理上处于东经 103°36'～104°06'、北纬 30°50'～31°12'范围内，行政上隶属四川省成都市彭州市，主要涉及乡镇包括丽春镇、隆丰镇、葛仙山镇。原方案地理位置及总体布局见图 2.1-1。

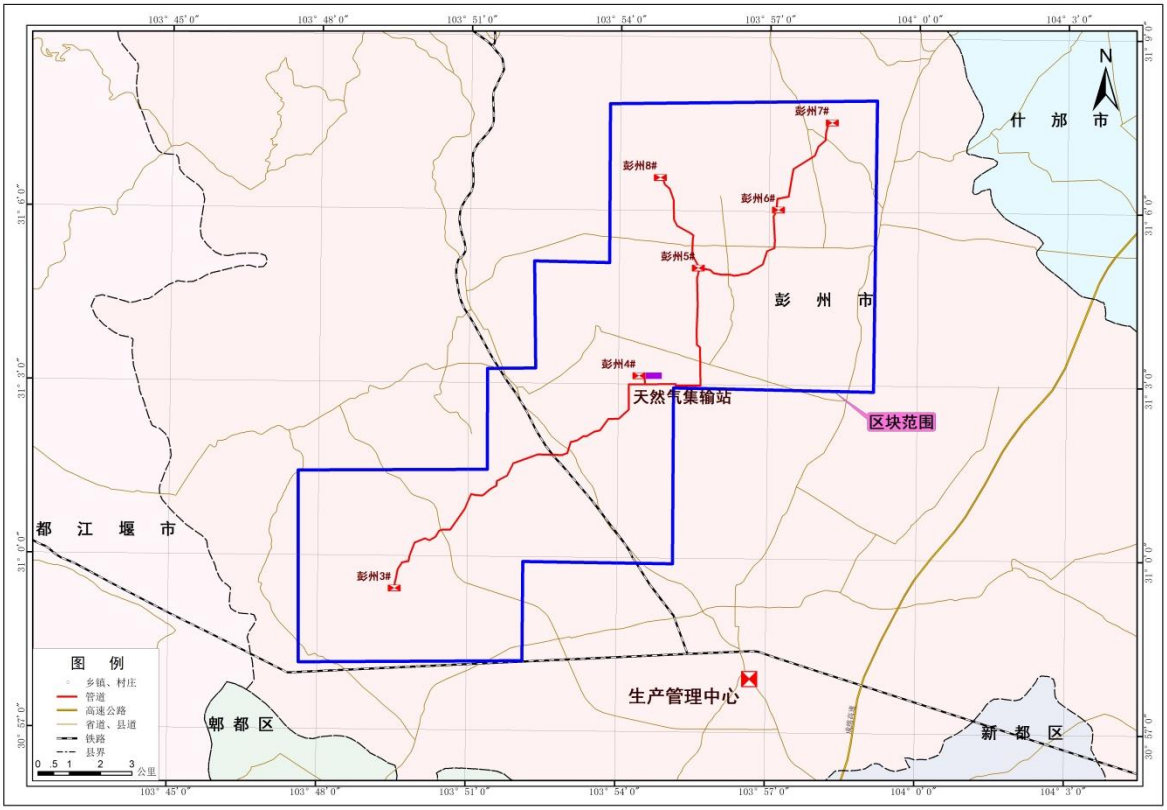


图 2.1-1 川西气田地理位置及原方案总体布局示意图

西南油气分公司 2017 年启动了《川西气田雷口坡组气藏开发方案》的编制，2018 年 9 月取得了《四川省环境保护厅关于川西气田产能建设项目环境影响报告书的批复》（川环审批〔2018〕124 号）。原开发方案建设内容包括：采用丛式井组布井、大斜度井方案，动用储量****×10^{8}m^3，部署 6 座钻井平台（彭州 3~彭州 8），开发井 30 口，其中新井 29 口，利用探井 1 口，建成 34 亿 m^3/a 混合气（30 亿 m^3/a 净化气）产能规模；地面集输采用平台脱硫、平台制硫、集中脱水方案，平台内采用“加热保温”的集气工艺；脱硫采用醇胺法脱除硫化氢、固定床水解+胺法药剂脱 COS、非常规克

劳斯分流+直接氧化硫黄回收工艺+尾气焚烧+烟气脱硫工艺的尾气处理工艺。脱硫湿气输至天然气集输站采用 TEG 脱水处理达到一类气要求后外输。工程共布置建设脱硫站 6 座（规模为 140-210 万 m^3/d），天然气集输站 1 座（主要负责脱水处理，2 列 500 万 m^3/d）、气田水综合利用装置 1 座，脱硫气管道 33km，管线规格 DN300～DN600，同沟敷设供水及污水管线，新建进站道路 5.8km。原方案主要组成内容见表 2.1-1。

原方案共占地 108.08hm^2，其中工程永久占地 73.46hm^2，临时占地 34.62hm^2。总投资为 104.12 亿元，其中环保投资约 8.7271 亿元，占投资额的 8.38%。建设周期 2018 年 8 月~2022 年 2 月进行施工，2022 年上半年达到投产条件。年运行时间 8000 小时。

2.1.2 实施进度

截至 2021 年 8 月，原方案已实施内容主要包括 6 座钻井平台的钻前工程、12 口钻井工程（含 1 口利用探井）及彭州 3 脱硫站场地平整工程，建设内容实施情况见表 2.1-1。钻前工程实施内容见表 2.1-2，已实施钻井工程情况见表 2.1-3，彭州 3 脱硫站场地平整工程情况见表 2.1-4。彭州 3~彭州 8 钻井平台现状见图 2.1-2，彭州 3 脱硫站场地现状见图 2.1-3。

表 2.1-1　原方案工程组成及建设进度

类别		建设内容			规模/数量	建设进度
主体工程	钻采工程	井场6座	彭州 3 平台	开发井：彭州 3-1D、彭州 3-2D、彭州 3-3D、彭州 3-4D、彭州 3-5D	5 口	6 座井场已建，钻井情况见表 2.1-2
			彭州 4 平台	开发井：彭州 4-1D、彭州 4-2D、彭州 4-3D、彭州 4-4D、彭州 4-5D、彭州 4-6D	6 口	
			彭州 5 平台	开发井：彭州 5-1H、彭州 5-2D、彭州 5-3D、彭州 5-4D、鸭深 1	5 口	
			彭州 6 平台	开发井：彭州 6-1D、彭州 6-2D、彭州 6-3D、彭州 6-4D	4 口	
			彭州 7 平台	开发井：彭州 7-1D、彭州 7-2D、彭州 7-3D、彭州 7-4D、彭州 7-5D	5 口	
			彭州 8 平台	开发井：彭州 8-1D、彭州 8-2D、彭州 8-3D、彭州 8-4D、彭州 8-5D	5 口	
	脱硫工程	脱硫站 6 座（紧邻钻井平台）		气体处理规模：万 m^3/d	1035	彭州 3 脱硫站场地已平整，其他均未建
				彭州 3 脱硫站	200	
				彭州 4 脱硫站	210	
				彭州 5 脱硫站	155	
				彭州 6 脱硫站	140	
				彭州 7 脱硫站	165	
				彭州 8 脱硫站	165	
	地	集气总站 1 座		位于天然气集输站内	/	未建

类别		建设内容			规模/数量	建设进度
	面集输工程	天然气集输站 1 座		与 4#天然气脱硫站合建	1035m^3/d	未建
		管道	净化气管道	L360N+2mm 腐蚀余量	33km	未建
			供水管道	-	33km	
			污水管道	增强型塑料复合管，DN65	33km	
公辅工程		道路		路基宽度 5.0m	5.8km	未建
		放空火炬		天然气集输站设低压、高压火炬各 1 套，其他各站均设置 1 套火炬放空系统	/	未建
		中心化验室 1 座		位于天然气集输站前区，由仪器分析室、化学分析室、药品间等组成	/	未建
		供配电		天然气集输站内建设 110kV 电压等级变电站 1 座，从集输站 110kV 变电站内出 4 回 35kV 线路，采用同塔双回的方式	/	未建
		消防		新建配套消防设施	/	未建
办公生活设施		生产管理中心 1 座		利旧建筑面积 4958 ㎡；新建建筑面积 2877 ㎡	新建部分未动工	
环保工程		气田水综合利用装置		位于天然气集输站内	700m³/d	未建
		雨水监控池兼事故池		有效容积 1300m^3（集输站 1800m^3）	6 套	未建
		事故污水缓冲罐		位于天然气集输站内，罐容 5000m^3	2 座	未建
依托工程		供水		成都石化基地水务有限责任公司	/	/
		供电		外部电源分别引自 220kV 连封变电站和 220kV 永定桥变电站	/	/
		消防		石化消防大队	/	/

表 2.1-2　钻前工程实施内容一览表

序号	基本数据						
1	井号	彭州 3 平台			地理位置	成都市彭州市丽春镇长廊村 8 组	
	井深/m	约 7500	井场规格/（m×m）		138×100	排水沟/m	476
	新/改建道路/m	3000/0	井场土石方/m^3	挖方 42000	取表土、场地平整等	井架/附属基础	现浇砼/钢木基础
				填方 42000			
	泥浆不落地区	规格 30m×10m，计于井场面积			放喷池	结构型式	砖混
						容积/m^3	2×300
	清水池	结构型式	砖混结构		方　井	结构型式	钢筋混凝土结构
		容积/m^3	500			尺寸	4.0m×4.0m×4.0m
2	井场号	彭州 4 平台			地理位置	成都市彭州市隆丰镇九龙村 2、3、4、11 组	
	井深/m	约 7500	井场规格/（m×m）		138×100	排水沟/m	476
	新/改建道路/m	480/200	井场土石方/m^3	挖方 300	取表土等	井架/附属基础	现浇砼/钢木基础
				填方 300			

序号	基本数据						
	泥浆不落地区	规格 30m×10m，计于井场面积			放喷池	结构型式	砖混
						容积/m^3	2×300
	清水池	结构型式	砖混结构		方　井	结构型式	钢筋混凝土结构
		容积/m^3	500			尺寸	4.0m×4.0m×4.0m
3	井号	彭州 5 平台			地理位置	四川省成都市彭州市葛仙山镇杨柳村 8 组	
	井深/m	约 8000	井场规格/（m×m）		138×100	排水沟/m	476
	新/改建道路/m	650/0	井场土石方/m^3	挖方 700	取表土等	井架/附属基础	现浇砼/钢木基础
				填方 700			
	泥浆不落地区	规格 30m×10m，计于井场面积			放喷池	结构型式	砖混
						容积/m^3	2×300
	清水池	结构型式	砖混结构		方　井	结构型式	钢筋混凝土结构
		容积/m^3	500			尺寸	4.0m×4.0m×4.0m
4	井场号	彭州 6 平台			地理位置	四川省成都市彭州市葛仙山镇文林村 7 组	
	井深/m	约 8000	井场规格/（m×m）		260×100	排水沟/m	720
	新/改建道路/m	1500/0	井场土石方/m^3	挖方 1000	取表土等	井架/附属基础	现浇砼/钢木基础
				填方 1000			
	泥浆不落地区	规格 30m×10m，计于井场面积			放喷池	结构型式	砖混
						容积/m^3	2×300
	清水池	结构型式	砖混结构		方　井	结构型式	钢筋混凝土结构
		容积/m^3	500			尺寸	4.0m×4.0m×4.0m
5	井号	彭州 7 平台			地理位置	四川省成都市彭州市葛仙山镇东虎村 8 组	
	井深/m	约 6800	井场规格/（m×m）		138×100	排水沟/m	476
	新/改建道路/m	630/0	井场土石方/m^3	挖方 700	取表土等	井架/附属基础	现浇砼/钢木基础
				填方 700			
	泥浆不落地区	规格 30m×10m，计于井场面积			放喷池	结构型式	砖混
						容积/m^3	2×300
	清水池	结构型式	砖混结构		方　井	结构型式	钢筋混凝土结构
		容积/m^3	500			尺寸	4.0m×4.0m×4.0m
6	井场号	彭州 8 平台			地理位置	成都市彭州市葛仙山镇建新村 7 组	
	井深/m	约 6990	井场规格/（m×m）		138×100	排水沟/m	476
	新/改建道路/m	80/0	井场土石方/m^3	挖方 300	取表土等	井架/附属基础	现浇砼/钢木基础
				填方 300			
	泥浆不落地区	规格 30m×10m，计于井场面积			放喷池	结构型式	砖混
						容积/m^3	2×300
	清水池	结构型式	砖混结构		方　井	结构型式	钢筋混凝土结构
		容积/m^3	500			尺寸	4.0m×4.0m×4.0m

表 2.1-3 原方案已实施钻井工程情况一览表

序号	平台	井号	设计井深/m	完钻井深/m	水平位移/m	水平段长/m	开钻时间	钻井周期/d	当前工况
1	彭州 3	彭州 3-4D	7340	6416	1019	220	2020.1.16	169.6	关井待投产
2		彭州 3-5D	7150	7482	2173	1143	2019.8.23	239.1	关井待投产
3	彭州 4	彭州 4-2D	6891	6574	1023	542	2019.3.14	198.34	关井待投产
4		彭州 4-4D	7069	7171	1719.56	1138	2020.3.17	352.29	关井待投产
5		彭州 4-5D	6941	6969	1525	950	2019.10.28	216.67	关井待投产
6	彭州 5	彭州 5-2D	7327	6862	1507	825	2019.11.28	299.44	关井待投产
7		彭州 5-4D	7095	7150	1781.48	1081	2020.4.10	330.5	关井待投产
8		鸭深 1	5950	5950	0	0	2014.12.1	180	关井待投产
9	彭州 6	彭州 6-2D	7352	6616	1469	561	2019.3.28	179.5	关井待投产
10		彭州 6-4D	7155	6696	1753	441	2020.1.16	192.19	关井待投产
11	彭州 7	彭州 7-1D	7086	6687.33	1394	580	2019.5.26	279.88	关井
12	彭州 8	彭州 8-5D	6707	6575	1331	510	2019.9.24	228.71	关井
平均值			7005.25	6836.19	1517.73	726.46	/	244.2	/

表 2.1-4 彭州 3 脱硫站场地平整工程情况一览表

序号	工程内容	工程量
1	占地	7.2hm^2
2	土石方量	挖方 36.3 万 m^3，填方 6.7 万 m^3，弃方 29.6 万 m^3 填充周边洼地
3	排水沟	长 540m



彭州 3 平台现状



彭州 4 平台现状



彭州 5 平台现状



彭州 6 平台现状



彭州 7 平台现状



彭州 8 平台现状

图 2.1-2　各钻井平台现状





图 2.1-3　彭州 3 脱硫站场地现状

2.1.3 原方案与本项目关系

2.1.3.1 原方案调整必要性分析

（1）总体布局调整

根据原方案、可研及批复、原环评及批复，截至 2021 年 8 月，原方案已完成 6 座平台钻前工程，实施开发井 12 口，其中 4 口带有评价性质的开发井（彭州 4-2D、

彭州 8-5D、彭州 3-5D、彭州 7-1D）证实了川西气田雷口坡组气藏金马、鸭子河构造具有不同的气水界面，主要目的层下储层段气水界面上升了****m~****m，含气面积由 159.46km^2 减小至 70.71km^2，探明储量由****亿 m^3 减少到****亿 m^3，原方案部署的 30 口井有部分井落到了气水界面附近，见图 2.1-4。

图 2.1-4　川西气田天然气储量变化示意图

根据原含气范围，彭州 4 平台位于气田中部，其他 5 座脱硫站净化后天然气输送至彭州 4 脱硫站集中脱水之后外输，总体布局经济合理。但含气范围减小后，主要储量位于西北部（鸭子河构造），彭州 6 平台位于该区域的中部，因天然气开发地下决定地上的特点，原方案拟定的开发井网、站场布局及产能规模需要相应调整调整。

（2）钻井三开泥浆油基换水基

川西气田雷口坡组气藏截止目前已实施 12 口井（含 1 口探井），三开使用强封堵聚磺泥浆，实钻中雷口坡组井壁稳定性问题比较突出：①掉块和扩径严重，实钻过程中岩屑床不能有效清除，憋卡频繁（平均 8 次/井，彭州 5-2D 井 18 次、彭州 7-1D 井 21 次）；②彭州 4-4D 有明显 CO_2 污染特征，存在井间干扰，井壁稳定性降低，三开钻进仅 131 米发生两次卡钻；③除增加工程难度、施工风险外，也使最终完钻深度很难达到设计井深，根据表 2.1-3 统计结果，除探井鸭深 1 和彭州 4-4D、彭州 5-4D 外，平均完钻井深比设计井深少 341m，其中，主要采气平台彭州 6 两口井平均少了约 600m。

根据西北与川渝地区现场应用表明，油基泥浆在抗盐钙侵、保持井壁稳定、良好的润滑性等方面具有优势。白油芳烃含量低，毒性小；闪点高，挥发性小，安全环保性比柴油好，可降低使用油基泥浆对环境的影响程度，所以推荐选择白油作为基础油。采取刚性、可变形封堵剂协同加强油基泥浆的封堵性能。

为降低施工风险，经成都市彭州生态环境局同意（彭环审〔2021〕3 号、彭环审〔2021〕4 号），西南油气分公司在彭州 4-4D 井、彭州 5-4D 井实施了三开利用油基泥浆替换水基泥浆的试验性钻井。结果表明，彭州 4-4D 井、彭州 5-4D 井完钻井深分别比设计井深增加了 102m 和 65m，安全钻成 1139 米水平段，并将完井管柱顺利下到预定位置，取得了较好的效果。

综上所述，本次调整方案提出在新部署 6 口钻井工程中三开选择强封堵白油基钻井液。

2.1.3.2 原方案与本项目工程内容

与原方案进行对比分析，本次调整方案工程规模、站场数量、工程占地均有所减少，环境保护和风险防范措施有所加强；生产工艺变动不大，主要不利环境影响为钻井工程三开钻井泥浆由水基改为油基。主要工程内容变动情况见表 2.1-4。原方案与本项目工程总体布局对比见附图 2-1。

表 2.1-4　原方案与本项目工程内容变动情况一览表

类别		原方案		本次调整方案		变动情况
		工程内容	主要工艺路线	工程内容	主要工艺路线	
主体工程	钻采工程	彭州 3 平台开发井 5 口	三开制井身结构。 采用水基泥浆体系：导管井段选择坂土浆体系，上部低密度井段选用聚合物体系，深部井段选用聚磺体系	彭州 3 平台利用开发井 2 口	三开制井身结构。 导管井段选择坂土浆体系，一开聚合物体系，二开段选用聚磺体系；三开选用油基泥浆体系	①减少 2 座钻井平台，减少开发井 14 口； ②剩余 6 口未钻开发井三开由水基泥浆体系改为油基泥浆体系，新增油基岩屑约 3600t
		彭州 4 平台开发井 6 口		彭州 4 平台利用开发井 3 口		
		彭州 5 平台开发井 1 口，利用探井 1 口		彭州 5 平台利用开发井、探井 3 口，新增 2 口，共 5 口		
		彭州 6 平台开发井 4 口		彭州 5 平台利用开发井 2 口，新钻井 4 口，共 6 口		
		彭州 7 平台开发井 5 口		暂停实施		
		彭州 8 平台开发井 5 口		暂停实施		
	脱硫工程	总气体处理规模 1035 万 m^3/d	总体布局采用分散脱硫+集中脱水；采用井口水套炉加热，复合溶剂脱硫、TEG 脱水，产品满足《天然气》（GB17820-2012）一类标准；硫黄回收非常规克劳斯分流法硫黄回收工艺，尾气经焚烧+有机胺吸收，烟气排放 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3	总气体处理规模 600 万 m^3/d	总体布局采用分散脱硫+分散脱水；采用井口加热器加热，复合溶剂脱硫、TEG 脱水，产品满足《天然气》（GB17820-2018）一类标准；硫黄回收采用非常规克劳斯分流法硫黄回收工艺，尾气处理彭州 3、彭州 4 脱硫站选用部分直接氧化+尾气焚烧+碱液烟气脱硫，彭州 5、彭州 6 脱硫站采用尾气加氢还原+尾气焚烧+碱液烟气脱硫，烟气排放 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3	①脱硫站减少 2 座，天然气处理规模减少 435 万 m^3/d； ②产品标准提高； ③井口加热由水套炉改为利用冷凝水余热 ④尾气处理根据规模不同，处理工艺更有针对性，碱液吸收工艺更成熟可靠
		彭州 3 脱硫站 200 万 m^3/d		彭州 3 脱硫站 55 万 m^3/d		
		彭州 4 脱硫站 210 万 m^3/d		彭州 4 脱硫站 60 万 m^3/d		
		彭州 5 脱硫站 155 万 m^3/d		彭州 5 脱硫站 195 万 m^3/d		
		彭州 6 脱硫站 140 万 m^3/d		彭州 6 脱硫站 290 万 m^3/d		
		彭州 7 脱硫站 165 万 m^3/d		/		
		彭州 8 脱硫站 165 万 m^3/d		/		
	地面集	天然气集输站 1 座，与彭州 4 脱硫站合建，集输净化天然气规模 940 万 m^3/d		天然气集输站 1 座，与彭州 6 脱硫站合建，集输净化天然气规模 440 万 m^3/d		集输站从彭州 4 脱硫站改至彭州 6 脱硫站，集输气量减小 500 万 m^3/d

类别	原方案		本次调整方案		变动情况
	工程内容	主要工艺路线	工程内容	主要工艺路线	
输工程	净化气管线 33km	各脱硫站湿气集输至彭州 4 脱硫站集中脱水	净化气管线 4.5km	彭州 3、彭州 4 脱硫站就地销售，彭州 5 脱硫站天然气脱水后集输至彭州 6 脱硫站	净化气管线减少 28.5km，输送介质由湿气改为干气
	彭州 5 脱硫站至集输站集气管线跨越小石河 1 处		无大型穿跨越		减少穿跨越
	污水管线 33km		污水管线 4.5km		污水管线减少 28.5km；彭州 3、彭州 4 脱硫站后气田水外输改用汽车拉运
公辅工程	道路长 5.8km，路基宽度 5.0m		道路长 8.8km，路基宽度 5.0m		增加 3km
	天然气集输站设低压、高压火炬各 1 套，其他 5 座脱硫站均设置 1 套火炬放空系统		4 座脱硫站均设置 1 套火炬放空系统		减少 3 套火炬放空系统
	硫黄成型设置干法硫黄成型造粒装袋系统 1 套，规模 24 万 t/a		硫黄成型设置湿法硫黄成型造粒系统 1 套，规模 5 万 t/a		干法改为湿法，规模缩小
	中心化验室 1 座		中心化验室 1 座		不变
	供水依托成都石化基地水务有限责任公司		彭州 3、彭州 5、彭州 6 自建供水设施，彭州 4 依托成都石化基地水务有限责任公司		彭州 3、彭州 5、彭州 6 脱硫站供水由依托改为自建
	天然气集输站内建设 110kV 电压等级变电站 1 座，从集输站 110kV 变电站内出 4 回 35kV 线路，采用同塔双回的方式		彭州 5 和彭州 6 站的 35kV 的电源，彭州 3 和彭州 4 站的 10kV 的电源，采用双回路		负荷降低
	依托石化消防大队		新建应急救援站 1 座		应急能力加强
	每个天然气脱硫站自控系统分为集散型控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃及有毒气体监控系统（GDS）		每个天然气脱硫站自控系统分为分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃和有毒气体检测系统（GDS）、智能设备管理系统（IDM）、压缩机控制系统（CCS）、火灾自动报警系统		主体不变，新增部分自动控制措施
办公生活设施	生产管理中心利旧建筑面积 4958 ㎡，新建建筑面积 2877 ㎡		生产管理中心征地面积 1.4667hm^2，总建筑面积 8750m^2		位置变动，更接近生产现场；面积增加 915m^2
环保工程	压裂返排液由放喷池收集		采用密闭排液技术，通过储罐收集		降低外溢风险
	各脱硫站建气田水预处理装置 1 套		各脱硫站建气田水预处理装置 1 套		不变

类别	原方案		本次调整方案		变动情况
	工程内容	主要工艺路线	工程内容	主要工艺路线	
	气田水综合利用处理装置 1 套，与彭州 4 脱硫站合建	预处理+反渗透+MVR，产水回用，蒸馏残渣鉴别是否为危废，若为危废委托资质单位处置	气田水综合利用处理装置 1 套，与彭州 6 脱硫站合建	预处理+反渗透+MVR，产水回用，蒸馏母液回注或委托盐厂综合利用	蒸馏残渣改为蒸馏母液，处置措施相应改变
	各脱硫站建污水处理场 1 座	前处理+两级反渗透，产水回用，浓水送气田水综合利用处理站	各脱硫站建污水处理场 1 座	前处理+两级反渗透，产水回用，浓水送气田水综合利用处理站	不变
	/	危险废物委托有资质单位处置	各脱硫站设危废暂存间 1 座	危险废物暂存后委托有资质单位处置	明确各脱硫站设危废暂存间
	各脱硫站雨水监控兼事故池有效容积 1300m^3（集输站 1800m^3）		彭州 3~彭州 6 脱硫站雨水监控兼事故池有效容积分别为 1200m^3、1200m^3、2300m^3、5400m^3		彭州 3~彭州 6 脱硫站总容积增加 4400m^3
	事故污水缓冲罐罐容 5000m^3		/		雨水监控兼事故池有效容积已满足要求
依托工程	钻井废水、压裂返排液依托袁家环保处理站；泥浆回用依托川西泥浆中转站；水基钻井岩屑、废弃泥浆依托四川中节能新型建筑材料有限公司和四川亚东水泥公司		钻井废水、压裂返排液依托袁家环保处理站；泥浆回用依托川西泥浆中转站；水基钻井岩屑、废弃泥浆依托四川中节能新型建筑材料有限公司和四川亚东水泥公司；油基岩屑依托四川纳海环境有限公司		新增油基岩屑依托四川纳海环境有限公司
占地	共计占地 108.08hm^2，其中永久占地 73.46hm^2，临时占地 34.62hm^2		共计占地 56.06hm^2，其中永久占地 43.33hm^2，临时占地 12.73hm^2		占地减少

2.1.3.3 原方案与本项目污染产排情况

与原方案进行对比分析，本次调整方案施工期污染物产排变动情况见表 2.1-5，运营期污染物产排见表 2.1-5。

表 2.1-5　原方案与本项目施工期主要污染物产排情况一览表

序号	污染物类别	污染源	污染物	原环评预测产排情况		本次调整方案产排情况					变动情况
				产生量	处置方式	已实施工程		剩余工程内容		合计产生量	
						产生量	处置方式	产生量	处置方式		
1	废气	测试废气	SO_2/t	1513.8	点火排放	230	点火排放	153.4	点火排放	383.4	减少 1130.4t，井数减少，同时采用控压放喷，减少放喷量
2	废水	钻井、洗井废水/m^3		14839	回注	5400	回注	2784	回注	8184	减少 6655m^3，原因井数减少
3		压裂返排液/m^3		14500	回注	7500	回注	3000	回注	10500	减少 4000m^3，原因井数减少
4		管线试压水/m^3		3650	沉淀后排放	0	/	628	沉淀后，监测达标排放	628	减少 3022m^3，原因管线长度减少
5	固体废物	水基钻井固废/t		70228	资源化利用	38400	资源化利用	21600	资源化利用	60000	减少 10228t，原因井数减少
6		油基岩屑/t		0	/	810	外委有资质单位	3600	外委有资质单位	4410	增加 4410t，原因 8 口井三开改用油基泥浆
7		废油/m^3		8.4	综合利用	3.6	综合利用	1.8	综合利用或外委有资质单位	5.4	减少 3m^3，原因井数减少
8		建筑垃圾/m^3		/	/	/	/	9600	平整场地剩余运至当地建筑垃圾填埋场	9600	增加 9600，原环评未提及
9	噪声	钻井噪声/dB(A)		70~113	减振、隔声	70~113	减振、隔声	70~113	减振、隔声	70~113	减少 12 口钻井工程
10		地面施工噪声/dB(A)		82~105	排放	85	排放	82~105	排放	82~105	减少 2 座脱硫站，减少 28.5km 管线

表 2.1-6　原方案与本项目运营期主要污染物产排情况一览表

序号	污染物类别	污染源	污染物	原环评预测产排情况		本次调整方案产排情况		变动情况
				产生量	处置方式	产生量	处置方式	
1	废气	加热炉烟气	SO_2/（t/a）	11.55	净化燃气，低氮燃烧器，烟气达标外排	/	/	调整方案采用热水余热加热
			NO_x/（t/a）	8.66		/	/	
			烟粉尘/（t/a）	5.78		/	/	

序号	污染物类别	污染源	污染物	原环评预测产排情况		本次调整方案产排情况		变动情况
				产生量	处置方式	产生量	处置方式	
2		尾气焚烧烟气	SO_2/（t/a）	95.52	有机胺吸收，达标外排	84.08	碱液吸收，达标排放	脱硫站总规模降低
			NO_x/（t/a）	95.52		84.08		
			烟粉尘/（t/a）	19.10		16.82		
3		锅炉烟气	SO_2/（t/a）	37.44	净化燃气，低氮燃烧器，烟气达标外排	7.38	净化燃气，低氮燃烧器，烟气达标外排	脱硫站总规模降低，烟气排放标准提高
			NO_x/（t/a）	28.08		22.13		
			烟粉尘/（t/a）	18.72		7.38		
4		火炬长明火烟气	SO_2/（t/a）	/	/	0.09	净化燃气，烟气外排	新识别排放源
			NO_x/（t/a）	/	/	1.64		
			烟粉尘/（t/a）	/	/	0.26		
5		总量	SO_2/（t/a）	144.51	/	91.55	/	减少 52.96 t/a
			NO_x/（t/a）	132.26	/	107.86	/	减少 24.41t/a
			烟粉尘/（t/a）	43.60	/	24.45	/	减少 19.15t/a
6	废水	气田采出水/（m^3/d）		296.64	去气田水综合利用处理单元处理后回用	376.08	去气田水综合利用处理单元处理后回用	增加 79m^3/d，原因气藏气水界面上升
7		尾气处理产生含硫污水/（m^3/d）		602.00	气提后回用	273.00	气提后回用	减少 329m^3/d，脱硫站规模降低
8		热稳定盐去除装置排污水/（m^3/d）		14.40	回注	9.6	回注	减少 4.8m^3/d，脱硫站规模降低
9		生产废水（入污水处理场）/（m^3/d）		4786.00	去气田水综合利用处理单元处理后回用	2740.00	去气田水综合利用处理单元处理后回用	减少 2046m^3/d，脱硫站规模降低
10		碱洗废水/（m^3/d）		/	/	220	去气田水综合利用处理单元	增加 220m^3/d，尾气处理工艺调整
11		RO 浓水/（m^3/d）		360.00	MVR 蒸发	288.00	MVR 蒸发	减少 72m^3/d，脱硫站规模降低
12		MVR 母液/（m^3/d）		/	/	30.00	综合利用或回注	增加 30m^3/d，原因设计将结晶制盐改为母液
13		检修废水/（m^3/d）		6000.00	回注	4000	回注	减少 2000m^3/d，脱硫站数量减少

序号	污染物类别	污染源	污染物	原环评预测产排情况		本次调整方案产排情况		变动情况
				产生量	处置方式	产生量	处置方式	
14		生活污水（生产管理中心）/（m^3/d）		46.40	外排市政管网	28.80	外排市政管网	减少 17.6m^3/d，定员减少
15		生活污水（脱硫站）/（m^3/d）		20.00	站内处理后作绿化用水	7.00	外运周边城镇污水处理厂	减少 13m^3/d，定员减少，水量过少，不适合自建生化处理，处置方式调整
16	固体废物	危险废物	废活性炭/（t/a）	341.46	外委有资质单位	486.48	外委有资质单位	增加 145t/a，因增加更换频率
17			废加氢还原催化剂/（t/a）	/	/	14.79	外委有资质单位	增加 14.79t/a，因调整尾气处理工艺
18			化验室废液/（t/a）	/	/	1.5	外委有资质单位	新识别
19			废 TEG 溶剂/（t/a）	/	/	20.5	外委有资质单位	新识别
20			废脱模剂/（t/a）	/	/	1.25	外委有资质单位	新识别
21			废润滑油/（t/a）	/	/	1.5	外委有资质单位	新识别
22			废铅蓄电池/（t/a）	/	/	1.2	外委有资质单位	新识别
23		待定性	井口脱硫预处理污泥/（t/a）	7463.44	暂按危废，鉴定后确定处置方式	756	暂按危废，鉴定后确定处置方式	减少 6707t/a，因脱水减量再行处置
24			MVR 蒸馏残渣/（t/a）	2190	暂按危废，鉴定后确定处置方式	/	/	减少 2190t/a，因设计将结晶制盐改为母液
25		一般工业固体废物	废 COS 水解催化剂/（t/a）	63.87	厂家回收	33.91	厂家回收	减少 29.96t/a，因脱硫站规模降低
26			废硫黄回收催化剂/（t/a）	74.07	厂家回收	48.33	厂家回收	减少 25.74t/a，因脱硫站规模降低
27			废部分氧化催化剂/（t/a）	/	/	18.11	厂家回收	增加 8.11t/a，因调整尾气处理工艺
28			废瓷球/（t/a）	/	/	17.67	厂家回收	新识别
29			废离子交换树脂/（t/a）	/	/	5.5	厂家回收	新识别
30			气田水综合利用处理站污泥/（t/a）	3000	协同处置	949	协同处置	减少 2051t/a，原因脱水减量再行处置
31			清管废渣/（t/a）	少量	送当地环卫部门处理	少量	送当地环卫部门处理	/
32			取水净水场污泥/（t/a）	/	/	30	铺路、制砖	增加 30t/a，原因取水方案调整
33		生活垃圾/（t/a）		65.28	送当地环卫部门处理	43.8	送当地环卫部门处理	定员减少

2.1.3.4 已建工程内容与本项目关系

根据川西气田调整方案，本项目拟利用彭州 3~彭州 6 四座钻井平台及平台内已建开发井，彭州 7、彭州 8 钻井平台暂缓建设，具体见 2.1-7。

表 2.1-7　已建工程与本项目关系一览表

平台	已建内容	与本项目关系
彭州 3	井场	临时占地 1.38hm^2，利用，不再新增钻井
	脱硫站场地	已平整 7.2hm^2，利用 4.7hm^2，剩余 2.5hm^2 复耕或恢复植被
	彭州 3-4D 井	利用
	彭州 3-5D 井	利用
	临时道路	长 3000m，全部利用，改建为进站道路
彭州 4	井场	临时占地 1.38hm^2，利用，不再新增钻井
	彭州 4-2D	利用
	彭州 4-4D	利用
	彭州 4-5D	利用
	临时道路	长 680m，不再利用，本项目进站道路另行选址
彭州 5	井场	临时占地 1.38hm^2，利用，本项目新增钻井 2 口
	鸭深 1 试采站场	占地 1.36hm^2，利用于彭州 5 脱硫站建设
	彭州 5-2D	利用
	彭州 5-4D	利用
	鸭深 1	利用
	临时道路	长 650m，不再利用，本项目进站道路另行选址
彭州 6	井场	临时占地 2.6hm^2，利用，本项目新增钻井 4 口
	彭州 6-2D	利用
	彭州 6-4D	利用
	临时道路	长 1500m，全部利用，改建为进站道路
彭州 7	井场	暂缓建设，不作为本项目评价对象
	彭州 7-1D	
	临时道路	
彭州 8	井场	暂缓建设，不作为本项目评价对象
	彭州 8-5D	
	临时道路	

2.2 原方案环保措施落实情况

2.2.1 环保手续情况

气田原方案共部署开发井 30 口，其中，已实施 12 口（见表 2.2-1），所有实施工程内容均按照《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》的

要求开展了环境影响评价并取得了环评批复（见附件 10 至附件 13）。

表 2.2-1　评价井及开发井环保手续执行情况

序号	工程内容	地理位置	环评批复		备注
			批复时间	批复文号	
1	鸭深 1 井	彭州市葛仙山镇杨柳村	2014.11	川环审批〔2014〕620 号	探井，利用
	鸭深 1 试采工程	彭州市葛仙山镇杨柳村	2017.2	川环审批〔2017〕57 号	未生产，已拆除
2	彭州 7-1D 井	彭州市葛仙山镇东虎村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	评价井，已关井
3	彭州 8-5D 井	彭州市葛仙山镇建新村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	评价井，已关井
4	彭州 3-4D 井	彭州市丽春镇长廊村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
5	彭州 3-5D 井	彭州市丽春镇长廊村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
6	彭州 4-2D 井	彭州市隆丰镇富集村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
7	彭州 4-5D 井	彭州市隆丰镇富集村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
8	彭州 5-2D 井	彭州市葛仙山镇杨柳村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
9	彭州 6-2D 井	彭州市葛仙山镇文林村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
10	彭州 6-4D 井	彭州市葛仙山镇文林村	2018.9	川环审批〔2018〕124 号	开发井，利用
11	彭州 4-4D 井	彭州市隆丰镇富集村	2021.1	川环审批〔2018〕124 号 彭环审〔2021〕3 号	开发井，利用
12	彭州 5-4D 井	彭州市葛仙山镇杨柳村	2021.1	川环审批〔2018〕124 号 彭环审〔2021〕4 号	开发井，利用

2.2.2 原项目污染产排情况

（1）废气

本项目采用网电钻井，无柴油发电机尾气产生。钻井施工废气主要是测试放喷阶段产生的放喷废气。

试气作业放喷的天然气经点火燃烧，产生的放喷尾气主要污染物为 SO_2。根据川西气田已测试开发井情况，最大测试瞬时气量合 64 万 m^3/d，硫化氢最高含量为 $84.85g/m^3$，放喷尾气中 SO_2 最大排放量为 4.26t/h，各井口放喷作业错时实施，时间为 4～6 小时，属短期排放。

（2）废水

1）钻井及洗井废水

根据统计，川西气田钻井工程钻井及洗井废水产生量 357~490m^3/井，已实施 12 口钻井共产生钻井及洗井废水约 5400m^3。

2）压裂返排液

根据已实施各开发井完井投产时期总结报告，除鸭深 1 外，川西气田储层改造压

裂液量 2000~2500m^3/井，返排液量 370~860m^3/井，已实施 12 口钻井共产生压裂返排液约 7500m^3。

3）施工人员生活污水

主要为井场人员生活废水，单井场施工人员为 50 人左右，每天产生的生活污水约为 5.0m^3，高峰期 6 座井场同时施工生活污水产生量约为 30m^3/d。在各井场井队生活区设有生态厕所和生活污水收集池，施工人员生活污水收集后，定期运往周边的城镇生活污水处理厂处理。

（3）固体废物

施工中产生的固体废物有钻井岩屑、废弃泥浆、废油、生活垃圾和建筑垃圾等。

1）水基钻井岩屑及废弃泥浆

原方案共计实施钻井 12 口，其中大斜度井 11 口、直井 1 口，均采用水基泥浆体系，根据钻井固废拉运台账统计结果，钻井工程水基钻井岩屑及废弃泥浆产生量约 1450~1800m^3/井（2900~3600t/井），已实施钻井工程水基钻井岩屑及废弃泥浆共计产生约 19200m^3（38400t）。

项目水基钻井岩屑及废弃泥浆不在《国家危险废物名录》（2021 版）中规定的危险废物之列，为一般工业固废，交四川亚东水泥公司或四川中节能新型建筑材料有限公司综合利用于制水泥或制砖，处置协议及拉运联单见附件 14、附件 15。

2）油基钻井岩屑

油基钻井岩屑是危险废物，属于《国家危险废物名录》（2021 版）中 HW08 类 072-001-08 小类。在取得成都市彭州生态环境局许可后，开展了彭州 4-4D 和彭州 5-4D 钻井工程三开油基泥浆先导试验，根据油基钻井岩屑转移统计，彭州 4-4D 和彭州 5-4D 油基钻井岩屑产生量分别为 320t 和 490t，共计 810t，现场由防渗岩屑罐收集后，交具有该类危废资质的四川纳海环境有限公司处置，处置协议及拉运联单见附件 16。

3）废油

施工期间各类机械设备维护产生的废油为危险废物，属于《国家危险废物名录》（2021 版）中 HW08 类 900-214-08 小类，单井废油产生量约为 0.3m^3/井，已实施 12 口钻井共计产生废油约 3.6m^3，各平台废油桶收集后，部分用于放喷池的长明灯燃料（约 0.8m^3），部分用于设备维护保养（约 1.2m^3），剩余部分（约 1.6m^3）用于三开钻井段油基泥浆的配制，现场无遗留。

4）废弃土石方

彭州 4~彭州 8 平台钻前工程除表土剥离暂存外，不产生废弃土石方；彭州 3 钻前工程（包括进场道路）及彭州 3 脱硫站位于丘陵区，挖方量较大。已实施工程土石方平衡表见表 2.2-2。根据现场调查，彭州 3 脱硫站剩余挖方填充周边洼地。

表 2.2-2　土石方平衡一览表

项目名称	挖方/万 m^3			填方/万 m^3				弃方/万 m^3
	表土剥离	挖土方	合计	表土暂存	填土方	就地平铺	合计	
钻前工程	2.54	4.5	7.04	2.54	4	0.5	7.04	0
彭州 3 脱硫站平整	2	36.3	38.3	2	6.7	0	8.7	29.6
道路工程	0.63	0.72	1.35	0.63	0.72	0	1.35	0
合计	5.17	41.52	46.69	5.17	11.42	0.5	17.09	29.6

5）建筑垃圾

建筑垃圾包括施工过程中产生的各类废弃材料、废弃包装物等，施工完毕后由施工队伍统一清运，可回收利用部分就近的废品回收站进行处理，不可回收部分送至当地环卫部门指定的建筑垃圾填埋场。根据调查，各钻井场地内无建筑垃圾堆放。

6）生活垃圾

生活垃圾主要来源于施工作业人员的日常生活，根据统计，每口井钻井周期内生活垃圾产生量为 6~8t，已实施 12 口钻井生活垃圾产生量共计约 80t，依托当地环卫部门进行定期清运。

（4）噪声

根据调查，钻井工程采用网电钻井，正常钻进过程中柴油发电机噪声。产生的噪声主要包括钻机、泥浆泵以及其他各种机械转动所产生的机械噪声，此外，试气作业会产生放喷气流噪声，放喷时间一般为 4～6 小时。各噪声源声级见表 2.2-3。

表 2.2-3　单个井场钻井噪声主要声源表

序号	声源名称	运行数量/台	降噪前单台设备声级/dB（A）	降噪措施	降噪后单台设备声级/dB（A）
1	ZJ70 钻机	1	90	/	90
2	泥浆泵	2	85	加衬弹性垫料	80
3	振动筛	2	85	加衬弹性垫料	80
4	离心机	2	85	加衬弹性垫料	80
5	放喷口	1	100	放喷池围墙隔声	90

（5）生态影响

已实施工程内容对生态环境影响主要表现在工程占地内植被的破坏导致的生物量损失和土石方工程导致的水土流失增加，已实施工程占地情况见表 2.2-4，土石方工程量见表 2.2-2。

表 2.2-4　已实施工程占地面积统计表　　单位：hm^2

占地性质	项目名称	耕地	林地	交通运输用地	小计
临时占地	钻井井场	6.74	2.76	0	9.5
	临时道路	1.78	0.57	0.19	2.54
	鸭深 1 钻井及试采	1.18	0.18	0	1.36
	彭州 3 脱硫站	2.15	5.05	0	7.2
	合计	11.85	8.56	0.19	20.6

2.2.3 环保措施要求及落实情况

根据《川西气田产能建设项目环境影响报告书》《鸭深 1 井钻井工程环境影响报告表》《鸭深 1 井橇装脱硫装置试采工程环境影响报告书》《彭州 4-4D 井钻井工程（水改油）环境影响报告表》《彭州 5-4D 井钻井工程（水改油）环境影响报告表》等环评文件及批复要求，建设单位重视施工期的环境管理工作，严格按照环评文件及批复要求落实了各项生态保护、污染防治和风险防范措施，以 HSE 管理体系为核心，以 HSE 管理目标为重点，成立了专门的 HSE 管理机构，制定了《西南油气分公司彭州气田（海相）开发项目部突发环境事件应急预案》，应急救援预案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了宣传和演练，加强了信息交流，建立了与相关方面的通讯联系系统。使工程开工到完井实现“零伤害、零事故、零污染”，取得了较好的效果。

（1）钻井工程环保措施要求及落实情况

根据现场调查，钻井工程在实施过程中基本落实了环评及批复的要求，钻井施工期主要生态保护、污染防治和风险防范措施要求及落实情况见表 2.2-5。

（2）地面工程施工期环评文件及批复要求

根据原环评及批复的要求，地面工程施工期主要生态保护和污染防治要求及本次评价拟采纳情况见表 2.2-6。

（3）运营期环评文件及批复要求

根据原环评及批复的要求，运营期主要生态保护、污染防治和风险防范要求及本次评价拟采纳情况见表 2.2-7。

表 2.2-5　钻井施工期环保措施要求及落实情况

项目		环评文件及批复要求	工程实际采取的环保措施	措施落实情况
生态影响		1）钻前工程基础开挖产生的表土，拟转运至表土堆放场堆放； 2）污油、药品回收利用，禁止污水、污油、泥浆、药品等随意乱丢乱放； 3）做好施工区域防漏防渗处理，以防污染土壤和地下水环境，进而影响植被及生态环境； 4）加强钻井期环境管理和环境监理，进一步优化工程布置、施工方案，控制和减小项目建设对生态环境的影响	1）在钻井井场附近设置表土堆放场，表土堆场播撒草籽； 2）钻井期间钻井废水运送至袁家环保处理站处理达标排放；水基废泥浆及岩屑现场脱水后外运用于制砖或制水泥，全部综合利用；各项废污水、固体废物均得到有效收集、处理、处置，现场无遗留； 3）井场集污罐池和放喷池按要求进行建设和进行内池壁表面防渗处理； 4）井场四周建设了双层排水沟，路面为泥结碎石路面； 5）彭州 3 井场四周进行了护坡和排水沟； 6）已对临时占地区生态破坏进行了经济补偿； 7）建立 HSE 管理体系，成立环保管理组织，根据监测计划定期开展环境监测	已落实
污染影响	大气	1）钻井以网电为动力，减少钻井活动中柴油发电机的燃烧柴油所带来的废气影响； 2）采用硬化道路，道路定期洒水抑尘，车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施，大风天停止作业，临时堆放物料覆盖防尘网等措施降低扬尘； 3）在完井后，通常需进行测试放喷，放喷时利用测试放喷专用管线将天然气引至放喷池点火燃烧	1）钻井以网电为动力； 2）尽可能利用现有公路，临时道路采用碎石路面，并定期洒水抑尘； 3）加强对材料运输的管理、合理布置材料堆放和搅拌地点、对原料进行覆盖，及时清运弃渣； 4）测试放喷废气引入放喷池燃烧后排放，并在放喷管线上投加碱液吸收、固定硫化物，测试放喷选择在气象条件好的时间	已落实
	水	1）项目处于农村地区，生活污水通过在井场、站场设置旱厕的方式，定期拉运至周边的乡镇污水处理厂； 2）采用泥浆不落地技术，钻井废水、洗井废水、压裂返排液用罐车拉运至袁家气田水处理站预处理后交孝蓬 101 井组回注站回注处置； 3）加强钻井作业管理，防止钻井事故，浅层导管长度应足够穿过浅表地下水层，导管段应采用清水钻钻井； 4）对井场内的主副放喷池、井口、脱硫装置区、液硫储罐区、柴油发电机房、重浆罐区、雨水监控兼事故池等区域进行重点防渗； 5）钻井期间加强对周围地下水水质和农户饮用水源进行监测，并根据监测结果及时采取相应的环保措施和	1）施工废水沉淀后回用，不外排； 2）生活污水通过生态厕所及防渗化粪池收集后拉运至城镇污水处理厂，不外排； 3）采用泥浆不落地技术，钻井废水经沉砂、隔油沉淀处理后部分循环使用，剩余部分用密闭罐车运至袁家环保处理站（附件 22），经采用“絮凝沉降+多介质过滤+超滤”工艺处理后，送往孝蓬 101、新场 15 回注站进行回注； 4）洗井废水与压裂返排液经集污罐收集后，送往袁家气田水处理站处理后交孝蓬 101、新场 15 井回注处置，不外排； 5）对钻井平台区域（含井口）、泥浆设备场地（泥浆循环罐区、集污罐池区、集污坑区、泥浆储备罐区）、油罐区、放喷池等，落实采用“防渗混凝土+高密度聚乙烯膜”（防渗系数≤10^{-10}cm/s）的防渗措施； 6）导管段设计井深 800m，穿越浅层地下水层和可利用地下含水层，采用无污染的膨润土泥浆；	已落实

项目		环评文件及批复要求	工程实际采取的环保措施	措施落实情况
		应急预案，确保饮用水安全	7）定期对各平台周边居民地下水井进行取样监测	
	声	1）钻井期采取隔声、减振、消声等措施，控制钻井设备、泥浆泵、振动筛等设备噪声，优先选用低噪声设备、合理安排施工时间、加强施工期管理，控制和减小项目其对周围居民等声环境敏感点的影响； 2）事故放空时及时告知附近居民，并取得其谅解，避免噪声扰民	1）井位选址尽量避开环境噪声敏感点； 2）柴油机安装消声器，柴油机、发电机、泥浆泵、钻机安装减振基础，加装减振垫片；发电机、柴油机配备消声器； 3）合理调控钻井测试放喷时间，对受噪声影响的农户实施临时撤离	已落实
	固废	1)加强钻井期水基岩屑等其他固体废弃物收集、暂存、运输及处置等过程的环境管理，防止产生新的环境问题； 2）油基岩屑暂存于岩屑收集罐，定期交由有相应危险废物处置资质单位处理 3）施工现场设置废油桶收集，油桶所在位置地面做防渗处理，周边设围堰，由施工单位统一收集并综合利用	1）泥浆循环使用，废泥浆和岩屑暂存于井场集污池的集污罐中，定期拉运到砖厂或水泥厂进行处理处置（附件 15、附件 16、附件 17）； 2）生活垃圾送当地城镇垃圾处理场；废包装材料回收利用； 3）现场设置废油桶收集，油桶所在位置地面做防渗处理，周边设围堰，废油由施工单位统一收集综合利用于放喷口长明火燃料、设备保养及配置三开泥浆； 4)油基岩屑属危险废物，在井场收集后密闭送至四川纳海环境有限公司处置（附件 18、附件 19）	已落实
风险防范		1）在项目设计、施工和生产过程中，应严格按照 HSE 管理体系进行操作； 2）设计、井场及钻井设备布置、作业过程、现场管理及人员防护等方面遵守相关规定及要求； 3）井场选址、设计及布置应考虑地质灾害防治措施； 4）出现井喷导致含硫天然气泄漏释放，应紧急疏散距气井 1.2km 范围内的居民； 5）加强对污水收集系统的巡检，制定完善的环境风险应急预案，配备应急物资及装备，加强区域环境风险管理，定期进行培训和演练	1）钻井设计、施工中，建立有 HSE 管理体系，并严格按照 HSE 管理体系进行操作； 2）设计、井场及钻井设备布置、作业过程、现场管理及人员防护等方面执行了相关规定及要求； 3）井场选址、设计及布置采取了地质灾害防治措施； 4）钻井期间未出现井喷导致含硫天然气泄漏释放； 5）制定了《西南油气分公司彭州气田（海相）开发项目部突发环境事件应急预案》，并在地方政府备案，配备有应急物资及装备，定期进行培训和演练；	已落实
社会影响		1）规范井场及放喷池的建设，避免发生环境纠纷； 2）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众担忧的环境问题，回应公众合理的环境诉求	1）对搬迁居民，已采取经济补偿； 2）井场须配备硫化氢检测仪器，测试放喷前通知井场周边 500m 范围内的居民做好事故应急准备；强化事故应急预案，细化应急程序； 3）井场外粘贴公示牌，建立沟通协调机制，及时解决公众担忧的环境问题	已落实

表 2.2-6　地面工程施工期环保措施要求

项目		环评文件要求	环评文件批复要求	本次拟采纳情况
生态影响		1）工程涉及的原地表层土壤要有效收集、妥善堆放；管道施工挖掘管沟时，分层开挖，表层耕作土分开堆放，分层回填； 2）站场、道路建设及管线敷设中，应按设计要求的范围进行，确定施工作业线，不能随意扩大范围，尽量减少占地面积，避开成片植被分布区，减小地表植被破坏； 3）限制施工机具、车辆便道、堆料场、施工队伍临时营地等临时性占地面积，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏，施工结束后及时清理现场，清运各种污物，恢复原状； 4）加强对施工人员的教育，在施工作业带以外，不随意砍伐、破坏树木和植被，不乱挖、乱采野生植被，不随便破坏动物巢穴	1）加强环境管理，全面落实生态保护措施； 2）进一步优化工程布置、施工方案，控制和减小项目建设对生态环境的影响	全部采纳
污染影响	大气	1）粉状材料灌装或袋装运输，储存时入库房或用篷布覆盖，运输车辆禁止超载； 2）缩短施工时间，大风天气时避免大土方量作业或采取喷水抑尘措施，规范布设材料堆放场和拌合场； 3）工程结束后，对施工场地的废物进行及时清理和清运； 4）工地应实施围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围； 5）各种车辆、设备加强维护与保养，选用合格燃料	/	全部采纳
	水	1）设备及管道试压采用清洁水作为水源，试压废水主要污染物为少量 SS，经简单过滤沉淀处理后，就近排入附近非饮用水功能的河流、沟渠； 2）站场设置旱厕，生活污水定期拉运至周边的乡镇污水处理厂	/	全部采纳； 新增试压废水沉淀后监测达标缓慢排入附近沟渠
	声	1）选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级； 2）加强施工管理，做好施工机械日常维护和保养； 3）合理安排施工作业时间，减少夜间车辆等流动声源活动	优先选用低噪声设备、合理安排施工时间、加强施工管理，控制和减小项目对其周围居民等生环境敏感点的影响	全部采纳
	固废	1）废包装材料、边角料、废焊条及废防腐材料集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理； 2）废混凝土等建筑废料经收集用于铺路或者交由环卫部门处理	建筑垃圾送当地建设部门指定的建渣场处置	全部采纳； 新增废防腐材料危废判定及处置要求

表 2.2-7　运营期环保措施要求

项目		环评文件要求	批复要求	本次拟采纳情况
生态影响		加强对恢复植被的养护，切实维护在施工后期植被恢复的成果	1）加强环境管理，全面落实生态保护措施； 2）对不具有工业开发价值的气井和停止采气进入推一起的气井井口及时进行封堵，井场进行迹地恢复，建筑垃圾送当地建设部门指定的建渣场处置	全部采纳
污染影响	大气	1）各脱硫站加热炉和锅炉采用自产脱硫燃料气做燃料，配备低氮燃烧器，从根本上减少了 SO_2、NOx 的排放量，尾气分别经 10m 和 15m 高烟囱外排； 2）硫黄回收部分尾气焚烧炉烟气经胺液吸收后，经 40m 高烟囱外排，满足《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）的要求； 3）非正常排放时，自动控制系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将安全阀等排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放，减轻对环境的污染	1）各脱硫站产生的烟气、硫黄回收单元和脱水单元产生的尾气经处理后达标排放； 2）溶剂再生塔、尾气溶剂再生塔产生的尾气返回硫黄回收工段综合利用； 3）各设备检修和事故工况排放的天然气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧排放； 4）恶臭气体收集至焚烧炉处置，减少对周围居民和环境的影响； 5）在各平台装置区边界外分别设置 50m 卫生防护距离，今后不得规划建设医院、学校、居住区等环境敏感目标	井口水套加热炉改为加热器，热源为凝结热水；尾气处理工艺根据规模进行优化，排放标准不变；其他均采纳原环评文件及批复要求
	水	1）各脱硫站气田采出水经预处理脱硫后，管输至彭州 4 脱硫站汇同制硫部分产生含硫污水、循环水排污水送气田水综合利用装置的深度水处理系统处理，出水回用于循环冷却水补水； 2）热稳定盐去除装置排污水送至孝蓬 101 井回注； 3）锅炉房及凝结水站产生的水直接回用，作为循环水补水； 4）来自厕所、办公楼的生活污水靠管道重力流排至化粪池，然后经一体化设备处理后用于绿化及道路抑尘等； 5）根据各个建设项目场地装置、单元的特点和所处的区域及部位，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区	1）各脱硫站气田采出水经预处理后，与其他生产废水经气田水综合利用装置（采用“高级氧化+斜管沉淀+过滤+反渗透”工艺）深度处理后回用作循环冷却水补水，反渗透浓水经 MVR 蒸发系统处理，蒸发产水进入循环水系统回用，生产废水均不外排； 2）对脱硫装置区、液硫储罐区、雨水监控兼事故池等区域进行重点防渗	含硫污水经汽提后直接回用与循环冷却水；站场生活污水经化粪池暂存后外运至城镇生活污水处理厂；其他均采纳原环评文件及批复要求
	声	1）尽可能选用高性能低噪声设备； 2）对大型压缩机、风机等设备采取减振措施，放空口、风机入口加设消声器； 3）在平面布置中，尽可能将高噪声设备布置在远离敏感目标	选用低噪声设备、合理布局、优化各项噪声污染防治措施，确保厂界噪声达标	全部采纳

项目		环评文件要求	批复要求	本次拟采纳情况
		的位置； 4）在厂界内靠围墙种植绿化隔声带		
	固废	1）MVR 蒸馏残渣暂按危险废物管理，在项目投产后，应按照《危险废物鉴别标准》相关标准对进行鉴别。若是危险废物交由相应资质的处理单位进行处置；如果为一般固废，可在满足相关要求下资源化综合利用 2）气田水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，在项目投产后，应按照《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）对污泥进行鉴别。若是危险废物交由相应资质的处理单位进行处置；若是一般固体废物，运往砖厂或水泥厂进行协同处置； 3）脱硫站产生的废催化剂，属于一般固体废物，由生产厂家进行回收利用； 4）脱硫站产生的废活性炭，属于危险废物，外委有资质单位处置； 5）站场工作人员产生的生活垃圾定点收集，定期交由当地环卫部门统一处理。	1）气田水综合利用装置产生的污泥经脱水后用于制砖和制水泥综合利用； 2）MVR 蒸馏残渣和气田采出水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，项目投产后需对其进行危险废物鉴定，如鉴定后属于危险废物则交由相应资质单位处理，如不属于危险废物可满足相关综合利用要求后资源化利用； 3）硫黄回收催化剂、脱硫催化剂交由生产厂家回收； 4）废活性炭属危险废物，交由具有危险废物处理资质的单位处理	MVR 蒸馏母液回注地层或综合利用；其他均采纳原环评文件及批复要求
风险防范措施		1）通过设置 DCS 自动控制系统、H_2S 气体监测报警系统（装置区及厂界四周需设置 H_2S 气体检测仪）、自动切断泄漏气源，关键设备进行防腐蚀处理；设放空火炬，火炬自动点火及控制系统；进出站管线设置截断阀，管道管材采取防腐措施，并设置腐蚀监测系统，建立和落实维护保养和巡线检查制度； 2）制定环境风险应急预案，建立企业与政府、相关单位间的环境风险应急体系，定期进行培训和演练；发生事故时实施紧急撤离，及时切断事故污染源，监控污染物浓度扩散范围，地下水污染防堵等应急措施，控制和降低环境风险。	1）采取连锁保护措施，设置 DCS 自动控制系统、H_2S 气体监测报警系统，发生事故时自动切断泄漏气源，关键设备进行防腐蚀处理； 2）设放空火炬，火炬自动点火及控制系统； 3）进出站管线设置截断阀，管线管材采取防腐措施，并设置腐蚀监测系统，建立和落实维护保养和巡线检查制度； 4）认真落实三级防控措施，每个井场设备装置区设置导液系统和围堰，各平台设置事故池，事故发生时，确保污水不会进入外环境； 5）加强对站场和污水收集系统的巡检，制定完善的环境风险应急预案，加强区域环境风险管理，定期进行培训和演练； 6）建立企业与政府、相关单位间的环境风险应急体系，建立与彭州石化基地环境风险防控协调机制；	根据设计规模优化事故池容积；其他均采纳原环评文件及批复要求

项目	环评文件要求	批复要求	本次拟采纳情况
		7）发生事故时实施紧急撤离，及时切断事故污染源，监控污染物浓度扩散范围，地下水污染防堵等应急措施，控制和降低环境风险，全包环境安全	
社会影响	跟踪监测的信息应在当地环境保护主管部门网站上公开，公开内容主要包含建设项目特征因子的地下水环境监测值	1）建立通畅的公众参与平台，及时解决公众担忧的环境问题，回应公众合理的环境诉求； 2）设立风险警示牌、信息公示牌，告知公众可能存在的环境风险，定期发布企业环境信息，并主动接收社会监督	全部采纳
总量控制	1）本项目新增污染物总量指标为：SO_2：289.02t/a、NOx：264.52t/a。本项目气污染物总量指标由成都市统一调剂解决，二氧化硫总量指标从成都市 2016 年认定的攀钢集团成都钢钒有限公司削减量（二氧化硫 5629.62 吨）中调剂，氮氧化物总量指标从成都市 2017 年认定的机动车 NOx 减排量（氮氧化物 567 吨）中调剂； 2）本项目所需化学需氧量总量指标为 3.21t/a，从 2016 年认定的彭州市红星纸厂消减量（COD：30.19 吨）中进行调剂；氨氮总量指标为 0.27t/a，从 2016 年认定的彭州市红星纸厂消减量（氨氮：0.60 吨）中进行调剂	1）大气污染物：烟（粉）尘 43.6t/a，$SO_2$144.51t/a，NOx132.26t/a，非甲烷总烃 0.005314t/a，硫化氢 0.2948t/a； 2）水污染物：排入彭州市污水处理厂前 COD3.21t/a、氨氮 0.27t/a；彭州污水处理厂处理后 COD0.53t/a、氨氮 0.053t/a	本项目调整方案大气污染物、水污染物排放总量均小于原环评文件及批复的总量要求

2.3 原方案实施中环境影响回顾

2.3.1 钻井工程环境影响回顾

（1）鸭深 1 井钻井工程

鸭深 1 井为原方案利用的老井，位于成都市彭州市葛仙山镇杨柳村 8 组，井型为直井，井深 5950m，目的层为雷口坡组、马鞍塘组。2014 年 11 月 25 日，四川省环境保护厅以“川环审批〔2014〕620 号”文对“鸭深 1 井钻井工程环境影响报告表”进行了批复。2015 年 5 月，鸭深 1 井完钻，并于 2015 年 6 月～2015 年 7 月进行了四个工作制度的系统测试。钻井期间污染物排放情况见表 2.3-1。

表 2.3-1　鸭深 1 钻井期间污染物排放及治理效果

项目	排放源	主要污染物名称	处理前		处理后	
			浓度	产生量	浓度	产生量
大气污染物	施工、运输场地	颗粒物	/		场地周围浓度最高点浓度<1.0mg/m^3，符合厂界浓度限值	
	柴油机	NO_x	75mg/m^3	产生量极少	75mg/m^3	产生量极少
		碳氢化合物	6.7mg/m^3		6.7mg/m^3	
		CO_2	6.7mg/m^3		6.7mg/m^3	
	完井测试	烃类、H_2S	点火燃烧处理，转化为 SO_2、CO_2 和 H_2O		测试放喷时间短，对环境影响小，措施可行	
水污染物	施工废水	SS	/		部分蒸发，部分回用，不外排	
	钻井废水	pH	7～9	357m^3	废水体积达到集污罐容积的80%时，由有资质的单位外运至袁家环保处理站集中处理	
		COD	500～3000mg/L			
		石油类	10～60mg/L			
		SS	60～2000mg/L			
	酸化压裂作业废液	pH	≤9.0	180m^3	齐福污水处理站集中处理，处理后达标回注	
		COD	≤2600mg/L			
		石油类	≤50mg/L			
		SS	≤1000mg/L			
	钻井队生活污水	COD	400mg/L	742m^3	生活污水经旱厕收集后用于农灌，不外排	
		SS	250mg/L			
		氨氮	40mg/L			
固体废物	钻井工程	岩屑和废泥浆	约 1650m^3		运送到袁家固废处理站处理后，后集中送东泰固废堆放场填埋处理，处置率 100%	
	钻井队	生活垃圾	20~30kg/d，共约 6t		统一收集送交当地环卫部门处理处置，处置率 100%	
	原料场	包装材料	少量		回收利用，不外排	
	钻井工程	废油	约 0.3m^3		收集后送往有资质的单位回收利用，不外排	

项目	排放源	主要污染物名称	处理前		处理后	
			浓度	产生量	浓度	产生量
	施工	挖填方土渣	/		现场用于填埋、铺路、井场复耕，不外排	
噪声	钻前施工	噪声	70～90dB(A)		场界噪声：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)	
	钻井作业	噪声	70～113dB(A)			
	测试（事故）放喷	噪声	85～100dB(A)		瞬时噪声，影响时间短	

鸭深 1 井钻井工程在建设过程中，严格落实了该钻井工程项目环境影响报告和环评批复中的有关生态保护措施，废水、废气、固废、噪声污染防治措施，环境风险防范措施，钻井期间产生的各类污染物得到了合理有效的处理和处置，现场无环境遗留问题。通过调查，鸭深 1 井钻井工程钻井施工期间未曾出现过环保扰民和环保纠纷的情况，随着鸭深 1 井完井并实施关井，钻井工程期间的环境影响也随之减弱及消失。

（2）其他钻井工程

2018 年至今，依据《四川省环境保护厅关于川西气田产能建设项目环境影响报告书的批复》（川环审批〔2018〕124 号）及环评文件要求，川西气田先后实施了彭州 3~彭州 8 共 6 个钻井平台的钻前工程，以及 11 口开发井和评价井钻井工程。钻井期间污染物排放情况见表 2.3-2。

开发井及评价井钻井工程在建设过程中，严格落实了环境影响报告书和批复中的有关生态保护措施，废水、废气、固废、噪声污染防治措施，环境风险防范措施，钻井期间产生的各类污染物得到了合理有效的处理和处置。通过调查，各项钻井工程钻井施工期间未曾出现过环保扰民和环保纠纷的情况，随着各钻井工程完井并实施关井，钻井工程期间的环境影响也随之减弱及消失。

表 2.3-2　开发、评价井钻井期间污染物排放至治理效果

项目	排放源	主要污染物名称	污染产生情况			处理措施及效果
			浓度	单井产量	产生量	
大气污染物	施工、运输场地	颗粒物	/			场地周围浓度最高点浓度 <1.0mg/m^3，符合厂界浓度限值
	柴油机	NO_x	75mg/m^3	产生量极少		钻井作业使用网电，减少柴油发电机工作；柴油发电机组自带消烟除尘装置进一步降低污染排放
		碳氢化合物	6.7mg/m^3			
		CO_2	6.7mg/m^3			
	完井测试	烃类、H_2S	点火燃烧处理，转化为 SO_2、CO_2 和 H_2O			测试放喷时间短，对环境影响小，措施可行

项目	排放源	主要污染物名称	污染产生情况			处理措施及效果
			浓度	单井产量	产生量	
水污染物	施工废水	SS	/			部分蒸发，部分回用，不外排
	钻井废水	pH	7～9	380~490m^3	5040m^3	废水体积达到集污罐容积的 80%时，由有资质的单位外运至袁家环保处理站集中处理
		COD	500～3000mg/L			
		石油类	10～60mg/L			
		SS	60～2000mg/L			
	酸化压裂作业废液	pH	≤9.0	370~860m^3	7320m^3	废水体积达到放喷池容积的 80%时，由有资质的单位外运至袁家环保处理站集中处理
		COD	≤2600mg/L			
		石油类	≤50mg/L			
		SS	≤1000mg/L			
	钻井队生活污水	COD	400mg/L	848~1497m^3	14650m^3	生活污水通过生态厕所及防渗化粪池收集后拉运至城市污水处理厂
		SS	250mg/L			
		氨氮	40mg/L			
固体废物	钻井工程	水基岩屑和废泥浆	/	1450~1800m^3	17550m^3	经泥浆不落地装置脱水后，运至四川亚东水泥公司或四川中节能新型建筑材料有限公司综合利用于制水泥或制砖
	钻井队	生活垃圾	/	6~8t	74t	统一收集送交当地环卫部门处理处置，处置率 100%
	原料场	包装材料	少量			回收利用，不外排
	钻井工程	废油	/	约 0.3m^3	3.3m^3	收集后送往有资质的单位回收利用，不外排
	施工	挖填方土渣	/			现场用于填埋、铺路、井场复耕，不外排
	钻井工程	油基岩屑	/	320~490t	810t	收集后密闭送至四川纳海环境有限公司处置
噪声	钻前施工	噪声	70～90dB(A)			场界噪声：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)
	钻井作业	噪声	70～113dB(A)			
	测试放喷	噪声	85～100dB(A)			瞬时噪声，影响时间短

2.3.2 地面工程环境影响回顾

（1）鸭深 1 井试采工程

2017 年 2 月 8 日，四川省环境保护厅以“川环审批〔2017〕57 号”对“鸭深 1 井橇装脱硫装置试采工程环境影响报告书”进行了批复。鸭深 1 井撬装脱硫试采工程于 2017 年 5 月初整体建成，并于 6 月 15～21 日完成了第一次整体调试。

鸭深 1 井试采脱硫工艺选择了络合铁脱硫工艺，脱硫站场工程采用模块化设计和

安装，主要生产装置采用橇装成套设备。脱硫站场建设内容包括：1）主体工程橇装设备安装，包括双塔脱硫、精脱有机硫、三甘醇脱水、硫黄成型造粒等模块的安装；2）辅助工程，包括进站道路、给排水、工厂风、供电、放空火炬、消防等系统的建设；3）环保工程，包括污水罐、污水降温池、污水回收池（兼作应急事故池）等；4）生活办公及仓储工程，包括控制室及机柜间橇、药剂储存间橇、化验室橇、厕所橇等。

脱硫装置配产为 20 万 m^3/d，装置产品为商品天然气和固体硫黄，商品天然气产量约 18.95 万 m^3/d。商品天然气符合《天然气》（GB17820-2012）一类天然气的要求；固体硫黄达到《工业硫黄 第 1 部分：固体产品》（GB/T 2449.1-2014）合格品的要求，；液体硫黄达到《工业硫黄 第 2 部分：液体产品》（GB/T 2449.2-2015）合格品的要求。

试采期间污染物排放情况见表 2.3-3。

表 2.3-3 试采期间污染物排放及治理效果

项目	排放源	主要污染物	处置措施及排放情况
大气污染物	水套加热炉废气	NOx、SO_2	NOx：0.2994kg/h、SO_2：0.0192kg/h，经 1 根直径 0.35m，高度 15m 排气筒排放
	氧化塔排气	H_2S、有机硫等	H_2S:0.0002 kg/h、甲硫醇：0.0003 kg/h、甲硫醚：0.0004 kg/h、CS_2：0.0005 kg/h、二甲二硫：0.0006 kg/h，分别经活性炭吸附罐顶部排气管排放，一、二氧化塔共配套 10 根排气管，排放高度约 15m，排气管直径 0.35m
	气液分离器排气	H_2S、有机硫等	H_2S:0.00005kg/h、甲硫醇：0.00007kg/h、甲硫醚：0.00010kg/h、CS_2：0.00012kg/h、二甲二硫：0.00015 kg/h，经 1 根直径 0.2m，高 15m 排气筒排放
	熔硫蒸汽	H_2S 等	H_2S：3.75×10^{-6} kg/h，每天三次，每次 30min，两个熔硫釜分别各自的 15m 排气筒排放，排气筒直径 0.35m
	精馏柱排气	非甲烷总烃等	非甲烷总烃（NMHC）：微量，经 1 根直径 0.35m，高约 15m 排气筒放空
	重沸器燃烧废气	NOx、SO_2	NOx：0.0561 kg/h、SO_2：0.0036 kg/h，经 1 根直径 0.35m，高约 15m 排气筒放空
	火炬燃烧废气	NOx、SO_2	NOx：0.0056 kg/h、SO_2：0.0004 kg/h，经 35m 高火炬烟囱直接排放
	2.0t/h 蒸汽锅炉	NOx、SO_2	NOx：0.3144 kg/h、SO_2：0.0202 kg/h，经锅炉房 1 根直径 0.35m，高度 8.5m 排气筒排放
	0.1t/h 蒸汽锅炉		
水污染物	酸气分离废水	H_2S、SS、石油类、Cl^-等	酸气分离废水产生量约 2～5m^3/d，经气提后排入密闭污水罐；三甘醇装置聚结过滤器和颗粒过滤器反冲洗水产生量约 1m³/d，排入密闭污水罐；熔硫装置排水量约 6～11m^3/d，排入密闭污水罐，合计废水产生量约为 17m³/d，密闭污水罐（20m³）中的废水由濮阳天地人公司现场预处理后运往齐福污水处理站处理达标后排放
	三甘醇过滤器排水	SS 等	
	熔硫装置排水	H_2S、SS 等	
	外循环冷却系统排水	SS、COD 等	外循环冷却系统定期排放高盐度废水量约 3m^3/周，排入污水池暂存；脱盐间系统排放浓水量约

项目	排放源	主要污染物	处置措施及排放情况
	脱盐间排水	SS、Cl^-等	2.1m^3/h，排入污水池暂存；蒸汽锅炉定期排放废水约 3m^3/d，经降温池降温后排入污水池暂存。排入污水池（150m^3）中的废水定期由罐车运往川西高氯废水处理站蒸发处理回收工业盐
	蒸汽锅炉排水	SS、COD、Cl^-等	
	生活污水	COD、SS、NH_3-N	产生量约 2.56m^3/d，经旱厕和化粪池收集后用作农肥
	场地雨水	SS	项目站场工艺装置区的初期雨水产生量约 60m^3，该类废水通过工艺装置区围堰（围堰容积约 435.75m^3）排入污水池
固体废物	氧化塔及气水分离器处活性炭吸附罐	废活性炭	产生量约 88.8t/a，交由相应类别资质的危废处理单位拉运并合法处置
	常温吸附塔	废吸附剂	废吸附剂产生量约 10.5m^3/4a，废催化剂产生量约 1m^3/2a，交由相应类别资质的危废处理单位拉运并合法处置
	水解槽及转化槽	废催化剂	
	熔硫釜	硫黄废渣	产生量约 90t/a，作为副产品外售
	化验室	化验室残液	产生量约 0.2m^3/d，由废液收集桶收集，定期交由相应类别资质的危废处理单位处置
	办公生活区	生活垃圾	产生量约 7.2t/a，定点收集，定期交由当地环卫部门统一处理

鸭深 1 井撬装脱硫试采工程调试中出现硫膏堵塞设备、硫黄成品达不到标准要求等问题，且无组织排放臭味对周边也产生一定影响，经多次整改调试不能正常生产。于 2019 年 3 年，对现有设施进行拆除，设施设备运往其他油气站场综合利用。目前，站内仅保留采气树，站场用地用于本次工程建设。



鸭深 1 撬装脱硫试采工程全貌



鸭深 1 用地现状

（2）川西气田产能建设项目（原方案）

原方案批复中彭州 3 脱硫站设计规模 210 万 m^3/d，占地 108 亩，位于丽春镇丘陵区域。由于彭州 3 脱硫站场地平整工程量远大于其它几个平台，经西南油气分公司论证，于 2020 年 4 月 15 日开工提前实施，同年 7 月 30 日因气田开发方案调整暂停施工，截至停工基本完成场地平整和排洪道沟渠建设。其他脱硫站均未动工。

2.3.3 环境影响监测情况

为验证施工期环境保护措施有效性，及时发现项目建设可能产生的环境影响情况，根据原环评中监测计划要求，项目部委托检测机构定期对钻井场地及周边地下水、环境空气、声环境、生态等开展监测调查。

（1）地下水监测

根据西南分公司监测计划，项目部委托成都永悦检测技术有限公司定期开展了地下水质量监测（附件 7），具体监测点位见图 2.3-1，监测结果见表 2.3-4。

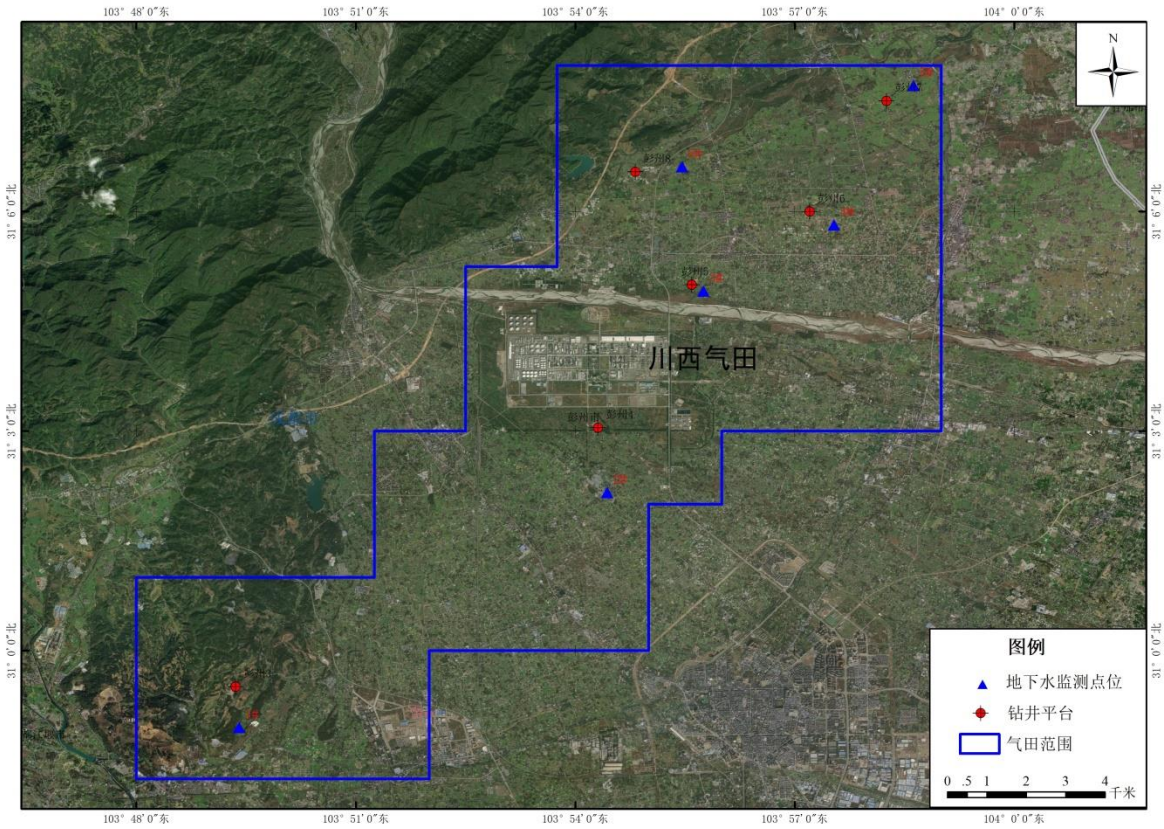


图 2.3-1　地下水质量日常监测点分布图

根据表 2.3-4，各钻井场地下游地下水井监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。各监测因子成不规律波动，且氯化物、硫化物和石油类等油气田开发特征因子均没有趋势性变化，因此，钻井施工对周边地下水水质基本没有影响。

表 2.3-4　地下水日常监测结果一览表

序号	平台	监测点位	采样时间	pH	耗氧量/(mg/L)	氨氮/(mg/L)	挥发酚/(mg/L)	硫化物/(mg/L)	硫酸盐/(mg/L)	六价铬/(mg/L)	氯化物/(mg/L)	锰/(mg/L)	铅/(mg/L)	溶解性总固体/(mg/L)	铁/(mg/L)	硝酸盐/(mg/L)	总硬度/(mg/L)	石油类/(mg/L)
1	彭州3	东风村14组（1#）	2020.7.31															
2			2020.9.25															
3			2020.10.27															
4			2020.11.24															
5			2020.12.30															
6	彭州4	利安北街34号（2#）	2020.7.31															
7			2020.9.25															
8			2020.10.27															
9			2020.11.24															
10			2020.12.30															
11	彭州5	杨柳村5组4号（3#）	2020.7.31															
12			2020.9.25															
13			2020.10.27															
14			2020.11.24															
15			2020.12.30															
16	彭州6	华南村2组77号（4#）	2020.7.31															
17			2020.9.25															
18			2020.10.27															
19			2020.11.24															
20			2020.12.30															
21	彭	官仓村	2020.7.31															

序号	平台	监测点位	采样时间	pH	耗氧量/(mg/L)	氨氮/(mg/L)	挥发酚/(mg/L)	硫化物/(mg/L)	硫酸盐/(mg/L)	六价铬/(mg/L)	氯化物/(mg/L)	锰/(mg/L)	铅/(mg/L)	溶解性总固体/(mg/L)	铁/(mg/L)	硝酸盐/(mg/L)	总硬度/(mg/L)	石油类/(mg/L)
22	州7	7组23号（5#）	2020.9.25															
23			2020.10.27															
24			2020.11.24															
25			2020.12.30															
26	彭州8	建新村五组16号（6#）	2020.7.31															
27			2020.9.25															
28			2020.10.27															
29			2020.11.24															
30			2020.12.30															
III类标准限值																		

（2）环境空气质量

根据西南分公司监测计划，项目部委托成都永悦检测技术有限公司定期开展了环境空气质量监测，具体监测点位见图 2.3-2，监测结果见表 2.3-5。

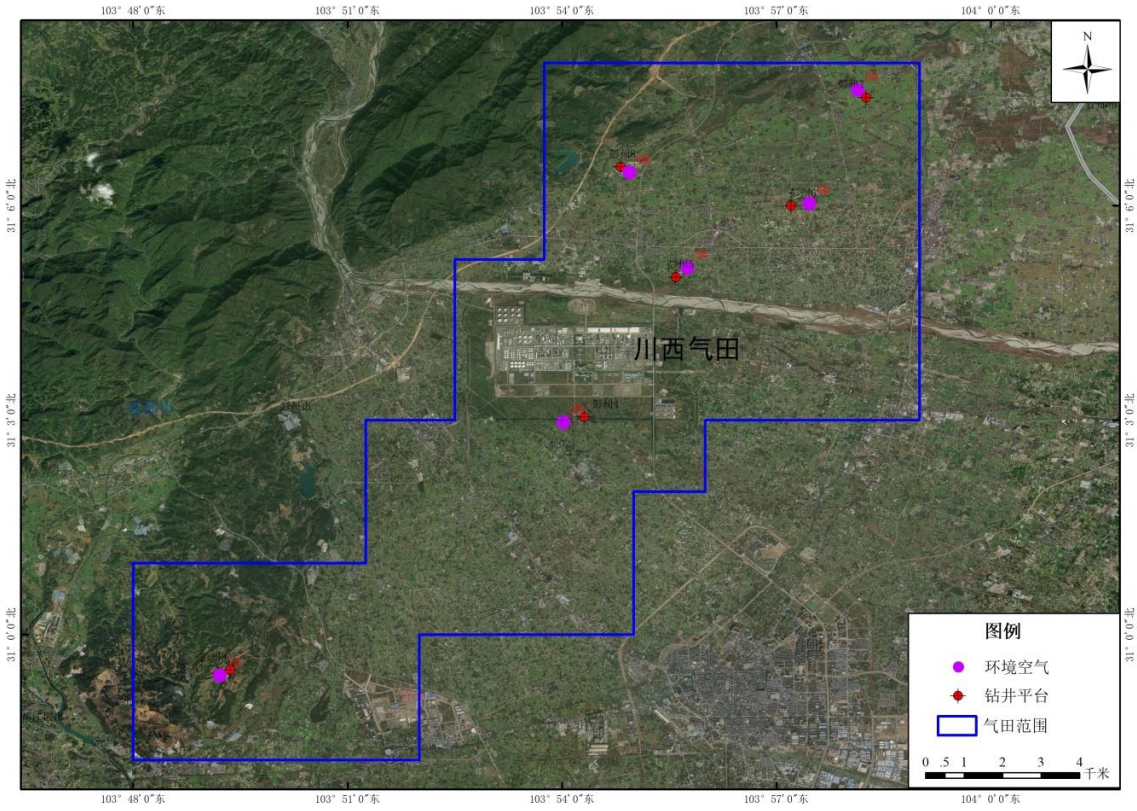


图 2.3-2 环境空气质量日常监测点分布图

表 2.3-5 环境空气日常监测结果一览表　　单位：mg/m^3

采样点位	采样日期	监测项目	检测结果					浓度限值
			小时均值				日均值	
			第一次	第二次	第三次	第四次		
彭州 3 平台周边居民点（1#）	2020.9.22~2020.9.23	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
	2020.12.26~2020.12.27	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
彭州 4 平台周边居民点（2#）	2020.9.22~2020.9.23	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15

采样点位	采样日期	监测项目	检测结果					浓度限值
			小时均值				日均值	
			第一次	第二次	第三次	第四次		
	2020.12.29~2020.12.30	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
彭州5平台周边居民点（3#）	2020.9.22~2020.9.23	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
	2020.12.26~2020.12.27	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
彭州6平台周边居民点（4#）	2020.09.23~2020.09.24	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
	2020.12.27~2020.12.28	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
彭州7平台周边居民点（5#）	2020.09.23~2020.09.24	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
	2020.12.28~2020.12.29	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
彭州8平台周边居民点（6#）	2020.09.23~2020.09.24	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15
	2020.12.27~2020.12.28	硫化氢						0.01
		二氧化硫						0.5
		二氧化氮						0.2
		非甲烷总烃						2
		PM_{10}						0.15

根据表 2.3-5，各钻井场周边居民点环境空气质量各监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，非甲烷总烃一次值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 浓度标准要求。

通过日常监测数据与原环评中监测数据进行对比分析，项目区特征污染因子非甲烷总烃和 H_2S 浓度均满足相应标准的限值要求，且没有明显的变化趋势。因此，钻井施工对周边环境空气质量影响较小。

（3）无组织排放影响情况

根据监测计划要求，为了解测试放喷废气排放对周边环境的影响情况，项目部委托成都永悦检测技术有限公司于 2021 年 6 月 2 日在彭州 4-4D 井测试期间开展了环境空气质量监测（附件 7-7），监测结果见表 2.3-6。

表 2.3-6　放喷期间无组织排放监测结果一览表

采样点位	监测项目	检测结果			浓度限值
		第一次	第二次	第三次	
彭州 4 平台	二氧化氮/（μg/m^3）				200
	PM_{10}/（mg/m^3）				0.15
	硫化氢/（mg/m^3）				0.01
	二氧化硫/（mg/m^3）				0.5
	非甲烷总烃/（mg/m^3）				2.0

根据对表 2.3-6 与表 2.3-5 日常监测数据进行对比分析，测试放喷期间井场周边各监测因子浓度均有所增大，其中 SO_2 增大幅度最为明显，平均浓度由日常监测 0.017mg/m^3，增加到 0.047mg/m^3，增大约 176%，但增加部分占标率约为 6%，且各监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，非甲烷总烃一次值满足《大气污染物综合排放标准》（GB6297-1996）详解中标准要求，H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 浓度标准要求。因此，测试放喷对周边环境空气质量影响较小，且测试放喷周期较短，测试结束后环境影响随之消失。

（4）声环境及场界噪声

根据西南分公司监测计划，项目部委托成都永悦检测技术有限公司定期开展了钻井场地场界噪声监测（附件 7），监测结果见表 2.3-7。

表 2.3-7　场界噪声监测结果一览表　　单位：dB(A)

监测点位	监测时间		监测结果				标准限值
			东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	
彭州 3 平台	2020.9.22	昼间					70
		夜间					55
	2020.10.26	昼间					70
		夜间					55
	2020.11.23	昼间					70
		夜间					55
	2020.12.26	昼间					70
		夜间					55
彭州 4 平台	2020.9.22	昼间					70
		夜间					55
	2020.10.26	昼间					70
		夜间					55
	2020.11.23	昼间					70
		夜间					55
	2020.12.29	昼间					70
		夜间					55
彭州 5 平台	2020.9.23	昼间					70
		夜间					55
	2020.10.27	昼间					70
		夜间					55
	2020.11.24	昼间					70
		夜间					55
	2020.12.26	昼间					70
		夜间					55
彭州 6 平台	2020.9.24	昼间					70
		夜间					55
	2020.10.28	昼间					70
		夜间					55
	2020.11.25	昼间					70
		夜间					55
	2020.12.27	昼间					70
		夜间					55
彭州 7 平台	2020.9.24	昼间					70
		夜间					55
	2020.10.28	昼间					70
		夜间					55
	2020.11.25	昼间					70
		夜间					55
	2020.12.28	昼间					70
		夜间					55

监测点位	监测时间		监测结果				标准限值
			东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	
彭州 8 平台	2020.9.23	昼间					70
		夜间					55
	2020.10.27	昼间					70
		夜间					55
	2020.11.24	昼间					70
		夜间					55
	2020.12.27	昼间					70
		夜间					55

根据表 2.3-7，各钻井平台四周场界噪声均能满足《建筑施工场界环境噪声限值》（GB12523-2011）标准要求。

为了解钻井噪声对周边居民点声环境质量影响情况，项目部委托成都永悦检测技术有限公司开展了声环境监测，声环境监测点位见图 2.3-3，监测结果见表 2.3-8。

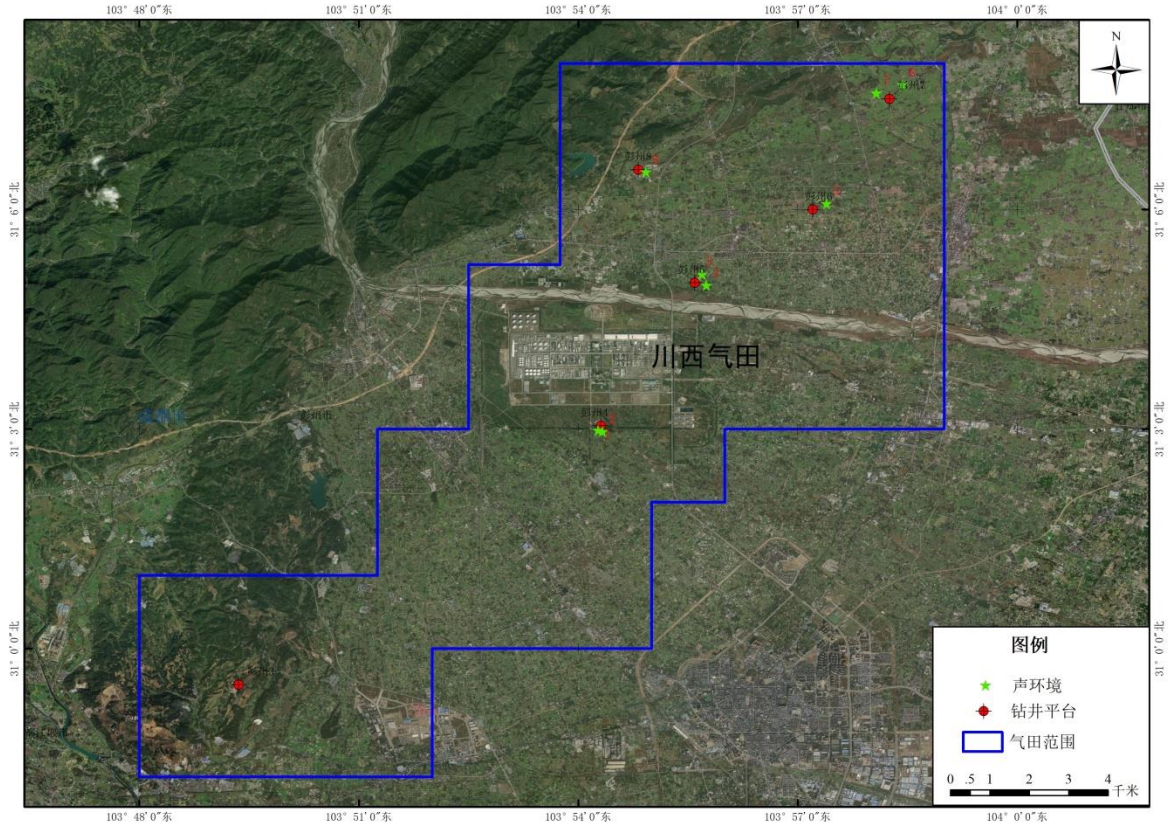


图 2.3-3　声环境质量日常监测点分布图

表 2.3-8　声环境质量监测结果一览表　　单位：dB(A)

监测点位	监测日期	监测结果		标准限制	
		昼间	夜间	昼间	夜间
彭州 4 平台（1#）	2020.12.19			60	50
彭州 4 平台（2#）	2020.12.19			60	50
彭州 5 平台（3#）	2020.12.26			60	50
彭州 5 平台（4#）	2020.12.26			60	50
彭州 6 平台（5#）	2020.12.27			60	50
彭州 7 平台（6#）	2020.12.28			60	50
彭州 7 平台（7#）	2020.12.28			60	50
彭州 8 平台（8#）	2020.12.27			60	50

根据表 2.3-8，各钻井场周边居民点声环境质量昼间和夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区环境噪声限值。因此，钻井施工噪声对周边声环境质量影响较小。

（5）生态环境

根据监测计划，项目部委托成都理工大学国家环境保护水土污染协同控制与联合修复重点实验室于 2019 年 2 月、7 月开展川西气田环境背景监测，对彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6、彭州 7 和彭州 8 等平台周边的陆生、水生及底栖生态进行生态监测，具体包括对陆生生态的全硫、水溶性硫、石油类指标检测，水生生态的铬、镉、砷、汞等指标检测，浮游动植物物种和数量及藻类叶绿素的检测等（附件 6）。

2020 年 12 月开展了钻井平台周边陆生生物进行了跟踪生态监测。在 6 个平台附近分别选取 5 各监测点，对平台附近的油菜田、川芎等植物进行叶片采样，并对样品的 pH 值、叶片硫含量、叶绿素含量、叶片可见伤害进行监测分析（附件 7-6）。与 2019 年背景监测调查进行对比分析，各平台周边农作物叶片含硫量未发现明显变化趋势。

2.4 原项目实施过程中存在的环保问题及解决方案

川西气田原方案部署的 6 个钻井平台中，彭州 3 平台已经完钻，现场除采气树外，其他设施均已拆除；彭州 4、彭州 5、彭州 6 平台现场目前仍在钻井施工中；彭州 7、彭州 8 平台钻井工程已经停工。各钻井场地均按要求采取了较完善的污染及生态防护措施，未发现明显的环境问题。

（1）彭州 3 脱硫站场地水土流失问题

因原方案暂停，调整方案暂未实施，彭州 3 脱硫站场地平整后周边护坡工程暂未实施，现场采用防水雨布临时挡护。根据现场调查，部分防水雨布挡护设施经风吹、

日晒已经破损，雨季存在水土流失问题，具体见下图。



图 2.4-1　彭州 3 脱硫站场地现状

本报告建议，尽快开展调整方案工程设计，优化站场占地范围，及时对彭州 3 脱硫站开挖坡面实施护坡工程，降低工程建设对水土流失的影响。

（2）彭州 7、彭州 8 钻井平台生态治理问题

根据川西气田调整方案，彭州 7、彭州 8 钻井平台暂缓建设，需要根据后期地质认识情况另行部署开发方案，不再作为本次川西气田产能建设项目的工程内容，因此，建议对平台内设备、物料进行清运，定期对井口设施进行巡逻查看，避免事故风险，对未硬化地面恢复植被，尽可能降低对周边生态环境的影响。

（3）临时道路处置问题

部分钻井期临时道路在项目建成后不再利用，需要根据原用地性质进行生态恢复或综合利用，各平台临时道路占地情况及建议措施见表 2.4-1。

表 2.4-1　未利用临时道路处置建议措施一览表

序号	平台	道路长度/m	占地面积/m^2	原用地性质	措施建议
1	彭州 4	680	4640	交通、林地	综合利用作为市政道路
2	彭州 5	650	2600	耕地	复垦
3	彭州 7	630	2520	耕地	复垦
4	彭州 8	80	320	耕地	复垦

3 本次建设项目概况

3.1 建设项目基本情况

3.1.1 项目名称、建设地点及建设性质

（1）项目名称：川西气田产能建设项目（重新报批）。

（2）建设地点：川西气田位于四川盆地彭州-大邑地区油气勘查区块内，区块面积 1982.629km^2。本次开发区块面积 152km^2，地理上处于东经 103°36'～104°06'、北纬 30°50'～31°12'范围内，行政上隶属四川省成都市彭州市，东南距成都市约 45km。主要涉及乡镇包括丽春镇、隆丰镇、葛仙山镇。项目地理位置见附图 1。

（3）建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司（彭州气田（海相）开发项目部）。

（4）建设性质：新建。

（5）行业类别：陆地天然气开采 B0721。

（6）建设规模：部署开发井 16 口，建成 19.8 亿 m^3/a 混合气（17.68 亿 m^3/a 净化气）产能规模。

（7）工程投资：总投资为 75.01 亿元，其中环保投资约 6.595 亿元，占投资额的 8.79%。

（8）占地面积：本项目共计占地 56.06hm^2，其中工程永久占地 43.33hm^2，临时占地 12.73hm^2。

（9）建设周期：2021 年 9 月～2022 年 12 月进行施工，2023 年上半年达到投产条件。

（10）年运行时间：8000 小时。

3.1.2 建设单位简介

川西气田产能建设项目（重新报批）由中国石化西南油气分公司（彭州气田（海相）开发项目部）负责开发建设。

西南油气分公司组织建设并管理运营元坝气田，近年来，除元坝气田，西南油气分公司相继在成都盆地周边建设了川科 1 井、鸭深 1 井、川深 1 井等高含硫气井的试采工程，积累了丰富的含硫气田开发建设和含硫气田生产运行环保管理经验。彭州气田（海相）开发项目部是西南油气分公司所属二级单位，于 2017 年 2 月 10 日成立，机关设在四川省成都彭州市。川西气田与元坝气田均具有硫化氢含量较高的特点，根

据前期积累的管理经验，西南油气分公司能够将川西气田开发过程中产生的环境影响和环境风险降至最低。

3.1.3 矿权范围

川西气田位于彭州-大邑登记区块内，勘查许可证号 0200002020219。彭州-大邑区块位于川西拗陷龙门山构造南端，区内发育有鸭子河、金马、石羊镇、石板滩、大邑等局部构造，具有良好的勘探潜力。本项目开发区域与探矿权的位置关系见图 3.1-1。

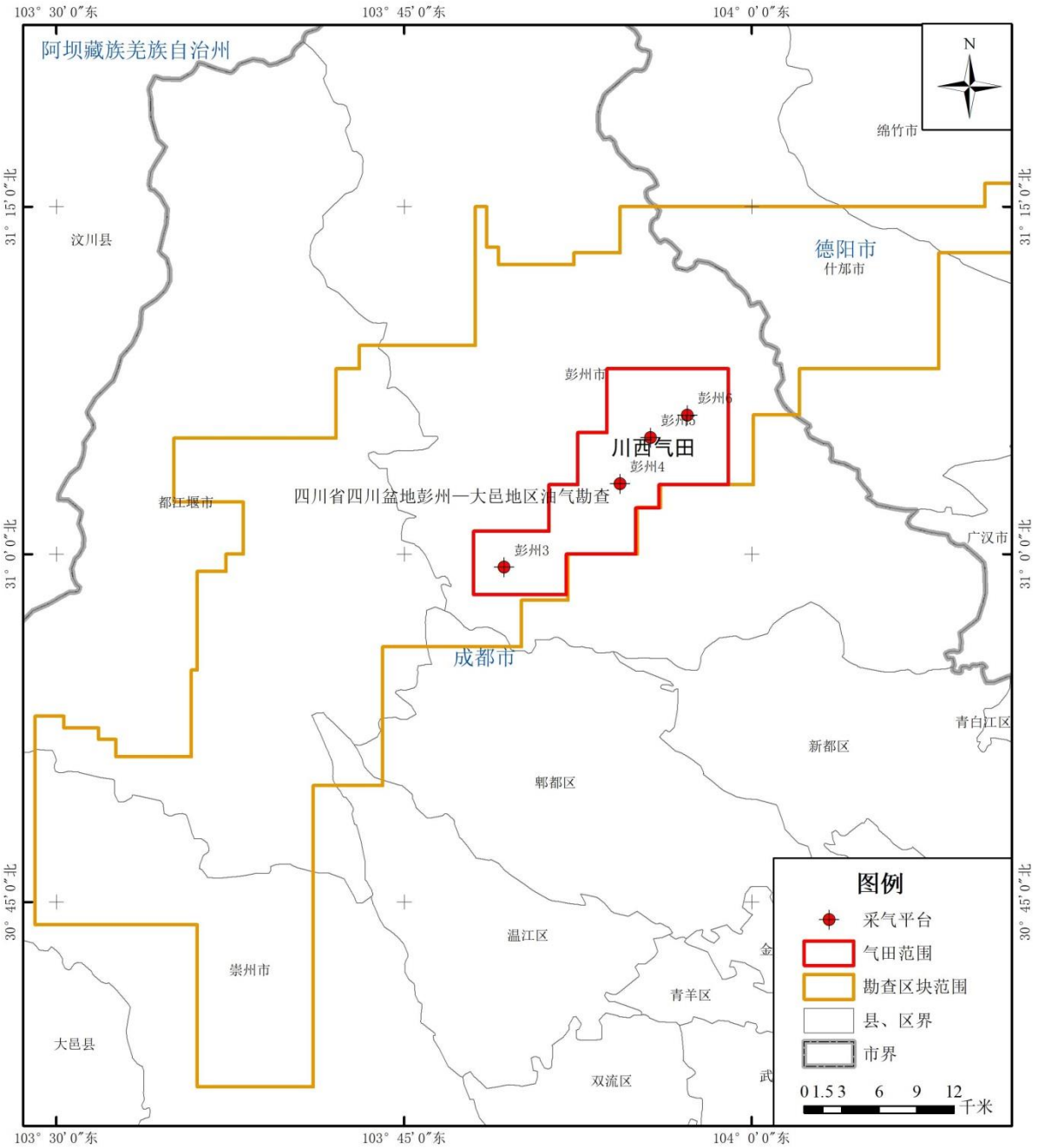


图 3.1-1　川西气田与探矿权位置关系

3.1.4 建设内容及规模

（1）建设内容

本项目属于陆地天然气开采项目，利用已实施的 4 座钻井平台，部署开发井 16 口，其中，已实施 10 口（利用探井 1 口（鸭深 1）），新部署长靶间距大斜度井 6 口；新建彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 共计 4 座脱硫站，集输站与彭州 6 脱硫站合建；新建彭州 5 至彭州 6 脱硫站集气管线 4.5km，同沟敷设气田采出水、生产补水、生产污水、处理后回用水等管线；配套建设供水、供电、站场道路等设施。外输管线另行立项（附件 14），不属于本项目评价对象。

（2）建设规模

根据调整方案，本次建成 19.8 亿 m^3/a 混合气（17.68 亿 m^3/a 净化气）产能规模，具体见表 3.1-1。

表 3.1-1　各站建设规模一览表

脱硫站	井数	混合气产能		净化气产能		产硫量	
		万 m^3/d	亿 m^3/d	万 m^3/d	亿 m^3/d	t/d	万 t/a
彭州 3	2	55	1.82	49	1.62	37.94	37.94
彭州 4	3	60	1.98	54	1.77	41.39	41.39
彭州 5	5	195	6.43	174	5.75	136.44	136.44
彭州 6	6	290	9.57	259	8.55	202.91	202.91
合计	16	600	19.80	536	17.68	412.86	412.86

3.1.5 主要产品

本工程气田开发内部集输工程集输介质为原料天然气，天然气脱硫工程主要产品为商品天然气和工业硫黄。

3.1.5.1 原料天然气

原料天然气量为 600 万 m^3/d（19.8 亿 m^3/a），其中甲烷含量 88.88%，乙烷含量 0.15%，二氧化碳含量 5.08%，氮气含量 0.98%，硫化氢含量 4.89%，天然气相对密度为 0.6364。具体见表 3.1-2，其中有机硫组分见表 3.1-3。

表 3.1-2　原料气气质组分表

构造	层位	天然气					
		相对密度	甲烷/%	乙烷/%	氮/%	二氧化碳/%	硫化氢/%
金马	上储层	0.62	91.27	0.16	1.01	4.10	3.42
	下储层	0.62	90.01	0.16	1.13	4.36	4.31
	平均	0.62	90.50	0.16	1.10	4.31	3.88
鸭子河	上储层	0.65	87.44	0.18	0.94	6.26	5.13
	下储层	0.64	87.93	0.14	0.91	5.44	5.59
	平均	0.64	88.00	0.15	0.90	5.51	5.45

表 3.1-3　有机硫组分平均分析表

组成	羰基硫	甲硫醇	乙硫醇	甲硫醚	噻吩
mg/m³	82.20	109.39	15.94	10.61	0.15
组成	二硫化碳（CS_2）（以 S 计）	丙硫醇（C_3H_7SH）（以 S 计）	丁硫醇（n-C_4H_9SH）（以 S 计）	二甲基二硫醚（CH_3SSCH_3）（以 S 计）	乙硫醚（$C_2H_5SC_2H_5$）（以 S 计）
mg/m³	2.33	18.21	0.01	0.03	0.06

注：有机硫范围 88.2～256.4mg/m^3。

3.1.5.2 产品气

产品气量 17.68 亿 m^3/a。产品气质量符合国家标准《天然气》（GB17820-2018）一类气相关技术指标要求。具体见表 3.1-4。

表 3.1-4　产品气气质质量

项目	H_2S/(mg/m^3)	总硫(以 S 计，mg/m^3)	CO_2/%
指标	≤6	≤20	≤3.0

3.1.5.3 副产品

副产品硫黄产量 410.3t/d（13.54 万 t/a），硫黄质量达到《工业硫黄 第 1 部分：固体产品》（GB/T 2449.1-2014）和《工业硫黄 第 2 部分：液体产品》（GB/T 2449.2-2015）中优等品质量指标，纯度＞99.9%，含水率＜0.1%。

3.2 项目组成内容

3.2.1 项目组成内容

川西气田采用丛式井组布井、分段酸压大斜度井，动用储量****亿 m^3，部署开发井 16 口，其中，已实施 10 口（利用探井 1 口（鸭深 1）），新部署长靶间距大斜度

井 6 口，建成 19.8 亿 m^3/a 混合气（17.68 亿 m^3/a 净化气）产能规模。工程共布置建设脱硫站 4 座（天然气处理规模为 55～290 万 m^3/天），天然气集输站 1 座（与彭州 6 脱硫站合建）、气田水综合利用装置 1 座，脱硫气管线 4.5km，同沟敷设污水管线，新建进站道路 8.8km。项目组成见表 3.3-1，项目总体布局见附图 3-1。

表 3.3-1　本项目主要建设内容一览表

类别		本项目建设内容			备注
主体工程	钻采工程	井场 4 座	彭州 3 平台	开发井彭州 3-4D、彭州 3-5D，全部已实施	共 16 口开发井，其中新钻井 6 口，已实施 10 口。具体见表 3.3-2
			彭州 4 平台	开发井彭州 4-2D、彭州 4-4D、彭州 4-5D，全部已实施	
			彭州 5 平台	新钻开发井彭州 5-1D、彭州 5-3D；利用已实施彭州 5-2D、彭州 5-4D、鸭深 1	
			彭州 6 平台	新钻开发井彭州 6-1D、彭州 6-3D、彭州 6-5D、彭州 6-6D，利用已实施彭州 6-2D、彭州 6-4D	
	脱硫工程	脱硫站 4 座（对应平台上建设）		气体处理规模 600 万 m^3/d	新建，具体见表 3.3-3~3.3-6
				彭州 3 脱硫站，天然气处理规模 55 万 m^3/d，硫黄回收装置产硫量 37.94t/d	
				彭州 4 脱硫站，天然气处理规模 60 万 m^3/d，硫黄回收装置产硫量 41.39t/d	
				彭州 5 脱硫站，天然气处理规模及气量 185 万 m^3/d，硫黄回收装置产硫量 136.44t/d	
				彭州 6 脱硫站，天然气处理规模及气量 290 万 m^3/d，硫黄回收装置产硫量 202.91t/d	
	地面工程	天然气集输站 1 座		与彭州 6 脱硫站合建，处理规模 440 万 m^3/d	新建
		管线	净化气管线	设计压力为 6.3MPa，长 4.5km，管径 DN250，L360N 无缝钢管	新建，同沟敷设
			生产补水	长 4.5km，DN300，20#无缝钢管	
			气田采出水	长 4.5km，DN80，连续增强塑料复合管	
			脱盐水	长 4.5km，DN150，连续增强塑料复合管	
			生产污水及初期雨水	长 4.5km，DN350，20#无缝钢管	
			处理后回用水	长 4.5km，DN150，连续增强塑料复合管	
			碱性废水	长 4.5km，DN80，连续增强塑料复合管	
公辅工程		消防救援		新建应急救援站 1 座，位于葛仙山镇楠杨社区旁边，满足二级消防站要求	新建
		生产管理中心		位于彭州市牡丹新城，征地面积 1.4667hm^2，总建筑面积 8750m^2	新建
依托工程		环保		钻井废水、压裂返排液依托袁家环保处理站；泥浆回用依托川西泥浆中转站；水基钻井岩屑、废弃泥浆依托四川中节能新型建筑材料有限公司和四川亚东水泥公司；油基岩屑依托四川纳海环境有限公司	现有

3.2.2 工程组成

（1）钻井工程

调整方案采用丛式井组布井、分段酸压大斜度井，部署开发井 16 口，其中，已实施 10 口（利用探井 1 口（鸭深 1）），新部署长靶间距大斜度井 6 口。共部署 4 个钻井平台，其中彭州 3、彭州 4 钻井工程已完成，彭州 5、彭州 6 钻井工程实施中。钻井井场采用标准化布置，彭州 5 为单井场钻井，彭州 6 采用 2 个并列井场钻井，单个井场设计满足 2 口井同时钻进需求。钻井井场主要工程内容组成见表 3.3-2。

表 3.3-2 钻井井场主要工程内容组成一览表

类别		建设内容及规模		可能产生的主要环境问题	备注
主体工程	钻前工程	井场工程	井场 4 座，具体内容包括场地平整，修建方井、清水池、应急池、放喷池、设备设施基础以及表土堆场、分区防渗、清污分流管渠等，临时占地 6.74hm^2	临时占地、水土流失及生态破坏、机械设备噪声、机械尾气、施工粉尘、施工固废、施工废水、生活垃圾等	利用现有
		道路工程	4 座井场与现有道路连接道路长度 4.6km，碎石路面，宽度 3.5m		
	钻井工程	钻进作业	部署开发井 16 口，利用现有 10 口，新钻井 6 口，新井井深平均 7964m	机械设备废气、粉尘、放喷废气、除尘废水、钻井废水、洗井废水、生活污水、方井雨水、机械设备噪声、钻井固废、生活垃圾、废油、废包装材料	新钻井 6 口
		固井作业	分开次采用套管保护+水泥固井		
		井控作业	分开次选择不同压力级别井控装置，包括闸板防喷器、环形防喷器等		
	储层改造		采用酸压增产工艺，单井总液量约 2500~2800m^3	机械尾气、压裂返排液、无组织废气、生活污水、设备噪声、生活垃圾、环境风险等	新井 6 口
	完井测试		钻井至目的层后对气井产能进行测试	放喷废气、压裂返排液、生活污水、生活垃圾、环境风险等	新井 6 口
	完井搬迁		对彭州 4、彭州 5、彭州 6 平台钻井设施搬迁	施工粉尘、噪声及固废等	/
辅助及公用工程	供配电工程		钻井采用当地电网供电。同时各钻井工程设置 3 台柴油机发电机作为备用供电	备用柴油发电机燃料废气	利用现有
	供水工程		生产、生活用水采用罐车拉运至清水池暂存	/	利用现有
	排水工程		各井场采取清污分流，污污分流，施工废水采用罐车拉运	/	利用现有
	通讯系统		各井场设通讯系统 1 套	/	利用现有
	消防系统		各井场设消防系统 1 套，包括高位水箱、消防水池等	/	利用现有
环保工程	泥浆不落地循环系统		各钻井工程配置 1 套，包括缓冲罐、接收箱、反应箱、分离装置、滤液罐、岩屑暂存箱等	水基岩屑、废水基泥浆、设备噪声等	利用现有
	噪声防治		优选低噪声设备，并采取基础减振、隔声、临时撤离等措施	/	利用现有

类别		建设内容及规模	可能产生的主要环境问题	备注
	水土保持	护坡和排水设施	/	利用现有
	垃圾桶	在井场和生活区分别设置移动式垃圾桶	生活垃圾	利用现有
	生态厕所	施工期各井场和生活区各修建生态厕所 2 座	生活污水	利用现有
	危废暂存间	各井场设置 1 座，10m^2	/	利用现有
储运工程	重浆罐区	40m^3 重浆储备罐 3 个，罐区防渗并设置围堰	环境风险	利用现有
	压裂酸化罐区	酸化压裂时井场内布置，每井 40 个 50m^3 储罐，罐区防渗并设置围堰	环境风险	临时设施
	柴油罐	井场设 2~4 个柴油罐，每个 10~30m^3，临时存储钻井用柴油，罐区防渗并设置围堰	环境风险	利用现有
办公及生活设施		各井场设置临时活动房，15 座/井场，占地面积约 1800m^2	占地、生活污水、生活垃圾	利用现有

（2）采气及脱硫工程

调整方案依托采气平台，新建彭州 3~彭州 6 四座天然气脱硫站，采气平台和脱硫站合建。地面集输平台内采用“加热保温”的集气工艺；脱硫站采用醇胺法-平台脱硫、脱水、平台制硫处理方案。彭州 3~彭州采气及脱硫站主要工程组成见表 3.3-3~表 3.3-6。

表 3.3-3 彭州 3 脱硫站主要工程组成内容一览表

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
主体工程	井口装置	加热器（热源凝结水）1 台，计量/生产分离器 2 座，酸液缓冲罐 1 座，乙二醇加注撬 1 台，处理气量 55 万 m^3/d	套	1	固废、噪声	废水、环境风险
	脱硫装置	规模 55 万 m^3/d，采用国产复合溶剂 UDS-3 吸收 H_2S，装置分为两段脱硫塔、COS 水解反应器和溶剂再生塔等	套	1		废水、噪声、环境风险
	脱水装置	规模 55 万 m^3/d，三甘醇（TEG)脱水，装置分为天然气脱水塔、TEG 再生塔、TEG 缓冲罐等	套	1		
	硫黄回收装置	与脱硫装置配套，三级常规 Claus 工艺，装置分为反应炉、三级转化器、硫冷凝器、余热锅炉等	套	1		
	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套，采用尾气部分氧化+碱液烟气脱硫工艺，装置分为部分氧化反应器、尾气焚烧炉、尾气洗涤塔、40m 高烟囱等	套	1		废水、废气、噪声、环境风险
	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套，蒸汽汽提，装置分为酸水缓冲罐、酸水汽提塔、酸水回收罐等	套	1		废水、噪声、环境风险
公辅工程	进站道路	起点为天桂路，路面宽度 4.0m，路基宽度 5.0m	km	3.5	固废、扬尘、噪声	车辆尾气、噪声
	火炬放空系统	火炬设施包括火炬筒体、速度密封器、塔架、长明灯、点火系统等，火炬筒体为 DN300，高度 60m	套	1	固废、噪声	废水、废气、噪声
	分析间	负责脱硫站频次较高操作简单的水质分析项目	座	1		废水、废液
	空分空压站	空压部分设计规模 5500Nm^3/h，设置 2600Nm^3/h 离心式空气压缩机两台，1 用 1 备；空分设计规模 1100 Nm^3/h，设置 600Nm^3/h PSA 制氮设施 3 套，2 用 1 备；设置 1.0MPa 的 180m^3 净化风、氮气卧罐各 1 台	座	1		废水、噪声
	循环水系统	循环水场规模为 1500m^3/h。选用 3 座 500m^3/h 撬装式开式冷却塔，1 座 70m^3/h 砂滤罐及循环水泵等设备	套	1		废水、噪声
	供配电	设 1 座 10kV 变电所，双路 10kV 进线电源分别引自沙梗 110kV 变电站 10kV 不同母线，线路长度 2x4km	座	1		电磁辐射
	供水系统	用水量 29m^3/h，就地新建水源井，设 2 座生产给水及消防给水储存罐，总有效容积为 1000m^3	套	1		/

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
	除盐水站	除盐水补充量 3t/h，设 1 座 10t/h 处理能力除盐水站	座	1		废水、固废
	供热系统	设 15t/h 低压燃气锅炉 2 台，1 用 1 备	台	1 用 1 备		废水、废气、噪声
	燃料气系统	燃料气为脱硫单元生产的净化天然气，站内设置的燃料气管网，管网压力 0.4±0.05MPa	套	1		/
	消防系统	场内设置稳压环状消防水管网、消火栓等设施	套	1		/
	自动控制系统	分为分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃及有毒气体监控系统（GDS）和智能设备管理系统（IDM）	套	1	固废	/
	现场控制室	建筑面积 1292m^2	座	1	固废、噪声	/
储运工程	液硫池	液硫池尺寸规格为 10mx25mx4.5m，配套加热保温及装车装置	座	1	固废、噪声	/
环保工程	采出水预处理装置	处理规模 200m^3/d，包括负压气提塔、氧化除硫罐、压力斜板罐、两级过滤器、加药间等	套	1	固废、噪声	废水、污泥、噪声
	脱硫站污水处理场	处理规模 25m^3/h，主体工艺为低压反渗透，产水率 70%，设备主要有高密度沉淀池、多介质过滤器、超滤、反渗透膜组件等	套	1		废水、污泥、噪声
	危废暂存间	钢结构，79m^2	座	1		环境风险
	雨水监控兼事故池	储存初期雨水或事故产生的污水，有效容积 1200m^3	座	1		废水
	生活污水收集系统	生活污水收集管网及 10m^3 化粪池 1 座	套	1		废水
	生态保护	四周护坡，厂区绿化系数 12%，站场四周设 10m 宽防护林	套	1		/

表 3.3-4 彭州 4 脱硫站主要工程组成内容一览表

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
主体工程	井口装置	加热器（热源凝结水）1 台，计量/生产分离器 2 座，酸液缓冲罐 1 座，乙二醇加注撬 1 台，处理气量 60 万 m^3/d	套	1	固废、噪声	废水、环境风险
	脱硫装置	规模 60 万 m^3/d，采用国产复合溶剂 UDS-3 吸收 H_2S，装置分为两段脱硫塔、COS 水解反应器和溶剂再生塔等	套	1		废水、噪声、环境风险
	脱水装置	规模 60 万 m^3/d，三甘醇（TEG)脱水，装置分为天然气脱水塔、TEG 再生塔、TEG 缓冲罐等	套	1		
	硫黄回收装置	与脱硫装置配套，三级常规 Claus 工艺，装置分为反应炉、三级转化器、硫冷凝器、余热锅炉等	套	1		
	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套，采用尾气部分氧化+碱液烟气脱硫工艺，装置分为部分氧化反应器、尾气焚烧炉、尾气洗涤塔、40m 高烟囱等	套	1		废水、废气、噪声、环境风险
	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套，蒸汽汽提，装置分为酸水缓冲罐、酸水汽提塔、酸水回收罐等	套	1		废水、噪声、环境风险
公辅工程	进站道路	起点为石化大道，路面宽度 4.0m，路基宽度 5.0m	km	1.7	固废、扬尘、噪声	车辆尾气、噪声
	火炬放空系统	火炬设施包括火炬筒体、速度密封器、塔架、长明灯、点火系统等，火炬筒体为 DN300，高度 60m	套	1	固废、噪声	废水、废气、噪声
	分析间	负责脱硫站频次较高操作简单的水质分析项目	座	1		废水、废液
	空分空压站	空压部分设计规模 5500Nm^3/h，设置 2600Nm^3/h 离心式空气压缩机两台，1 用 1 备；空分设计规模 1100 Nm^3/h，设置 600Nm^3/h PSA 制氮设施 3 套，2 用 1 备；设置 1.0MPa 的 180m^3 净化风、氮气卧罐各 1 台	座	1		废水、噪声
	循环水系统	循环水场规模为 1500m^3/h。选用 3 座 500m^3/h 撬装式开式冷却塔，1 座 70m^3/h 砂滤罐及循环水泵等设备	套	1		废水、噪声
	供配电	10kV 变电所，双路 10kV 进线电源分别引自经纬 110kV 变电站的 10kV 不同母线，线路长度 2x2km	座	1		电磁辐射
	供水系统	用水量 29m^3/h，接自石化水厂，管线规格为 DN150，管线长度 2km;设 2 座生产给水及消防给水储存罐，总有效容积为 1000m^3	套	1		/
	除盐水站	除盐水补充量 5t/h，设 1 座 10t/h 处理能力除盐水站	座	1		废水、固废

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
	供热系统	15t/h 低压燃气锅炉	台	1 用 1 备		废水、废气、噪声
	燃料气系统	燃料气为脱硫单元生产的净化天然气，站内设置的燃料气管网，管网压力 0.4±0.05MPa	套	1		/
	消防系统	场内设置稳压环状消防水管网、消火栓等设施	套	1		/
	自动控制系统	分为分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃及有毒气体监控系统（GDS）和智能设备管理系统（IDM）	套	1	固废	/
	现场控制室	建筑面积 1292m^2	座	1	固废、噪声	/
储运工程	液硫池	液硫池尺寸规格为 10mx25mx4.5m，配套加热保温及装车装置	座	1	固废、噪声	/
环保工程	采出水预处理装置	处理规模 200m^3/d，包括负压气提塔、氧化除硫罐、压力斜板罐、两级过滤器、加药间等	套	1	固废、噪声	废水、污泥、噪声
	脱硫站污水处理场	处理规模 25m^3/h，主体工艺为低压反渗透，产水率 70%，设备主要有高密度沉淀池、多介质过滤器、超滤、反渗透膜组件等	套	1		废水、污泥、噪声
	危废暂存间	钢结构，79m^2	座	1		环境风险
	雨水监控兼事故池	储存初期雨水或事故产生的污水，有效容积 1200m^3	座	1		废水
	生活污水收集系统	生活污水收集管网及 10m^3 化粪池 1 座	套	1		废水
	生态保护	厂区绿化系数 12%，站场四周设 10m 宽防护林	套	1		/

表 3.3-5 彭州 5 脱硫站主要工程组成内容一览表

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
主体工程	井口装置	加热器（热源凝结水）3 台，计量、生产分离器各 1 座，酸液缓冲罐 1 座，乙二醇加注撬 1 台，处理气量 195 万 m^3/d	套	1	固废、噪声	废水、环境风险
	脱硫装置	规模 195 万 m^3/d，采用国产复合溶剂 UDS-3 吸收 H_2S，装置分为两段脱硫塔、COS 水解反应器和溶剂再生塔等	套	1		废水、噪声、环境风险
	脱水装置	规模 195 万 m^3/d，三甘醇（TEG)脱水，装置分为天然气脱水塔、TEG 再生塔、TEG 缓冲罐等	套	1		
	硫黄回收装置	与脱硫装置配套，三级常规 Claus 工艺，装置分为反应炉、三级转化器、硫冷凝器、余热锅炉等	套	1		
	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套，采用尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺，装置分为尾气吸收塔、加氢反应器、尾气焚烧炉、尾气洗涤塔、40m 高烟囱等	套	1		废水、废气、噪声、环境风险
	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套，蒸汽汽提，装置分为酸水缓冲罐、酸水汽提塔、酸水回收罐等	套	1		废水、噪声、环境风险
公辅工程	进站道路	起点为楠林路，路面宽度 4.0m，路基宽度 5.0m	km	1.6	固废、扬尘、噪声	车辆尾气、噪声
	火炬放空系统	火炬设施包括火炬筒体、速度密封器、塔架、长明灯、点火系统等，火炬筒体为 DN600，高度 65m	套	1	固废、噪声	废水、废气、噪声
	分析间	负责脱硫站频次较高操作简单的水质分析项目	座	1		废水、废液
	空分空压站	空压部分设计规模 7800Nm^3/h，设置 3800Nm^3/h 离心式空气压缩机两台，1 用 1 备；空分设计规模 1600 Nm^3/h，设置 800Nm^3/h PSA 制氮设施 3 套，2 用 1 备；设置 1.0MPa 的 180m^3 净化风、氮气卧罐各 1 台	座	1		废水、噪声
	循环水系统	循环水场规模为 3000m^3/h。选用 5 座 600m^3/h 撬装式开式冷却塔，1 座 120m^3/h 砂滤罐及循环水泵等设备	套	1		废水、噪声
	供配电	设 35/10kV 变电所，双回 35kV 电源分别引自 110kV 沙埂变电站和 110kV 香树变电站，线路长度 23km	座	1		电磁辐射
	供水系统	用水量 70m^3/h，由彭州 6 脱硫站净化水处理系统供水，设 2 座生产给水及消防给水储存罐，总有效容积为 2000m^3	套	1		/
	供热系统	30t/h 低压燃气锅炉	台	1 用 1 备		废水、废气、噪声

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
	燃料气系统	燃料气为脱硫单元生产的净化天然气，站内设置的燃料气管网，管网压力0.4±0.05MPa	套	1		/
	消防系统	场内设置稳压环状消防水管网、消火栓等设施	套	1		/
	自动控制系统	分为分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃及有毒气体监控系统（GDS）和智能设备管理系统（IDM）	套	1	固废	/
	现场控制室	建筑面积 1292m^2	座	1	固废、噪声	/
储运工程	液硫池	液硫池尺寸规格为 10mx25mx4.5m，配套加热保温及装车装置	座	1	固废、噪声	/
环保工程	采出水预处理装置	处理规模 200m^3/d，包括负压气提塔、氧化除硫罐、压力斜板罐、两级过滤器、加药间等	套	1	固废、噪声	废水、污泥、噪声
	危废暂存间	钢结构，79m^2	座	1		环境风险
	雨水监控兼事故池	储存初期雨水或事故产生的污水，有效容积 2300m^3	座	1		废水
	生活污水收集系统	生活污水收集管网及 15m^3 化粪池 1 座	套	1		废水
	生态保护	厂区绿化系数 12%，站场四周设 10m 宽防护林	套	1		/

表 3.3-6 彭州 6 脱硫站主要工程组成内容一览表

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
主体工程	井口装置	加热器（热源凝结水）3 台，计量、生产分离器各 1 座，酸液缓冲罐 1 座，乙二醇加注撬 1 台，处理气量 290 万 m^3/d	套	1	固废、噪声	废水、环境风险
	脱硫装置	规模 290 万 m^3/d，采用国产复合溶剂 UDS-3 吸收 H_2S，装置分为两段脱硫塔、COS 水解反应器和溶剂再生塔等	套	1		废水、噪声、环境风险
	脱水装置	规模 290 万 m^3/d，三甘醇（TEG)脱水，装置分为天然气脱水塔、TEG 再生塔、TEG	套	1		

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
		缓冲罐等				
	硫黄回收装置	与脱硫装置配套，三级常规 Claus 工艺，装置分为反应炉、三级转化器、硫冷凝器、余热锅炉等	套	1		
	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套，采用尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺，装置分为尾气吸收塔、加氢反应器、尾气焚烧炉、尾气洗涤塔、40m 高烟囱等	套	1		废水、废气、噪声、环境风险
	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套，蒸汽汽提，装置分为酸水缓冲罐、酸水汽提塔、酸水回收罐等	套	1		废水、噪声、环境风险
	硫黄成型装置	20t/h 湿法硫黄成型机 1 台，日工作 8h；配套包装线、带式输送机、缓冲料仓各 1 台	套	1		噪声、环境风险
公辅工程	进站道路	起点为 S106 省道，路面宽度 4.0m，路基宽度 5.0m	km	2.0	固废、扬尘、噪声	车辆尾气、噪声
	火炬放空系统	火炬设施包括火炬筒体、速度密封器、塔架、长明灯、点火系统等，火炬筒体为 DN800，高度 75m	套	1	固废、噪声	废水、废气、噪声
	中心化验室	建筑面积 1731m^2，负责彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 脱硫站天然气净化联合装置产品质量检验及生产控制过程中所需的分析化验	座	1		废水、废液
	空分空压站	空压部分设计规模 13000Nm^3/h，设置 6500Nm^3/h 离心式空气压缩机 2 台，1 用 1 备；空分设计规模 2400Nm^3/h，设置 1200Nm^3/h PSA 制氮设施 3 套，2 用 1 备；设置 1.0MPa 的 180m^3 净化风卧罐、400m^3 氮气卧罐各 1 台	座	1		废水、噪声
	循环水系统	循环水场规模为 4800m^3/h。选用 8 座 600m^3/h 逆流塔，2 座 120m^3/h 砂滤罐及循环水泵等设备	套	1		废水、噪声
	供配电	35kV 变电所，双回 35kV 电源分别引自 110kV 沙埂变电站和 110kV 香树变电站，线路长度 18km	座	1		电磁辐射
	供水系统	用水量 255m^3/h，设 1 座 400m^3/h 处理能力净水装置，在人民渠建设取水泵站 1 座，取水管线 DN400，长度 5km，设 2 座生产给水及消防给水储存罐，总有效容积为 4000m^3	座	1		/
	除盐水站	除盐水补充量 58t/h，设 1 座 150t/h 处理能力除盐水站，满足彭州 5、彭州 6 脱硫站使用	座	1		废水、固废
	供热系统	40t/h 低压燃气锅炉	台	1 用 1 备		废水、废气、噪声
	燃料气系	燃料气为脱硫单元生产的净化天然气，站内设置的燃料气管网，管网压力	套	1		/

类别	装置名称	建设规模及内容	单位	数量	可能产生的环境问题	
					施工期	运营期
	统	0.4±0.05MPa				
	消防系统	场内设置稳压环状消防水管网、消火栓等设施	套	1		/
	自动控制系统	分为分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃及有毒气体监控系统（GDS）和智能设备管理系统（IDM）	套	1	固废	/
	现场控制室	建筑面积 1868m^2	座	1	固废、噪声	/
	维修站	总占地面积约 1740m^2，建筑面积 1740m^2，其中维修站办公室及配电间 390m^2	座	1	固废、噪声	固废
储运工程	液硫池	液硫池尺寸规格为 10mx25mx4.5m，配套加热保温及装车装置	座	1	固废、噪声	/
	硫黄仓库	面积为 1000m^2，有顶无墙结构	座	1		环境风险
	化学品库	面积 500m^2，钢结构	座	1		
环保工程	采出水预处理装置	处理规模 100m^3/d，包括负压气提塔、氧化除硫罐、压力斜板罐、两级过滤器、加药间等	套	1	固废、噪声	废水、污泥、噪声
	脱硫站污水处理场	处理规模 150m^3/h，主体工艺为低压反渗透，产水率 70%，设备主要有高密度沉淀池、多介质过滤器、超滤、反渗透膜组件等	套	1		废水、污泥、噪声
	气田水综合利用处理装置	处理规模 400m^3/d，包括高级氧化、过滤、高压反渗透、MVR 蒸发装置及配套加药系统等	套	1		母液、污泥、噪声
	危废暂存间	钢结构，79m^2	座	1		环境风险
	雨水监控兼事故池	储存初期雨水或事故产生的污水，有效容积 5400m^3	座	1		废水
	生活污水收集系统	生活污水收集管网及 30m^3 化粪池 1 座	套	1		废水
	生态保护	厂区绿化系数 12%，站场四周设 10m 宽防护林	套	1		/

3.3 工程概况

3.3.1 钻采工程

调整方案新建产能 19.8 亿 m^3，规划部署大斜度分段酸压方案，总体规划 4 个平台，采用大斜度井，新钻井 6 口，利用老井 10 口。具体井位部署情况见表 3.3-7。其中，新部署井井深 7585~8373m，平均井深 7964m。预计单井钻井周期为 257～285d，平均机械钻速 4.22m/h。

表 3.3-7　钻井部署方案

序号	平台	井名	井型	井深/m	水平段长/m	地理位置	备注
1	彭州 3	彭州 3-4D	大斜度井	6416	220	丽春镇长廊村	利用井
2	彭州 3	彭州 3-5D	大斜度井	7482	1143		利用井
3	彭州 4	彭州 4-2D	大斜度井	6574	542	隆丰镇富集村	利用井
4	彭州 4	彭州 4-4D	大斜度井	7171	1138		利用井
5	彭州 4	彭州 4-5D	大斜度井	6969	950		利用井
6	彭州 5	鸭深 1	直井	5950	/	葛仙山镇杨柳村	利用井
7	彭州 5	彭州 5-2D	大斜度井	6862.69	825		利用井
8	彭州 5	彭州 5-4D	大斜度井	7150	1081.03		利用井
9	彭州 5	彭州 5-1D	大斜度井	8373	2113		新部署井
10	彭州 5	彭州 5-3D	大斜度井	7585	1356		新部署井
11	彭州 6	彭州 6-1D	大斜度井	8300	1739	葛仙山镇文林村	新部署井
12	彭州 6	彭州 6-3D	大斜度井	7613	1539		新部署井
13	彭州 6	彭州 6-5D	大斜度井	8144	1516		新部署井
14	彭州 6	彭州 6-6D	大斜度井	7768	1583		新部署井
15	彭州 6	彭州 6-2D	大斜度井	6616	561		利用井
16	彭州 6	彭州 6-4D	大斜度井	6696	441		利用井

备注：井深利用井为完钻井深，新部署井为设计井深。

3.3.2 内部集输

3.3.2.1 集输系统总体布局

采用醇胺法-平台脱硫、平台制硫方案，即采用醇胺法工艺在各平台脱硫站实现脱硫（H_2S 及有机硫）、脱碳、脱水、硫黄回收，净化后的天然气外输。总体布局见图 3.3-1 及附图 3-1。

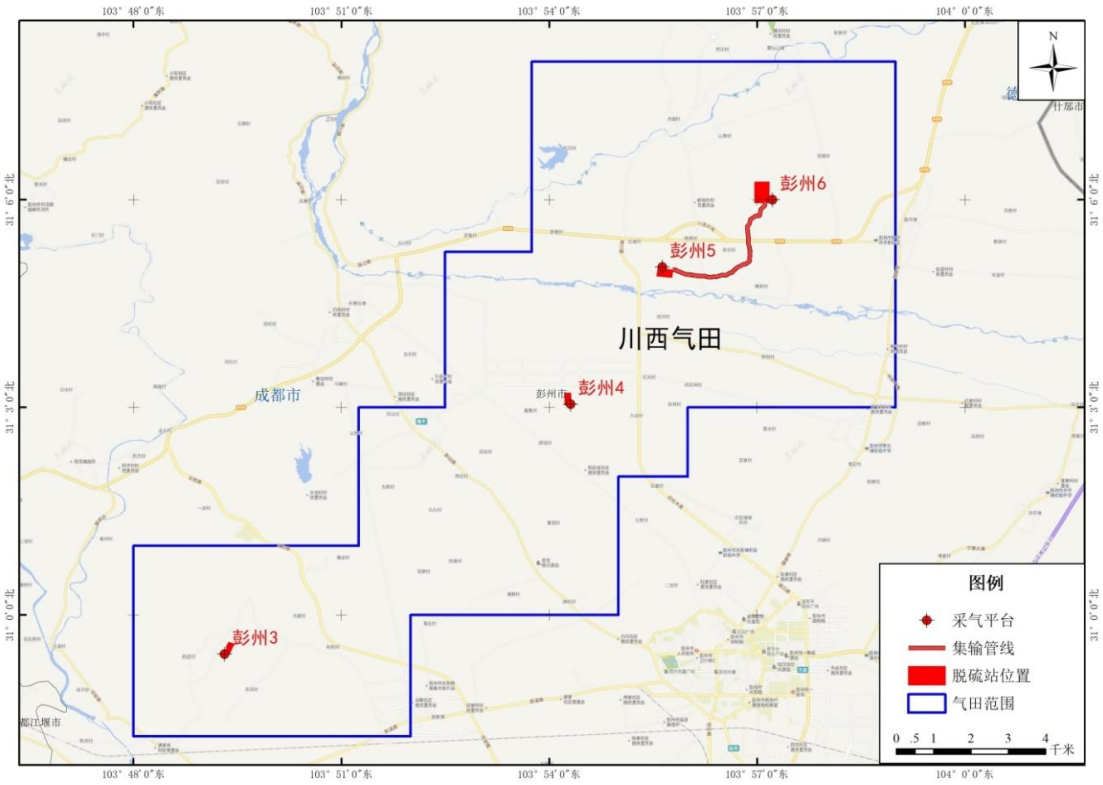


图 3.3-1　调整方案总体布局图

3.3.2.2 井口集气工程

本项目脱硫站与采气平台合建，井口天然气经加热、节流及气液分离后，直接进入脱硫站，不经过站外集输管线。各井口单井配产情况见表 3.3-8。

表 3.3-8　单井配产情况表

井场	井名	单井配产/（万 m^3/d）	站场产能		井数/口
			万 m^3/d	亿 m^3/a	
彭州 3	彭州 3-4D	40	55	1.82	2
	彭州 3-5D	15			
彭州 4	彭州 4-2D	10	60	1.98	3
	彭州 4-4D	25			
	彭州 4-5D	25			
彭州 5	鸭深 1	20	195	6.43	5
	彭州 5-1D	60			
	彭州 5-2D	45			
	彭州 5-3D	40			
	彭州 5-4D	30			
彭州 6	彭州 6-1D	55	290	9.57	6
	彭州 6-2D	35			
	彭州 6-3D	55			
	彭州 6-4D	35			
	彭州 6-5D	55			
	彭州 6-6D	55			
合计		600	600	19.80	16

3.3.2.3 管线工程

集输管线工程主要工程量见表 3.3-9，管线走向见附图 3-2。

表 3.3-9　集输管线工程主要工程量

序号	项　目		单位	数量	备　注
1	管线	集气管线（净化气）	km	4.5	L360N 无缝钢管
		气田采出水	km	4.5	DN300，20#无缝钢管
		生产补水	km	4.5	DN80，连续增强塑料复合管
		脱盐水	km	4.5	DN150，连续增强塑料复合管
		生产污水及初期雨水	km	4.5	DN350，20#无缝钢管
		处理后回用水	km	4.5	DN150，连续增强塑料复合管
		碱性废水	km	4.5	DN80，连续增强塑料复合管
2	穿跨越	等级公路穿越	m/处	80/2	S106 省道、楠林路，顶管穿越
		乡村道路穿越	m/次	110/14	
		小石河支渠	m/次	4/1	紧邻 S106 省道，顶管穿越
		小型沟渠	m/次	74/11	
3	施工便道		km	0.8	
4	土石方		m^3	60800	
5	临时用地		亩	144	施工作业带和施工便道用地

3.3.2.4 天然气集输站

由内部集气管线输送来的天然气集中输至彭州 6 脱硫站内天然气集输站，站内设集气单元，并设有清管收球装置、污水缓冲等。

3.3.3 天然气脱硫工程

本项目采用平台脱硫，共新建 4 座脱硫站，均包括脱硫单元、脱水单元、硫黄回收单元、尾气处理单元及相关辅助生产设施及公用设施等。主要工程量见表 3.3-10。

表 3.3-10　天然气脱硫站主要工程量表

序号	项 目 名 称	规　模	单位	数量	备　注
彭州 3 脱硫站					
一	工艺装置				
1	脱硫装置	55 万 m^3/d	列	1	复合溶剂法
2	脱水装置	与脱硫装置配套	列	1	TEG 脱水
3	硫黄回收装置	与脱硫装置配套	列	1	三级克劳斯工艺
4	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套	列	1	部分直接氧化+碱液吸收
5	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套	套	1	蒸汽汽提
二	辅助生产设施				
1	液硫池	10mx25mx4.5m，有效容积 $1000m^3$	座	1	

序号	项 目 名 称	规　模	单位	数量	备　注
2	分析间	45m^2	座	1	
3	火炬及放空系统	筒体为 DN300，高度 60m，放空量 4.15 万 Nm^3/h	座	1	
彭州 4 脱硫站					
一	工艺装置				
1	脱硫装置	60 万 m^3/d	列	1	复合溶剂法
2	脱水装置	与脱硫装置配套	列	1	TEG 脱水
3	硫黄回收装置	与脱硫装置配套	列	1	三级克劳斯工艺
4	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套	列	1	部分直接氧化+碱液吸收
5	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套	套	1	蒸汽汽提
二	辅助生产设施				
1	液硫池	10mx25mx4.5m，有效容积 1000m^3	座	1	
2	分析间	45m^2	座	1	
3	火炬及放空系统	筒体为 DN300，高度 60m，放空量 4.15 万 Nm^3/h	座	1	
彭州 5 脱硫站					
一	工艺装置				
1	脱硫装置	195 万 m^3/d	列	1	复合溶剂法
2	脱水装置	与脱硫装置配套	列	1	TEG 脱水
3	硫黄回收装置	与脱硫装置配套	列	1	三级克劳斯工艺
4	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套	列	1	加氢还原+碱液吸收
5	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套	套	1	蒸汽汽提
二	辅助生产设施				
1	液硫池	10mx25mx4.5m，有效容积 1000m^3	座	1	
2	分析间	45m^2	座	1	
3	火炬及放空系统	筒体为 DN600，高度 65m，放空量 11.3 万 Nm^3/h	座	1	
彭州 6 脱硫站					
一	工艺装置				
1	脱硫装置	290 万 m^3/d	列	1	复合溶剂法
2	脱水装置	与脱硫装置配套	列	1	TEG 脱水
3	硫黄回收装置	与脱硫装置配套	列	1	三级克劳斯工艺
4	尾气处理装置	与硫黄回收装置配套	列	1	加氢还原+碱液吸收
5	酸水汽提装置	与硫黄回收装置配套	套	1	蒸汽汽提
二	辅助生产设施				
1	硫黄成型装置				
1）	湿法硫黄成型机	20t/h	台	1	
2）	硫黄仓库	1000m^2	座	1	
2	液硫池	10mx25mx4.5m，有效容积 1000m^3	座	1	
3	中心化验室	1731m^2	座	1	
4	火炬及放空系统	筒体为 DN800，高度 75m，放空量 16.9 万 Nm^3/h	座	1	

3.3.4 公辅工程

3.3.4.1 道路工程

本项目各脱硫站进站道路方案以周边国道、县道、乡道为依托，就近连接各站场。路面宽度 4.0m，路基宽度 5.0m，设计车速为 20km/h。设计道路总长度 8.8km，占地面积 4.4hm^2。道路工程量见表 3.3-11。

表 3.3-11　道路工程量统计表

脱硫站	道路长度/m	进站道路/m	站外道路/m	面积/hm^2	备注
彭州 3	3500	3000	500	1.75	改建施工期临时道路
彭州 4	1700	1200	500	0.85	新建
彭州 5	1600	1100	500	0.8	新建
彭州 6	2000	1500	500	1.0	新建
合计	8800	6800	2000	4.4	

（1）彭州 3 脱硫站路线走向

起点为彭州 3 脱硫站，向东北方向延伸，穿过跃进路后接至天桂路，道路全长 3000m，具体走向见图 3.3-2。

图 3.3-2　彭州 3 脱硫站进站路线走向图

（2）彭州 4 脱硫站路线走向

彭州 4 脱硫站进站道路起点为石化大道，终点至彭州 4 脱硫站，长度约为 1200m，具体走向见图 3.3-3。

图 3.3-3　彭州 4 脱硫站路线走向图

（3）彭州 5 脱硫站路线走向

现有去鸭深 1 井的碎石路当地不允许占用，向东新建道路约 1100 米接至楠林路。具体走向见图 3.3-4。

图 3.3-4　彭州 5 脱硫站路线走向图

（4）彭州 6 脱硫站路线走向

起点为 S106 省道，向东北方向延伸，接至彭州 6 脱硫站，道路全长 1500m。具体走向见图 3.3-5。

图 3.3-5　彭州 6 脱硫站路线走向图

3.3.4.2 给水系统

（1）自来水系统

气田总用水量 320m³/h。

彭州 5、彭州 6 脱硫站用水量 250m³/h，用水取自人民渠，在人民渠建设取水泵站 1 座。通过管线输送的方式输送至彭州 6 脱硫站。输送管线规格为 DN400，管线长度 5km。取水管线走向见图 3.3-6。



图 3.3-6　彭州 6 脱硫站取水点及管线走向图

彭州 3、彭州 4 用水量为 35m³/h，彭州 3 新建水源井就地取水；彭州 4 接自石化水厂，管线采用螺旋缝埋弧焊钢管，规格为 DN150，管线长度 2km。

（2）除盐水系统

本项目除盐水站分别设置在彭州 3、彭州 4、彭州 6 脱硫站内，彭州 5 脱硫站除盐水由彭州 6 脱硫站除盐水站提供。彭州 3 及彭州 4 脱硫站每系列设计产水负荷为 10t/h，彭州 6 脱硫站每系列设计产水负荷为 150t/h。

3.3.4.3 排水及污水处理

本着清洁生产和节约用水的原则，根据“雨污分流、污污分流、集中治污、污水回用”的原则，将项目的排水划分为生产废水处理系统、清净废水/雨水排水系统及生

活污水排水系统。

（1）生产废水处理

1）气田采出水预处理装置

气田采出水主要来源于原料气，主要污染物是 pH、COD、硫化物及无机盐等。为降低气田采出水输送风险，在天然气脱硫站酸气分离设施现场进行预处理脱硫，预处理后的采出水，通过管线或罐车送至气田水综合利用处理站。各采出水预处理装置概况见表 3.3-12。

表 3.3-12　气田采出水预处理装置概况一览表

平台	采出水量/（m^3/d）		处理站规模/（m^3/d）	处理后去向
	6 年末	12 年末		
彭州 3	81	138	200	罐车拉运至气田水综合利用处理站
彭州 4	130	181	200	罐车拉运至气田水综合利用处理站
彭州 5	115	167	200	管线输送至气田水综合利用处理站
彭州 6	50	74	100	管线输送至气田水综合利用处理站
合计	376	560	700	/

残酸废液及脱硫站检修废水属于阶段性废污水，由气田采出水预处理站检修废水处理撬处理后，运往回注井（站）回注地层。

2）脱硫站污水处理场

本项目彭州 3、4 脱硫站分别设置 1 座污水处理场；彭州 5、彭州 6 脱硫站集中配套 1 座污水处理场，设置在彭州 6 脱硫站。脱硫站污水处理场污水来源主要有脱盐水站排污、凝结水站排污、动力中心锅炉、装置余热锅炉、循环水场排污、装置生产污水、初期雨水等，处理工艺流程为：均质调节→高密度沉淀→中和→多介质过滤→超滤→一级反渗透→二级反渗透，污水处理后回用做为本站场循环冷却水补水，少量浓盐水排至气田水综合处理单元。各脱硫站污水处理场概况见表 3.3-13。

表 3.3-13　脱硫站污水处理场概况一览表

脱硫站	水量/（m^3/h）	处理场规模/（m^3/h）	浓水产量/（m^3/h）	处理后去向
彭州 3	21	25	5.3	产水回用，浓水罐车送至彭州 6 脱硫站污水处理场
彭州 4	23	25	5.9	产水回用，浓水罐车送至彭州 6 脱硫站污水处理场
彭州 5	33	/	/	管线输送至彭州 6 脱硫站污水处理场
彭州 6	75	150	12	产水回用，浓水输送至气田水综合利用处理站

3）气田水综合利用处理站

气田水综合利用处理站分为前端预处理、膜处理单元和 MVR 蒸发装置三部分。前端预处理进水主要来自气田采出水和烟气脱硫产生的碱性废水，设计规模取400m³/d。工艺为：均质调节→澄清软化→电解氧化→高级氧化→过滤。

前端预处理出水和脱硫站污水处理场 RO 浓水混合后，进入高压反渗透，高压反渗透处理规模 40m³/h，高压反渗透浓水进入 MVR 蒸发装置，MVR 蒸发装置设计处理规模 20m³/h。MVR 蒸发装置出水与高压反渗透出水混合后进入脱硫站反渗透单元，母液回注或综合利用

（2）生活污水处理处置

本项目各站场生活污水经现场化粪池预处理后，定期就近拉运至城镇生活污水处理厂进行处理。生产管理中心餐饮废水经隔油池处理后与其他生活污水一起进入化粪池处理后，经市政污水管网输送至彭州市污水处理厂处理。各站生活污水量统计见表3.3-14。

表 3.3-14　生活污水量及处理设施统计一览表

序号	站场	值班人员/人	生活用水量/（m^3/d）	生活污水量/（m^3/d）	化粪池容积/m^3	污水去向
1	彭州 3 脱硫站	7	1.12	1.01	10	城镇污水处理厂
2	彭州 4 脱硫站	7	1.12	1.01	10	彭州市污水处理厂
3	彭州 5 脱硫站	10	1.6	1.44	15	城镇污水处理厂
4	彭州 6 脱硫站	21	3.36	3.02	30	城镇污水处理厂
5	生产管理中心	200	32.68	28.80	30	彭州市污水处理厂

（3）雨水排放

各站分别设置雨水监控池收集生产装置区的雨水，经监控合格后排放，排至雨水系统。不合格的雨水排至脱硫站污水处理场处理后回用。各站雨水监控池兼事故池有效容积彭州 3 脱硫站 1200m^3，彭州 4 脱硫站 1200m^3，彭州 5 脱硫站 2300m^3，彭州 6 脱硫站 5400m^3。

3.3.4.4 消防系统

应急救援站选址位于葛仙山镇楠杨社区旁边，建设内容包括气田消防、气体防护、调度中心系统。消防站定员 26 人，气防定员 4 人，合计 30 人。建筑面积 2669m^2，包括消防员宿舍、食堂、应急救援物资库房等。

脱硫站为四、五级站，场区设置独立的稳压消防给水系统，消防最大总用水量为324m^3。贮水罐考虑有消防水不被动用的措施。

3.3.4.5 供配电

本项目总用电负荷为 29818kW。彭州 5 和彭州 6 站的 35kV 的电源引自 110kV 香树变电站和沙梗变电站，在站内各建设 35kV 电压等级变电站 1 座，35kV 电力线路长度分别为 23km 和 18km。

彭州 3 和彭州 4 站的 10kV 的电源分别引自 110kV 沙梗变电站和经纬变电站，在站内各建设 10kV 电压等级变电站 1 座，10kV 电力线路长度分别为 4km 和 2km。

各装置（单元）根据需要设置应急电源设施。仪表 DCS 控制系统、通信系统采用 UPS 不间断电源装置供电；应急照明系统采用本装置（单元）内的 EPS 应急电源装置供电或采用应急灯。各站场 UPS 电源的后备供电时间为 30min，中心控制室 UPS 电源的后备供电时间为 60min。

3.3.4.6 供热

在每个脱硫站内分别设置动力站一座，彭州 3 脱硫站内设 15t/h 低压燃气锅炉 2 台，彭州 4 脱硫站内设 15t/h 低压燃气锅炉 2 台，彭州 5 脱硫站内设 30t/h 低压燃气锅炉 2 台，彭州 6 脱硫站内设 40t/h 低压燃气锅炉 2 台，各脱硫站分别 1 台运行 1 台备用，用于提供 4 个脱硫站正常操作时的蒸汽供应。

3.3.4.7 自动控制

本项目共设 4 个天然气脱硫站，每个天然气脱硫站自控系统分为分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃和有毒气体检测系统（GDS）、智能设备管理系统（IDM）、压缩机控制系统（CCS）、火灾自动报警系统。

与井口处理区直接相关的系统为 DCS、SIS、GDS 和火灾自动报警系统。

在生产管理中心消防值班室设置 1 套火灾报警控制器（联动型）和 1 套 RTU 系统。各脱硫站独立设置现场控制室对各装置区进行全部的控制、监测、报警及报表等操作；在集输站设置中心控制室，用于集中监视各脱硫站的运行情况。从现场控制室到中心控制室的信号用光纤连接。

3.3.4.8 生产管理中心

生产管理中心选址位置位于彭州市牡丹新城，西南临牡丹大道，西北临滨河北路，东北临纬三路。位于区块范围的东南侧。生产管理中心征地面积 1.4667hm^2，为 22 亩。新建建筑面积 8750m^2，包含办公用房、公寓、职工活动室及辅助用房等功能。

3.3.5 主要设施设备

（1）钻井工程主要设备一览表

钻井工程设备清单分别见表 3.3-15。

表 3.3-15　主要钻井设备一览表（单井）

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
钻机	1	机械钻机			1
	2	井架			1
	3	底座			1
	4	绞车			1
	5	天车			1
	6	游车/大钩			1
	7	水龙头			1
	8	转盘			1
	9	传动装置			1
	10	空压机			2
	11	柴油发电机组			3
	12	液力偶合器正车箱			3
	13	增压机			2
	14	钻井泵			1
	15	泥浆泵			3
	16	振动筛			3
	17	真空除气器			1
	18	除砂器			1
	19	除泥器			1
	20	离心机			1
	21	高速离心机			1
	22	电动压风机			2
	23	钻井参数仪			1
	24	循环罐组			1
	25	液气分离器			1
	26	底座高度			/
救生及消防	27	消防亭	按标准配备		1
	28	二层台逃生装置			1
	29	钻台紧急滑道			1
	30	可燃气体监测仪			2
硫化氢防护设备	31	固定式 H_2S 监测仪			1
	32	便携式 H_2S 监测仪			5
	33	空气呼吸器			15

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
	34	空气压缩机			1
	35	大功率防爆排风扇			1
	36	点火装置			1
	37	小型汽油发电机			1

（2）地面工程主要设备一览表

集输、脱硫、脱水、硫黄回收、尾气处理、气田水处理等设备清单分别见表 3.3-16~表 3.3-23。

表 3.3-16　单座采气平台集输设备一览表

序号	设备名称	平台	规格	单位	数量
1	生产分离器	彭州 3、彭州 4		套	1
		彭州 5、彭州 6			
2	单井计量分离器	彭州 3、彭州 4		套	1
		彭州 5、彭州 6		套	1
3	加热器	彭州 3		台	1
		彭州 4		台	1
		彭州 5		台	2
				台	1
		彭州 6		台	3
4	乙二醇加注橇	全部		套	1
5	污水气提塔	全部		台	1
6	液环真空泵撬	全部		套	1
7	酸液缓冲罐	全部		套	1
8	发球筒	彭州 5		台	1
9	收球筒	彭州 6		台	1

表 3.3-17　天然气脱硫单元设备一览表（以彭州 6 脱硫站为例）

序号	名称	数量/台	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
1	天然气分液罐	1			
2	富溶剂闪蒸罐	1			
3	溶剂再生塔顶回流罐	1			
4	凝结水罐	1			
5	溶剂回收罐	1			
6	贫液缓冲罐	1			
7	水解反应器入口分离器	1			

序号	名称	数量/台	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
8	水解反应器	1			
9	贫溶剂储罐 I	1			
10	贫溶剂储罐 II	1			
11	天然气脱硫塔 I 段	1			
12	天然气脱硫塔 II 段	1			
13	闪蒸气吸收塔	1			
14	溶剂再生塔	1			
15	贫富溶剂换热器	2			
	富溶剂进/出				
	贫溶剂进/出				
16	贫溶剂后冷器	2			
17	溶剂再生塔顶后冷器	1			
18	溶剂再生塔重沸器	1			
19	水解反应器进出料换热器	3			
	出料进/出				
	进料进/出				
20	水解反应器预热器	1			
21	贫溶剂泵	1 用 1 备			
22	再生塔底贫溶剂泵	1 用 1 备			
23	其他泵类	13			
24	天然气过滤进料分离器	2			
25	溶剂活性炭过滤器	2			

表 3.3-18　天然气脱水单元设备一览表（以彭州 6 脱硫站为例）

序号	名称	数量	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
1	TEG 闪蒸罐	1			
2	TEG 缓冲罐	1			
3	净化天然气分液罐	1			
4	TEG 回收罐	1			
5	脱水废气分液罐	1			
6	天然气脱水塔	1			
7	TEG 再生塔	1			
8	TEG 气提塔	1			
9	贫富 TEG 换热器	2			
	TEG 贫液进/出				
	TEG 富液进/出				
10	TEG 重沸器	1			

序号	名称	数量	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
11	TEG 循环泵	1 用 1 备			

表 3.3-19　硫黄回收单元设备一览表（以彭州 6 脱硫站为例）

序号	名称	数量	规格参数	温度/°C）	压力/MPaG
1	克劳斯风机	1 用 1 备			
2	反应炉	1			
3	一级转化器	1			
4	二级转化器	1			
5	反应炉余热锅炉	1			
6	一级硫冷凝器	1			
7	一级反应进料加热器	1			
8	二级硫冷凝器	1			
9	二级反应进料加热器	1			
10	末级硫冷凝器	1			
11	液硫冷却器	1			
12	液硫捕集器	1			

表 3.3-20　尾气处理单元设备一览表（以彭州 6 脱硫站为例）

序号	名称	数量	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
1	碱液罐	1			
2	碱性废水回收罐	1			
3	碱性废水缓冲罐	1			
4	加氢反应器	1			
5	急冷塔	1			
6	尾气吸收塔	1			
7	洗涤塔	1			
8	加氢进料燃烧炉	1			
9	尾气焚烧炉	1			
10	尾气焚烧炉余热锅炉	1			
11	尾气吸收塔底泵	1 用 1 备			
12	焚烧炉风机	1 用 1 备			
13	烟囱				

表 3.3-21　酸水汽提单元主要设备一览表（以彭州 6 脱硫站为例）

序号	名称	数量	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
1	酸水缓冲罐	1			

序号	名称	数量	规格参数	温度/°C	压力/MPaG
2	酸水回收罐	1			
3	酸水汽提塔	1			

表 3.3-22　气田水预处理单元主要设备一览表（以 200m^3/d 装置为例）

序号	名称	数量	规格参数
1	接收罐撬块	1	
2	密闭脱硫装置	2	
3	密闭污泥罐	1	
4	压力两相缓冲罐	2	
5	气田水过滤橇块	1	
6	检修废水过滤橇块	1	
7	盐酸加药装置（双罐双泵）	1	
8	双氧水加药装置（单罐双泵）	1	
9	PAC 加药装置（双罐双泵）	1	
10	PAM 加药装置（双罐双泵）	1	
11	氢氧化钠加药装置（单罐双泵）	1	
12	盐酸储存装置（单罐双泵）	1	
13	过滤提升泵	2	
14	外输泵	2	
15	污泥提升泵	2	
16	上清液回流泵	2	
17	装车泵	2	

表 3.3-23　气田水综合利用处理单元主要设备一览表

序号	名称	数量	规格参数
1	钢制均质罐	2 座	
2	机械搅拌澄清罐	2 座	
3	缓冲罐	2 座	
4	成品水罐	2 座	
5	母液罐	2 座	
6	母液装车泵　N=3kW	2 台	
7	均质水提升泵	2 台	
8	提升泵	2 台	
9	成品水外输泵	2 台	
10	污泥转输泵	1 台	
11	电解氧化装置	16 套	
12	锰砂过滤器	1 座	

序号	名称	数量	规格参数
13	高级氧化装置	1 套	
14	MVR 蒸发装置	1 套	
15	高压反渗透装置	1 套	
16	污泥压滤机	1 台	
17	污泥压滤机	2 台	
18	链板式刮泥机	3 套	
19	污泥提升泵	2 台	
20	污泥提升泵	1 台	
21	污水提升泵	2 台	
22	尾气处理系统	1 套	
23	双氧水储罐	2 座	
24	双氧水卸车泵	1 台	
25	双氧水加药泵	3 台	
26	硫酸亚铁溶解加药装置	1 套	
27	碳酸钠溶解加药装置	1 套	
28	盐酸加药装置	1 套	
29	PAC 加药装置	1 套	
30	PAM（2‰）加药装置	1 套	
31	阻垢剂加药装置	1 套	
32	还原剂加药装置	1 套	

3.3.6 主要原辅材料

单井钻井工程主要原辅材料、燃料动力用量和来源见表 3.3-24。

表 3.3-24　单井钻采工程原辅材料消耗一览表

类型	材料名称	单位	用量
钻井作业	柴油（备用）	t	/
	白油	t	
	有机土	t	
	氯化钙	t	
	主乳化剂	t	
	辅乳化剂	t	
	润湿剂	t	
	提切剂	t	
	降滤失剂	t	
	刚性封堵剂	t	
	可变形封堵剂	t	
	封缝即堵剂	t	

类型	材料名称	单位	用量
	石灰	t	
	碱式碳酸锌	t	
	重晶石	t	
压裂作业	洗井用水量	m^3	
	酸化液	m^3	
	缓蚀剂	t	
	NaOH	t	
	油气层保护剂	t	
	CaO	t	
	降滤失剂	t	
	降粘剂	t	
	降黏剂	t	
	降阻剂	t	
	酸化助排剂	t	

脱硫站原辅材料及规格型号分别见表 3.3-25、表 3.3-26。

表 3.3-25　主要原辅材料统计表

序号	主要辅助材料消耗量	单位	数量（消耗量）	备注
1	醇胺脱硫溶剂（MEDA50%、UDS 溶剂 50%）	t/a	334	
2	TEG 溶剂	t/a	15	
3	硫黄回收催化剂	m^3/次	191	使用寿命按 3～5 年
4	尾气加氢催化剂	m^3/次	72	使用寿命按 3～5 年
5	COS 水解催化剂	m^3/次	134	使用寿命按 3～5 年
6	部分氧化催化剂	m^3/a	4	使用寿命按 4 年计
7	加氢还原催化剂	m^3/次	74	使用寿命按 4 年
8	催化剂支撑	m^3/a	70	使用寿命按 4 年计
9	活性炭	m^3/次	280	半年一次
10	盐酸（31%）	m^3/a	1227	
11	液碱（30%）	m^3/a	5008	
12	双氧水（27.5%）	m^3/a	4280	
13	硫酸亚铁	t/a	800	
14	PAC	t/a	115	
15	PAM	t/a	8.3	
16	碳酸钠	t/a	664	
17	次氯酸钠	t/a	142	

表 3.3-26　主要材料性质

项目		规格/质量指标
COS 水解催化剂（型号：PURASPEC 2312）	直径/mm	
	堆积密度/（kg/L）	
	比表面积/（m^2/g）	
	孔容/（cc/g）	
	压碎强度/kgf	
	成份	
制硫催化剂规格-1	颜色及形状外形尺寸/mm	
	氧化铝（Al_2O_3）/% ≥	
	比表面积/（m^2/g） ≥	
	孔容积/（ml/g） ≥	
	堆密度/（g/ml）	
	抗压碎力/（N/cm） ≥	
	磨耗率/%（m/m） ≤	
制硫催化剂规格-2	颜色及形状外形尺寸，mm	
	氧化钛，TiO_2/%（m/m） ≥	
	比表面积/（m^2/g） ≥	
	堆密度/（g/mL）	
	抗压碎力/（N/cm） ≥	
	磨耗率 /%（m/m） ≤	
制硫催化剂规格-3（部分氧化专用催化剂）	颗粒形状	
	颗粒尺寸/mm	
	堆积密度/（kg/m^3）	
加氢催化剂	颜色及形状	
	外形尺寸/mm	
	三氧化钼，MoO_3/%（m/m）≥	
	氧化钴，CoO /% （m/m）≥	
	抗压碎力/（N/cm） ≥	
	堆密度/（g/ml）	
	比表面积/（m^2/g） ≥	
	孔容/ （mL/g） ≥	
MEDA	分析纯度	
	杂质含量	
	色度	
	外观	
	沸点	
	冰点	
	热膨胀率	
	密度 @ 20℃	

项目		规格/质量指标
	粘度@20℃	
	折射率 N20/D	
	闪蒸点	
	燃点	
	pH 值	
	蒸汽压	
	比热	
	蒸发潜热 @ 101.325 KPa	
UDS 溶剂	状态	
	外观	
	气味	
	溶解度	
	碱性氮含量（以氮原子计）	
	密度 @ 20℃	
	粘度@20℃	
TEG 溶剂	外观	
	沸点	
	分子量	
	冰点	
	密度@ 20℃	
	粘度@20℃	
NaOH	外观	
	溶解性	
	熔点，℃	
	危险特性	

3.3.7 总图及占地

（1）总平面布置

各脱硫站功能区域包括：井口区、井口处理区、脱硫区、硫黄回收区、硫黄成型液硫罐区、公用工程区、采出水预处理区、雨水监控及事故池、消防水及生产给水和火炬设施区等，各脱硫站占地面积见表 3.3-27。脱硫站平面布置见附图 3-3~附图 3-6。

表 3.3-27　各站占地一览表

序号	名称	占地面积/hm^2	备注
1	彭州 3 脱硫站	4.7（70 亩）	含边坡，已平整
2	彭州 4 脱硫站	4.3（65 亩）	含边坡
3	彭州 5 脱硫站	7.8（117 亩）	含边坡

序号	名称	占地面积/hm^2	备注
4	彭州 6 脱硫站	20.0（300 亩）	含边坡
合计		36.8（552 亩）	

（2）占地

本项目共计占用土地面积 56.06hm^2，其中永久占地 43.33hm^2，临时占地 12.73hm^2，占地类型包括耕地、林地、交通运输用地、居住用地等，占地区属彭州市管辖，详见表 3.3-28。

表 3.3-28　占地面积统计表　　**单位：**hm^2

占地性质	项目名称	耕地	林地	交通运输用地	居住用地	小计	利用现有临时占地	新增占地
永久占地	站场工程	25.40	11.40	/	/	36.8	12.8	24.0
	生产管理中心	/	/	/	1.47	1.47	/	1.47
	应急救援站	0.62	/	/	/	0.62	/	0.62
	道路工程	3.01	1.21	0.18		4.4	1.8	2.6
	取水泵站	0.04	/	/	/	0.04	/	0.04
	小计	29.07	12.61	0.18	1.47	43.33	14.6	28.73
临时占地	钻井井场	2.03	1.10	/	/	3.13	3.13	/
	集输管线工程	5.51	0.97	0.12	/	9.6	/	9.6
	小计	9.54	3.07	0.12	0	12.73	3.13	9.6
合计		38.61	15.68	0.3	1.47	56.06	17.73	38.33

3.3.8 组织机构和定员

生产运行管理由气田生产单位统一调度，生产单位由西南油气分公司集中管理，生产基地统一建设。

本项目岗位定员采用“四班三倒”制。生产定员 240 人，每年工作 365 天。

3.3.9 投资

川西气田产能建设项目总投资为 75.01 亿元。

3.4 脱硫方案比选

3.4.1 方案概述

彭州 3、彭州 4 脱硫站距离彭州 5、彭州 6 脱硫站较远，在各自平台脱硫脱水后净化气就地外输。

5#、6#两站相距较近，根据集输方式不同，按分散脱硫、集中脱硫两个方案进行

对比：

（1）方案一：分散脱硫

在各自井口采用醇胺法净化工艺脱硫、脱水后的气体输送至彭州 6 脱硫站后外输。总体布局见图 3.4-1。

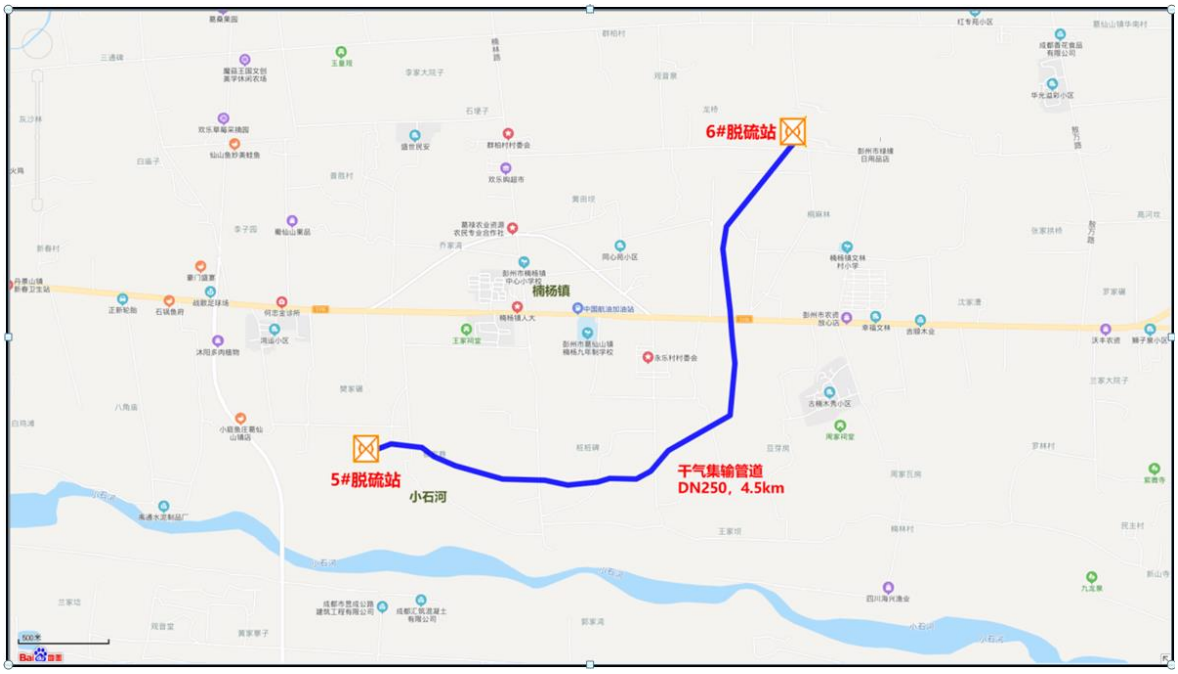


图 3.4-1　方案一 分散脱硫总体管网布局图

（2）方案二：集中脱硫

彭州 5 平台酸气管输至彭州 6 净化厂，集中脱硫、脱水后外输。设置 1 座集气站和 1 座净化厂，酸气管道长度 4.5km。总体布局见图 3.4-2。

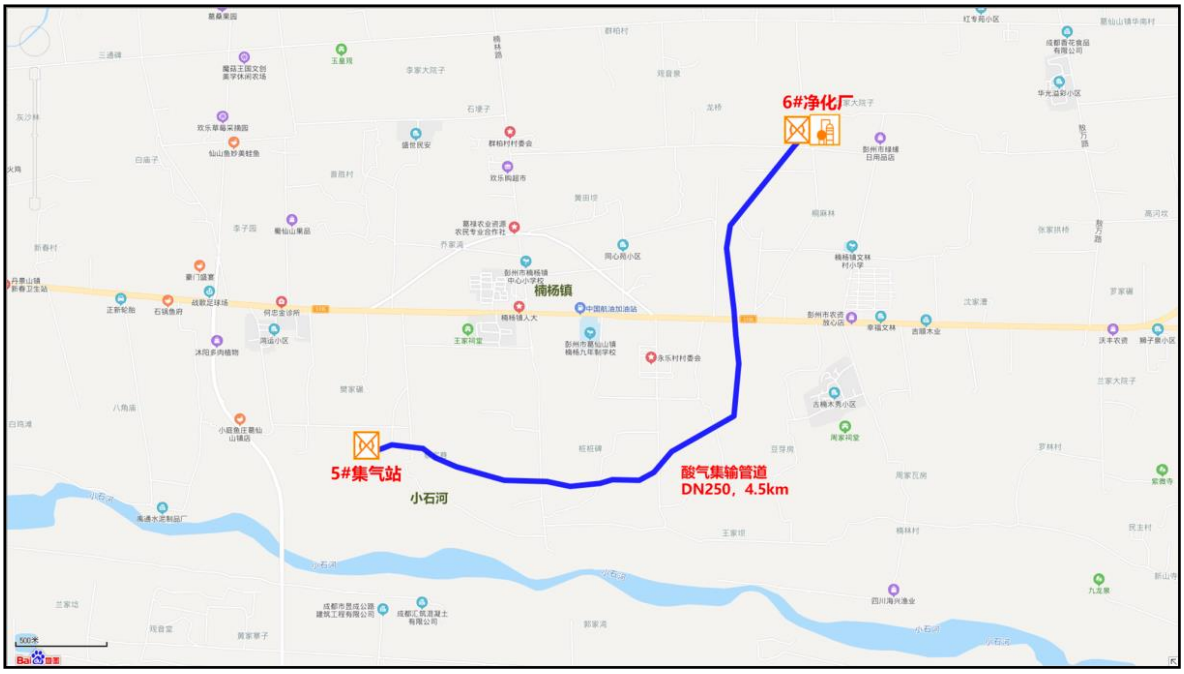


图 3.4-2　方案二 集中脱硫总体管网布局图

3.4.2 方案比选

（1）有关标准规范要求

根据《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6227-2017）对硫化氢体积分数为 13%~15%搬迁区域和应急撤离区域要求见表 3.4-1。

表 3.4-1　标准规定的搬迁、应急撤离区域

项　目		分散脱硫	集中脱硫
搬迁区域	集气站	/	200m
	脱硫站	200m	/
	净化厂	/	400m
	集输管道	5m	100m （模拟计算）
应急撤离区域	站场	1500m	1500m
	集输管道	/	1000m（模拟计算）

（2）管道沿线敏感点分布情况

彭州 5-彭州 6 脱硫站集输管线区域内有葛仙山镇楠杨社区（原楠杨场镇），管道沿线经过杨柳、永乐、楠新、文林社区，管道两侧 1000m 范围内集中小区较多，两侧 1000m 范围涉及 2290 户（6871 人），见表 3.4-2 和图 3.4-3，另外还有学校、加油站、楠杨社区、银行等环境敏感点 4 处，管道两侧各 100m 房屋 42 户。管道沿线主要种植各类蔬菜、苗圃和药材等经济作物，人员耕种、收割等活动频繁。

表 3.4-2　彭州 5-彭州 6 管道两侧 1000m 集中小区情况

序号	小区名称	人口	户数	与管道的距离 m
1	柳泉映月	992	331	920
2	杨柳和凤	1142	381	650
3	永乐家园	1344	448	330
4	古南木秀	1610	537	380
5	幸福文林	1631	544	620
6	同心苑	152	51	540
7	合计	6871	2290	



表 3.4-3　管道沿线周边示意图

（3）投资对比

方案一和方案二建设内容和投资对比情况见表 3.4-3。

表 3.4-3　建设内容和投资对比一览表

项　　目		分散脱硫	集中脱硫
站场/座	脱硫站	2	-
	集气站	-	1（彭州 5）
	净化厂	-	1（彭州 6）
线路/km	净化气管道	4.5	-

	酸气管道	-	4.5
征地/亩	集输及公用工程	109.5	146.9
	脱硫站	447	410
搬迁/户	集输线路	-	42
	脱硫站	100	132
投资/亿元		33.3	32.2

3.4.3 比选结果

分散脱硫泄漏风险点在站场围墙内，站场内泄漏风险点设置了可燃和有毒气体泄漏检测探头，并设置有紧急放空和火炬系统等泄放处置手段，一旦站内有泄漏点，探测器报警，联锁启动紧急关断和放空系统燃烧，安全风险可控；集中脱硫的酸气管道沿线均为可能的泄漏点，若管道某处出现泄漏，通过进出站的压力报警和关断阀的压降速率检测值，联锁启动紧急截断阀，截断阀之间的管存气泄放到空气中，扩散危及周边居民的安全，对于微泄漏压力报警和压降速率无法准确识别到，且管线沿线居民点分布较多，一旦泄漏将对管道两侧居民造成安全威胁，风险可控性低。

两种集输模式投资总体相当，集中脱硫酸气管道风险可控性低，分散脱硫方案较集中脱硫方案更安全、更可行，故推荐采用分散脱硫模式。

4 工程分析

根据川西气田调整方案特点，可将本项目实施分为施工期、运营期和闭井期三个阶段。施工期对环境造成影响的主要工程活动包括钻前工程、钻井工程（钻井、完井、压裂、试气）、采气工程、地面集输工程、脱硫工程、辅助工程的建设；运营期，井场、地面集输及脱硫工程的排污如生产废水、生活污水、废气、噪声、固体废物等会对环境造成一定影响；闭井期，由于没有生产性排污，因此侧重于环境保护措施分析。

4.1 施工期工程分析

4.1.1 施工期环境影响因素分析

4.1.1.1 钻井工程

钻井工程主要包括钻前工程（井场平整、道路建设、钻井设备及其活动板房基础构筑等），设备搬运及安装、钻井（固井、录井）、洗井、油气测试、完井搬迁及污染物治理等。本项目钻前工程及部分钻井工程已经实施完毕，剩余钻井施工工艺流程见图 4.1-1。钻井工程污染物产生节点见图 4.1-2。

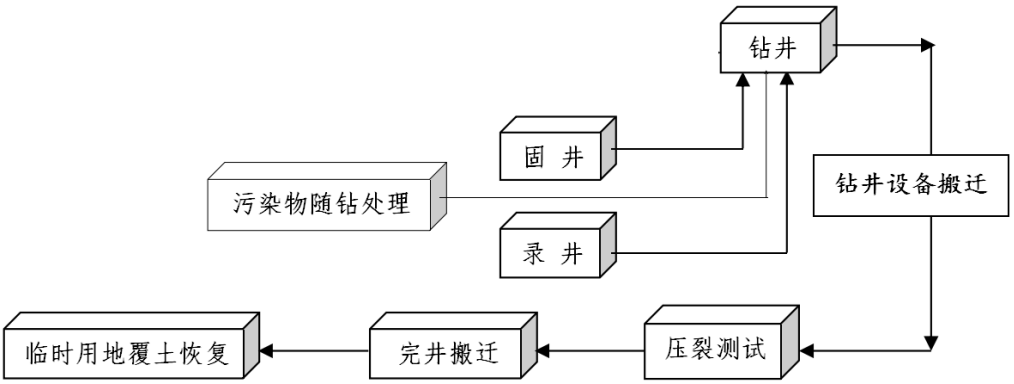


图 4.1-1　钻井施工工艺流程示意图

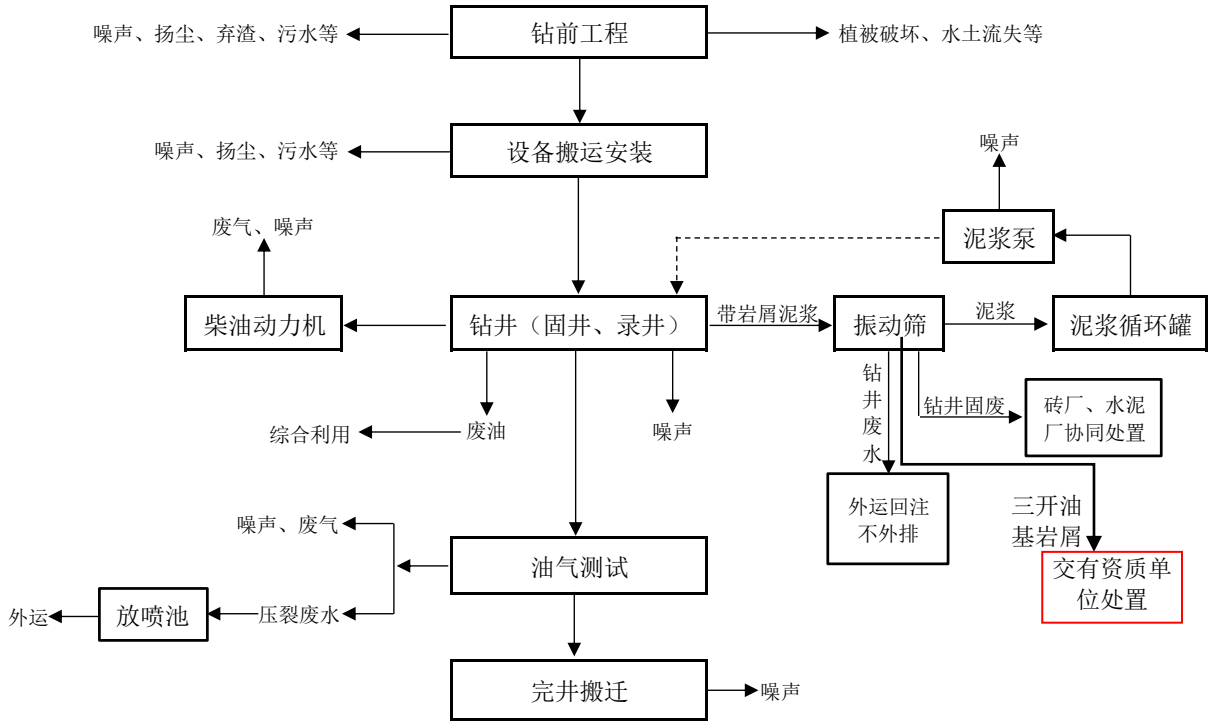


图 4.1-2　钻井作业过程及产污节点图

（1）钻前工程

钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场及井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场及井场道路建设的主要环境影响是占地并造成对地表土壤和植被的破坏，引起水土流失、施工扬尘等。根据现场调查，目前彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 钻井井场已经施工完毕。

（2）钻进

钻进是以电动机为动力，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，直至目的井深。正常情况下，一口井钻井周期约 9 个月，且为 24 小时连续作业。

本项目新部署钻井 6 口，全部为大斜度井，均采用三开制井身结构（表 4.1-1），导管 800m，一开封须四段以浅地层，二开封马一段页岩及以浅地层，套管下入斜井段，三开钻至完钻井深，下入 Φ127mm 衬管完井。井身结构方案见表 4.1-1 和图 4.1-3。

表 4.1-1　井身结构方案（以彭州 5-1D 井为例）

开钻程序	钻头程序		套管程序		备注
	井眼尺寸/mm	完钻深度/m	尺寸/mm	下入井段/m	
导管 1	Φ660.4	52	Φ508	0~50	封地表水
导管 2	Φ444.5	802	Φ365.1	0~800	封上部易漏层及浅水层
1	Φ333.4	3550	Φ273.1	0~3548	进入须三段顶部 5m
2	Φ241.3	6232	Φ193.7	3348~6230	油层套管，封马一页岩先悬挂后回接
				0~3348	
3	Φ165.1	8373	Φ127	6180~8371	衬管完井

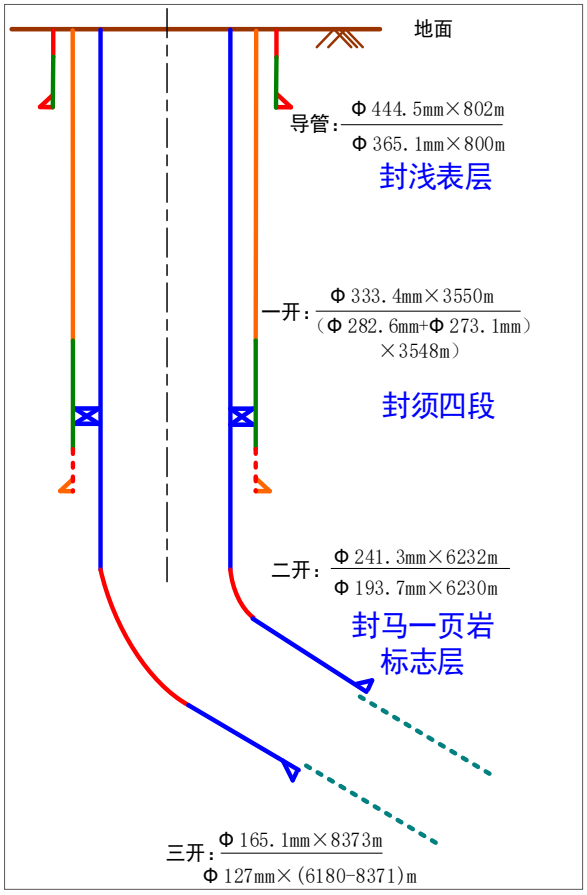


图 4.1-3　井身结构示意图

本项目大斜度井一开、二开段，选用水基泥浆体系；导管井段选择坂土浆体系；三开选用油基泥浆体系。分段泥浆类型见表 4.1-2。

表 4.1-2　分段泥浆类型

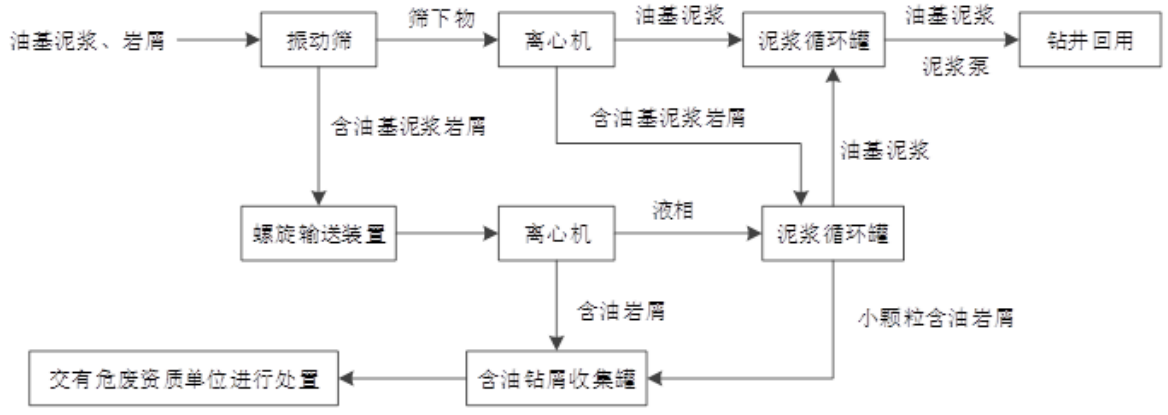
开次	地层	泥浆类型	备注
导管 1	第四系-蓬莱镇组	普通高坂含泥浆	使用高粘切泥浆，满足携砂和防窜、防漏、防塌，防止污染地表水
导管 2	蓬莱镇组-遂宁组	聚合物泥浆	控制好性能，为钻井提速提供稳定、清洁的井眼
一开	遂宁组-须五段	钾基聚合物泥浆	降低粘切和失水，提高泥浆抑制性，稳定井壁
二开	须五段马一段	复合盐强抑制聚磺防塌泥浆	钾盐和有机盐复合提高抑制能力，成膜封堵剂、聚合醇提高封堵能力
三开	雷口坡组	油基泥浆	利用油基泥浆良好的润滑性，同时通过加强封堵，降低井壁失稳的风险

1）水基泥浆钻井

水基泥浆是指采用聚合物、KCL、有机盐聚合物等以水为连续流体介质的泥浆体系，从井底排出的泥浆及岩屑混合物经振动筛分离后，筛下物（泥浆及细岩屑）由泥浆循环罐收集并经除砂、除泥处理后大部分循环回用；筛上物（粗水基岩屑）及除砂器、除泥器产生的细水基岩屑经处理后，废水回用于配制水基泥浆，脱水后的岩屑外运至资源化利用。

2）油基泥浆钻井

三开油基泥浆钻井过程中井底排出的岩屑和泥浆混合体经振动筛、离心机等设备筛选分离，筛分出的细颗粒油基泥浆通过泥浆回收装置收集后全部回用于油基泥浆体系，分离出的油基岩屑经螺旋输送器送入甩干机进行初步固（岩屑）液（油基泥浆）分离，然后液相继续进入脱液离心分离器进行第二次固液分离。液相（泥浆）进入泥浆循环系统重新用于钻井。参照同类油基泥浆钻井资料，（固相）油基岩屑含油率约12%，固相（油基岩屑）交有危废处理资质的单位进行收集、转运和处置。



4.1-3　三开钻井油基岩屑处理流程图

（3）固井作业

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

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。

固井作业主要环境影响因素是柴油机等施工机械、车辆运行时产生废气、扬尘；机械设备运转时产生的噪声；此外，施工前根据实际情况要作固井液配方及性能复核试验，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。

（4）完井作业

本项目采用射孔完井方式。射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。完井作业主要环境影响因素是地面柴油机等施工机械、车辆运行时产生废气、扬尘以及机械设备运转时产生的噪声。

完井作业前要进行洗井作业，采用完井工作液对井筒进行清洗。根据类比调查，单口井洗井废水产生量约 $90m^3$，从井底返排出来的洗井废水进入接收罐暂存后拉运至袁家环保处理站处理后回注处置，不外排。

（5）储层改造

完井后，为提高产层的渗透能力，需实施压裂作业，压裂是指在井筒中形成裂缝的施工过程。本项目均采用水力加酸压裂，使用压裂车从地面泵携带支撑剂的高压液体，使地层形成并保持裂缝，以达到增产目的。本项目压裂作业过程见图 4.1-4。

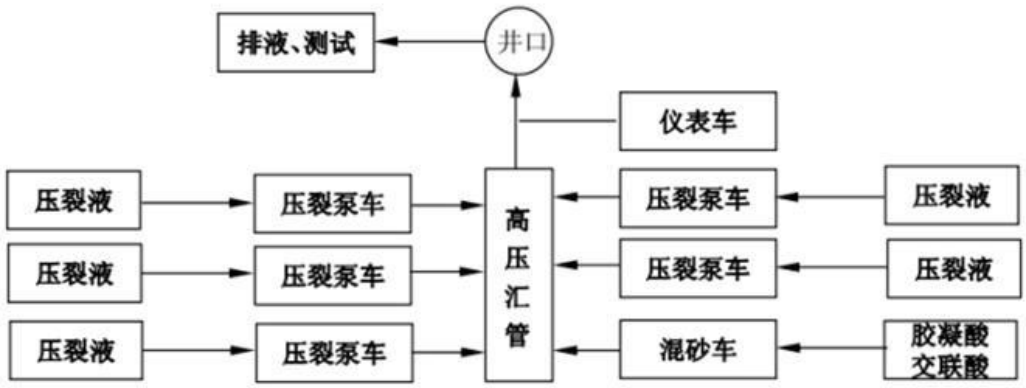


图 4.1-4　压裂作业示意图

压裂作业主要环境影响因素为注入泵产生的振动噪声以及柴油机等施工机械、车辆运行时产生废气、扬尘以及机械设备运转时产生的噪声。

建设单位拟采取选用低噪音设备、井场合理布局等措施减轻压裂作业产生的噪声影响；车辆设备选用优质燃料、场地洒水抑尘、运输车辆遮蔽等措施减轻作业产生的大气影响。

（6）测试放喷

为了解气井产量，在完井及压裂后，需进行测试放喷。测试放喷是利用测试放喷专用管线将井内油气引至放喷池点火燃烧对油气井进行产量测试的过程。单井测试放喷时间约为 4～6h，废气排放属不连续排放。测试放喷期间主要环境影响因素是产生的燃烧废气、高压气流噪声以及放喷废水。

建设单位拟采取密闭排液技术收集放喷废水后送往袁家环保处理站处理处置，放喷废气燃烧后排放；选取低噪音设备、放喷池合理布局、限制放喷时段等措施减轻测试放喷作业产生的噪声影响；车辆设备选用优质燃料、场地洒水抑尘、运输车辆遮蔽等措施减轻测试放喷作业产生的大气影响；生活废水经一体化处理系统处理后回用，不外排；生活垃圾依托当地环卫部门进行定期清运。

（7）设备搬迁及生态恢复

完井作业完毕后，在井口安装采气树，将与后续天然气开采无关的设备进行拆除和搬迁，同时将剩余泥浆转运至泥浆中转站。待设备转运后，除后续天然气开采占地外，对其它施工迹地进行地表和植被恢复。

4.1.1.2 地面工程

地面工程主要包含脱硫站、生产管理中心等的建设，净化气、污水、供水等管线的敷设以及进站道路的建设。

（1）管线敷设

本项目管线敷设主要包括净化气集气管线、污水管线、供水管线三部分。管线均为埋地敷设，施工流程图见图 4.1-5 所示，管线开挖断面见图 4.1-6。

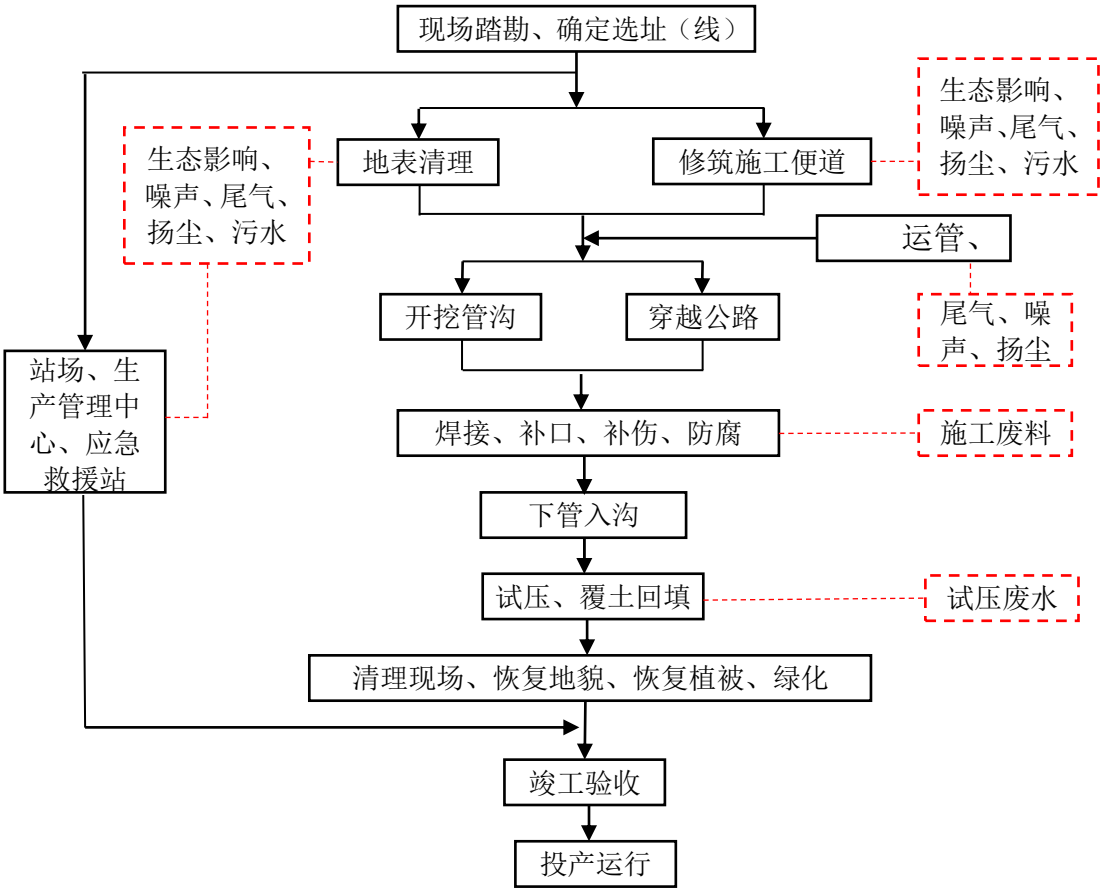


图 4.1-5　地面工程施工工序及产污节点图

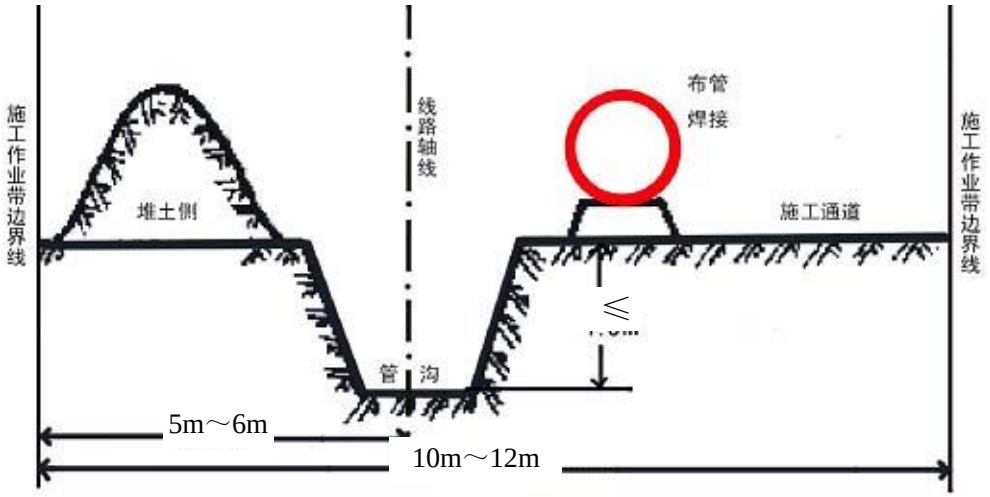


图 4.1-6 管线开挖断面示意图

1）施工作业带清理、施工便道建设和管沟开挖

管线工程施工过程中的作业带清理、施工便道建设以及管沟开挖作业同时进行，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大致相同。本项目管线

所经地区为以平原为主，地势较为平坦，农田较多、局部分布有林地。管线敷设对农业生态系统有一定影响。

施工过程中对农业熟化土壤采用分层开挖，分别堆放，分层回填的方法。临时占用农田的耕作层土壤作好表土剥离和表土收集存放，减少土壤养分的流失，施工结束后，剥离下来的表土覆盖于施工作业带上。

本项目管线施工作业带宽度为 10～12m。对林区、经济作物的作业带宽度在满足施工的前提下尽量减少。施工作业带为临时占用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

2）公路穿越

本项目管线沿线穿越了 S106、楠林路等，施工采用顶管穿越，作钢筋混凝土套管。

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，本项目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 4.1-7，管线穿越公路施工方式断面示意图见图 4.1-8。

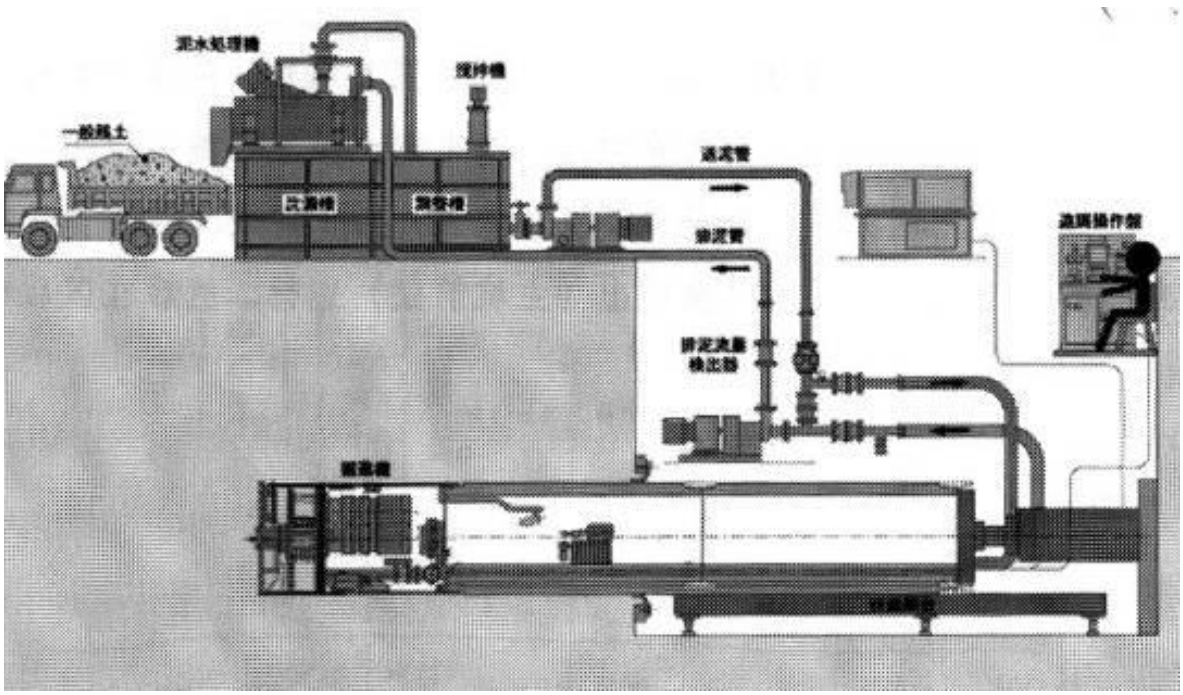


图 4.1-7　顶管穿越施工工艺示意图

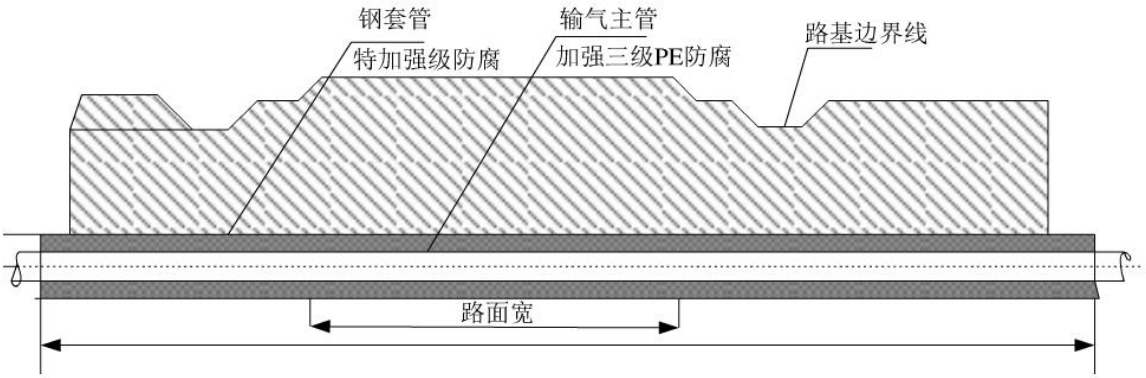


图 4.1-8　顶管穿越公路断面示意图

3）管线试压

本项目采用清洁水试压，试压用水可重复利用，预计共产生试压废水 628m^3。管线组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用氮气对全线进行吹扫，直至无污物排出，最后采用清水试压。管线施工过程中产生的施工废水主要是试压废水，因试压前进行了清管，试压介质为洁净水，因此施压废水中仅含有少量的泥沙、杂质等，主要污染物为 SS，通过简易的沉淀池沉淀处理，监测达标后缓慢排入附近沟渠（不得排入饮用水水源地）。

（2）道路工程

进站道路优先利用原有乡村公路或井场道路的基础上改建维修，新建较少，最大限度的减少对植被的再度破坏；施工便道尽量利用现有的机耕道。因此，本项目道路为进站道路，各段进站道路工程量小，土石方开挖量较小，植被破坏和生态影响不大，道路工程对生态环境的影响集中体现在：由于路面平整、边坡开挖破坏地表植被，并形成裸露，遇降雨形成新的水土流失；整修站场道路由于在原有乡村公路的基础上拓宽，因此影响范围有限，其对地表植被及水土流失的影响不大。另外开挖面如果防护处理不及时，将造成明显的裸露，形成不良的景观。

（3）站场建设

本项目设置 4 座脱硫站，1 座天然气集输站。天然气集输站与彭州 6 脱硫站合建。站场建设基本在原有井场的基础上进行扩建，施工期临时占地范围比钻井期间较大。站场建设将永久占地改变土地使用功能，主要对农业生产造成一定的影响。彭州 3 脱硫站位于丘陵区，建设过程中开挖易形成不稳边坡，如果不及时采取护坡等工程措施，可能造成水土流失。施工建设过程中也会产生施工废气、扬尘、施工机械噪声及少量生活污水和生活垃圾。

建设单位拟采取站场合理布局、严格限制施工作业带、表土剥离等措施，减小占地范围、减轻植被破坏、减缓水土流失影响；选取低噪音设备、限制作业时段等措施减轻噪声影响；车辆设备选用优质燃料、场地洒水抑尘、运输车辆遮蔽等措施减轻大气影响；生活污水收集后送至周边城镇生活污水处理厂；生活垃圾依托当地环卫部门进行定期清运。

4.1.1.3 施工期影响因素统计

施工期各工程段产生的环境影响可以概括为表 4.1-3。

表 4.1-3　施工期主要环境影响

类别	内容	主要环境影响因素
钻井	钻前	井场及井场道路占地造成地表土壤和植被破坏
	钻进	钻井废水以及水基钻井岩屑、废泥浆等固体废弃物；油基岩屑、废油等危险废物；施工机械及车辆产生的噪声与废气、扬尘；施工人员产生的生活废水、生活垃圾
	固井作业	施工机械及车辆产生的噪声与废气、扬尘
	压裂作业	
	完井测试	测试放喷（短时间作业）废气、热辐射、高压气流噪声
地面工程	管线敷设	临时改变作业带的土地利用性质；施工作业带内的土壤、植被将受到影响或破坏；施工土石方存放不当易发生水土流失；管线穿越沟渠、试压废水排放对河流水质造成短时影响；管线敷设穿越公路短时影响当地交通等
	道路	土地占用、水土流失、施工机械噪声与废气、扬尘
	站场建设	土地占用、水土流失、施工机械噪声与废气、扬尘等
施工人员活动		生活污水、生活垃圾

4.1.2 施工期污染源及污染物排放情况

本项目施工组织为 4 个平台同时开工，目前，4 个钻井平台已经建设完毕，完钻 10 口，剩余 6 口未钻。4 座脱硫站均未建设。

4.1.2.1 废气

本项目废气主要包括站场、管线及道路建设施工扬尘，钻井使用备用柴油发电机组尾气，剩余未完钻井测试放喷废气以及非正常情况下井喷废气。

（1）施工扬尘

本项目在钻前工程已实施完毕，脱硫站站场建设土地平整、设备安装，进站道路施工，管线施工管沟的开挖回填，设备的运输过程，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸

到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

（2）柴油发电机组尾气

本项目钻井作业时动力主要由当地电网供给，柴油发电机组作为备用电源提供动力，备用柴油发电机组使用期间，燃料为柴油，柴油机燃烧废气主要污染物为烟尘和NOx、CO。钻井期间，备用柴油发电机组启用时估测每次消耗柴油为1.9t/d，平均消耗量为79.2kg/h，其中污染物排放浓度为NOx47.5mg/m^3、烟尘7.9mg/m^3，排放量为NOx0.38kg/h、烟尘0.063kg/h。废气排放量为8000m^3/h，属间断排放，经柴油发电机组自带消烟除尘装置，处理后达标排放。

（3）测试放喷废气

试气作业放喷的天然气经点火燃烧，产生的放喷尾气主要污染物为SO_2。根据川西气田已建开发井测试报告，最大测试日产量为64万m^3/d，硫化氢最高含量为84.85g/m^3，本次评价据此开展源强核算，项目放喷尾气中SO_2最大排放量为4.26t/h，各井口放喷作业错时实施，时间一般为4～6小时，属短期排放。

（4）非正常事故井喷废气

当钻头进入气层后，若遇到异常高压气流，而井内泥浆密度又过低，达不到平衡井内压力要求时，就有可能发生事故放喷。此时可利用防喷器迅速封闭井口，当井口压力过高时，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。主要污染物为二氧化硫和少量未燃尽的烃类、硫化氢，事故放喷时间短，属临时排放，在川西气田原有钻井过程中，暂未发生事故放喷。

4.1.2.2 废水

施工期产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、管线试压废水和施工人员的生活污水。

（1）钻井废水

根据钻井工艺，首先进行钻井用水基泥浆的配置，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，从井底排出的水基泥浆及岩屑混合物经振动筛分离后，水基泥浆由泥浆循环罐收集后，循环使用（约90%），不能回用的泥浆（约10%）与筛下物岩屑经泥浆不落地工艺（化学破稳+压滤）处理后，滤液（约20%）用于脱稳剂配制，剩余部分经罐车拉运至袁家环保处理站经“絮凝沉淀+药剂氧化”处理后用罐车运至回注井回注处置，不外排。固体（含水率小于40%）通过皮带输送机送至临时堆放池堆放。达到一定的量后，用自卸运输车转运至砖厂或水

泥厂制作水泥综合利用。钻井过程中泥浆不落地处理工艺流程示意图见图 4.1-9。

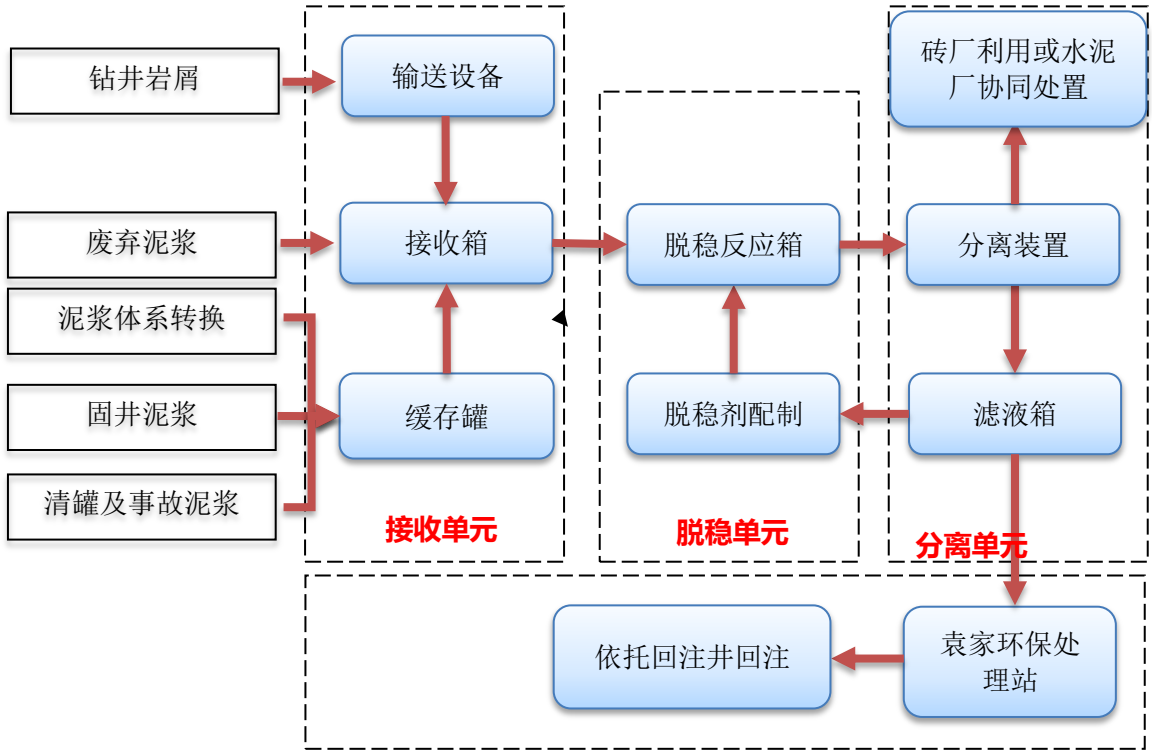


图 4.1-9　泥浆不落地处理工艺流程示意图

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用量和废水产生量，钻井工程常规钻井阶段单井废水产生量标准见表 4.1-4。

表 4.1-4　钻井工程常规钻井阶段单井废水产生量

常规钻进尺 H/m	钻井废水控制量/m^3
≤2000	H×0.05
＞2000	H×0.06

钻井工程常规钻井阶段每 m 进尺新鲜水用量约为 0.2m^3，平均每 m 进尺最终废水量为 0.06m^3。本项目剩余 6 口开发井平均设计井深 7963m，其中，二开深度至 6232m，单井钻井新鲜水用量为 1246m^3，单井钻井废水产生量为 374m^3。本次调整方案新钻 6 口井，则新鲜用水量总计为 7476m^3，废水产生量总计为 2244m^3。本项目钻井期间具体产生的钻井废水量见表 4.1-5。

表 4.1-5　新增钻井用水量及废水产生量表

平台	井数	钻井用水量/m^3	新鲜水补充量/m^3	损耗量/m^3	废水产生量/m^3	回用量/m^3	外排量/m^3
单井		4612	1246	873	3739	3365	374
彭州 3 平台	0 口	/	/	/	/	/	/
彭州 4 平台	0 口	/	/	/	/	/	/
彭州 5 平台	2 口	9224	2492	1746	7478	6730	748
彭州 6 平台	4 口	18448	4984	3492	14956	13460	1496
总计	6 口	27672	7476	5238	22434	20190	2244
注：钻井用水新鲜水用量=损耗量+外排量；废水回用率为 90%。							

钻井废水中的主要污染物为 COD、SS 和石油类。本项目水基泥浆属于环保类泥浆，钻井废水污染程度较低；同时根据川西气田已建开发井钻井废水调查水质的调查，钻井废水的 COD 普遍在 500～3000mg/L 之间。本项目钻井废水的主要污染物浓度见表 4.1-6。

表 4.1-6　钻井废水水质情况

废水种类	主要污染物浓度/（mg/L，pH 除外）				
	pH	COD	石油类	SS	氨氮
水基泥浆钻井废水	7～9	500～3000	10～60	60～2000	0～60

（2）洗井废水

完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。西南油气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约 90m^3，洗井废水进入接收罐暂存后拉运至袁家环保处理站处理后回注处置，不外排。本项目新部署钻井期间产生的洗井废水量为 540m^3，经类比调查，洗井作业产生的废水水质情况见表 4.1-7。

表 4.1-7　洗井作业废水产生情况统计

废水种类	单井产生量/m^3	主要污染物浓度/（mg/L，pH 除外）				
		pH	COD	石油类	SS	氯化物
洗井废水	90	6.5～9	≤2000	≤80	≤500	≤2500

（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，进入已做防渗处理的放喷池暂存，在放喷池内废水达到放喷池容积的 80%时，用密闭罐车运至运至袁家环保处理

站预处理后交回注井回注处置，不外排。

本项目新部署 6 口大斜度井，储层改造总分级数 6～9 级，单级用酸量 I+II 类储层 250~400m^3，II+III 类储层 150~250m^3，近边水/断层储层 100~200m^3。单井总酸量约 2000m^3，总液量约为 2500m^3。一般返出液量为注入量的 20%左右；返排液收集采用密闭排液系统，通过在井筒内加碱中和，井口伴注消泡剂和除硫剂，放喷管线上加装分离器和返排液储存罐，实现返排液密闭收集，工艺流程见图 4.1-10。收集后返排液通过罐车送至袁家环保处理站处理后回注处置，不外排；返排周期约为两天，返排液量约为 500m^3，新部署钻井共计产生返排液 3000m^3。本项目压裂液用量及返排液量情况见表 4.1-8，返排液水质情况见表 4.1-9。

表 4.1-8　压裂液用量及返排液量

废水重类	压裂液入井量/m^3	返排液量/m^3	返排周期/d	日返排液量/m^3
返排液	2500	500	约 2	250

表 4.1-9　返排液水质

污染物种类	pH	SS/（mg/L）	石油类/（mg/L）	COD/（mg/L）
返排液	2～8	50～800	5～30	380～2600

（4）管线试压水

本项目采用清洁水试压，共产生试压废水 628m^3。通过简易的沉淀池沉淀处理，经检测达标后，监测达标缓慢排入附近沟渠，但不得排入饮用水源保护区。

（5）生活污水

1）钻井施工人员生活污水：钻井施工期间，钻井队的员工一般为 40～50 人。施工现场设置生态厕所，粪便定期由当地村民清掏作农肥；每天产生的生活洗漱水量约为 5m^3，单井产生生活污水量约为 1400m^3，现场设置防渗生活污水暂存池，定期送往周边城镇生活污水处理厂处置。

2）管线施工人员生活污水：管线建设施工分段进行，且主要依靠当地农村劳动力开挖管沟，施工管理及技术员生活设施依托沿线城镇旅店，不设野外施工营地，施工现场基本不产生生活污水。

3）站场施工人员生活污水：各站场施工期间施工人员一般为 100 人。施工现场设置生态厕所，粪便定期由当地村民清掏作农肥；每天产生的生活洗漱水量约为 10m^3，现场设置防渗生活污水暂存池，定期送往周边城镇生活污水处理厂处置。

4.1.2.3 固体废物

施工中产生的固体废物主要有废水基泥浆、水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、废油、废弃的包装材料、施工废料和生活垃圾。

（1）水基钻井岩屑和废泥浆

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并由泥浆携带至地面，经振动筛分离后进入泥浆池中。

废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆罐内的泥浆。废弃泥浆主要来源于：1）被更换的不适于钻井工程和地质要求的泥浆；2）在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的泥浆；3）完井时井筒内被清水替出的泥浆；4）泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的泥浆。本项目一开和二开使用聚合物泥浆，无毒，可生物降解，主要成份是水、聚合物、润滑剂等。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度地回收再利用。

根据川西气田已建开发井钻井固废统计资料，钻井工程水基钻井岩屑及废弃泥浆产生量约 1450~1800m^3/井（2900~3600t/井），本项目按 3600t/井计算，本项目新钻井 6 口，共产生 21600t 水基钻井固废。

水基岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地工艺处理固液分离后，转运至四川亚东水泥公司或四川中节能新型建筑材料有限公司综合利用于制水泥或制砖。

（2）油基岩屑

钻井工程三开强封堵白油基泥浆。油基泥浆全部回收利用，类比彭州 5-4D 和彭州 4-4D 三开井深及油基岩屑产生量，结合新部署井井深，单井油基岩屑量约为 600t，本项目新钻井 6 口，油基岩屑产生总量约 3600t。根据《国家危险废物名录》（2021 年版），油基钻井岩屑属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 072-001-08。

油基岩屑在井场收集暂存于岩屑罐中，定期通过专用车辆送往四川纳海环境有限公司。该公司是四川省生态环境厅批准的危险废物处置单位，许可证号 510603060，位于德阳市旌阳区和新镇万寿村一组。目前经营规模为 8.49 万 t/a，满足钻井工程油基岩屑的处理需要。

施工期油基岩屑产生情况及防治措施见表 4.1-10。

表 4.1-10　本项目施工期危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油基岩屑	HW08 废矿物油与含矿物油废物	072-001-08	3600	三开钻井	固态	矿物油、岩石	矿物油	约1年	T	井场收集暂存于岩屑罐中，定期送往有资质单位处置
2	废油		900-214-08	1.6	钻井设备维护	液态	矿物油	矿物油	约1年	T，I	废油桶收集，综合利用或送往有资质单位处置

（3）废油

本项目钻井过程中废油的主要来源有：

1）机械设备（如泥浆泵、转盘、链条等）废润滑油及润滑油泄漏；

2）液压控制管线（如液压大钳、封井器及液压表传压管线等）刺露；

3）清洗、保养过程（如清洗钻具、套管等）产生的废油。

随着装备技术水平的提高和现场监管力度的加强，钻井施工现场废油产生量总体呈下降趋势，根据类比和现场调查，单井废油产生总量约 0.3m^3，新钻井共计产生 1.8m^3，合 1.6t，通过废油桶收集，综合利用于放喷池的长明灯燃料或后期水平钻井段油基泥浆的配制，不能利用部分送往有相应危险废物处理资质的单位处理处置，具体见表 4.1-10。废油的收集、暂存应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）及《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）相关规定。

（4）施工废料

施工废料主要为管线施工中管线焊接后废弃的焊接材料，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。据类比调查，一般管线施工过程中，施工废料为 1.2kg/km，本项目共产生施工废料约 46.2kg，由施工单位清运回收。

（5）建筑垃圾

施工期钻井结束后，井场内钻井及附属设施拆除外运，井场临时占地需要拆除设备基础、地面硬化层等，共需拆除约 48000m^2，产生建筑垃圾按 0.2m^3/m^2 计算，共产生建筑垃圾 9600m^3。建筑垃圾一部分用于填垫站场工业场地，剩余部分运往当地指定的建筑垃圾堆放场。

（6）废弃土石方

彭州 4~彭州 6 平台地面工程除表土剥离暂存外，不产生废弃土石方；彭州 3 脱硫站位于丘陵区，挖方量较大。已实施工程土石方平衡表见表 2.2-2，剩余地面工程土石方平衡见表 4.1-11。

表 4.1-11　土石方平衡一览表

项目名称	挖方/万 m^3			填方/万 m^3				弃方/万 m^3
	表土剥离	挖土方	合计	表土回覆	填土方	就地平铺	合计	
站场工程	4.82	2.88	7.70	4.82	0.35	2.53	7.70	0
集输管线工程	0.45	2.23	2.68	0.45	2.02	0.21	2.68	0
道路工程	0.52	0	0.52	0.52	0	0	0.52	0
合计	5.79	5.11	10.9	5.79	2.37	2.74	10.9	0

（7）生活垃圾和包装材料

生活垃圾主要来源于施工作业人员的日常生活，其产生量按每人每天产生 0.5kg 计算。钻井施工期间，井队工作人员按 50 人计算，则生活垃圾日产生量为 25kg。在井场外设置生活垃圾收集桶，依托当地环卫部门进行定期清运。管线施工分段进行，且主要依靠当地农村劳动力开挖管沟，施工管理及技术员生活设施依托沿线城镇旅店，不设野外施工营地。各站场施工期间施工人员一般为 100 人，每天产生的生活垃圾约为 50kg，施工作业场地外设垃圾收集桶，依托当地环卫部门进行定期清运。

本项目施工过程中产生的废弃包装材料等由施工单位回收后送当地废品回收站处理，单座站场产生量约 1t。

4.1.2.4 噪声

本项目钻前施工已经结束，剩余钻井及地面建设产生的噪声主要是管线施工与站场建设施工作业的机械噪声、钻井噪声、完井测试放喷噪声和事故放喷噪声。

（1）管线施工、站场施工噪声

管线施工、站场施工过程中，主要有挖掘机、推土机、电焊机、轮式装载车、吊管机、混凝土搅拌机等机械设备产生的噪声。根据类比调查，本项目机械噪声源强值见表 4.1-12。

表 4.1-12　地面施工机械噪声源强一览表

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
1	推土机	5	85	移动设备	间断，<4
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断，<2
3	载重汽车	5	82	移动设备	间断，<2
4	钻孔机	5	85	移动设备	间断，<4
5	空压机	5	105	移动设备	间断，<4
6	柴油机	5	95	移动设备	间断，<2
7	振动棒	5	86	移动设备	间断，<4
8	吊管机	5	88	移动设备	间断，<4

（2）钻井噪声

钻井过程中，井场内单井开钻，主要有泥浆泵、钻机等机械设备产生的噪声，通常是各种钻井设备协调工作，高、中频噪声叠加形成的复合稳态噪声。同时还有固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统快速气阀放气，跳钻时吊环与水龙头的撞击等作业噪声，事故放喷时产生的高压气流噪声。

本项目钻井采用 ZJ70 型钻机，根据类比调查，本项目机械噪声源强值见表 4.1-13。

表 4.1-13　单井钻井噪声源强

阶段	噪声设备	数量	单台源强/dB(A)（1m 处）	采取的降噪措施	降噪后源强/dB(A)（1m 处）	噪声特性	排放时间	频谱特性	声源种类
正常工况	钻井设备	1 套	95～100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	88～95	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	加衬弹性垫料	80～85				
	振动筛	2 台	70～80	加衬弹性垫料	70				
启用柴油发电机时	柴油机组	3 套	95～113	排气筒上自带高质量消声器，活动板房隔声，安装减振垫层	85～90	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
	钻井设备	1 套	95～100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	88～95				
	泥浆泵	2 台	85～90	加衬弹性垫料	80～85				
	振动筛	2 台	70～80	加衬弹性垫料	70				

（3）测试放喷和事故放喷噪声

完井测试中产生的噪声主要有放喷气流噪声，其声级值见表 4.1-14。

表 4.1-14　单井油气测试作业噪声源及声级值

阶段	噪声设备	数量	单台源强/dB(A)（1m处）	采取的降噪措施	降噪后源强/dB(A)（1m处）	噪声特性	排放时间	频谱特性	声源种类
压裂	压裂设备	5 台	95～100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	90～95	机械	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
	提升设备	1 台	85～90		80～85				
测试放喷	放喷池	/	105	/	/	气流噪声	测试 4～6h		固定声源
事故状态	放喷高压气流	/	105	/	/	气流噪声	/		固定声源

4.1.2.5 生态影响

本项目施工期钻前工程、管线工程、地面工程建设过程是对生态环境造成影响的主要工程活动，其主要生态环境影响如下：

（1）钻前工程、地面工程

钻前工程井场场地清理及平整、井场临时施工道路建设、钻井平台基础准备、井口设备准备、放喷池修建、清污分流系统以及活动房布置等工程占地会造成对地表土壤和植被等生态环境的破坏，引起水土流失，进而对农业、林业生产造成一定的影响。根据现场调查，本项目钻前工程已实施完毕，井场区域已经硬化，井场四周建有排水沟，尽可能降低生态环境影响。

地面站场建设工程占用现有耕地或林地，工程占地会造成对地表土壤和植被等生态环境的破坏，引起水土流失，进而对农业、林业生产造成一定的影响。

（2）管线工程

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。施工中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，尤其是在开挖管沟约 5m 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。

管线穿越工程包括沟渠、公路穿越。穿越工程将会对穿越点附近的生态环境产生一定的影响。

4.1.2.6 污染排放统计

项目施工期的“三废”排放统计见表 4.1-15。

表 4.1-15　项目施工期污染产排统计表

污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	排放量	排放浓度	拟采取的处理措施
废气	柴油机废气（单井场）	NO_x	0.38kg/h	0.38kg/h	47.5mg/m^3	柴油机排放管排放
	测试放喷废气（单口井）	SO_2	4.26t/h	4.26t/h	/	放喷池，短时排放
废水	钻井废水	COD、SS、石油类等	2244m^3	0	/	经井场废水罐暂存后拉运至袁家环保处理站处理后回注处置
	洗井废水	COD、SS、石油类等	540m^3	0	/	
	放喷废水	COD、SS、石油类等	3000m^3	0		
	管道试压废水	SS 等	628m^3	628m^3	/	沉淀后监测达标缓慢排入附近沟渠
	井场施工人员生活污水	COD、氨氮等	30m^3/d	0	/	经现场防渗生活污水池暂存，定期送往周边城镇生活污水处理厂处置
	天然气净化厂施工人员生活污水	COD、氨氮等	40m^3/d	0	/	经现场防渗生活污水池暂存，定期送往周边城镇生活污水处理厂处置
固废	水基钻井岩屑及废弃泥浆	/	21600t	0	/	送四川亚东水泥公司或四川中节能新型建筑材料有限公司综合利用于制水泥或制砖
	油基钻井岩屑		3600t	0	/	送危废资质单位处理
	废油	/	1.8m^3	0	/	综合利用于放喷池的长明灯燃料或油基泥浆的配制，不能利用部分送往有相应危险废物处理资质的单位处理处置
	施工废料	/	46.2kg	0	/	由施工单位清运回收
	建筑垃圾	/	9600m^3	0	/	施工结束后统一清运至当地建筑垃圾填埋场
	生活垃圾	/	200kg/d	0	/	集中分类存放，依托当地环卫部门进行定期清运
噪声	泥浆泵、柴油机等	L_{eq}	85～113dB	80～105dB	/	隔声减振

4.2 运营期工程分析

4.2.1 工艺流程及产污环节

4.2.1.1 总体工艺流程

本项目建成 19.8 亿 m^3/a 产能。建设彭州 3、彭州 4、彭州 5 和彭州 6 四座天然气脱硫站场，每座天然气站场分别设置天然气脱硫装置，采用醇胺法脱除天然气中 H_2S 和有机硫及部分 CO_2、固定床反应器脱 COS。脱硫后天然气进入天然气脱水单元进行脱水处理，脱水后的干净化天然气（产品气）经调压、分配厂内自用燃料气后，彭州 3、彭州 4 脱硫站就地销售，彭州 5、彭州 6 脱硫站输送至输气首站外输。彭州 3、彭州 4 脱硫站尾气处理部分采用直接氧化工艺、彭州 5、彭州 6 脱硫站尾气处理部分采用加氢还原吸收工艺+碱法烟气脱硫的工艺路线。

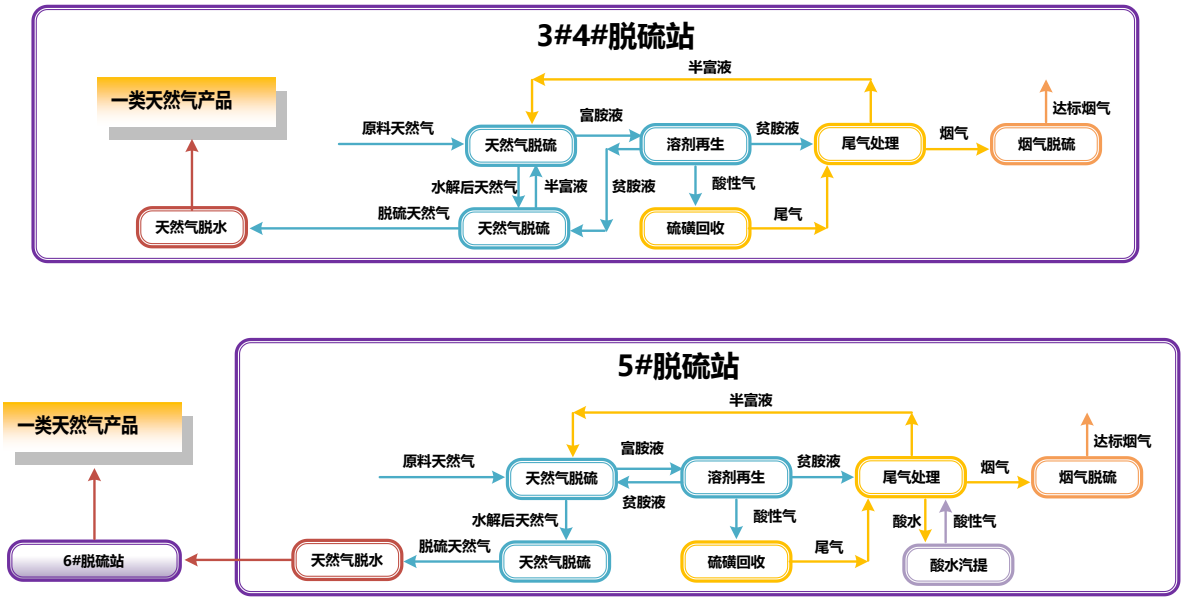


图 4.2-1　天然气脱硫处理总工艺流程框图

脱硫站处理气量分别为：

彭州 3 脱硫站：55 万 m^3/d 天然气脱硫、天然气脱水、1.25 万 t/a 硫黄回收、配套尾气处理。

彭州 4 脱硫站：60 万 m^3/d 天然气脱硫、天然气脱水、1.36 万 t/a 硫黄回收、配套尾气处理。

彭州 5 脱硫站：195 万 m^3/d 天然气脱硫、天然气脱水、4.5 万 t/a 硫黄回收、配套尾气处理及酸水汽提。

彭州 6 脱硫站：290 万 m^3/d 天然气脱硫、天然气脱水、6.7 万 t/a 硫黄回收、配套尾气处理及酸水汽提。

彭州 3、彭州 4、彭州 5 脱硫站硫黄采用液硫装车、运输。彭州 6 脱硫站送至硫黄成型装置冷却固化成型装袋后，运至硫黄储存仓库堆放并外销，也可采用液硫装车、运输。

4.2.1.2 井口处理部分

单井来气经井口节流至 17MPa、27.9℃后，进入加热器一级盘管加热至 45℃，经一级节流阀节流至 9.6MPa 后，进入加热器二级盘管加热至 45℃，经二级节流阀节流至 5.3~5.6MPa、30.7℃后，进入生产分离器分离掉酸气中返排酸液及含硫污水，单井来气可进入单井计量分离器进行酸气流量计量。分离后的酸气去脱硫及硫黄回收装置，分出返排酸液及含硫污水经酸液缓冲罐进入气田水预处理单元。

井口处理部分工艺流程及产污节点见图 4.2-2。

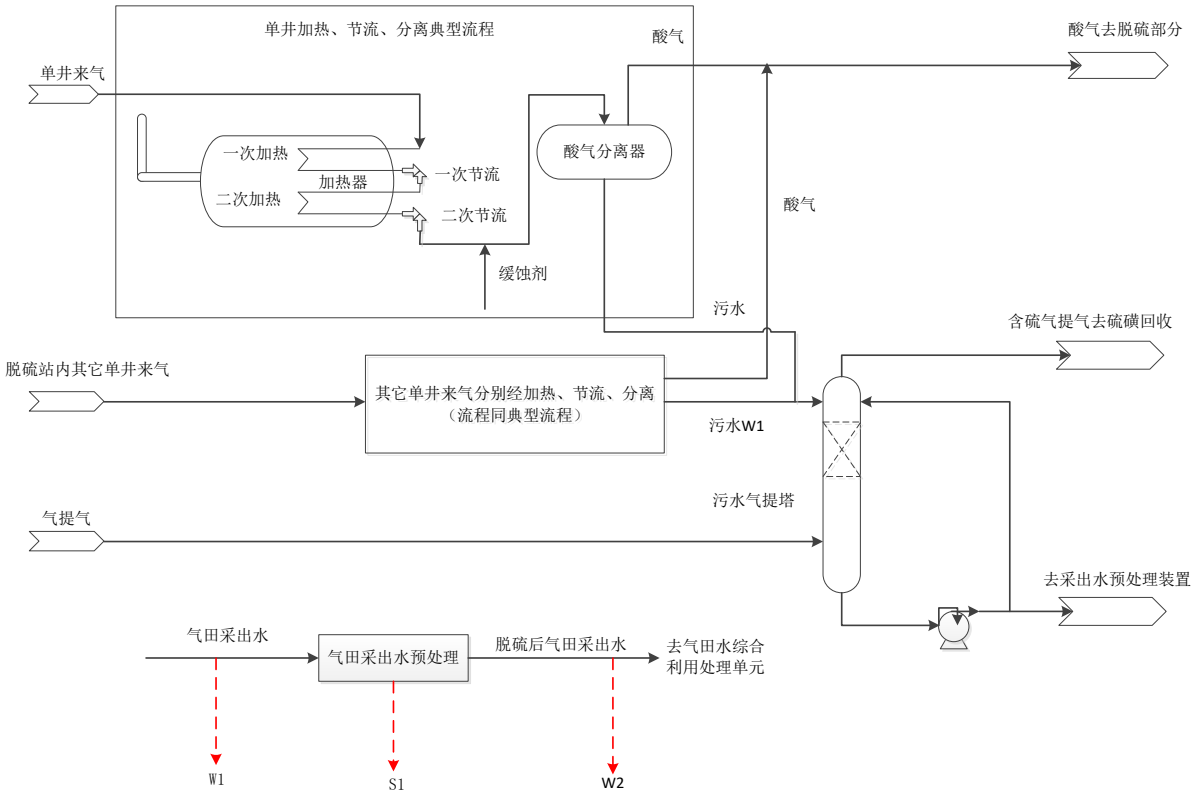


图 4.2-2　井口处理部分工艺流程及产污位置图

4.2.1.3 脱硫单元（含溶剂再生）

天然气脱硫工艺中，对含有机硫的天然气占主导地位的工艺技术是物理溶剂加醇胺溶剂吸收法，本项目采用复合溶剂 UDS-3。原料天然气自井口进入脱硫单元，先经天然气进料过滤聚结分离器与循环使用的水洗水逆喷接触，脱除原料气中携带的 Cl^-，接着由天然气进料过滤聚结分离器脱除携带的液体及固体颗粒，过滤之后的天然气进入天然气脱硫塔，采用复合溶剂吸收气体中的 H_2S、CO_2 及有机硫。天然气脱硫塔分

为两段，贫溶剂从上段 II 段脱硫塔顶部进入，从 II 段底部出来的半富溶剂进入 I 段脱硫塔顶部。从天然气进料过滤分离器出来的酸性天然气进入吸收塔 I 段，在塔中酸性天然气与复合溶剂逆流接触。

经吸收塔 I 段脱硫后的天然气进入水解部分脱除 COS，以满足产品规格要求。气体首先通过水解反应器进出料换热器与水解反应器出口气体换热升温至 110℃，进入水解反应器入口分离器分离出携带的胺液及未汽化的水，在水解反应器预热器由 110℃ 被加热至 140℃，加热后的天然气进入水解反应器，COS 与 H_2O 反应生成 H_2S 和 CO_2，COS 的反应转化率一般大于 95%，反应式如下：

$$COS + H_2O \rightarrow H_2S + CO_2 \qquad (1)$$

离开水解反应器的气体降温至 72.5℃ 后进入水解反应器出口空冷器，进一步冷却至 50℃ 后进入吸收塔 II 段，在塔中天然气与复合溶剂逆流接触，在塔中酸性天然气与复合溶剂逆流接触，气体中所含的 H_2S、CO_2 及有机硫被吸收并达到产品规格的要求。脱硫后的天然气经脱硫气体分液罐分离出携带的溶剂后进入脱水单元。

从天然气脱硫塔底部出来的富溶剂进入富溶剂闪蒸罐，在罐内闪蒸出所携带的轻烃，闪蒸气中的 H_2S 在闪蒸气吸收塔中用贫溶剂吸收下来。净化闪蒸气从闪蒸塔顶流出经压力控制进入燃料气管网。

在溶剂再生塔内，富溶剂含有的 H_2S 和 CO_2 被重沸器内产生的气提气解吸出来，从塔顶流出，塔顶气经溶剂再生塔顶空冷器、再生塔顶后冷器冷凝冷却后进入溶剂再生塔顶回流罐分液，分离出的酸性水经回流泵升压后送至再生塔顶。分液后的酸性气为水饱和气，送往硫黄回收单元。

再生塔底的高温贫溶剂经再生塔底贫溶剂泵升压后进入贫富溶剂换热器与来自富液闪蒸罐的富液换热，然后进入贫溶剂空冷器冷却至 55℃，再进入贫溶剂后冷器用循环水将贫液温度进一步冷却至 39℃。贫溶剂进入溶剂前过滤器、溶剂活性炭过滤器、溶剂后过滤器以脱除携带的烃类物质及细小固体颗粒。过滤后的贫溶剂进入贫溶剂储罐，再经贫溶剂缓冲罐由高压贫溶剂泵送入天然气脱硫塔 II 段，另一部分溶剂经低压溶剂泵送往闪蒸气吸收塔与尾气处理部分。

取样及维修时排出的溶剂都收集在溶剂回收罐中，这部分溶剂用溶剂回收泵抽出，经回收溶剂过滤器过滤后返回溶剂循环系统使用。

脱硫过程中进料分离器产生的酸性水送气田水预处理单元；闪蒸器产生的闪蒸气经脱硫后进燃料系统；富液再生酸气送硫黄回收装置；过滤器产生的冲洗废水送脱硫

站污水处理场，失效滤料为危险废物，送危废资质单位处理。

脱硫装置产生的主要污染物如下：

（1）废水：气田水、冲洗废水；

（2）噪声：机泵设备噪声；

（3）固废：失效滤料；

（4）废气：酸气、闪蒸气。

脱硫部分（含溶剂再生）工艺流程及产污节点见图 4.2-3。

4.2.1.4 天然气脱水单元

本项目脱水工艺采用三甘醇（TEG）吸收法。

来自脱硫单元脱硫气体分液罐的天然气进入脱水塔，该塔为填料塔，在塔内天然气与高纯度三甘醇（TEG）逆流接触，天然气中的水分被脱除，使其水露点达到-15℃。离开脱水塔的富 TEG 进入 TEG 闪蒸罐，在罐内 TEG 中溶解的天然气被闪蒸出来，闪蒸出的气体进入脱水废气分液罐。闪蒸后的 TEG 进入 TEG 三级过滤器脱除可能累积的烃类物质及固体杂质。

过滤后的富 TEG 被加热至 175℃后进入 TEG 再生塔。富 TEG 自上而下流经再生塔中的散堆填料，进入 TEG 重沸器，TEG 重沸器为釜式重沸器，采用高压蒸汽加热 TEG 以脱除其中所含的水和烃类。重沸器中的 TEG 进入重沸器底部的 TEG 气提塔，采用燃料气作为气提气在与 TEG 散堆填料中逆流接触以进一步脱除 TEG 中的残余水分，再生后的贫 TEG 流入 TEG 缓冲罐。

脱水装置产生的主要污染物如下：

（1）废水：过滤器冲洗废水；

（2）噪声：机泵设备噪声；

（3）固废：过滤器废弃滤料、废脱水剂；

（4）废气：再生尾气、闪蒸气

天然气脱水装置工艺流程及产污位置分别见图 4.2-4。

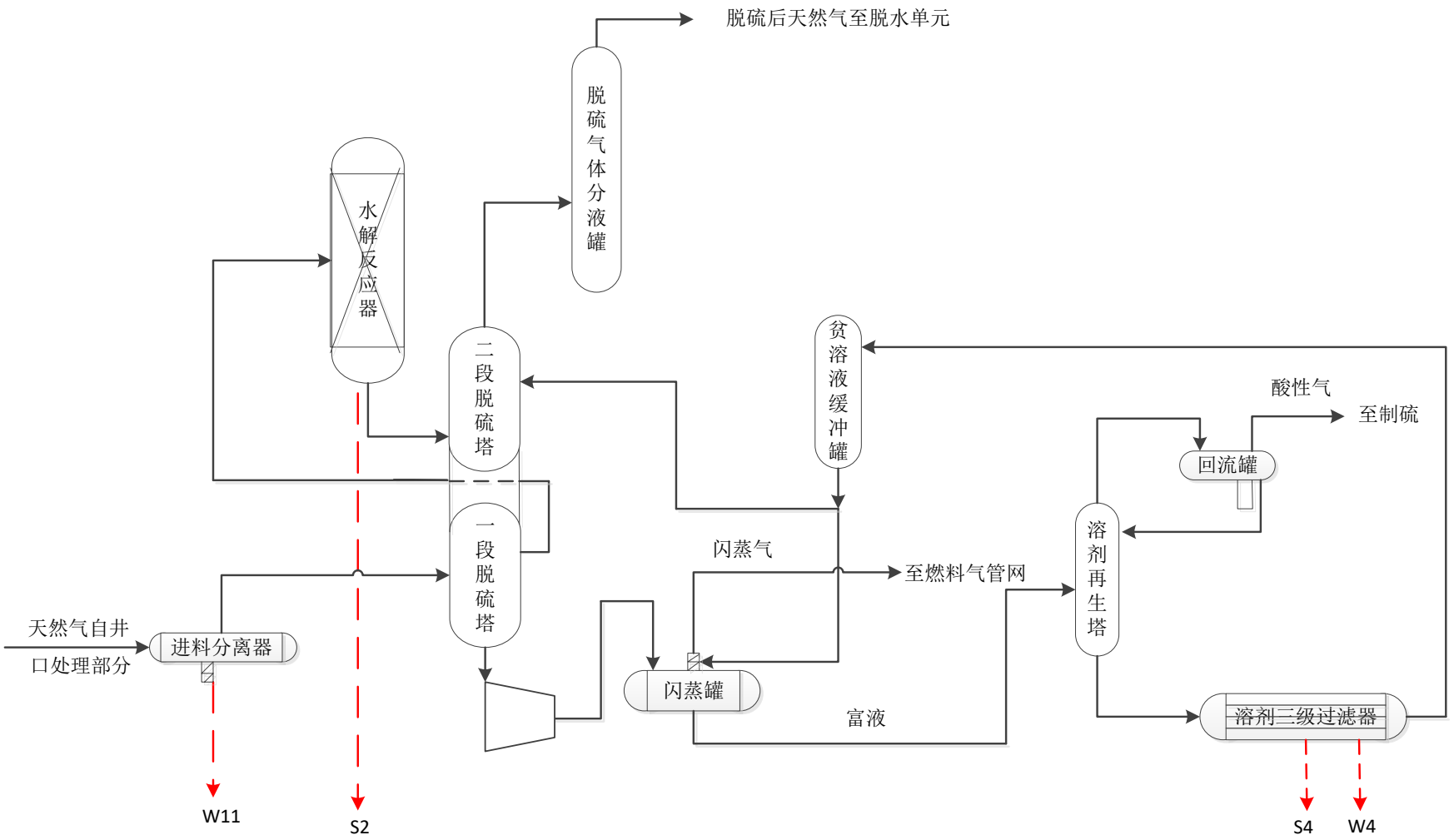


图 4.2-3　脱硫单元（含溶剂再生）工艺流程及产污位置图

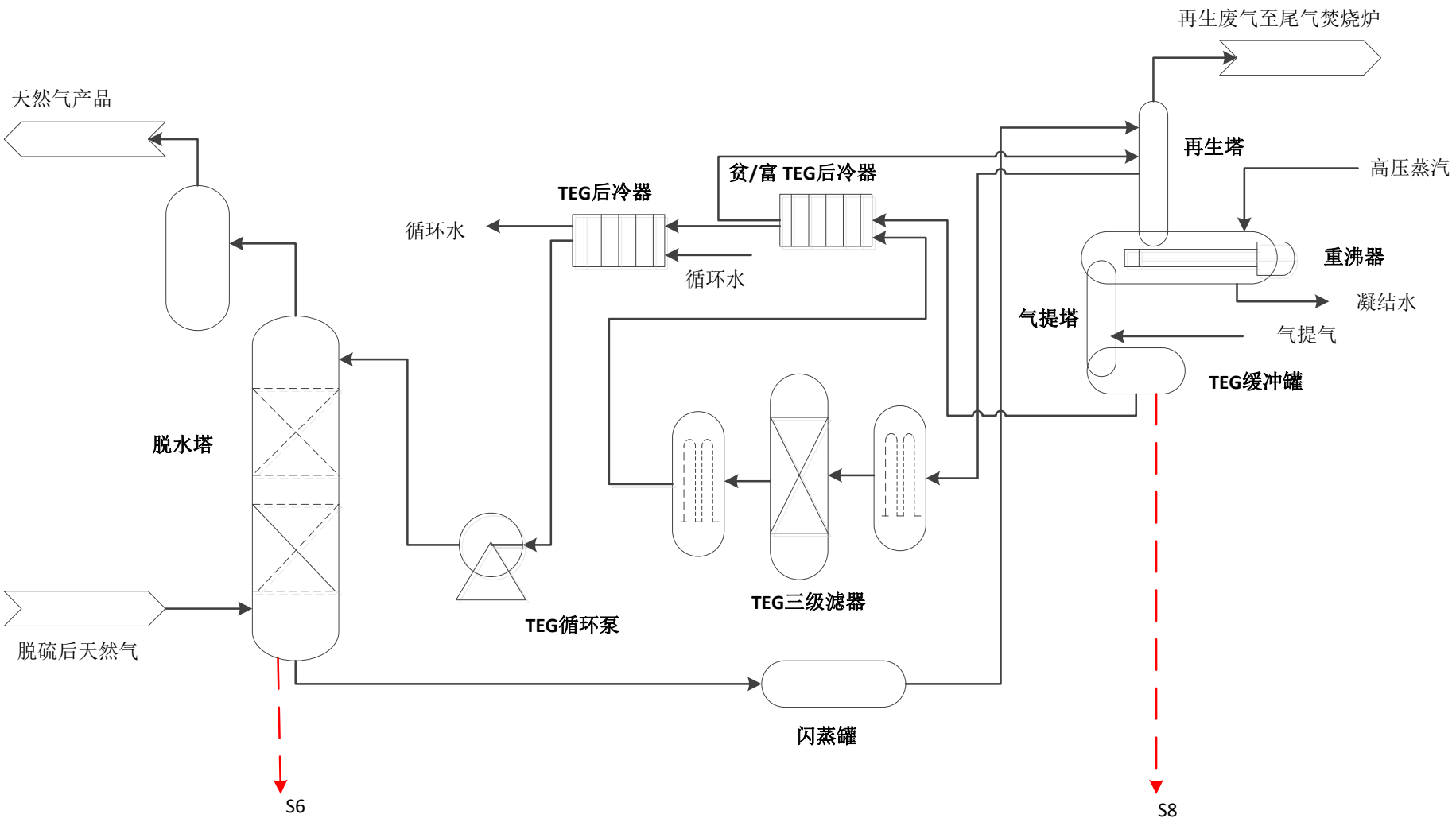


图 4.2-4　天然气脱水单元工艺流程及产污位置图

4.2.1.5 硫黄回收单元

本项目硫黄回收单元选择非常规克劳斯分流法硫黄回收工艺。

来自天然气脱硫单元溶剂再生塔的酸性气首先进入酸气分液罐，分离出的酸性凝液经酸气分液罐底泵送至脱硫单元。自酸气分液罐的酸性气大部分与燃烧空气混合后进入反应炉燃烧器在反应炉第一区内燃烧反应以维持炉膛温度在 1100℃左右，其余部分的酸性气通过旁路进入反应炉第二区，与第一区内高温过程气混合后并继续进行部分反应。Claus 风机为反应炉燃烧器提供燃烧所需的空气，进入反应炉燃烧器的空气量应刚好可以将原料气中的烃类等杂质完全氧化，同时满足装置尾气中 H_2S/SO_2 比率为 2:1 所要求的部分 H_2S 燃烧所需的空气量。

在反应炉中发生的主要化学反应为:

$H_2S + 3/2\ O_2 \rightarrow SO_2 + H_2O$

$2\ H_2S + SO_2 \rightarrow 3/X\ S_x + 2\ H_2O$ （2）

反应炉内燃烧产生的高温过程气进入与反应炉直接相连的余热锅炉，在锅炉中回收余热并将过程气冷却到约 300℃。冷却后的过程气进入第一级硫冷凝器，被进一步冷却至 170℃并凝出液硫，液硫自流至一级硫封罐，然后至液硫池。

自第一级硫冷凝器出来的过程气进入一级反应进料加热器，加热后进入一级转化器，在反应器内过程气与催化剂接触，继续发生反应直至达到平衡，反应中生成的硫在过程气进入二级硫冷凝器后冷凝出来，自流经二级硫封罐后进入液硫池。

过程气在二级催化反应部分经过的流程与一级催化反应部分相同，在二级反应进料加热器中被加热后进入二级转化器。在二级转化器内过程气与催化剂接触，进一步发生反应（2）直至达到平衡。反应后的过程气进入末级硫冷凝器，冷凝下来的液硫经三级硫封罐后进入液硫池，出末级硫冷凝器的尾气经液硫捕集器进一步脱除液硫后进入尾气处理单元。

彭州 5、彭州 6 脱硫站硫黄尾气直接进入尾气处理单元。

彭州 3、彭州 4 脱硫站硫黄尾气进入部分直接氧化流程。为了获得高硫黄回收率，从克劳斯反应段出来的过程气进入部分氧化段。气体首先在部分氧化加热器中被中压蒸汽加热，使其达到部分氧化反应器中催化反应所需的最佳温度，部分氧化反应器的入口温度通过进入部分氧化加热器的中压蒸汽流量进行调节。部分氧化反应所需的氧化空气通过克劳斯风机提供，空气首先被中压蒸汽预热，然后进入部分氧化加热器下游与过程气进行混和，混和后进入部分氧化反应器。在部分氧化反应器中，硫化氢经

过部分氧化反应转化为单质硫。部分氧化反应器中装填有一种特殊的部分氧化催化剂。同时采用过量空气操作来保持部分氧化反应器中的氧化条件，以防止催化剂的硫化。从部分氧化反应器出来的气体进入部分氧化硫冷凝器。

来自各级硫冷凝器的液硫自流至液硫池后，在液硫池中采用循环脱气工艺可将液硫中的 H_2S 脱除至 10ppmw 以下。其工艺原理为：液硫在液硫池的不同分区中循环流动，并通过一、二级喷射器进行机械搅动，且通入空气促进 H_2S 析出，使溶解在液硫中的 H_2S 释放到气相中并由抽空器送入尾气焚烧炉，以维持气相中的 H_2S 浓度在爆炸极限以下。

硫黄回收装置产生的主要污染物如下：

（1）废气：主燃烧炉及各级反应炉燃料气燃烧产生的尾气；

（2）废水：酸气分离器产生的酸水送脱硫装置，余热锅炉排污水、各级冷却器产生的污水进入脱硫站污水处理场；

（3）噪声：机泵设备噪声；

（4）固废：各级反应器中更换出的催化剂。

硫黄回收部分工艺流程及产污节点见图 4.2-5

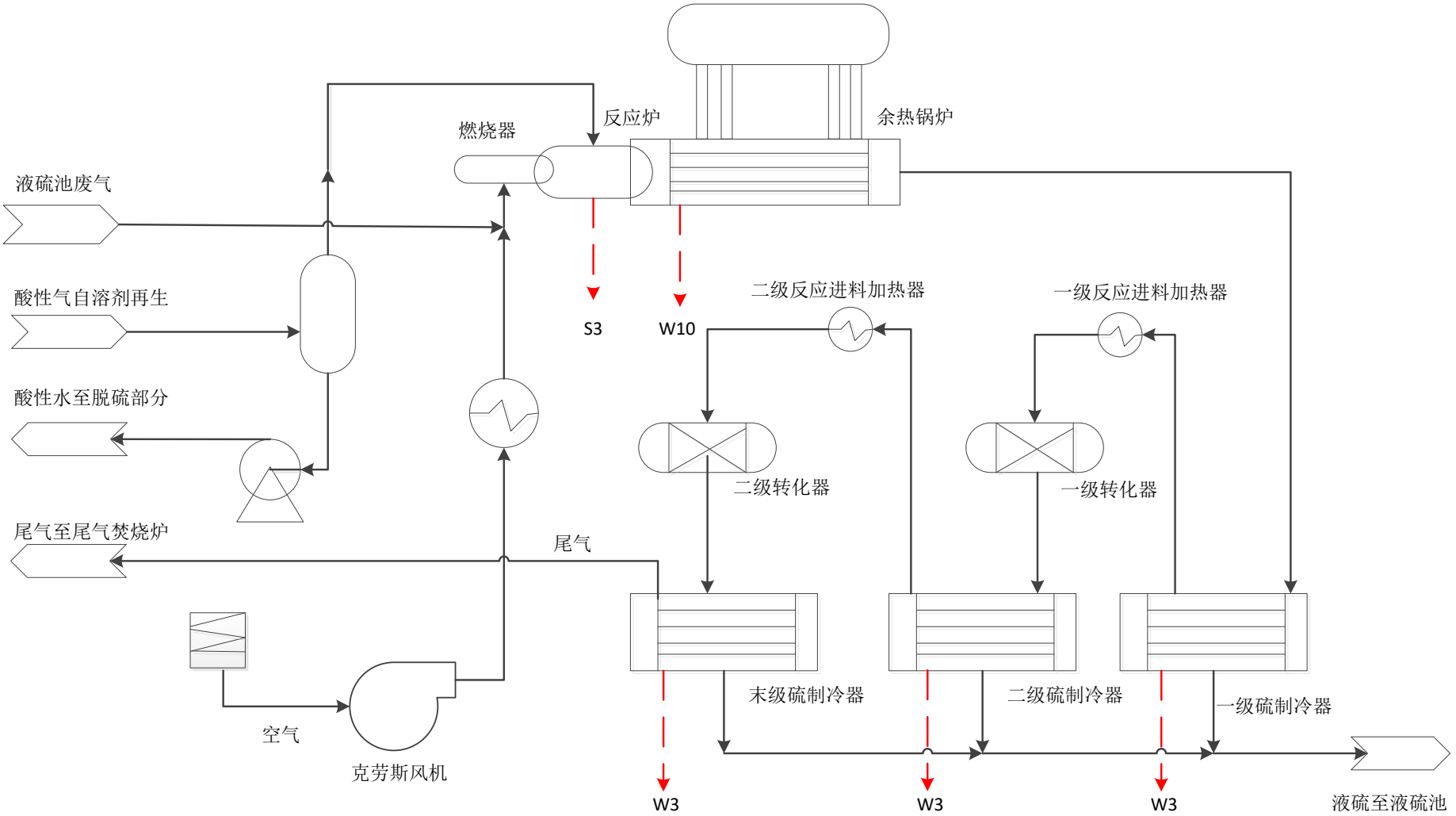


图 4.2-5　硫黄回收单元工艺流程及产污位置图

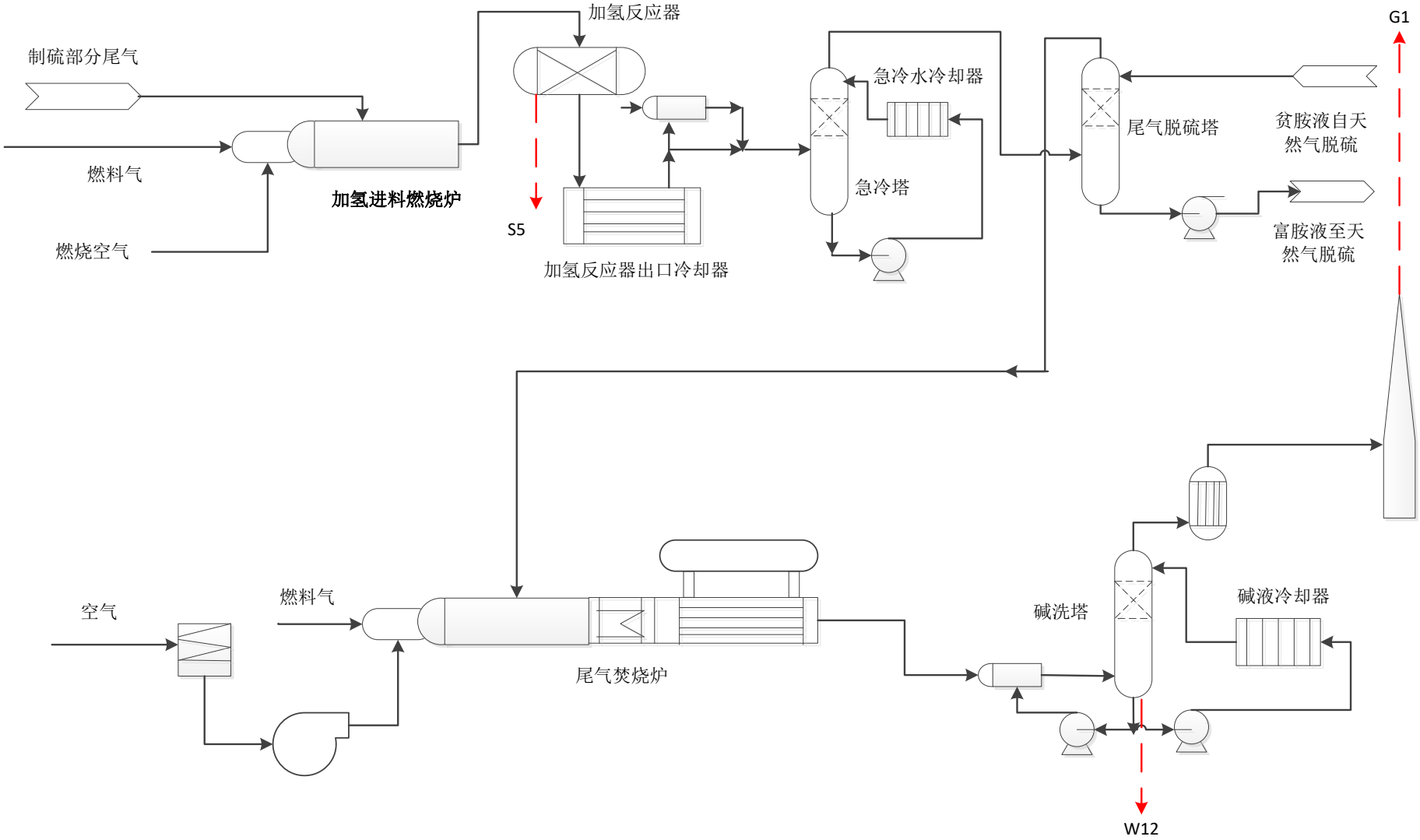


图 4.2-6　尾气处理工艺流程及产污位置图

4.2.1.6 尾气处理单元

彭州 5、彭州 6 脱硫站来自硫黄回收单元的尾气进入加氢进料燃烧炉，与加氢进料燃烧器中反应产生的还原性气体混合，温度升至 280℃，然后进入加氢反应器。在加氢反应器内，硫黄回收单元尾气所含的 SO_2 和元素硫等与还原性气体在催化剂的作用下反应，转化为 H_2S。羰基硫（COS）和二硫化碳（CS_2）在加氢反应器中主要发生水解反应，从加氢反应器出来的尾气在急冷塔中与急冷水直接逆流接触来降低温度，急冷塔塔底急冷水经冷却至 38℃ 循环使用。

尾气中所含的反应产生的水蒸汽在急冷过程中被冷凝下来，送至酸水汽提单元。

来自脱硫部分的贫溶剂进入尾气溶剂过滤器，过滤后的贫液进入尾气吸收塔。离开尾气吸收塔的溶剂经泵送脱硫单元天然气脱硫塔 I 段。

来自尾气吸收塔顶的尾气进入尾气焚烧炉，在焚烧炉内尾气与外补燃料气及燃烧空气混合燃烧，燃烧所需的空气由焚烧炉风机供给。尾气中剩余的 H_2S 和其它硫化物在尾气焚烧炉内进行燃烧并转化为 SO_2，其它可燃物如烃类、氢及 CO 等也同时被完全氧化。离开炉膛的高温烟气进入尾气焚烧炉热量回收系统，自热量回收系统流出的烟气进入烟气脱硫部分。

彭州 3、彭州 4 脱硫站自部分氧化流程后的硫黄尾气直接进入尾气焚烧炉，尾气中剩余的 H_2S 和其它硫化物在尾气焚烧炉内进行燃烧并转化为 SO_2，其它可燃物如烃类、氢及 CO 等也同时被完全氧化，烟气进入烟气脱硫部分。

烟气首先经过烟气换热器与来自通风机的空气换热，温度降至 170℃左右后经喷水降温，进入碱洗塔，利用 30%氢氧化钠溶液吸收烟气中的 SO_2，碱洗后的烟气中 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3，经低压蒸汽加热，温度升至 180℃ 后经烟囱排放。碱洗后产生的碱性废水（硫酸钠）送至气田水综合利用处理装置。

尾气处理单元产生的主要污染物如下：

（1）废气：尾气烟囱外排废气；

（2）废水：余热锅炉排水，急冷水过滤器、贫液过滤器冲洗产生的废水，尾气碱洗产生的碱性废水；

（3）噪声：机泵设备噪声；

（4）固废：反应器产生的废催化剂，急冷水过滤器、贫液过滤器产生的废弃滤料。

尾气处理工艺流程及产污节点见图 4.2-6。

4.2.1.7 酸水汽提单元

彭州 5、彭州 6 脱硫站酸性水汽提单元处理尾气急冷塔产生的酸性水。自尾气处理单元急冷塔连续排放的酸性水进入酸水缓冲罐。该罐设置氮封来维持罐内压力，罐内累积的酸性气体经压力控制送入尾气焚烧炉。

酸水罐内的酸性水经酸水汽提塔进料/产品换热器与来自酸水汽提塔底部的净化水换热后进入酸水汽提塔。酸水汽提塔塔顶气直接送往尾气处理装置急冷塔中冷却并回收循环的 H_2S。汽提后的净化水由重沸器返回酸水汽提塔底部，在净化水冷却器中被冷却至 40 ℃ 后送出装置至循环水场。

4.2.1.8 气田水处理工程

气田采出水主要来源于原料气，主要污染物是 pH、COD、硫化物及无机盐等。为降低气田采出水输送风险，在天然气脱硫站酸气分离设施现场进行预处理，气田采出水预处理单元工艺流程及产污环节见图 4.2-7。本项目共建设 4 座气田采出水预处理装置，各采出水预处理装置概况见表 3.3-12。

预处理后的采出水，通过管线或罐车送至气田水综合利用处理站，预处理单元污泥暂按危险废物，委托有相应资质的危废处理单位处置，根据鉴定情况，若不是危险废物按一般工业固体废物处理处置。

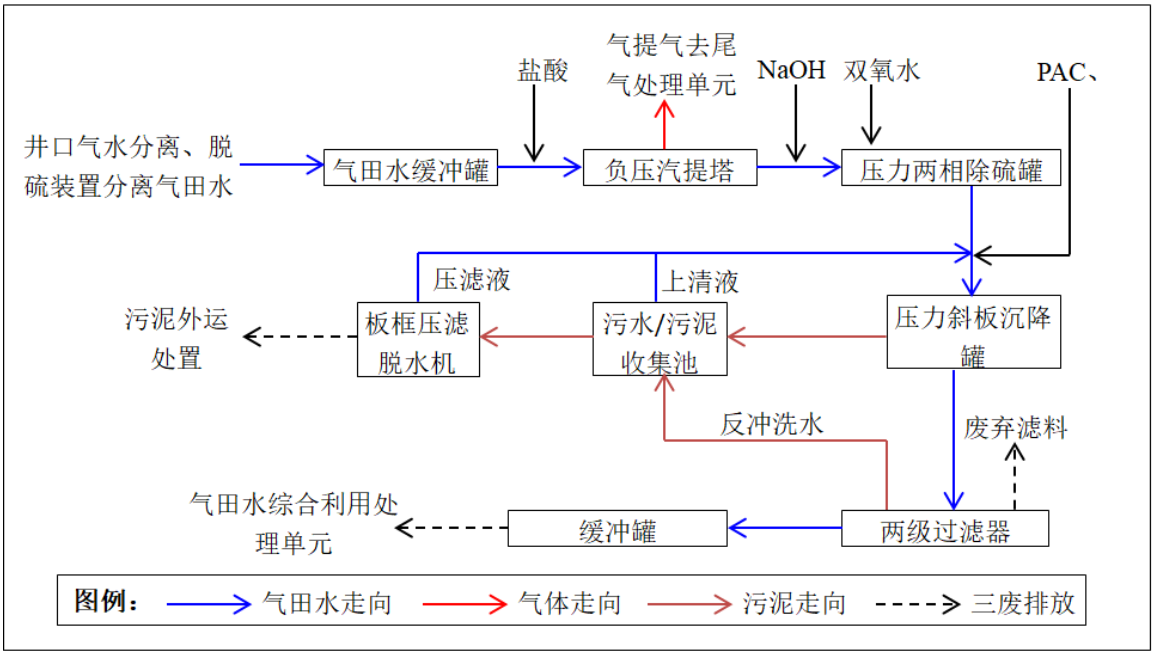


图 4.2-7　气田采出水预处理工艺流程及产污环节图

残酸废液及脱硫站检修废水属于阶段性废污水，由气田采出水预处理站检修废水处理撬处理后，运往回注井（站）回注地层。

气田水预处理装置产生的主要污染物如下：

1）废气：气提塔产生的尾气；

2）废水：过滤装置反冲洗废水、污水/污泥收集池产生的上清液回压力斜板沉降罐；

3）噪声：机泵设备噪声；

4）固废：过滤装置废滤料，脱水污泥。

4.2.1.9 废水处理工程

根据清污分流、污污分流的原则，根据各脱硫站废污水水质情况，分别采用不同的处理处置途径。

（1）污水处理场

本项目共建设 3 座脱硫站污水处理场，其中彭州 3、彭州 4 脱硫站各建 1 座，彭州 5 脱硫站生产废水管输至彭州 6 脱硫站合建 1 座污水处理场。各污水处理场处理硫黄回收单元、尾气处理单元、锅炉房、循环冷却水系统产生的生产废水，主要包括锅炉排污、脱盐水站排污、循环水排污、凝结水站排污、装置生产污水（冲洗水）、余热锅炉排污等。

各脱硫站生产废水首先进入调节罐，调节后废水泵送至高密度沉淀池，在高密度沉淀池中投加 NaOH、$FeCl_3$ 溶液，然后投加碳酸钠、PAM 溶液，对污水进行软化除硬，同时可去除部分 COD、悬浮物；出水在中和池内经盐酸中和后，经泵提升进入多介质过滤器，进一步去除悬浮物。过滤器反洗采用气、水反冲洗方式，可以完成有效的反冲洗。多介质过滤器出水进入超滤进水罐提升进入超滤系统。超滤作为反渗透的预处理，可有效去除污水中的细菌、悬浮物、胶体物质和大分子的污染物。超滤产水经高压泵加压进入一级反渗透系统，水中的无机盐分、微生物、胶体、有机物等不能透过反渗透膜，截留在少量浓水中，由浓水管排出。一级 RO 系统水回收率按照 70%设计，脱盐率约 95%。产水进入反渗透产水罐。一级 RO 浓水经泵提升至进入二级 RO 处理流程，二级 RO 系统水回收率按照 60%设计，脱盐率 92%，产水进入反渗透产水罐。RO 浓水送气田水综合利用处理站。

各脱硫站污水处理场工艺流程及产污环节见图 4.2-8。各脱硫站污水处理场处理规模见表 3.3-13。

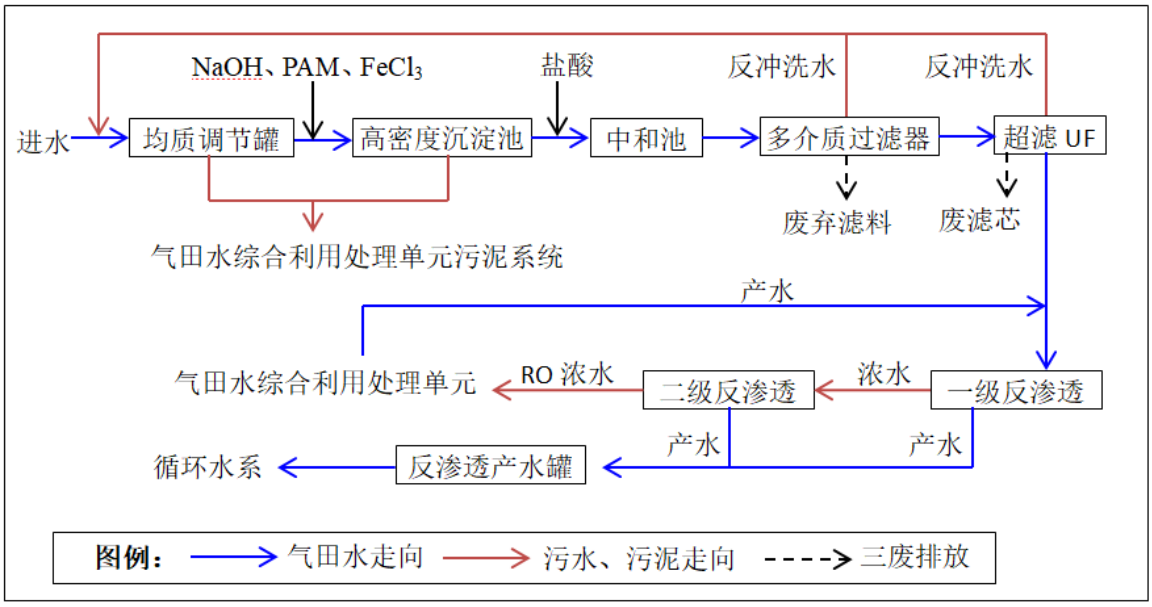


图 4.2-8　脱硫站污水处理场工艺流程及产污环节图

（2）气田水综合利用处理单元

进入气田水综合利用处理单元膜系统前端的气田采出水和碱性废水，采用先减量后蒸发的工艺路线。流程采用“均质+澄清软化+电解氧化+高级氧化+过滤+双膜+MVR”。

脱硫后的气田采出水和碱性废水进入均质罐进行混合，然后通过提升泵进入机械搅拌澄清罐进行软化处理，出水 Ca^{2+}、Mg^{2+}均小于 15mg/L，悬浮物小于 20mg/L，处理合格后的水进入缓冲罐，通过过滤提升泵进入金刚砂过滤器，过滤器出水提升进入电解氧化装置，电解氧化装置出水氨氮＜5mg/L，COD≤400mg/L。电解氧化装置出水进入高级氧化装置，高级氧化装置出水氨氮≤5mg/L，COD≤200mg/L。高级氧化装置出水和脱硫站污水处理场低压反渗透浓水进入高压反渗透，高压反渗透产水率为 50%，产水进入脱硫站污水处理场低压反渗透，浓水进入 MVR 蒸发装置。MVR 蒸发装置产水进入低压反渗透，MVR 蒸发装置产生的母液回注。

气田水综合利用处理单元主要工艺流程及产污环节见图 4.2-9。

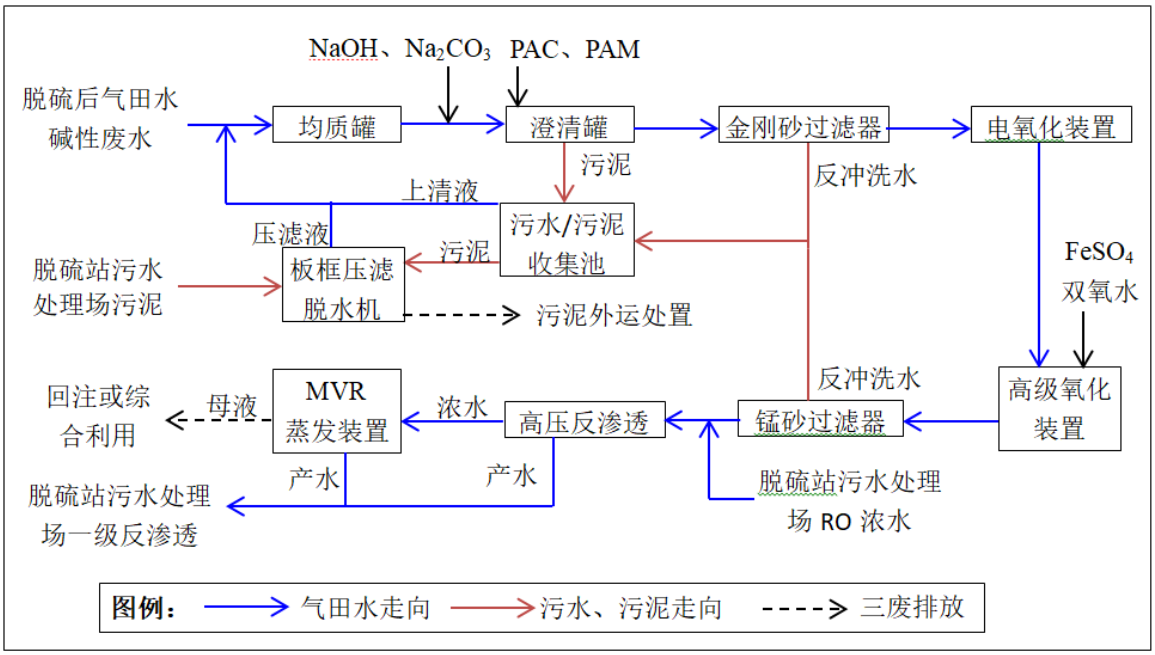


图 4.2-9　气田水综合利用处理单元工艺流程及产污环节图

4.2.2 各类平衡

4.2.2.1 彭州 3 脱硫站各类平衡

（1）井口处理部分

彭州 3 脱硫站井口处理部分的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-1~4.2-3。

表 4.2-1　井口处理部分物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	27660.44	97.98	彭州 3	原料气	24382.52	86.37	脱硫单元
2	气提气	37.89	0.13		含硫气提气	40.46	0.14	尾气处理单元
3	酸性水	413.59	1.46	脱硫单元	脱硫后气田采出水	3788.18	13.42	气田水综合利用装置
4	药剂	120.00	0.43		污泥	20.75	0.07	
	合计	28231.91	100		合计	28231.91	100	

表 4.2-2　井口处理部分水平衡平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	27660.44	12.75	3525.544	87.20	原料气	24382.52	1	243.825	6.03
2	药剂	120.00	86.92	104.304	2.58	含硫气提气	40.46	1.6	0.647	0.02
3	酸性水	413.59	99.9	413.176	10.22	脱硫后气田采出水	3788.18	100	3788.18	93.70
4						污泥	20.75	50	10.375	0.26
	合计			4043.024	100	合计			4043.024	100.00

表 4.2-3　井口处理部分硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	27660.44	7.49	2072.555	100	原料气	24382.52	8.49	2069.955	99.87
2	酸性水	413.59	0.1	0.414	0.02	含硫气提气	40.46	6.37	2.577	0.12
3						脱硫后气田采出水	3788.18	0.00	0.003	0.00
4						污泥	20.75	0.10	0.020	0.00
	合计			2072.555	100	合计			2072.555	100

（2）脱硫部分（含溶剂再生）各类平衡

彭州 3 脱硫站脱硫部分（含溶剂再生）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-5~4.2-7。

表 4.2-5　脱硫部分（含脱水）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	24382.52	99.03	井口处理部分	净化气	17237.68	70.01	自用和外售
2	冲洗水	240	0.97		酸性气	6899.85	28.02	硫黄回收
3					闪蒸汽	71.41	0.29	燃料气管网
4					酸性水	413.59	1.68	采出水预处理单元
	合计	24622.52	100		合计	24622.52	100	

表 4.2-6　脱硫部分（含脱水）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	24382.52	1	243.825	50.40	净化气	17237.68	0.005	0.862	0.18
2	冲洗水	240	100	240	49.60	酸性气	6899.85	1	68.998	14.26
3						闪蒸汽	71.41	1.1	0.785	0.16
4						酸性水	413.59	99.9	413.179	85.40
	合计			483.825	100	合计			483.825	100

表 4.2-7　脱硫部分（含溶剂再生）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	24382.52	8.49	2069.955	100	净化气	17237.68	0.001	0.172	0.01
2	冲洗水	240	0	0	0	酸性气	6899.85	29.99	2069.298	99.97
3						闪蒸汽	71.41	0.001	0.071	0.00
4						酸性水	413.59	0.1	0.414	0.02
	合计			2069.955	100	合计			2069.955	100

（3）硫黄回收部分（含尾气处理）各类平衡

彭州 3 脱硫站硫黄回收部分（含尾气处理）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-8~4.2-10。

表 4.2-8　硫黄回收部分（含尾气处理）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	酸性气	6899.85	37.80	脱硫部分	液硫	2044.89	11.20	液硫池
2	含硫气提气	40.46	0.22	气提	焚烧炉外排尾气	12945.31	70.91	大气
3	空气	10875.83	59.58		碱洗废水	3265.39	17.89	气田水综合利用处理站
4	燃料气	132.84	0.73					
5	碱液	306.61	1.68					
	合计	18255.59	100		合计	18255.59	100	

表 4.2-9　硫黄回收部分（含尾气处理）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	6899.85	0.5	34.50	1.10	液硫	2044.89	0.2	4.09	0.13
2	含硫气提气	40.46	1.6	0.65	0.02	焚烧炉外排尾气	12945.31	1.50	194.18	6.19
3	空气	10875.83	0.77	83.32	2.66	碱洗废水	3265.39	90.00	2938.85	93.68
4	燃料气	132.84	0.10	0.13	0.00					
5	碱液	306.61	70.00	214.63	6.84					
6	补充水	1064.94	100.00	1064.94	33.95					
7	反应生成水			1738.95	55.43					
	合计			3137.12	100	合计			3137.12	100

表 4.2-10　硫黄回收部分（含尾气处理）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	6899.85	29.99	2069.298	99.88	液硫	2044.89	99.8	2040.796	98.50
2	含硫气提气	40.46	6.37	2.577	0.12	焚烧炉外排尾气	12945.31	0.008	0.501	0.02
3	空气	10875.83	0	0	0	碱洗废水	3265.39	0.94	30.579	1.48
4	燃料气	132.84	0.001	0.001	0.00					
5	碱液	306.61	0	0	0					0.00
	合计			2071.876	100	合计			2071.876	100

4.2.2.2 彭州 4 脱硫站各类平衡

（1）井口处理部分

彭州 4 脱硫站井口处理部分的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-11~4.2-13。

表 4.2-11　井口处理部分物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	31828.51	97.82	彭州 3	原料气	26599.12	81.75	脱硫单元
2	气提气	58.44	0.18		含硫气提气	61.06	0.19	尾气处理单元
3	酸性水	469.39	1.44	脱硫单元	脱硫后气田采出水	5843.92	17.96	气田水综合利用装置
4	药剂	180.00	0.55		污泥	32.25	0.10	
	合计	32536.35	100		合计	32536.35	100	

表 4.2-12　井口处理部分水平衡平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	31828.51	17.29	5501.637	89.79	原料气	26599.12	1	265.991	4.34
2	药剂	180.00	86.92	156.456	2.55	含硫气提气	61.06	1.6	0.977	0.02
3	酸性水	469.39	99.9	468.921	7.65	脱硫后气田采出水	5843.92	100	5843.92	95.38
4						污泥	32.25	50	16.125	0.26
	合计			6127.014	100	合计			6127.014	100.00

表 4.2-13　井口处理部分硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	31828.51	7.10	2260.771	100	原料气	26599.12	8.49	2258.133	99.88
2	酸性水	469.39	0.1	0.469	0.02	含硫气提气	61.06	4.28	2.615	0.12
3						脱硫后气田采出水	5843.92	0.00	0.003	0.00
4						污泥	32.25	0.06	0.020	0.00
	合计			2260.771	100	合计			2260.771	100

（2）脱硫部分（含溶剂再生）各类平衡

彭州 4 脱硫站脱硫部分（含溶剂再生）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-14~4.2-16。

表 4.2-14　脱硫部分（含溶剂再生）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	26599.12	98.96	井口处理部分	净化气	18804.67	69.96	自用和外售
2	冲洗水	280	1.04		酸性气	7527.11	28.00	硫黄回收
3					闪蒸汽	77.95	0.29	燃料气管网
4					酸性水	469.39	1.75	采出水预处理单元
	合计	26879.12	100		合计	26879.12	100	

表 4.2-15　脱硫部分（含溶剂再生）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	26599.12	1	265.991	48.72	净化气	18804.67	0.005	0.940	0.17
2	冲洗水	280	100	280	51.28	酸性气	7527.11	1	75.271	13.79
3						闪蒸汽	77.95	1.1	0.857	0.16
4						酸性水	469.39	99.9	468.922	85.88
	合计			545.991	100	合计			545.991	100

表 4.2-16　脱硫部分（含溶剂再生）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	26599.12	8.49	2258.133	100	净化气	18804.67	0.001	0.188	0.01
2	冲洗水	280	0	0	0	酸性气	7527.11	29.99	2257.397	99.97
3						闪蒸汽	77.95	0.001	0.078	0.00
4						酸性水	469.39	0.1	0.469	0.02
	合计			2258.133	100	合计			2258.133	100

（3）硫黄回收部分（含尾气处理）各类平衡

彭州 4 脱硫站硫黄回收部分（含尾气处理）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-17~4.2-19。

表 4.2-17　硫黄回收部分（含尾气处理）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	酸性气	7527.11	37.80	脱硫部分	液硫	2230.57	11.20	液硫池
2	含硫气提气	61.06	0.31	气提	焚烧炉外排尾气	14122.71	70.91	大气
3	空气	11815.45	59.33		碱洗废水	3561.90	17.89	气田水综合利用处理站
4	燃料气	177.11	0.89					
5	碱液	334.45	1.68					
	合计	19915.18	100		合计	19915.18	100	

表 4.2-18　硫黄回收部分（含尾气处理）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	7527.11	0.5	37.64	1.10	液硫	2230.57	0.2	4.46	0.13
2	含硫气提气	61.06	1.6	0.98	0.03	焚烧炉外排尾气	14122.71	1.50	211.84	6.19
3	空气	11815.45	0.71	83.32	2.43	碱洗废水	3561.90	90.00	3205.71	93.68
4	燃料气	177.11	0.10	0.18	0.01					
5	碱液	334.45	70.00	234.12	6.84					
6	补充水	1081.94	100.00	1081.94	31.62					
7	反应生成水			1983.84	57.97					
	合计			3422.01	100	合计			3422.01	100

表 4.2-19　硫黄回收部分（含尾气处理）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	7527.11	29.99	2257.397	99.88	液硫	2230.57	99.8	2226.112	98.50
2	含硫气提气	61.06	4.28	2.615	0.12	焚烧炉外排尾气	14122.71	0.008	0.546	0.02
3	空气	11815.45	0	0	0	碱洗废水	3561.90	0.94	33.356	1.48
4	燃料气	177.11	0.001	0.002	0.00					
5	碱液	334.45	0	0	0					
	合计			2260.014	100	合计			2260.014	100

4.2.2.3 彭州 5 脱硫站各类平衡

（1）井口处理部分

彭州 5 脱硫站井口处理部分的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-20~4.2-22。

表 4.2-20　井口处理部分物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量 kg/h	比例 %	来源	物料名称	产生量 kg/h	比例 %	去向
1	原料气	91130.53	98.92	彭州 4	原料气	86447.11	93.84	脱硫单元
2	气提气	55.91	0.06		含硫气提气	59.71	0.06	尾气处理单元
3	酸性水	799.06	0.87	脱硫单元	脱硫后气田采出水	5589.93	6.07	气田水综合利用装置
4	药剂	140.00	0.15		污泥	28.75	0.03	
	合计	92125.50	100		合计	92125.50	100	

表 4.2-21　井口处理部分水平衡平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量 kg/h	水含量 %	水数量 kg/h	比例 %	物料名称	产生量 kg/h	水含量 %	水数量 kg/h	比例 %
1	原料气	91130.53	5.24	4771.756	83.84	原料气	86447.11	0.1	86.447	1.52
2	药剂	140.00	86.92	121.688	2.14	含硫气提气	59.71	1.6	0.955	0.02
3	酸性水	799.06	99.9	798.261	14.02	脱硫后气田采出水	5589.93	100	5589.93	98.21
4						污泥	28.75	50	14.375	0.25
	合计			5691.705	100	合计			5691.705	100.00

表 4.2-22　井口处理部分硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	91130.53	8.06	7342.765	100	原料气	86447.11	8.49	7338.929	99.95
2	酸性水	799.06	0.1	0.799	0.01	含硫气提气	59.71	6.37	3.802	0.05
3						脱硫后气田采出水	5589.93	0.00	0.005	0.00
4						污泥	28.75	0.10	0.029	0.00
	合计			7342.765	100	合计			7342.765	100

（2）脱硫部分（含溶剂再生）各类平衡

彭州 5 脱硫站脱硫部分（含溶剂再生）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-23~4.2-25。

表 4.2-23　脱硫部分（含溶剂再生）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	86447.11	99.04	井口处理部分	净化气	61771.82	70.77	自用和外售
2	冲洗水	840	0.96		酸性气	24463.10	28.03	硫黄回收
3					闪蒸汽	253.13	0.29	燃料气管网
4					酸性水	799.06	0.92	采出水预处理单元
	合计	87287.11	100		合计	87287.11	100	

表 4.2-24　脱硫部分（含溶剂再生）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	86447.11	0.1	86.447	9.33	净化气	61771.82	0.005	3.089	0.33
2	冲洗水	840	100	840	90.67	酸性气	24463.10	0.5	122.315	13.20
3						闪蒸汽	253.13	1.1	2.784	0.30
4						酸性水	799.06	99.9	798.259	86.16
	合计			926.447	100	合计			926.447	100

表 4.2-25　脱硫部分（含溶剂再生）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	86447.11	8.49	7338.929	100	净化气	61771.82	0.001	0.618	0.01
2	冲洗水	840	0	0	0	酸性气	24463.10	29.99	7337.260	99.98
3						闪蒸汽	253.13	0.001	0.253	0.00
4						酸性水	799.06	0.1	0.799	0.01
	合计			7338.929	100	合计			7338.929	100

（3）硫黄回收部分（含尾气处理）各类平衡

彭州 5 脱硫站硫黄回收部分（含尾气处理）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-26~4.2-28。

表 4.2-26　硫黄回收部分（含尾气处理）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	酸性气	24463.10	41.31	脱硫部分	液硫	7348.42	12.41	液硫池
2	含硫气提气	59.71	0.10	气提	焚烧炉外排尾气	45219.00	76.35	大气
3	空气	34045.83	57.49		含硫污水	5500	9.29	汽提后作循环水补水
4	燃料气	546.10	0.92		碱洗废水	1155.85	1.95	气田水综合利用处理站
5	碱液	108.53	0.18					
	合计	56908.25	100		合计	56908.25	100	

表 4.2-27　硫黄回收部分（含尾气处理）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	24463.10	0.5	122.32	1.82	液硫	7348.42	0.2	14.70	0.22
2	含硫气提气	64.52	1.6	1.03	0.02	焚烧炉外排尾气	45219.00	4.00	1808.76	26.92
3	空气	34045.83	0.24	83.32	1.24	含硫污水	3920.7	99.98	3854.12	57.37
4	燃料气	546.10	0.10	0.55	0.01	碱洗废水	1155.85	90.00	1040.27	15.49
5	碱液	108.53	70.00	75.97	1.13					
6	反应生成水			6434.65	95.78					
	合计			6717.84	100	合计			6717.84	100

表 4.2-28　硫黄回收部分（含尾气处理）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	24463.10	29.99	7337.260	99.95	液硫	7348.42	99.8	7333.721	99.90
2	含硫气提气	59.71	6.37	3.802	0.05	焚烧炉外排尾气	45219.00	0.008	1.749	0.02
3	空气	34045.83	0	0	0	含硫污水	3920.7	0.02	0.784	0.01
4	燃料气	546.10	0.001	0.005	0.00	碱洗废水	1155.85	0.42	4.814	0.07
5	碱液	108.53	0	0	0					0.00
	合计			7341.067	100	合计			7341.067	100

4.2.2.4 彭州 6 脱硫站各类平衡

（1）井口处理部分

彭州 6 脱硫站井口处理部分的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-29~4.2-31。

表 4.2-29　井口处理部分物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	130621.15	98.93	彭州 4	原料气	128562.37	97.38	脱硫单元
2	气提气	34.18	0.03		含硫气提气	36.50	0.03	尾气处理单元
3	酸性水	1292.55	0.98	脱硫单元	脱硫后气田采出水	3416.26	2.59	气田水综合利用装置
4	药剂	80.00	0.06		污泥	12.75	0.01	
	合计	132027.88	100		合计	132027.88	100	

表 4.2-30　井口处理部分水平衡平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	130621.15	1.68	2190.985	61.69	原料气	128562.37	0.1	128.562	3.62
2	药剂	80.00	86.92	69.536	1.96	含硫气提气	36.50	1.6	0.584	0.02
3	酸性水	1292.55	99.9	1291.257	36.36	脱硫后气田采出水	3416.26	100	3416.26	96.18
4						污泥	12.75	50	6.375	0.18
	合计			3551.779	100	合计			3551.779	100

表 4.2-31　井口处理部分硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	130621.15	8.36	10915.352	99.99	原料气	128562.37	8.49	10914.305	99.98
2	酸性水	1292.55	0.1	1.293	0.01	含硫气提气	36.50	6.37	2.324	0.02
3						脱硫后气田采出水	3416.26	0.00	0.002	0.00
4						污泥	12.75	0.10	0.013	0.00
	合计			10916.645	100	合计			10916.645	100

（2）脱硫部分（含溶剂再生）各类平衡

彭州 6 脱硫站脱硫部分（含溶剂再生）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-32~4.2-34。

表 4.2-32　脱硫部分（含溶剂再生）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	原料气	128562.37	98.96	井口处理部分	净化气	91865.38	70.71	自用和外售
2	冲洗水	1353.33	1.04		酸性气	36381.02	28.00	硫黄回收
3					闪蒸汽	376.76	0.29	燃料气管网
4					酸性水	1292.55	0.99	采出水预处理单元
	合计	129915.70	100		合计	129915.70	100	

表 4.2-33　脱硫部分（含溶剂再生）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	128562.37	0.1	128.562	8.68	净化气	91865.38	0.005	4.593	0.31
2	冲洗水	1353.33	100	1353.33	91.32	酸性气	36381.02	0.5	181.905	12.28
3						闪蒸汽	376.76	1.1	4.144	0.28
4						酸性水	1292.55	99.9	1291.253	87.14
	合计			1481.896	100	合计			1481.896	100

表 4.2-34　脱硫部分（含溶剂再生）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	原料气	128562.37	8.49	10914.305	100	净化气	91865.38	0.001	0.919	0.01
2	冲洗水	1353.33	0	0	0	酸性气	36381.02	29.99	10911.717	99.98
3						闪蒸汽	376.76	0.001	0.377	0.00
4						酸性水	1292.55	0.1	1.293	0.01
	合计			10914.305	100	合计			10914.305	100

（3）硫黄回收部分（含尾气处理）各类平衡

彭州 6 脱硫站硫黄回收部分（含尾气处理）的物料平衡、水平衡、硫平衡见表 4.2-35~4.2-37。

表 4.2-35　硫黄回收部分（含尾气处理）物料平衡

序号	入方				出方			
	物料名称	消耗量	比例	来源	物料名称	产生量	比例	去向
		kg/h	%			kg/h	%	
1	酸性气	36381.02	43.90	脱硫部分	液硫	10924.98	13.18	液硫池
2	含硫气提气	36.50	0.04	气提	焚烧炉外排尾气	64350.00	77.64	大气
3	空气	45446.06	54.83		含硫污水	5884	7.10	汽提后作循环水补水
4	燃料气	856.05	1.03		碱洗废水	1722.38	2.08	气田水综合利用处理站
5	碱液	161.73	0.20					
	合计	82881.36	100		合计	82881.36	100	

表 4.2-36　硫黄回收部分（含尾气处理）水平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	水含量	水数量	比例	物料名称	产生量	水含量	水数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	36381.02	0.5	181.91	1.81	液硫	10924.98	0.2	21.85	0.22
2	含硫气提气	64.52	1.6	1.03	0.01	焚烧炉外排尾气	64350.00	4.00	2574.00	25.57
3	空气	45446.06	0.18	83.32	0.83	含硫污水	5884	99.98	5920.03	58.81
4	燃料气	856.05	0.10	0.86	0.01	碱洗废水	1722.38	90.00	1550.14	15.40
5	碱液	161.73	70.00	113.21	1.12					
6	反应生成水			9685.69	96.22					
	合计			10066.02	100	合计			10066.02	100

表 4.2-37　硫黄回收部分（含尾气处理）硫平衡

序号	入方					出方				
	物料名称	消耗量	硫含量	硫数量	比例	物料名称	产生量	硫含量	硫数量	比例
		kg/h	%	kg/h	%		kg/h	%	kg/h	%
1	酸性气	36381.02	29.99	10911.717	99.98	液硫	10924.98	99.8	10903.128	99.90
2	含硫气提气	36.50	6.37	2.324	0.02	焚烧炉外排尾气	64350.00	0.008	2.488	0.02
3	空气	45446.06	0	0	0	含硫污水	5884	0.02	1.177	0.01
4	燃料气	856.05	0.001	0.009	0.00	碱洗废水	1722.38	0.42	7.257	0.07
5	碱液	161.73	0	0	0					0.00
	合计			10914.050	100	合计			10914.050	100

4.2.3 主要污染源及污染物排放状况

4.2.3.1 废气污染源

（1）正常工况

1）有组织废气

本项目有组织排放的废气主要为彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生的燃烧烟气，包括尾气焚烧炉烟气、锅炉烟气、火炬长明灯燃烧烟气，主要污染物为 SO_2、NOx、烟尘。

① 尾气焚烧炉烟气

本项目工艺采用“复合高效脱硫剂（UDS-3）+三级克劳斯非常规分流工艺”脱除原料气中的硫和 CO_2，硫黄回收尾气根据处理气量不同，选择不同的处理工艺。彭州 3、彭州 4 脱硫站硫黄规模较小，选用“部分直接氧化+碱液烟气脱硫工艺”，更为经济合理，总硫回收率不低于 98.5%；彭州 5、彭州 6 脱硫站硫黄规模较大，拟采用“尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺”，总硫回收率不低于 99.9%。叠加碱液烟气脱硫，尾气焚烧炉烟气中 SO_2 排放浓度小于 100mg/Nm^3，NOx 排放浓度小于 100mg/Nm^3，能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）标准要求。

本项目各脱硫站设有尾气处理装置 1 列，尾气处理装置产生的尾气通过 1 座尾气烟囱排入大气。各脱硫站烟气排放参数见表 4.2-38。

表 4.2-38　各脱硫站焚烧炉烟气排放参数一览表

序号	脱硫站	点源性质	排气筒参数/m			烟气排放参数		SO_2 源强 /(kg/h)	NOx 源强 /(kg/h)
			底部海拔高度	内径	几何高度	出口温度/K	烟气量 /(Nm^3/h)		
1	彭州 3	连续	660	0.6	40	423	9958	1.00	1.00
2	彭州 4	连续	670	0.6	40	423	10864	1.09	1.09
3	彭州 5	连续	660	1	40	423	34780	3.48	3.48
4	彭州 6	连续	636	1.2	40	423	49500	4.95	4.95

本项目设计年运行时长按 8000h/a 计算，尾气烟囱 SO_2、NOx 年排放量分别为 84.08t/a、84.08t/a。

②锅炉尾气

本项目各脱硫站分别设蒸汽锅炉 2 台，正常工况下，1 用 1 备，锅炉运行负荷率最高为 90%。锅炉配备低氮燃烧器，使用脱硫后的合格燃气，每台锅炉各设 15m 高锅炉烟囱 1 根，烟气浓度 SO_2 小于 10mg/Nm^3，NO_X 小于 30mg/Nm^3，符合《成都市

锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅，2020 年第 2 号）的要求。

表 4.2-39　各脱硫站锅炉烟囱排放参数表

序号	脱硫站	烟气量/(Nm^3/h)	排放口参数/m		主要污染物及源强/（kg/h）			烟气温度/℃
			内径	几何高度	SO_2	NOx	颗粒物	
1	彭州 3	11812	0.6	15	0.12	0.36	0.12	140
2	彭州 4	11812	0.6	15	0.12	0.36	0.12	140
3	彭州 5	29400	0.9	15	0.29	0.88	0.29	140
4	彭州 6	39200	1	15	0.39	1.18	0.39	140

项目年运行时长按 8000h/a 计算，锅炉尾气 SO_2、NOx 年排放量分别为 7.38t/a、22.13t/a。

③ 放空火炬

本项目各脱硫站设放空火炬各 1 具，火炬均设有长明灯，耗气量共计 110m^3/h，各脱硫站燃气量具体见表 4.2-40。正常工况下长明灯燃料气燃烧将产生少量烟气，主要污染物为 SO_2、NOx，SO_2 源强根据本项目净化天然气含硫量计算，NOx、颗粒物源强采用《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）附表中燃气工业锅炉废气产排污系数计算，每万 m^3 净化天然气 NOx 为 18.71kg，颗粒物为 2.86kg。

表 4.2-40　各脱硫站火炬长明灯烟气排放参数表

序号	脱硫站	燃气量/(Nm^3/h)	火炬高度/m	火炬内径/mm	运行时间/h
1	彭州 3	20	60	300	8640
2	彭州 4	20	60	300	8640
3	彭州 5	30	65	600	8640
4	彭州 6	40	75	800	8640

本项目火炬长明灯全年燃烧，年排放量 SO_2 为 0.09t/a，NOx 为 1.64t/a，颗粒物为 0.28t/a，排放规律为连续排放，排放方式为有组织排放。

2）无组织废气

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站无组织排放源强指正常工况下，由于装置运行一定时间后管线、接头及阀门的密闭性可能出现一定程度的跑、冒、滴、漏的泄漏排放，主要污染物为非甲烷总烃、H_2S。参照元坝气田净化厂，含 H_2S 的主要设备物料在线量，按每天万分之一的泄漏率确定本工程天然气脱硫站 H_2S 无组织排

放情况见表 4.2-41，非甲烷总烃泄漏率按产能的百万分之一计算。

表 4.2-41　彭州 6 脱硫站装置 H_2S 无组织排放量统计表

工艺单元	主要设备	数量	设备容积/m^3	温度/℃	压力/Mpa	硫化氢体积比/%	源强/（10^{-6}kg/h）
井口单元	计量分离器	1	1.21	30.7	5.6	4.89	18.77
	生产分离器	1	11.25	30.7	5.6	4.89	175.20
脱硫单元	天然气分液罐	1	14.17	38	5.4	4.89	207.72
	原料气过滤分离器	2	6.00	38	5.4	4.89	87.96
	吸收塔	1	228.86	53	5.4	4.89	3200.60
	二段吸收塔	1	135.94	43	5.2	0.49	189.25
	水解反应器	1	57.67	130	5.31	0.49	64.29
	再生塔	1	405.69	125	0.11	14.4	278.77
	闪蒸气吸收塔	1	4.40	0.55	38	1.12	118.30
	闪蒸罐	1	206.35	60	0.6	1.66	106.56
	再生塔顶回流罐	1	33.38	40	0.075	41.41	57.18
	活性炭过滤器	2	245.00	50	0.6	1.06	83.29
	胺液预过滤器	2	9.60	50	0.6	1.62	4.99
	胺液后过滤器	2	6.40	50	0.6	1.62	3.33
硫黄回收	Claus 反应器	1	64.31	1092	0.051	2.52	1.05
	一级转换器	1	127.40	324	0.045	1.51	2.50
	二级转换器	1	127.40	238	0.037	0.05	0.08
	进料加热器	2	18.84	170	0.047	1.51	0.52
	一级硫黄冷却器	1	18.42	300	0.047	1.51	0.39
	二级硫黄冷却器	1	18.42	323	0.039	0.05	0.01
	末级硫黄冷却器	1	18.42	238	0.031	0.05	0.01
	液硫捕集器	1	29.72	132	0.024	0.05	0.02
尾气处理	加氢反应器	1	127.40	326	0.029	0.05	0.05
酸水气体	酸水汽提塔	1	7.69	109	0.04	0.13	0.02
合计							4600.86

各脱硫站设备容积与设备处理规模基本成正比，因此各脱硫站非甲烷总烃和 H_2S 无组织排放量见表 4.2-42。

表 4.2-42 各站场无组织排放源强一览表

脱硫站	处理规模/（万 m^3/d）	H_2S 源强		非甲烷总烃源强	
		kg/h	t/a	kg/h	t/a
彭州 3	55	0.0010	0.008	0.000046	0.00037
彭州 4	60	0.0010	0.008	0.00005	0.00040
彭州 5	195	0.0031	0.0248	0.000163	0.00130
彭州 6	290	0.0046	0.0368	0.000243	0.00194
合计	600	0.0097	0.0776	0.000502	0.00402

（2）非正常工况

在开停工、检修、事故状态下的会发生紧急放空。各脱硫站火炬放空系统分别设置放空系统 1 套。来自过滤单元、脱硫装置、脱水装置、硫黄回收装置、尾气处理装置、燃料气系统等需要紧急放空的天然气经分液后从火炬筒底部进入放空火炬燃烧后放空，其废气中污染物主要为 SO_2。放空火炬均设有长明灯、自动点火系统。

① 开停工放空

装置大修期间，开、停工时会短时放空。停工时，把装置内残余气（主要是脱硫单元和硫黄回收单元酸气）用氮气吹扫并逐步引入放空火炬点火放空。

② 原料气放空

生产主电源停电或脱硫单元或脱水单元出现严重故障时，可能将原料气引入放空火炬点火放空。当上述严重事故发生时，导致高压系统（脱硫单元及脱水单元）压力急剧升高或降低，与气田管网自控系统联接的 DCS、SIS 系统将控制从井口直至脱硫站的各自动截断阀依次全部关闭，以截断原料气来源。在此过程中内部集输管网、装置及设备允许一定程度超压（约为 1MPa），超过允许极限后，通过放空系统将超压原料天然气或净化天然气通过高压放空火炬点火放空。

③ 酸气放空

当脱硫站各单元出现故障时，导致装置无法顺利运行，脱硫单元 DCS、SIS 系统将在截断上游气源，故障单元内的酸气引入放空火炬点火放空，其他单元保压暂停。最不利情况下，对脱硫单元内酸气全部放空，放空时间按 1h 计算，具体情况见下表。

表 4.2-43　工程天然气脱硫站非正常放空情况

放空情况	脱硫站	彭州 3	彭州 4	彭州 5	彭州 6
	放空量/m^3	1914	2088	6785	10090
放空速率/（m^3/h）		1914	2088	6785	10090
火炬高度/m		60	60	65	75
火炬排放直径/mm		300	300	600	800
烟气量/m^3		20476	22337	72596	107963
烟气排放速率/（m^3/h）		20476	22337	72596	107963
SO_2 排放速率/（kg/h）		171.1	186.6	606.5	902.0
出口温度/℃		600	600	600	600

4.2.3.2 废水污染源

本项目彭州3脱硫站～彭州6脱硫站、集输站产生的废水污染源包括气田采出水、污水气提塔排污水、热稳定盐去除装置排污水、制硫部分产生含硫污水、碱洗废水、锅炉排污、凝结水站排污、循环水排污、RO 浓水、装置生产污水（冲洗水）以及初期雨水、生活污水等。另外，装置检修时会产生检修废水，检修废水量为每次约 1000m^3/次，经检修废水罐收集后分批次送气田采出水预处理站检修废水处理撬处理后回注。

（1）正常工况

1）气田采出水

气田采出水主要来源于原料气，主要污染物是 pH、COD、硫化物及无机盐等。根据本项目气藏方案预测结果，各采气平台气田采出水产生量见表 4.2-44。

表 4.2-44　各采气平台气田采出水产生量一览表

生产时间/a	各采气平台产水量/（m^3/d）				合计水量/（m^3/d）
	彭州 3	彭州 4	彭州 5	彭州 6	
0	11	120	58	25	214
1	6	125	68	29	228
2	5	129	74	31	239
3	5	128	82	35	250
4	10	127	92	39	268
5	41	127	103	44	315
6	81	130	115	50	376
7	129	119	115	49	412
8	187	127	120	51	485
9	94	144	138	60	436
10	118	168	152	65	503
11	138	182	162	69	551
12	138	181	167	74	560

气田采出水水质采用鸭深 1 井水质作为参考水质，气田采出水水质见表 4.2-45。

表 4.2-45　气田采出水水质

名称	检测值	名称	检测值
pH	7.5	HCO_3^-/（mg/L）	2776.96
硫化物/（mg/L）	687.5	CO_3^{2-}/（mg/L）	
K^++Na^+ /（mg/L）	9006.56	矿化度 /（mg/L）	42663.65
Ca^{2+}/（mg/L）	3645.37	水型	Na_2SO_4
Mg^{2+}/（mg/L）	1368.16	BOD_5/（mg/L）	210
Cl^- /（mg/L）	13806.56	COD /（mg/L）	3732.4
SO_4^{2-}/（mg/L）	12060	总铁 /（mg/L）	12.07

2）脱硫站废水

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生的废水污染源包括制硫部分产生含硫污水、热稳定盐去除装置排污水、锅炉排污、脱盐水站排污、凝结水站排污、循环水排污、装置生产污水（冲洗水）、余热锅炉排污、酸性水、碱洗废水、RO 浓水以及初期雨水等。脱硫站废水根据水质不同，分别处理后回用或回注，不外排。具体详见表 4.2-49~4.2-52。

3）生活污水

项目定员 240 人，各脱硫站值班人员 7~21 人，生活污水产生量 1.01~3.02m3/d，经现场化粪池预处理后就近送往城镇污水处理厂处理；生产管理中心办公及倒班人员约 200 人，生活污水产生量为 28.8m^3/d，化粪池处理后经市政污水管网输送至彭州市污水处理厂处理。

（2）非正常工况

脱硫站每年检修一次，产生的检修废水主要来自脱硫、脱水装置等检修时排出的含 MDEA（甲基二乙醇胺）及 TEG（三甘醇）等有机污染物的污水，每座脱硫站产生量分别为 1000m^3/次。各脱硫站产生检修废水水质大致相同，类比元坝气田，检修废水水质见表 4.2-46。

表 4.2-46　检修废水水质一览表

名称	检测值	名称	检测值
pH	7~10	SS /（mg/L）	188
MDEA /（mg/L）	10000	总铁 /（mg/L）	1070
吗啉 /（mg/L）	1000	TDS /（mg/L）	5
三甘醇 /（mg/L）	500	润滑油 /（mg/L）	50
COD /（mg/L）	6000		

检修废水收集后进入气田水预处理站内的检修废水处理装置，处理后回注地层。

（3）事故状态

脱硫站在事故状态下可能外溢的事故废液及废水主要有危险化学溶剂及露空工艺管道事故排放废水、消防废水以及事故期间受污染的初期雨水，各脱硫站事故废水产生量见表 4.2-47。

表 4.2-47　各脱硫站单次事故废水产生量一览表

脱硫站	污染区面积/m^2	初期雨水量/m^3	可能外溢有机溶剂/m^3	消防用水量/m^3	合计水量/m^3
彭州 3	17550	500	200	108	808
彭州 4	19390	580	200	108	888
彭州 5	24980	875	384	200	1459
彭州 6	75415	2650	481	328	3459

事故废水及初期雨水收集后进入各脱硫站污水处理场，处理后回注或回用。

4.2.3.3 固体废物

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站产生的固体废物包括气田采出水脱硫预处理产生的污泥、气田水综合利用装置污水深度处理产生的污泥、废 COS 水解催化剂、废硫黄回收催化剂、废活性炭、清管废渣、废部分氧化催化剂（彭州 3、彭州 4）、废加氢还原催化剂（彭州 5、彭州 6）、废瓷球等。

（1）气田采出水脱硫预处理产生的污泥

气田采出水预处理装置产生的污泥，在各装置现场进行脱水处理，脱水后含水率约 60%，各气田采出水预处理装置污泥产生量共计 756t/a，主要成分有泥沙、污水处理药剂、硫、无机盐等。

（2）废催化剂及废瓷球

项目硫黄回收单元、尾气处理单元催化剂及瓷球每 3~5 年更换一次，催化剂更换量合计 401.4t/次，平均 100.35t/a，瓷球更换量 70.68t/次，平均 17.67t/a。其中废 COS 水解催化剂、废部分氧化催化剂主要成分为 Al_2O_3，废硫黄回收催化剂主要成分为 Al_2O_3、TiO_2，瓷球主要成分 Al_2O_3，均未列入《国家危险废物名录（2021 年版）》，为一般固体废物，更换时由厂家回收进行资源利用。

废加氢还原催化剂主要成分 Co、Mo，与《国家危险废物名录（2021 年版）》中“251-016-50 石油产品加氢精制过程中产生的废催化剂”成分类似，因此，按危险废物处理，外委有资质单位处置。

（3）废活性炭

脱硫溶剂净化产生的废活性炭，每半年更换一次，因含有机溶剂，为危险废物，代码 900-041-49，年产生量约 486.48t，外委有资质单位处置。

（4）废 TEG 溶剂

脱水单元使用的 TEG 溶剂需要定时部分更换，产生废 TEG 溶剂属于危险废物，废物类别为 HW06，代码 900-404-06，年产生量约 20.5t，外委有资质单位处置。

（5）化验室废液

本项目化验室使用产生的各类废酸、废碱为危险废物，废物类别为 HW49，代码 900-047-49，年产生量约 1.5t，外委有资质单位处置。

（6）脱盐水站废离子交换树脂

本项目各脱硫站脱盐水站离子交换树脂定期更换，废离子交换树脂产生量年产生量 5.5t，更换时生产厂家进行回收利用。

（7）废矿物油

本项目各类设施保养产生的废矿物油为危险废物，废物类别为 HW08，代码为 900-217-08，年产生量约 1.5t，外委有资质单位处置。

（8）废脱模剂

彭州 6 脱硫站硫黄成型单元产生的废脱模剂为危险废物，废物类别为 HW08，代码为 900-249-08，年产生量约 1.25t，外委有资质单位处置。

（9）废铅蓄电池

本项目各脱硫站 UPS 电源更换的废铅蓄电池属于危险废物，废物类别为 HW31，代码为 900-052-31，年产生量约 1.2t，外委有资质单位处置。

（10）清管废渣

根据类比调查，天然气管道清管作业频率为 2 次/年，每次清管废渣产生量约 0.8kg/km，本项目内部集输工程管线总长 4.5km，清管废渣产生量约 3.6kg/次，每年产生量约 7.2kg，收集后运往砖厂或水泥厂进行协同处置或送地方一般工业固废堆放场处置。

（11）气田水综合利用处理站污泥

彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理站污泥产生量 949t/a，含水率 60%，主要成分为泥沙和无机盐，运往砖厂或水泥厂进行协同处置或送地方一般工业固废堆放场处置。

（12）取水净水场污泥

彭州 6 脱硫站人民渠取水后净化过程中沉淀少量泥沙，脱水后产生量为 30t/a，主要成分为泥沙，外运制砖或铺路。

（13）生活垃圾

本项目各脱硫站及管理中心定员 240 人，生活垃圾产生量按每人每天产生 0.5kg 计，生活垃圾产生量约 43.8t/a，分类收集后定期交当地环卫部门统一处理。

4.2.3.4 噪声

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站噪声设备主要为空压机、机泵等，主要噪声设备声级强度见表 4.2-48。

表 4.2-48　单座脱硫站主要噪声设备一览表

序号	名称	工况	噪声特性		
		连续或间断	噪声值	降噪措施	降噪后噪声值
1	高压贫液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
2	富液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
3	反应炉鼓风机	连续	95-100	低噪声设备、基础减振、设置消声器	90
4	再生塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
5	尾气焚烧炉鼓风机	连续	95	低噪声设备、采取基础减振措施	90
6	再生塔顶回流泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
7	胺液补充泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
8	凝结水泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
9	TEG 循环泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
10	烟气脱硫塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
11	硫黄回收装置反应炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
12	尾气焚烧炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
13	风机、凉水塔	连续	90	低噪声设备	85
14	空压站压缩机	连续	95	低噪声设备、基础减震、加设消声器	90-93

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站污染物排放情况见表 4.2-49～表 4.2-52。

表 4.2-49　彭州 3 脱硫站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NO_x		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉烟气	连续	9958		100	1.00	100	1.00	20	0.20	150	0.6	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	11812		10	0.12	30	0.36	10	0.12	140	0.6	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	210		10	0.002	180	0.037	27	0.006	600	0.45	60	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：3.8×10^{-5}kg/h，H_2S：0.0008kg/h						/	/	/	大气
	事故废气		间断		20476		171.1						/	/	火炬

废水	序号	排放源	排放规律	排放量/（m^3/h）		pH 值	COD		Cl^-		氨氮		TDS		硫化物		排放去向
				正常	最大		mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	
	W1	气田采出水	连续	3.38	5.75	7.5	4108	13.88	10807	34.14			46955	158.71	687.5	2.32	井口脱硫预处理
	W2	预处理站排水	连续	3.78	/	6～9	3732	13.88	9178	34.14			42664	158.71	1	0.0037	气田水综合利用处理站
	W4	热稳定盐去除装置排污水	间断	0.1	0.2	12.5～13.5	35000	3.5					30000	3	11000	1.1	回注井回注
	W5	锅炉排污	连续	1.5	5	9～11							220	0.44			污水处理场
	W6	脱盐水站排污	连续	8	15	7~9	30	0.24					10000	80			污水处理场
	W7	凝结水站排污	连续	3	20	6~9	30	0.09					200	0.6			污水处理场
	W8	循环水排污	连续	2.5	/	7～8	50	0.13					1000	2.5			污水处理场
	W9	装置生产污水（冲洗水）	连续	1	5	6~9	200	0.2					250	0.25			污水处理场
	W10	余热锅炉排污	连续	1	5	9～11							220	0.22			污水处理场
	W11	酸性水	连续	0.42	/										1000	0.42	井口脱硫预处理
	W12	碱洗废水	连续	3.27									100000	327			气田水综合利用处理站
	W13	RO 浓水	连续	5.3									12000	64			气田水综合利用处理站
	W14	检修废水	间断	$1000m^3$/次			6000	/									处理后回注
	W15	生活污水	间断	0.05	0.1		300	0.015			30	0.0015					城镇污水处理厂
	W16	初期雨水	间断	$500m^3$/次			100										污水处理场

固废	序号	污染源	排放规律	排放量/（t/a）	主要成分	类别	废物代码	排放频次	处置方式
	S1	井口脱硫预处理污泥	间断	166	含硫		/	间断	暂按危险废物管理，投运后根据鉴定结果而定
	S2	废 COS 水解催化剂	间断	3.12	Al_2O_3	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S3	废硫黄回收催化剂	间断	4.44	Al_2O_3，TiO_2	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S4	废活性炭	间断	43.24	活性炭	危险废物	HW49 900-041-49	2 次/a	外委有资质单位处置
	S5	废部分氧化催化剂	间断	1.66	Al_2O_3	一般工业固废	/	4 年/次	厂家回收
	S6	废瓷球	间断	1.62	$Al2O_3$	一般工业固废	/	4 年/次	厂家回收
	S7	化验室废液	间断	0.1	废酸、废碱	危险废物	HW49 900-047-49	间断	外委有资质单位处置
	S8	TEG 再生塔	间断	1.2	TEG	危险废物	HW06 900-404-06	间断	外委有资质单位处置
	S9	脱盐水站离子交换	间断	0.5	废离子交换树脂	一般工业固废	/	间断	厂家回收
	S10	废润滑油	间断	0.15	矿物油	危险废物	HW08 900-217-08	间断	外委有资质单位处置
	S11	UPS 电源	间断	0.1	废铅蓄电池	危险废物	HW31 900-052-31	间断	外委有资质单位处置
	S12	生活垃圾	间断	2.55	/	生活垃圾	/	/	分类收集后定期交当地环卫部门

表 4.2-50　彭州 4 脱硫站及集输站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NO_x		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉外排尾气	连续	10864		100	1.09	100	1.09	20	0.22	150	0.6	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	11812		10	0.12	30	0.36	10	0.12	140	0.6	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	210		10	0.002	180	0.037	27	0.006	600	0.45	60	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：5.0×10^{-5}kg/h，H_2S：0.0008kg/h						/	/	/	大气
	非正常放空		间断		22337		186.6						/	/	火炬

废水	序号	排放源	排放规律	排放量/（m^3/h）		pH 值	COD		Cl-		氨氮		TDS		硫化物		排放去向
				正常	最大		mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	
	W1	气田采出水	连续	5.38	7.54	7.5	3996	21.50	10807	52.87			45677	245.74	687.5	3.70	井口脱硫预处理
	W2	预处理站排水	连续	5.84	7.54	6～9	3732	21.50	9178	52.87			42664	245.74	1	0.0058	气田水综合利用处理站
	W4	热稳定盐去除装置排污水	间断	0.1	0.2	12.5～13.5	35000	3.5					30000	3	11000	1.1	回注井回注
	W5	锅炉排污	连续	2	5	9～11							220	0.44			污水处理场
	W6	脱盐水站排污	连续	9	20	7～9	30	0.27					10000	90			污水处理场
	W7	凝结水站排污	连续	3	25		30	0.09					1000	30			污水处理场
	W8	循环水排污	连续	2.5	/	7～8	50	0.13					1000	2.5			污水处理场
	W9	装置生产污水（冲洗水）	连续	1	5		200	0.2					250	0.25			污水处理场
	W10	余热锅炉排污	连续	1.3	5	9～11							220	0.29			污水处理场
	W11	酸性水	连续	0.47											1000	0.47	井口脱硫预处理
	W12	碱洗废水	连续	3.56									100000	356			气田水综合利用处理站
	W13	RO 浓水	连续	5.9									12000	71			气田水综合利用处理站
	W14	检修废水	间断	1000m^3/次			6000	/									处理后回注
	W15	生活污水	间断	0.05	0.1		300	0.015			30	0.0015					城镇污水处理厂
	W16	初期雨水	间断	580m^3/次			100										气田水综合利用处理站

固废	序号	污染源	排放规律	排放量/（t/a）	主要成分	类别	废物代码	排放频次	处置方式
	S1	井口脱硫预处理污泥	间断	258	含硫		/	间断	暂按危险废物管理，投运后根据鉴定结果而定
	S2	废 COS 水解催化剂	间断	3.12	Al_2O_3	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S3	废硫黄回收催化剂	间断	4.44	Al_2O_3，TiO_2	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S4	废活性炭	间断	43.24	活性炭	危险废物	HW49 900-041-49	2 次/a	外委有资质单位处置
	S5	废部分氧化催化剂	间断	1.66	Al_2O_3	一般工业固废	/	4 年/次	厂家回收
	S6	废瓷球	间断	1.62	Al_2O_3	一般工业固废	/	4 年/次	厂家回收
	S7	化验室废液	间断	0.1	废酸、废碱	危险废物	HW49 900-047-49	间断	外委有资质单位处置
	S8	TEG 再生塔	间断	1.2	TEG	危险废物	HW06 900-404-06	间断	外委有资质单位处置
	S9	脱盐水站离子交换	间断	0.5	废离子交换树脂	一般工业固废	/	间断	厂家回收
	S10	废润滑油	间断	0.15	矿物油	危险废物	HW08 900-217-08	间断	外委有资质单位处置
	S11	UPS 电源	间断	0.1	废铅蓄电池	危险废物	HW31 900-052-31	间断	外委有资质单位处置
	S12	生活垃圾	间断	2.55	/	生活垃圾	/	/	分类收集后定期交当地环卫部门

表 4.2-51　彭州 5 脱硫站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NO_x		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉外排尾气	连续	34780		100	3.48	100	3.48	20	0.70	150	1.0	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	29400		10	0.29	30	0.88	10	0.29	140	0.9	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	315		10	0.003	180	0.056	27	0.009	600	0.8	65	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：1.55×10^{-4}kg/h，H_2S：0.0029kg/h						/	/	/	大气
	非正常放空		间断		72596		606.5						/	/	火炬

废水	序号	排放源	排放规律	排放量/（m^3/h）		pH 值	COD		Cl^-		氨氮		TDS		硫化物		排放去向
				正常	最大		mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	
	W1	气田采出水	连续	4.79	6.96	7.5	4395	21.05	10807	51.76			50234	240.62	687.5	3.29	井口脱硫预处理
	W2	预处理站排水	连续	5.59		6～9	3732	21.05	9178	51.76			42664	240.62	1	0.0056	气田水综合利用处理站
	W3	尾气处理产生含硫污水	连续	5.5							20	0.11	100	0.55	0.5	0.00275	汽提后作循环水补水
	W4	热稳定盐去除装置排污水	间断	0.1	0.2	12.5～13.5	35000	3.5					30000	3	11000	1.1	回注井回注
	W5	锅炉排污	连续	3	5	9～11							220	0.66			污水处理场
	W6	凝结水站排污	连续	6	25	6～9	30	0.18					1000	6			污水处理场
	W7	循环水排污	连续	12		7～8	50	0.6					1000	12			污水处理场
	W8	装置生产污水（冲洗水）	连续	1	5		200	1					250	1.25			污水处理场
	W9	余热锅炉排污	连续	3.56		9～11							220	0.792			污水处理场
	W10	酸性水	连续	0.80											1000	0.80	井口脱硫预处理
	W11	碱洗废水	连续	1.16									100000	116			气田水综合利用处理站
	W12	检修废水	间断	1000m^3/次			6000	/									处理后回注
	W13	生活污水	间断	0.06	0.12		300	0.018			30	0.0018					城镇污水处理厂
	W14	初期雨水	间断	875m^3/次			100										气田水综合利用处理站

固废	序号	污染源	排放规律	排放量/（t/a）	主要成分	类别	废物代码	排放频次	处置方式
	S1	井口脱硫预处理污泥	间断	230	含硫		/	间断	暂按危险废物管理，投运后根据鉴定结果而定
	S2	废 COS 水解催化剂	间断	11.53	Al_2O_3	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S3	废硫黄回收催化剂	间断	16.44	Al_2O_3，TiO_2	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S4	废活性炭	间断	160	活性炭	危险废物	HW49 900-041-49	2 次/a	外委有资质单位处置
	S5	废加氢还原催化剂	间断	6.16	Co，Mo	危险废物	/	4 年/次	外委有资质单位处置
	S6	废瓷球	间断	6.01	Al_2O_3	一般工业固废	/	4 年/次	厂家回收
	S7	化验室废液	间断	0.1	废酸、废碱	危险废物	HW49 900-047-49	间断	外委有资质单位处置
	S8	TEG 再生塔	间断	3.6	TEG	危险废物	HW06 900-404-06	间断	外委有资质单位处置
	S9	废润滑油	间断	0.35	矿物油	危险废物	HW08 900-217-08	间断	外委有资质单位处置
	S10	UPS 电源	间断	0.15	废铅蓄电池	危险废物	HW31 900-052-31	间断	外委有资质单位处置
	S11	生活垃圾	间断	3.6	/	生活垃圾	/	/	分类收集后定期交当地环卫部门

表 4.2-52　彭州 6 脱硫站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NO_x		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉外排尾气	连续	49500		100	4.95	100	4.95	20	0.99	150	1.2	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	39200		10	0.39	30	1.18	10	0.39	140	1.0	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	420		10	0.004	180	0.075	27	0.011	600	1.0	75	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：2.43×10^{-4}kg/h，H_2S：0.0046kg/h						/	/	/	大气
	非正常放空		间断		107963		902.0						/	/	火炬

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（m^3/h）		pH 值	COD		Cl^-		氨氮		TDS		硫化物		排放去向
				正常	最大		mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	mg/L	kg/h	
废水	W1	气田采出水	连续	2.12	3.08	7.5	4395	9.32	10807	32.03			50234	106.50	687.5	1.46	井口脱硫预处理
	W2	预处理站排水	连续	3.42		6～9	2670	9.32	9178	32.03			30515	106.50	1	0.0021	气田水综合利用处理站
	W3	尾气处理产生含硫污水	连续	5.88									100	0.59	0.5	0.003	汽提后作循环水补水
	W4	热稳定盐去除装置排污水	间断	0.1	0.2	12.5～13.5	35000	17.5					30000	15	11000	5.5	回注井回注
	W5	锅炉排污	连续	3	5	9～11							220	0.66			污水处理场
	W6	脱盐水站排污	连续	18	20	7~9							10000	180			污水处理场
	W7	凝结水站排污	连续	8									1000	8			污水处理场
	W8	循环水排污	连续	18		7～8	50	0.90			1	0.018	1000	18			污水处理场
	W9	装置生产污水（冲洗水）	连续	1	5		200	0.2					250	0.25			污水处理场
	W10	余热锅炉排污	连续	4.8		9～11							220	1.056			污水处理场
	W11	酸性水	连续	1.29											1000	1.37	井口脱硫预处理
	W12	碱洗废水	连续	1.72									100000	193			气田水综合利用处理站
	W13	RO 浓水	连续	12									12000	233			气田水综合利用处理站
	W14	MVR 母液	连续	1.2			9000	10.8	187000	224.4							资源化利用或回注
	W15	检修废水	间断	$1000m^3$/次			6000	/									处理后回注
	W16	生活污水	间断	0.13	0.3		300	0.039			30	0.0039					城镇污水处理厂
	W17	初期雨水	间断	$2650m^3$/次			100										气田水综合利用处理站

类别	序号	污染源	排放规律	排放量/（t/a）	主要成分	类别	废物代码	排放频次	处置方式
固废	S1	井口脱硫预处理污泥	间断	102	含硫		/	间断	暂按危险废物管理，投运后根据鉴定结果而定
	S2	废 COS 水解催化剂	间断	16.14	Al_2O_3	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S3	废硫黄回收催化剂	间断	23.01	Al_2O_3，TiO_2	一般工业固废	/	3～5 年/次	厂家回收
	S4	废活性炭	间断	240	活性炭	危险废物	HW49 900-041-49	2 次/a	外委有资质单位处置
	S5	废加氢还原催化剂	间断	8.63	Co，Mo	危险废物	/	4 年/次	外委有资质单位处置
	S6	废瓷球	间断	8.42	Al_2O_3	一般工业固废	/	4 年/次	厂家回收
	S7	化验室废液	间断	1.2	废酸、废碱	危险废物	HW49 900-047-49	间断	外委有资质单位处置
	S8	TEG 再生塔	间断	14.5	TEG	危险废物	HW06 900-404-06	间断	外委有资质单位处置
	S9	脱盐水站离子交换	间断	4.5	废离子交换树脂	一般工业固废	/	间断	厂家回收
	S10	废润滑油	间断	0.85	矿物油	危险废物	HW08 900-217-08	间断	外委有资质单位处置
	S11	硫黄成型	间断	1.25	废脱模剂	危险废物	HW09 900-249-08	间断	外委有资质单位处置
	S12	UPS 电源	间断	0.85	废铅蓄电池	危险废物	HW31 900-052-31	间断	外委有资质单位处置
	S13	气田水综合利用处理站污泥	间断	949	泥沙和无机盐	一般工业固废	/	间断	运往砖厂或水泥厂进行协同处置
	S14	清管废渣	间断	少量	铁锈及硫化亚铁	一般工业固废	/	间断	运往砖厂或水泥厂进行协同处置
	S15	取水净水场污泥	间断	30	泥沙	一般工业固废	/	间断	外运制砖或铺路
	S16	生活垃圾	间断	7.6	/	生活垃圾	/	/	分类收集后定期交当地环卫部门

4.2.4 拟采取的环保措施

4.2.4.1 废气污染防治措施

（1）正常工况

1）有组织排放

本项目各脱硫站锅炉采用自产脱硫燃料气做燃料，配备低氮燃烧器，从根本上减少了 SO_2、NOx 的排放量，SO_2、NOx 排放浓度分别控制在 10mg/m^3、30mg/m^3 以下，烟气经 15m 高烟囱外排，符合《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅，2020 年第 2 号）的要求。

硫黄回收部分尾气处理彭州 3、彭州 4 脱硫站选用部分直接氧化+碱液脱硫工艺，彭州 5、彭州 6 脱硫站规模较大，采用尾气加氢还原+碱液脱硫工艺，处理后尾气中 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3，NO_x 浓度≤100mg/Nm^3，经 40m 高烟囱外排，尾气排放满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）。

2）无组织排放

1）工艺中采用的阀门、设备等均采用密封性能好的设备，以减少生产过程中的无组织排放量；

2）装置设置密闭采样系统，减少无组织排放量。

（3）非正常工况

当脱硫站停工检修时，切断上游气源，装置内残余气若外排，则会造成环境污染。拟建的天然气脱硫站对脱硫、脱水等装置内的残余气体可在放空阀控制下，由厂内放空系统逐步密闭排放至放空火炬燃烧后排入大气；对硫黄回收、尾气处理装置内的残余气体用氮气吹扫至焚烧炉焚烧后经烟囱排入大气，减少对环境的污染。

由于脱硫站停电、设备故障或操作失误等原因可能导致紧急放空，易对环境造成污染。拟建的天然气脱硫站、集输站自控系统采用先进的集散型控制系统（DCS），对全厂进行集中控制，关键设备从国外引进，将非正常工况环境影响降到最低程度。

当发生非正常排放时，自动控制系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将安全阀等排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放，减轻对环境的污染。

4.2.4.2 废水污染治理措施

（1）正常工况

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站产生的废水污染源包括气田采出水、

污水气提塔排污水、制硫部分产生含硫污水、热稳定盐去除装置排污水、锅炉排污、水处理站（RO 浓水）、循环水排污、装置生产污水（冲洗水）以及初期雨水、生活污水等。

1）气田采出水

各平台气田采出水首先在脱硫站内经预处理脱硫，预处理脱硫采用工艺流程为：气田水缓冲→负压气提→压力两相除硫→压力斜板沉降→二级过滤→缓冲罐。

预处理后气田采出水通过罐车拉运或管输至彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置，采取工艺为：均质调节→澄清软化→电解氧化→高级氧化→过滤→高压反渗透→MVR 蒸发→反渗透，出水回用于循环冷却水补水，母液回注或综合利用。该处理工艺已经成功应用于元坝气田，处理措施有效可行。

本项目废水回用的主要对象是作为循环水场的补充水（160t/h），本项目气田水综合利用装置处理回用水产生量为 23t/h，可以实现完全回用。

残酸废液主要是气井开井初期，井下酸化压裂返排液，这部分液体硫化物含量高，成分复杂，pH 值波动范围大，资源化回用难度大，因此，利用各平台气田水预处理设施处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，运往回注井回注地层。

2）脱硫站废水

热稳定盐去除装置排污水送至回注井回注。

锅炉排污、脱盐水站排污、凝结水站排污、循环水排污、装置生产污水、余热锅炉排污以及初期雨水等收集后排入脱硫站污水处理场，处理工艺为：均质调节→高密度沉淀→中和→多介质过滤→超滤→一级反渗透→二级反渗透，污水处理后回用做为本站场循环冷却水补水，少量浓盐水排至气田水综合处理装置。

制硫部分产生含硫污水，经过汽提除硫后，作为循环水补水。

尾气脱硫产生的碱性废水，送往气田水综合处理装置。

3）生活污水

来自厕所、办公楼的生活污水靠管线重力流排至化粪池，各脱硫站生活污水经化粪池处理暂存后，外运至城镇污水处理厂进行处理；综合管理中心生活污水经化粪池处理后，通过市政管线，排入彭州市城市污水处理厂进行处理。

生产管理中心生活用水量为 32.68t/d（11935t/a），排污系数按 0.9 计算，则产生生活污水为 28.80t/d（10512t/a）。污染物产生量为：COD：3.15t/a，氨氮：0.32t/a，

经化粪池收集后进入城市污水管网，经彭州市污水处理厂处理达标后尾水排入六支渠，汇入青白江。彭州市污水处理厂出水水质满足《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/ 2311-2016），折合污染物排放量 COD：0.32t/a，氨氮：0.021t/a。

（2）非正常工况

检修废水主要来自脱硫站停产检修期间，检修废水有机成分复杂，含 MDEA，吗啉等难降解有机物质，且 COD 含量高。与各平台气田水预处理站合建检修废水处理设施，处理后出水满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，运往回注井回注地层。

（3）事故状态

事故废水及初期雨水收集后进入各脱硫站污水处理场，处理后回注或回用。

此外，根据本项目各个建设项目场地装置、单元的特点和所处的区域及部位，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），将脱硫装置区、液硫储罐区、放喷池、发电机房基础、重浆罐区以及雨水监控及事故池等划分为重点防渗区，将井口及井口处理区、采出水预处理区、消防水及生活给水加压泵站、火炬设施区、集水坑、气田水综合利用处理装置区、施工机械堆放地面和活动板房地面等区域划分为一般防渗区，将值班室、综合用房、停车区及道路区等划分为简单防渗区。

4.2.4.3 固体废物防治措施

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站产生的固体废物包括气田采出水预处理产生的污泥、气田水综合利用装置污水深度处理产生的污泥、废水解催化剂、硫黄回收废催化剂、废活性炭以及生活垃圾等。

气田水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，在项目投产后，应按照《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）对污泥进行鉴别，判别是否为危险废物。若是危险废物交由相应资质的处理单位进行处置；若是一般固体废物，运往砖厂或水泥厂进行协同处置。

气田水综合利用装置污水深度处理产生的污泥主要是澄清软化桨泥、高级氧化芬顿排泥和 SEI 污水处理场污泥，该部分泥量约为 130m³/d（含水率 99%），通过板框式压滤机压滤成含水率 50%污泥约为 2.6 吨/d。该部分污泥主要成分为泥沙和无机盐，属于一般固体废物，运往砖厂或水泥厂进行协同处置。

彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生的废 COS 水解催化剂、废硫黄回收催化剂、废瓷球，彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站产生的废部分氧化催化剂，主要成分为 Al_2O_3，

属于一般固体废物，由生产厂家进行回收利用。

彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站产生的废加氢还原催化剂，主要成分为 Co、Mo，属于危险废物，外委有资质单位处置。

彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生的废 TEG 脱水剂，属于危险废物，外委有资质单位处置。

彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生的少量化验室废液、废活性炭、废离子交换树脂、废润滑油、废铅蓄电池等，均属于危险废物，分别外委有资质单位处置。

彭州 6 脱硫站硫黄成型单元产生的废脱模剂，属于危险废物，外委有资质单位处置。

站场工作人员产生的生活垃圾定点收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

固体废物处置措施见表 4.2-53。危险废物产生及处置情况见表 4.2-54。

表 4.2-53　固体废物处置措施

类别	污染物名称		产生量/（t/a）	排放量/（t/a）	处置措施
固体废物	危险废物	废活性炭	486.48	0	外委有资质单位处置
		废加氢还原催化剂	14.79	0	外委有资质单位处置
		化验室废液	1.5	0	外委有资质单位处置
		废 TEG 溶剂	20.5	0	外委有资质单位处置
		废润滑油	1.5	0	外委有资质单位处置
		废脱模剂	1.25	0	外委有资质单位处置
		废铅蓄电池	1.2	0	外委有资质单位处置
	待定性固体废物	井口脱硫预处理产生的污泥	756	0	气田水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，在项目投产后，应按照《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）对污泥进行鉴别，判别是否为危险废物。若是危险废物交由相应资质的处理单位进行处置；若是一般固体废物，运往砖厂或水泥厂进行协同处置
	一般工业固体废物	废水解催化剂	33.91	0	生产厂家进行回收利用
		废硫黄回收催化剂	48.33	0	生产厂家进行回收利用
		废部分氧化催化剂	18.11	0	生产厂家进行回收利用
		废瓷球	17.67	0	生产厂家进行回收利用
		气田水综合利用处理污泥	949	0	运往砖厂或水泥厂进行协同处置
		清管废渣	少量	0	运往砖厂或水泥厂进行协同处置
		废离子交换树脂	5.5	0	生产厂家进行回收利用
		取水净水场污泥	30	0	外运制砖或铺路
	生活垃圾		43.8	0	分类收集后定期交当地环卫部门

表 4.2-54　危险废物产生及处置情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量/（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废活性炭	HW49	900-041-49	486.48	脱硫溶剂净化	固态	活性炭	有机溶剂	2 次/a	T/In	外委有资质单位处置
2	废加氢还原催化剂	HW50	251-016-50	14.79	尾气处理	固态	Co，Mo	Co，Mo	4 年/次	T	外委有资质单位处置
3	化验室废液	HW49	900-047-49	1.5	化验室	液态	废酸、废碱	废酸、废碱	间歇	T/C/I/R	外委有资质单位处置
4	废 TEG 溶剂	HW06	900-404-06	20.5	TEG 再生塔	液态	三甘醇	三甘醇	间歇	T，I，R	外委有资质单位处置
5	废润滑油	HW08	900-217-08	1.5	设备维护	液态	矿物油	矿物油	间歇	T，I	外委有资质单位处置
6	废脱模剂	HW09	900-249-08	1.25	硫黄成型	液态	矿物油	矿物油	间歇	T，I	外委有资质单位处置
7	废铅蓄电池	HW31	900-052-31	1.2	UPS 电源	固态	铅、酸	铅、酸	间歇	T，C	外委有资质单位处置

4.2.4.4 噪声防治措施

本项目在正常情况下产生的噪声主要来自压缩机、机泵、空冷风机等，针对上述噪声，采取的主要降噪措施如下：

（1）在生产允许的条件下，动力设备及节流设备尽可能选用高性能低噪声设备，并在管路设计中采取消声措施；

（2）对大型压缩机、风机等设备采取减振措施，放空口、风机入口加设消声器，风机出风口加装柔性接头。变压器采用低噪声节能型产品，使噪声水平控制在规定的范围内；

（3）在平面布置中，尽可能将高噪声设备布置在远离敏感目标的位置；

（4）对产生噪声的场所，为了防止噪声对操作人员的损害，一方面在装置上配有隔音罩等，另一方面给操作人员配备耳机；

（5）选用高性能的设备，只须操作人员定时巡检，无需现场值守，最大限度降低噪声对操作人员的伤害；

（6）在厂界内靠围墙种植绿化隔声带；

（7）事故状态下的火炬是项目的主要高噪声源，但噪声持续时间较短，对其采用加高放远的办法，远离装置和人群，以求利用距离衰减降噪。

4.2.5 达标排放分析

4.2.5.1 废气达标排放分析

本项目彭州3脱硫站～彭州6脱硫站锅炉烟气和尾气焚烧炉烟气采取措施后均能满足相应排放标准的要求，具体见表4.2-55。

4.2.5.2 废水达标排放分析

本项目彭州3脱硫站～彭州6脱硫站产生废水污染源包括气田采出水、气提塔排污水、制硫部分产生的含硫污水、锅炉排污、脱盐水站排污、循环水排污以及生活污水等。

本项目产生的各类生产废水蒸发母液回注或综合利用，检修废水和热稳定盐去除装置排污水等处理后回注，其余生产废水经处理后回用循环补充水，没有外排。

本项目生产期站场值班人员生活污水产生量较小，外运至周边城镇污水处理厂进行处理；生产管理中心生活污水经化粪池收集后进入城市污水管网，经彭州市污水处理厂处理后达标外排。

4.2.6 污染物核算

4.2.6.1 废气排放量核算

本项目有组织排放的废气主要为彭州3脱硫站～彭州6脱硫站产生的燃烧烟气，包括尾气焚烧炉外排尾气、锅炉烟气和火炬长明火烟气，主要污染物为 SO_2、NO_x、烟尘，设计排放总量分别为91.55t/a、107.86t/a、24.45t/a；按排放标准核算污染物排放量 SO_2、NO_x、烟尘分别为526.75t/a、226.17t/a、109.48t/a。

本项目彭州3脱硫站～彭州6脱硫站无组织排放源强指正常生产情况下，由于装置运行一定时间后管线、接头及阀门的密闭性可能出现一定程度的跑、冒、滴、漏的泄漏排放，主要污染物为非甲烷总烃、H_2S，排放总量分别为0.00402t/a、0.0776t/a。

废气排放量结果见表4.2-56。

表 4.2-55　脱硫站有组织废气排放达标分析

脱硫站	排放废气装置、设备名称		废气量（Nm^3/h）	污染因子排放情况			排放高度（m）	执行标准		达标情况	标准来源
				污染因子	mg/Nm^3	kg/h		mg/Nm^3	kg/h		
彭州 3	制硫部分	尾气焚烧炉外排尾气	9958	SO_2	100	1.00	40	800	7.97	达标	①
				NO_x	100	1.00		240	2.39	达标	
				烟粉尘	20	0.20		120	1.19	达标	
	公用工程	锅炉烟气	11812	SO_2	10	0.12	15	10	0.12	达标	②
				NO_x	30	0.36		30	0.35	达标	
				烟粉尘	10	0.12		10	0.12	达标	
	辅助设施	火炬长明火烟气	210	SO_2	10	0.002	60	550	0.12	达标	③
				NO_x	180	0.037		240	0.05	达标	
				烟粉尘	27	0.006		120	0.03	达标	
彭州 4	制硫部分	尾气焚烧炉外排尾气	10864	SO_2	100	1.09	40	800	8.69	达标	①
				NO_x	100	1.09		240	2.61	达标	
				烟粉尘	20	0.22		120	1.30	达标	
	公用工程	锅炉烟气	11812	SO_2	10	0.12	15	10	0.12	达标	②
				NO_x	30	0.35		30	0.35	达标	
				烟粉尘	10	0.12		10	0.12	达标	
	辅助设施	火炬长明火烟气	210	SO_2	10	0.002	60	550	0.12	达标	③
				NO_x	180	0.037		240	0.05	达标	
				烟粉尘	27	0.006		120	0.03	达标	
彭州 5	制硫部分	尾气焚烧炉外排尾气	34780	SO_2	100	3.48	40	800	27.82	达标	①
				NO_x	100	3.48		240	8.35	达标	
				烟粉尘	20	0.70		120	4.17	达标	
	公用工程	锅炉烟气	29400	SO_2	10	0.29	15	10	0.29	达标	②
				NO_x	30	0.88		30	0.88	达标	
				烟粉尘	10	0.29		10	0.29	达标	
	辅助设施	火炬长明火烟气	315	SO_2	10	0.003	65	550	0.17	达标	③
				NO_x	180	0.056		240	0.08	达标	

脱硫站	排放废气装置、设备名称		废气量（Nm^3/h）	污染因子排放情况			排放高度（m）	执行标准		达标情况	标准来源
				污染因子	mg/Nm^3	kg/h		mg/Nm^3	kg/h		
				烟粉尘	27	0.009		120	0.04	达标	
彭州 6	制硫部分	尾气焚烧炉外排尾气	49500	SO_2	100	4.95	40	400	19.80	达标	①
				NO_x	100	4.95		240	11.88	达标	
				烟粉尘	20	0.99		120	5.94	达标	
	公用工程	锅炉烟气	39200	SO_2	10	0.39	15	10	0.39	达标	②
				NO_x	30	1.18		30	1.18	达标	
				烟粉尘	10	0.39		10	0.39	达标	
	辅助设施	火炬长明火烟气	420	SO_2	10	0.004	75	550	0.23	达标	③
				NO_x	180	0.075		240	0.10	达标	
				烟粉尘	27	0.011		120	0.05	达标	

备注：①《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）；②《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅，2020 年第 2 号）；③《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

表 4.2-56　脱硫站废气污染物核算表

项目	SO_2				NO_x				烟粉尘				硫化氢		非甲烷总烃	
	设计值		标准值		设计值		标准值		设计值		标准值					
	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a
彭州 3 脱硫站	1.116	8.93	8.205	65.64	1.387	11.10	2.794	22.35	0.323	2.59	1.343	10.74	0.0010	0.008	0.000046	0.00037
彭州 4 脱硫站	1.207	9.65	8.929	71.43	1.478	11.82	3.012	24.09	0.341	2.73	1.452	11.61	0.0010	0.008	0.00005	0.00040
彭州 5 脱硫站	3.775	30.20	28.288	226.30	4.416	35.33	9.309	74.47	0.999	7.99	4.508	36.06	0.0031	0.0248	0.000163	0.00130
彭州 6 脱硫站	5.346	42.77	20.422	163.38	6.201	49.61	13.156	105.25	1.393	11.14	6.382	51.06	0.0046	0.0368	0.000243	0.00194
合计	11.443	91.55	65.844	526.75	13.482	107.86	28.271	226.17	3.056	24.45	13.684	109.48	0.0097	0.0776	0.000502	0.00402

4.2.6.2 废水排放量核算

本项目产生的各类生产废水经处理后全部回用或回注，没有外排。

来自厕所、办公楼的生活污水靠管道重力流排至化粪池，各脱硫站生活污水经化粪池处理暂存后，外运至城镇污水处理厂进行处理；生产管理中心生活污水经化粪池处理后，通过市政管道，排入彭州市城市污水处理厂进行处理。

本项目生活污水排放量为 28.80t/d（10512t/a）。污染物产生量为：COD：3.15t/a，氨氮：0.32t/a，经化粪池收集后进入城市污水管网，经彭州市污水处理厂处理达标后尾水排入六支渠，汇入青白江。彭州市污水处理厂出水水质满足《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/2311-2016），折合污染物排放量 COD：0.32t/a，氨氮：0.021t/a。

4.2.6.3 固体废物排放量核算

本项目彭州3脱硫站～彭州6脱硫站产生的固体废物包括气田采出水预处理产生的污泥、气田水综合利用装置污水深度处理产生的污泥、废 COS 水解催化剂、废硫黄回收催化剂、废活性炭等。

根据污染物产生情况表核算出本项目固体废物的产生量、综合利用量及处置量，具体见表 4.2-57。

表 4.2-57　固体废物核算表

类别	污染物名称		产生量/（t/a）	综合利用量/（t/a）	处置量/（t/a）
固体废物	危险废物	废活性炭	486.48	0	486.48
		废加氢还原催化剂	14.79	0	14.79
		化验室废液	1.5	0	1.5
		废 TEG 溶剂	20.5	0	20.5
		废润滑油	1.5	0	1.5
		废脱模剂	1.25	0	1.25
		废铅蓄电池	1.2	0	1.2
	待定性	井口脱硫预处理污泥	756	0	756
	一般固体废物	废水解催化剂	33.91	33.91	0
		废硫黄回收催化剂	48.33	48.33	0
		废部分氧化催化剂	18.11	18.11	0
		废瓷球	17.67	17.67	0
		气田水综合利用处理污泥	949	0	949
		清管废渣	少量	少量	0
		废离子交换树脂	5.5	5.5	0
		取水净水场污泥	30	30	0

4.2.7 小结

（1）本项目地面工程新建 4 座天然气脱硫站和一座天然气集输站（与彭州 6 脱硫站合建）。

天然气脱硫站包括处理能力为（55～290）万 m^3/d 的天然气脱硫装置、硫黄回收装置、尾气处理装置，还包括新鲜水系统、消防水系统、蒸汽及凝结水系统、动力站、循环冷却水系统、空分空压站、燃料气系统等公用工程及火炬与放空等辅助生产。

（2）本项目废气污染源主要为工艺装置排气以及生产过程中的无组织排放，各污染源全部达标排放。项目设计有组织排放的污染物外排量分别为：SO_2 91.55t/a、NO_x107.86t/a、烟粉尘 24.45t/a，按排放标准值核算污染物外排量分别为：526.75t/a、NO_x226.17t/a、烟粉尘 109.48t/a。项目装置区无组织排放的污染物外排量为：硫化氢 0.0776t/a、非甲烷总烃 4.02×10^{-3}t/a。

（3）本项目生产废水经处理后全部回用或回注，没有外排。各站场生活污水经化粪池处理后生活污水经化粪池处理暂存后，外运至城镇污水处理厂进行处理；综合管理中心生活污水经化粪池处理后，经市政管道排入彭州市城市污水处理厂进行处理。

（4）本项目产生的固体废物主要是工艺装置产生的废催化剂、污泥、废活性炭等。其中气田采出水预处理产生的污泥 756t/a、废加氢还原催化剂 14.79t/a、废 COS 水解催化剂 33.91t/a、废硫黄回收催化剂 48.33t/a、废 TEG 溶剂 20.5t/a、废活性炭 486.48t/a、气田水综合利用处理装置产生的污泥 949t/a，各脱硫站建设危废暂存间，危险废物和一般工业固体废物分类暂存后均可得到合法合规处置。

（5）本项目高噪声设备主要有压缩机、机泵、空冷风机等，采取合理布局、减振、消声、隔声、柔性接头措施，降低设备噪声影响。

4.3 清洁生产分析

4.3.1 清洁的生产工艺与装备

4.3.1.1 钻采工程

（1）目前定向钻井技术已基本成熟，能力不断提高，使地面和地下条件受到限制的油气资源得到经济、有效的开发，能够大幅度提高油气产量和降低钻井成本，有利于保护自然环境，具有显著的经济和社会效益。

（2）本项目施工期钻井以网电为动力，不使用柴油发电机，可以节省能耗，大大降低钻井施工噪声和废气排放污染。

（3）采用丛式井组、斜井技术，大幅度减少土地占用和材料消耗，减少固废和废水的产生量。

（4）在钻井过程中，一开、二开采用环境友好的泥浆体系-水基泥浆（主要成份是水、聚合物、润滑剂等，无毒，可生物降解，降低了泥浆处理的消耗），从源头减少对环境的影响，钻井废水污染程度较低。

（5）采用套管下深穿越地下淡水层，防止污染地下水。

（6）钻井井场设置泥浆循环系统，对钻井过程中的泥浆进行循环使用，完井后的泥浆尽量回收（储备的重浆不废弃；轻浆循环利用和尽可能重复使用），泥浆循环率达到 90%以上。

（7）钻井废弃物采用泥浆不落地工艺处理，工程设泥浆不落地区。泥浆不落地工艺设备由振动筛、接收罐（2 个）、配药罐、破稳反应罐、固液分离器和缓存罐几部分组成。现场配备一定量的事故应急缓存罐（4 个 60m^3），用于特殊情况（主要指井下复杂、固井等突然大量排放钻井废弃物的情况）钻井固废的收集和存储。水基钻井岩屑及废弃泥浆送水泥厂或砖厂用于制水泥、制砖，废物综合利用。

（8）钻井废水在井场循环使用，回用率达 70%以上，剩余部分经罐车拉运至袁家环保处理站处理；洗井废水进入井场接收罐暂存后，拉运至袁家环保处理站处理；压裂返排液进入已做防渗处理的放喷池暂存，拉运至袁家环保处理站处理。上述废水经袁家环保处理站处理后交回注井回注处置，不外排。

（9）优化固井设计和工艺，保证固井质量，考虑防气串、防漏失，有效地防止对地下水的污染。

4.3.1.2 天然气脱硫工程

本项目的原料气为高含硫天然气，为了提高站场运行的安全性，减轻项目运行对周围环境的影响，本项目采用目前国际、国内应用广泛的脱硫及硫回收技术。

（1）脱硫工艺

采用复合溶剂法脱除原料天然气的几乎所有 H_2S，将 H_2S 含量从最高 4.89%mol，脱除到小于 6mg/m^3，总硫含量小于 20mg/m^3，达到国家标准《天然气》（GB17820-2018）一类气的要求，彭州 5、彭州 6 脱硫站总硫黄回收率达到 99.9%以上。

（2）工艺设备

工艺设备整体采用国内领先或先进水平的设备，关键设备选用达到国际先进水平的设备，以确保装置的稳定性。

本项目采用集散型控制系统（DCS）对全站工艺装置、辅助生产设施及重要的公用设施进行集中监视、控制和管理。工站在气源进口、脱硫装置两端、脱水装置两端、主要的酸气设备两端等处进行连锁控制。实现统一的监视、控制和调度，以减少因突然事故发生而放空的天然气量。

（3）尾气处理工艺

彭州 3、彭州 4 脱硫站硫黄规模较小，选用部分直接氧化+碱液烟气脱硫工艺能够满足环保排放要求，废水排放量较小，更为经济合理；彭州 5、彭州 6 脱硫站采用尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺，提高硫黄回收率。焚烧炉尾气中 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3，远低于《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB 39728-2020）中 400mg/Nm^3 和 800mg/Nm^3 要求。

4.3.1.3 地面集输工程

在天然气集输过程中采用先进的集输工艺技术与集输系统配管技术，针对天然气输送、处理、储存等过程，制定污染预防措施。

（1）采用井口脱硫工艺

含 H_2S 天然气自各平台井口产出后，经加热器、气液分离器分离，分离后的酸性气体进入同平台的脱硫单元，净化后的天然气集中外输，避免了酸气管线长距离输送中间存在的环境风险。

（2）采用密闭不停气清管流程，减少清管作业时天然气放空损耗

工艺站场采用半自动密闭清管流程，在清管操作时，实现不停气清管，避免清管过程中天然气大量放空。通过合理设置清管作业放空管段的长度，减少就清管过程中的天然气放空损耗。

（3）及时清管，提高管线输送效率

脱硫站设置清管球（器）收发装置，及时清管，减少天然气输送压力损耗，提高管输效率。

（4）优化工艺方案，减小能源消耗

采用先进的 SCADA 控制系统，对管线全线实行优化运行管理和监控，模拟各种情况下管线系统的最佳运行工作状况与最佳运行参数，正确预测天然气需求，为调度决策提供指导，确保管线及设备在最佳状态下运行，降低能源的损耗。

（5）气田采出水、制硫废水、循环水排污水经处理后用于循环冷却补充水，减少污水排放，减少了新鲜水取水量。

（6）采用节能设备

站场及管网中的 ESD 阀也为先进设备，具有密封性能好，使用寿命长、能耗少的优点。

4.3.2 资源能源利用情况

4.3.2.1 能耗分析

本项目站场工程使用一次能源和二次能源，一次能源有燃料气，二次能源有电力与蒸汽，其中蒸汽为站场内自产；耗能工质包括各类水、压缩空气、氮气等，其中新鲜水由外部供给，其他工质由站场内自产。

本项目主要耗能工质的消耗量以及综合能耗详见表 4.3-1。

表 4.3-1　川西气田综合能耗表

序号	项目	消耗量		能量换算指标		能耗（10^4MJ）	折算标煤（tce）
		单位	数量	单位	系数		
1	新鲜水	万 m^3	256.6	MJ/T	7.54	1934.764	660.17
2	电力	万 kw/h	15385.4	MJ/（hw h）	3.6	55387.44	18899.05
3	燃料气	万 m^3	8583.9	MJ/m^3	34.015	291852.6	99584.60
4	总综合能耗	34.9175 亿 MJ					
5	单位综合能耗	20539.69MJ/万 m^3					

单位综合能耗相当于每加工万 m^3 天然气消耗 20539.69MJ 能量，折合 700.85kg 标煤或 604.11m^3 天然气。

根据调研，国内天然气生产综合能耗一般为 158.22kgce/万 m^3~800kgce/万 m^3。本项目属于高硫气田，脱硫成本相对较高，且为满足环保要求对焚烧炉尾气增加了脱硫工艺，相应增加了能耗。

各单井设蒸汽加热器代替燃气加热炉，充分利用了脱硫站蒸汽余热，节省燃气消耗。

4.3.2.2 节水措施

（1）钻井过程充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池沉沙处理后打入污水循环回收罐循环使用，减少新鲜水的使用量。

（2）采出水中含有大量的 H_2S、Cl^-等。根据地面工程方案，为降低废水运输风险，在天然气脱硫站进行气提处理。吹脱的 H_2S 进入脱硫系统，除硫后的污水送至气

田水综合利用装置进行深度处理。产水满足《工业循环冷却水处理设计规范》（GB/T50050-2017）要求作为循环冷却水再次利用。

项目在开发过程中，以节能、降耗、减污、增效为目标，将整体预防的环境战略持续应用于生产过程中，使污染物的产生量、排放量最小化，最大限度地降低能耗水平，使项目开发的清洁生产保持在一个较高的水平上。

4.3.2.3 节能措施

（1）钻井废弃泥浆、污水、碎岩屑全部按照不落地工艺，泥浆闭路循环使用，减少废弃泥浆产生量，并可减少钻井废水和岩屑的污染程度，污水经沉淀澄清后部分回收利用。

（2）采用网电钻井，单井钻井工程折算后可节约柴油 213.9t。

（3）选用具有良好选择性的复合溶剂作脱硫溶剂，降低溶液循环量，采用串级再生工艺减少溶剂再生的处理规模，节省设备投资，降低了能耗和公用工程消耗。

（4）脱硫装置贫液和酸气采用空冷加水冷的冷却方案，在满足工艺要求的前提下尽可能地节约用水，降低能耗。

（5）将脱硫装置的闪蒸气用作燃料气，降低燃料气消耗量。

（6）选用技术先进的节能型电气设备，提高供电网络的功率因素，降低电网和电气设备的自身能耗。

（7）采用高效绝热材料，完善保温结构，减少设备、管线的散热损失。

（8）尽可能回收蒸汽凝结水，提高回收率。

（9）利用硫黄回收余热锅炉发生 3.5MPa 中压蒸汽、尾气焚烧炉余热锅炉发生 0.5MPad 低压蒸汽

（10）克劳斯主风机、空压机和循环水泵采用蒸汽透平，乏气用于工艺装置加热，实现了蒸汽的梯级利用，提高了热能利用效率。

4.3.3 产品清洁性

本项目产品为天然气，经过净化处理后天然气是清洁、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的温室气体 CO_2 只是煤炭的一半左右，比石油还少三分之一。天然气与电力相比较，在燃料费上的节省是显著的，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。天然气、原油与煤燃烧的三

废产生量对比见表 4.3-2。

表 4.3-2　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”。

4.3.4 污染物达标排放

本项目各项废水全部回用或回注，不外排；锅炉烟气、焚烧炉尾气、无组织排放均能满足排放标准要求；固体废物全部得到合规处置；经预测厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）要求。具体见 4.2.5 章节。

4.3.5 废物回收利用

本项目废物回收利用主要从以下方面来分析：

硫化氢资源化：天然气中的硫化氢经脱硫装置、硫黄回收装置、尾气处理装置处理后，总硫回收率达到 99.9%以上；回收的硫黄可以用于制酸、制盐等化工行业；制得的酸或盐等物质又成为其他行业所需要的原材料。

中水回用：将气田采出水送酸性水气提装置处理后经气田水综合利用装置深度处理后回用于循环水补水，实现了水资源的物质闭环循环，符合循环经济的三个原则。

余热利用：回收、循环利用蒸汽、燃料气、高温位热能和低温位热能。

因此，本项目能做到废物回收利用最大化，符合清洁生产的要求。

4.3.6 环境管理要求

建设单位彭州气田（海相）项目部建立有完善的环境管理体系，明确了组织机构及人员配置和环境管理部门的主要职责，设立有完善的规则规定和运行机制。针对本项目的特点，建立了建设期和生产期一体化的 HSE 管理体系，将使各种开发运行活动相关人员的健康、安全得到保证，对环境的破坏和影响降低到最小程度。

本项目环境管理实行四级管理，在各自负责的范围内行使安全监督、检查和奖惩职责。中国石化股份有限公司为一级管理机构；西南油气分公司为二级管理机构，下设有安全环保部，负责安全、环境保护工作的组织和领导；彭州气田（海相）项目部

负责该气田集输的日常安全、环保管理工作；彭州气田（海相）项目部下设安全环保部门，有专职的安全环保员负责 HSE 方面的日常工作。

4.3.7 清洁生产结论及建议

本工程采用了先进的钻井、集输及脱硫工艺，从工艺技术、资源能源利用、污染排放、废物综合利用、施工及运行管理等方面均符合清洁生产原则。工程从钻井施工工艺、脱硫工艺来看，均最大限度的减少了生态破坏、污染物排放及能源消耗，最大限度的保证了设施的安全运行，达到了国际先进的清洁生产水平。

为了进一步提高清洁生产水平，本报告提出如下建议：

（1）加强对员工的岗位培训和安全环保意识教育；

（2）推进企业清洁生产审核，能使企业行之有效地推行清洁生产，最终提高企业的产品质量和经济效益；

（3）清洁生产是全过程的污染控制，通过加强管理，减少生产中的跑、冒、滴、漏现象，培养生产人员环保理念；同时由企业领导直接负责全厂的环保管理工作，并定期考核，将环保管理工作覆盖到全厂各工段。

5 区域环境现状调查与评价

5.1 区域环境概况

5.1.1 自然环境

5.1.1.1 地理位置

川西气田位于四川盆地彭州-大邑地区油气勘查区块内，地处四川省成都市彭州中部，地理上处于东经 103°36'～104°06'、北纬 30°50'～31°12'范围内，行政上隶属四川省成都市彭州市，东南距成都市主城区约 45km。主要涉及乡镇包括丽春镇、隆丰镇、葛仙山镇。本项目地理位置见图 5.1-1。

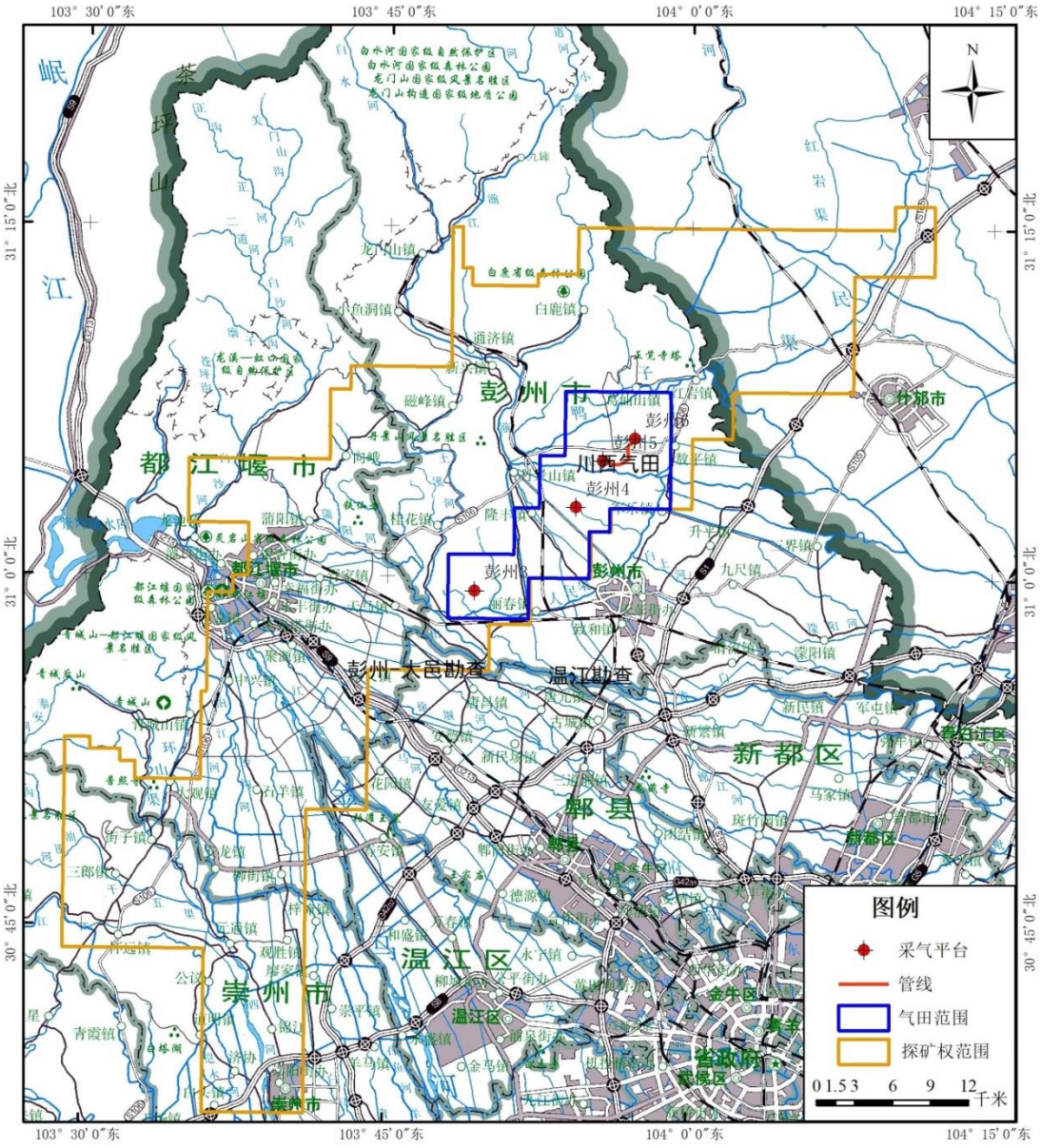


图 5.1-1　川西气田地理位置

川西气田区内主要公路有成彭高速公路、成绵高速公路复线、成都第二绕城高速、省道 105、省道 106、石化大道、彭白路、彭青路、天桂路、北桂路和中崇路等，铁路有成灌、成汶两条铁路主干线，总体交通条件良好，可为气田生产建设提供良好的交通依托。

5.1.1.2 地形地貌

彭州市位于四川盆地西部，是在成都凹陷基础上发育起来的地貌格局。境内地质、地貌复杂。龙门山褶断带斜穿县境北部。从古生代到新生代及第四纪地层，大多有出露，且有岩浆岩分布。地貌类型包括高、中、低山和丘陵、平原，大体为“六山一水三分坝”。大体以谭家场、关口、万年场、红岩场一线为界，以北属“龙门山山地区”，以南属“成都平原区”。山地地处市境西北部，属龙门山脉南段，分玉垒、华蓥和光山三条支脉。整个地势，宛如一把巨型浮雕靠背椅，上倾斜而高峻，下平坦而广阔。北部群山起伏，争拱玉垒，最高处太子城主峰海拔 4814m，终年云雾缭绕，积雪堆银；南部平畴万顷，绿禾盈野，最低处三邑乡乌鸦埝海拔仅 489m。两级相差 4325m。

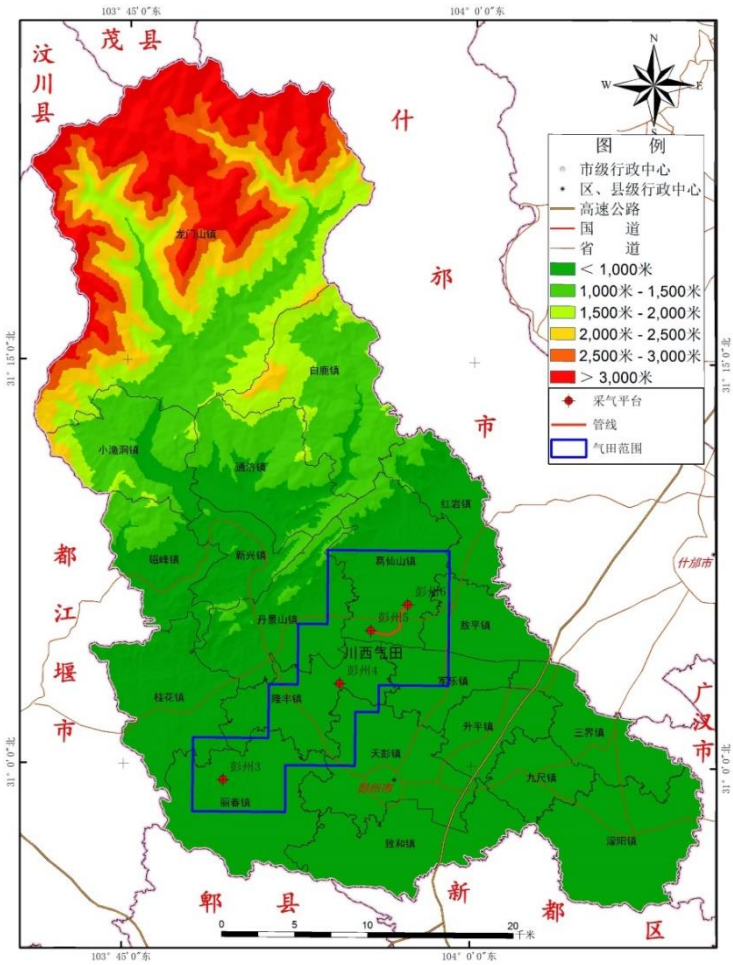


图 5.1-2 区域地势图

彭州市地形比较复杂，地势西北高、东南低、南北长、东西窄，有山地、丘陵和平原三种地貌。北部为山地，中部为丘陵，南部为冲积平原。本项目地处成都冲洪积平原湔江冲洪积扇的中上端。地貌形态单元包括单斜低山、河湖相及冰水堆积台地、冰水堆积扇状平原、湔江冲洪积扇、一级阶地及漫滩等五种类型（图 5.1-3）。

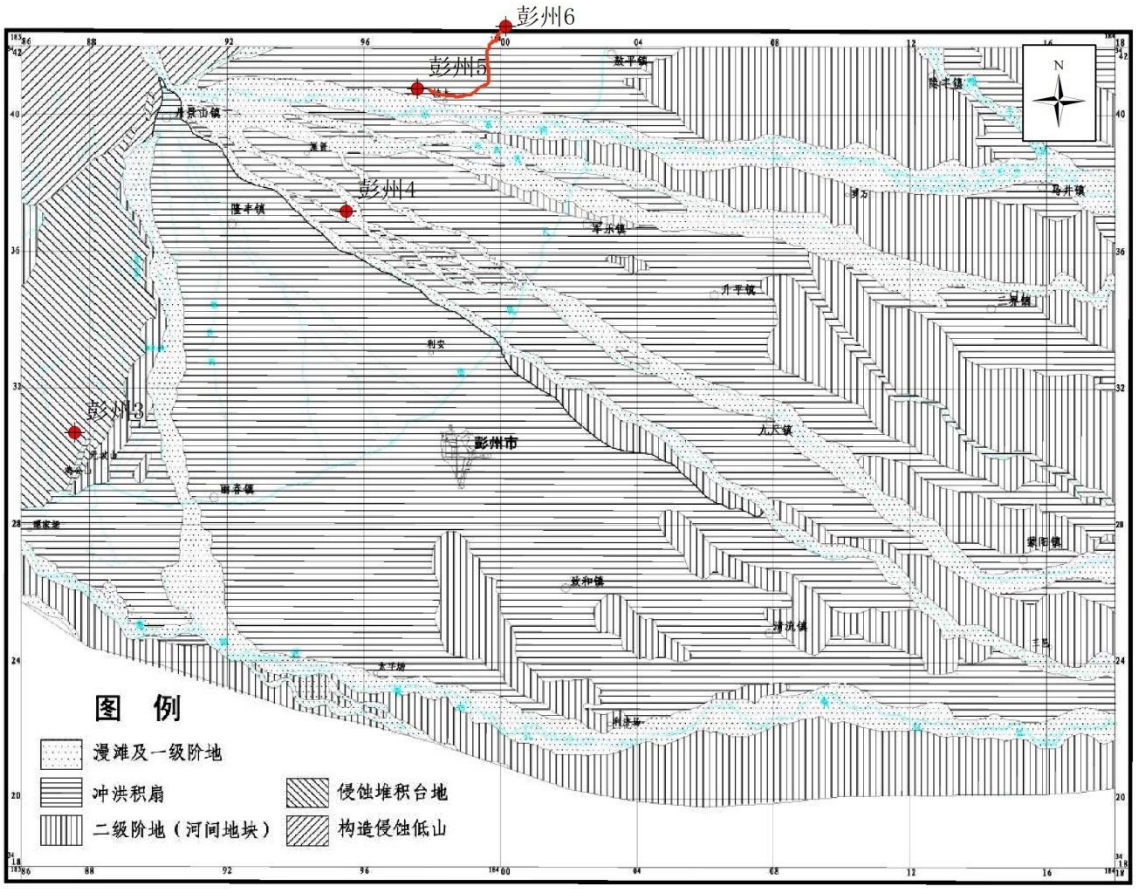


图 5.1-3　彭州市地貌单元图

（1）单斜低山：位于评价区西侧，地处思文场背斜南东翼，坡向与地层倾向相同，倾向南东，地面高程 750～1000m，主要由侏罗系砂岩、泥岩、砾岩等红色地层组成。

（2）河湖相及冰水堆积台地：位于评价区西侧，由更新统河湖相堆积和中更新统冰水堆积物构成，台面北高南低，总体向南倾斜，地面高程 670～750m，台面受后期流水侵蚀切割影响，相对高差 20～50m，台面起伏不平，呈丘、岗状展布。

（3）冰水堆积扇状平原：由上更新统冰水堆积物组成，龙门山山前地带被全新世冲洪积扇覆盖，在太平、清平、升平一线南东出露，构成微倾斜的扇状平原，以 3～4‰的坡降向平原下游倾斜，被后期河流切割成河间地块，为二级阶段，阶面一般高出河水面 6～8m。

（4）湔江冲洪积扇：由全新统冲洪积层组成，自彭州市关口向南东倾斜，前缘抵达太平、清平、升平一线，与冰水堆积二级阶地河间地块呈犬牙状交接，北西抵南北向展布的台地，北抵鸭子河，南以青白江为界。扇顶坡降 11～12‰，中、下游平均 6～8‰。

（5）一级阶地及漫滩：沿河道两侧呈条带状分布，宽 10～1000m，由全新统冲积砂卵石组成，上叠于全新统冲洪积或上更新统冰水堆积物之上。一级阶地阶面一般高出河水面 3～5m，向河床及下游倾斜。漫滩多呈条形、新月形，高出河水面 0.5～2m，滩面向河心倾斜。

本项目处于川西平原西缘，地势上较为平坦，工农业发达，土壤以轻亚粘土为主。地貌形态单元主要为一级阶地及漫滩，彭州 3 脱硫站选址位于丘陵区，其余脱硫站选址均在平原区，地势较为平坦。

5.1.1.3 地层岩性

本项目位于冰水堆积扇状平原，地层主要为：第四系全新统冲洪积层（Q_4^{al+pl}）、第四系上更新统冰水堆积层（Q_3^{fgl}）、第四系中更新统坡积层（Q_2^{gl}）、侏罗系上统莲花口组（J_3^{l1}）和侏罗系中统遂宁组（J_2^{sn}）。

（1）第四系

1）全新统冲洪积层（Q_4^{al+pl}）

分布于山区沟口冲洪积扇和河谷一级阶地，厚 10～15m。以灰色、灰褐色砾石土、卵砾石土、漂卵砾石土为主，夹砂层或透镜体，石质成分复杂，以砂岩、粉砂岩、灰岩、花岗岩等为主，粒径一般 2～20cm 者最多，少数 20～80cm，磨圆度较好。

2）上更新统冰水堆积层（Q_3^{fgl} ）

广泛出露于场地南部，形若二级阶地，一般厚 0～25m。从上至下可分两层：上层为棕黄、褐黄、灰黄人色粉砂质粘土-粘质粉砂土-砂层。矿物成分以石英为主，次为长石、云母。粒径由下往上逐渐变小，粘粒增加。下层为褐黄、黄褐色弱风化含泥砂砾石层，砾石成分以花岗岩、砂岩为主，磨圆度较好，砾径一般 10～30cm，巨大漂砾 130cm，沉积岩多被风化，充填褐黄色粗中砂。

3）中更新统（Q_2^{gl} ）

本项目场地地表未见出露，侵蚀堆积于侏罗系地层之上，厚 5～120m 以上，埋深约 25m 以下。地层岩性为黄棕、黄褐色强风化含砂泥砾层。砾石分选差，砾径一般 5-20cm，大者 30～50cm.砾石成分复杂，以花岗岩、石英岩为主，次为砂岩及变质

岩，风化严重，砾间充填砂质粘土。

（2）侏罗系（J）地层

1）侏罗系上统莲花口组（J_3^{l1}）

紫灰色中层岩屑砂岩、砾状砂岩与棕红色粉砂岩、砂质泥岩不等厚韵律互层夹透镜状灰质砾岩，胶结物以硅质、钙质为主，砂、砾岩约占 60%，泥岩占 40%，厚 768-1510m。在区域北部有出露，其他大部分被第四系覆盖。

2）侏罗系中统遂宁组（J_2^{sn}）

棕红色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩夹紫灰色中层岩屑砂岩、灰质砾岩，胶结物以硅质、钙质为主，砂、砾岩约占 60%，泥岩占 40%，厚 155～499m。在区域西北部有出露，其他大部分被第四系覆盖。

5.1.1.4 地质灾害

1980 年，四川省地质局、地震局地震地质编图组，按构造带中分布比较集中、地震活动性相似的原则，将四川主要构造带划分为 6 个地震带。根据县志记载，彭县对地震有感，多次震源来松（潘）雅（安）地震带（包括一般所称的龙门山地震带），受龙泉山余脉磨盘山断裂的地质构造活动影响发生小震 1 次。2008 年 5 月 12 日汶川的 8 级大地震，本项目所在区域亦有强烈的震感。从区域地震地质背景和第四系工程地质总体特征分析，场地的稳定性总体较好。

5.1.1.5 气象气候

根据气象局提供的资料，彭州市属四川盆地亚热带湿润季风气候，四季分明，春秋短，夏冬长，雨量充沛。

根据彭州市 1984～2013 年累年气象资料：

气压：平均气压 947.7hPa；

降水量：平均值 877.5mm，最大年降水量 1405.4mm，最小年降水量 584.8mm；

气温：极端最高气温 36.7℃，极端最低气温-4.6℃，平均气温 15.9℃；

日照时数：平均值 1091h；

小型蒸发量：平均值 960.5mm；

湿度：平均湿度 80%；

风速：平均风速 1.3m/s，极端最大风速 8.9m/s，多年极端最大风速 8.9m/s；

降水量：最大小时降水量 62.2mm；

地温：1.6m 深度平均地温 17.3℃；

其他数据：雷暴日数平均值 27 天，沙尘暴日数 0 天，无霜日数平均值 21.9 天，极端最大积雪深度微量；

根据彭州市 1984～2013 年累年极端气象资料，可知：

（1）气温：极端最低气温出现月的平均最低气温：4.1℃，极端最低气温出现月份：12 月，极端最高气温出现月的平均最低气温：32.1℃，极端最高气温出现月份：8 月；

（2）湿度：极端最低气温出现月的平均相对湿度：85%，极端最低气温出现月份：12 月，极端最高气温出现月的平均相对湿度：79%，极端最高气温出现月份：8 月，最长连续降雨天数：14 天。

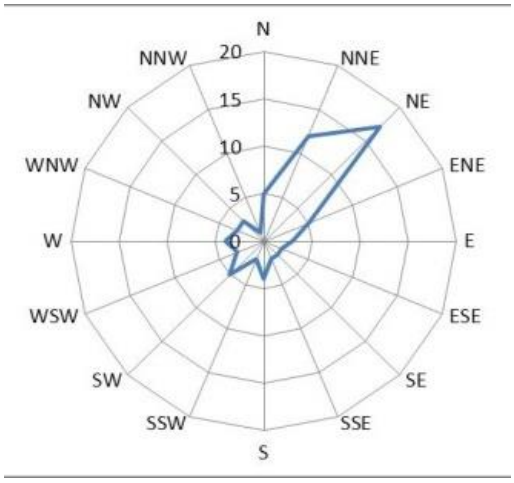


图 5.1-4　彭州市站 1984-2013 年累年年风向玫瑰图（静风=28%）

5.1.1.6 水文

（1）地表水

彭州市有大小河流 90 条，分属沱江、岷江两个水系。关口以北山区和市境东南部的大片面积属沱江流域，市境西南和南部边界地区属岷江流域。属沱江流域的河流，主要有湔江及其支流和分流各河，属岷江流域的有蒲阳河-青白江。人民渠引都江堰之水入境，渠道过水能力为 150m^3/s，6 号支渠纵贯发展区。本项目所在地区域水系图见图 5.1-5。

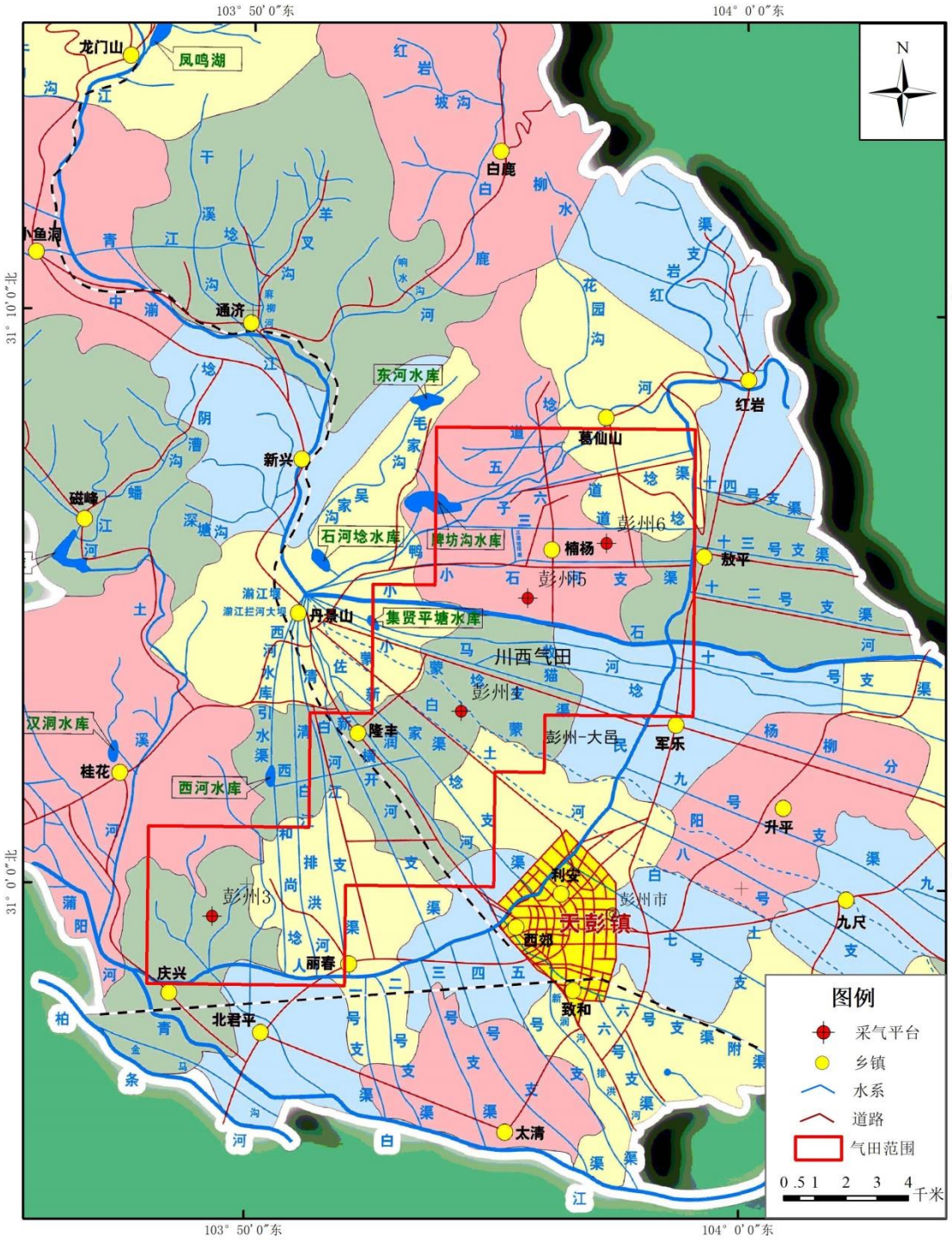


图 5.1-5　本项目周边水系图

与本项目密切相关的主要河流是湔江。湔江，古称湔水、濛水、玉村河，是沱江上游的支流之一，也是彭州境内流域面积最广、流程最长、影响最大的自然河流，其流域面积为 2057km^2。它的主源在龙门山镇北部红龙池和乾龙池，全长 128km，在彭州市境内长约 90km，年平均径流量为 26.3m^3/s。湔江主要支流有白水河、白鹿河等。湔江流出关口后，以前分为九条河，即鸭子河、小石河支渠、马牧河、小濛阳河、濛

阳河、白土河、新润河、新开河和青白江。马牧河，又名小石河，全长 93.2km，彭州市境内长 21km，宽度 200m～800m，河道由西向东流经彭州市的九陇、楠杨、隆丰、军乐、敖平、三界等镇后于马井流入德阳市境内，与鸭子河汇合后在广汉城区以东易家河坝汇入石亭江，向东流至金堂县注入沱江。本项目彭州 5 脱硫站位于小石河北侧约 300m 处。

蒲阳河-青白江，是彭州市灌溉、输水和排洪的主要河流之一，也是人民渠 480 多万亩灌区的输水干渠，全长 107km，在金堂县境内汇入沱江。因蒲阳河集都江堰市、彭州市属沱江流域的区间水，又引都江堰的岷江水，故属于“双生水源”河道。蒲阳河年平均进水量 89.8m^3/s，自然河道集雨面积 299km^2。本项目彭州 3 脱硫站位于青白江支渠东北侧约 3.7km 处。

人民渠，原名“官渠堰”，是 1953 年春正式动工兴修的大型水利灌溉渠道。渠首由蒲阳河引水，渠首过水能力可达 135m^3/s，灌溉成都、德阳、绵阳、遂宁四市十三县（区）480 多万亩耕地，且灌面在不断发展中。彭州市境内干渠长 39.7km，流经天彭、丽春、军乐、敖平、红岩等五个镇，灌溉面积达 31 万多亩。本项目彭州 6 脱硫站距离人民渠约 5km，彭州 5、彭州 6 脱硫站用水取自人民渠。

（2）地下水

根据可研提供资料显示，彭州地区水资源总量约为 18.98 亿 m^3/a，地下水水量为 3.97 亿 m^3/a，年均降水量 17.466 亿 m^3，有效降水量 3.83 亿 m^3/a。项目建设地属第四系松散岩类孔隙水，含水介质为砂、孵石层，粒径一般为 20cm～31cm，渗透性均好，导水性好，含水介质厚 7m～21m，渗透系数（k）一般为 19m/d～115m/d，给水度（u）在 0.10～0.18 之间。水质属重碳酸钙型，无侵蚀性。该区地下水的补给来源为降水入渗，通过地下径流排泄。动态水位 2～10m 之间。地下水径流方向为向东、东南流。

5.1.2 各脱硫站周边环境现状调查

（1）彭州 3 脱硫站脱硫站

彭州 3 脱硫站位于丽春镇长廊村 8 组，丽春镇西北侧约 4km 处。丽春镇域内地势西北高于东南，相对高差为 85m，其余都属湔江冲积平原，新开河，清白江支流由北至南纵贯境内，人民渠自西向东横穿镇域中南部，全镇土壤肥沃，灌溉便利，气候温和湿润，年平均气温 15.5℃，年降雨量 1000mm 左右，属四川盆地亚热带季风温润气候，农作物产量稳定，多种经营有较大发展，农业以生产水稻、玉米等为主；经济作物主要以油菜、花生、柑橘、蓝莓为主。彭州 3 脱硫站现状调查见图 5.1-6。



图 5.1-6　彭州 3 脱硫站现状

（2）彭州 4 脱硫站

彭州 4 脱硫站位于隆丰镇富集村和九龙村，隆丰镇东侧约 3.5km。隆丰镇地处彭州市北部距彭州市 3 公里，距成都市 44 公里，属于“天府之国”的腹心地带。全镇幅员面积 47km^2。农业生产主要以水稻、小麦为主；经济作物主要以蔬菜、中药材、彭州柚、食用菌、五倍子、蚕桑、大蒜、蒜台为主。彭州 4 脱硫站位于彭州石化南侧绿化带范围内，彭州 4 脱硫站现状调查见图 5.1-7。



图 5.1-7　彭州 4 脱硫站现状

（3）彭州 5、彭州 6 脱硫站

彭州 5 脱硫站位于彭州市葛仙山镇西南侧约 6.5km 的杨柳村 8 组。彭州 6 脱硫站位于葛仙山镇南侧约 3.8km 的文林村。

葛仙山镇以鸭子河为界，北是丘陵、低山区，南是广袤平原，面积 72.4km^2。农作物主要以水稻、玉米、豌豆、大豆及其它杂粮等；经济作物类有油菜、蔬菜、川芎、水果为主；养殖业主要以猪、鸡、兔、蜂等为主。脱硫站现状调查见图 5.1-8 至图 5.1-9。



图 5.1-8 彭州 5 脱硫站现状



图 5.1-9 彭州 6 脱硫站现状

5.1.3 区域环境敏感目标分布

（1）集中式饮用水水源保护区

根据调查，川西气田周边饮用水水源保护区主要有成都市自来水六厂、成都市自来水七厂、什邡市第三水厂水源地和沙金河凤鸣湖段水源地，具体范围见表 5.1-1，与本项目建设内容位置关系见表 1.9-2 及附图 1-1。

（2）自然保护地

根据调查，川西气田周边自然保护地主要有白水河国家级自然保护区和飞来峰自然保护区。

四川白水河国家级自然保护区。位于四川省成都市彭州大宝镇和小鱼洞乡境内，距离成都 70km，地埋坐标介于东经 103º41′~103º57′，北纬 31º10′~31º29′之间，东与德阳市九顶山自然保护区相连，北与汶川县交界，西与都江堰龙溪－虹口国家级自然保护区接壤，总面积 30150 公顷。其中，核心区面积为 17170 公顷，缓冲区面积 5065 公顷，实验区面积为 7915 公顷，属森林及野生动物类型自然保护区，主要保护对象是大熊猫等珍稀野生动植物和生物多样性。

四川彭州飞来峰自然保护区（原龙门山巨型冰川漂砾地质遗产自然保护区）位于彭州市北部山区，地处龙门山中断东南缘，保护区面积 70.4 平方公里，保护区以飞来峰地质遗迹为保护主体、兼顾珍稀动植物保护的综合自然生态系统保护区，主要保护对象为龙门山前缘推覆构造带上具有极高地学价值的飞来峰地质遗迹、岩溶地貌和区内地震灾后脆弱的自然生态系统。

自然保护区与本项目建设内容位置关系见表 5.1-2 及附图 5-1。

表 5.1-1　川西气田周边饮用水水源保护区信息一览表

序号	名称	类型	水源所在地	设计能力（$10^4m^3/d$）	保护区范围						保护区批复情况		备注
					一级保护区		二级保护区		准保护区				
					水域	陆域	水域	陆域	水域	陆域	批准单位	批准文号	
1	彭州市龙门山镇沙金河凤鸣湖段集中式饮用水水源	地表水型	龙门山、通济、新兴、丹景山、隆丰	20	取水口下游 170 米（凤鸣桥二级电站尾水出口及汇入湔江处）沿凤鸣桥电站引水管渠向上游延伸 11850 米至凤鸣湖堤坝的全部水域范围；凤鸣湖堤坝上溯 1000 米的正常水位线以下的全部水域范围	一级保护区水域边界沿两岸水平纵深 50 米但不超过分水岭的陆域范围	凤鸣湖一级保护区水域上边界沿沙金河方向上溯 2000 米的正常水位线以下的全部水域范围；牛圈沟汇入凤鸣湖水库处起沿牛圈沟方向上溯 4000 米的 10 年一遇洪水所能淹没的全部水域范围（包括牛圈沟和原沙金车间引水管渠）	沙金河方向凤鸣湖堤坝处至二级保护区水域上边界和牛圈沟方向牛圈沟口至二级保护区水域上边界两岸纵深 1000 米，但不超过分水岭的除一级保护区外的全部陆域范围	沙金河二级保护区上边界上溯 5000 米的 10 年一遇洪水所能淹没的全部水域范围；牛圈沟二级保护区上边界上溯至白水河自然保护区外边界处的全部水域范围	沙金河二级保护区上边界上溯 5000 米的 10 年一遇洪水所能淹没的全部水域范围；牛圈沟二级保护区上边界上溯至白水河自然保护区外边界处的全部水域范围	省政府	川府函〔2013〕223 号	水源保护区位于本项目上游
2	成都市自来水七厂柏条河集中式饮用水水源	河流型	丽春	100	取水口上游 1000m 至下游 100m，两岸河堤之间的全部河道水域	柏条河左岸纵深 100m 陆域	取水口下游 300m 至上游都江堰界，两岸河堤之间的全部河道水域	取水口下游 300m 至上游都江堰界左岸纵深 500m 陆域	柏条河火花村取水口二级保护区上游边界向上游延伸至成都第三绕城高速之间的集水区范围内的全部水域和陆域		省政府	川府函〔2014〕212 号	彭州 3 脱硫站与柏条河之间有蒲阳河相隔

序号	名称	类型	水源所在地	设计能力($10^4m^3/d$)	保护区范围						保护区批复情况		备注
					一级保护区		二级保护区		准保护区				
					水域	陆域	水域	陆域	水域	陆域	批准单位	批准文号	
3	成都市自来水六厂柏条河集中式饮用水水源	河流型	丽春	40	取水口下游闸门处至其取水口上游 2000m 两岸河堤之间的水域范围	两岸纵深水平距离 200 米的陆域	七厂取水口以下彭州市市境内全部水域	二级保护区水域边界向左岸纵深 1000m，但不超过流域分水岭范围陆域	水域边界向两岸纵深至徐堰河、柏条河六水厂和七水厂二级保护区、准保护区陆域边界的区域范围		省政府	川府函〔2017〕145 号	彭州 3 脱硫站与柏条河之间有蒲阳河相隔
4	人民渠集中式饮用水水源	河流型	丽春、军乐、敖平、红岩、葛仙山	8	从取水点起沿人民渠上溯 1000 米、下溯 100 米的水域	沿岸两侧纵深各 200 米的陆域	一级保护区上边界上溯 13 公里至什邡市边界	沿岸两侧纵深各 200 米的陆域	从二级保护区上边界起上溯 48.6 公里至人民渠渠首的水域及其沿岸两侧纵深各 200 米的陆域		省政府	川府函〔2013〕225 号	彭州 3 脱硫站属于青波河汇水范围，青波河下穿人民渠

表 5.1-2　本项目建设内容与周边环境敏感目标位置关系一览表

序号	名称	类别	级别	位置	相对位置关系		
					参照点	方位	距离（km）
1	白水河国家级自然保护区	自然保护区	国家级	彭州市龙门山镇	彭州 5	NW	21.5
2	飞来峰自然保护区	自然保护区	县级	彭州市白鹿镇、葛仙山镇	彭州 6	N	7.5
3	大熊猫国家公园	国家公园	国家级	彭州市龙门山镇	彭州 5	NW	21.5
4	龙门山国家地质公园	地质公园	国家级	彭州市、什邡市、绵竹市	彭州 6	N	7.0
5	龙门山风景名胜区	风景名胜区	国家级	彭州市龙门山镇	彭州 6	NW	16.7
6	白水河国家森林公园	森林公园	国家级	彭州市龙门山镇	彭州 6	NW	19.1
7	白鹿森林公园	森林公园	省级	彭州市白鹿镇	彭州 6	NW	8.6
8	云居院塔	文保单位	国家级	葛仙山镇大曲村	彭州 6	NW	4.8
9	法藏寺	文保单位	省级	丹景山镇石洞埝社区	彭州 5	W	4.8

（3）自然公园

根据调查，项目区周边分布有国家公园、地质公园、风景名胜区、森林公园等。与本项目建设内容位置关系见表 5.1-2 及附图 5-2。

（4）文物保护单位

根据调查，项目区周边分布有国家级重点文物保护单位云居院塔和省级重点文物保护单位法藏寺。与本项目建设内容位置关系见表 5.1-2 及附图 5-2。

5.2 环境空气质量现状调查

5.2.1 区域环境空气质量现状调查

根据《2020 年成都市生态环境质量公报》（以下简称质量公报），2020 年，成都市主要污染物 SO_2 年平均浓度为 6μg/m^3，NO_2 年平均浓度为 37μg/m^3，PM10 年平均浓度为 64μg/m^3，$PM_{2.5}$ 年平均浓度为 41μg/m^3，CO 日均值第 95 百分位浓度为 1.0mg/m^3，O_3 日最大 8h 平均第 90 百分位浓度为 169μg/m^3。2020 年，成都市 SO_2、NO_2、PM_{10}、CO 浓度达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准。因此，判定成都市为环境空气质量不达标区，超标因子为 $PM_{2.5}$ 和 O_3。

（1）月均环境空气质量数据统计

根据质量公报，收集了 2020 年 5 月至 2021 年 4 月一年的 SO_2、NO_2 月平均浓度结果。统计结果见图 5.2-1、图 5.2-2。

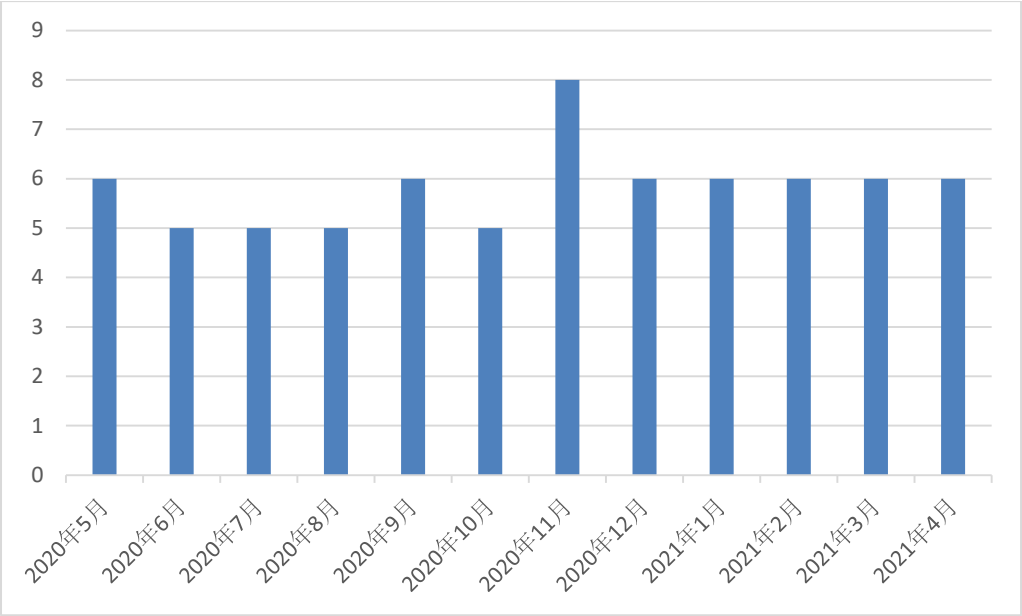


图 5.2-1　成都市 2020 年 5 月～2021 年 4 月 SO_2 月均浓度变化图　单位：μg/m^3

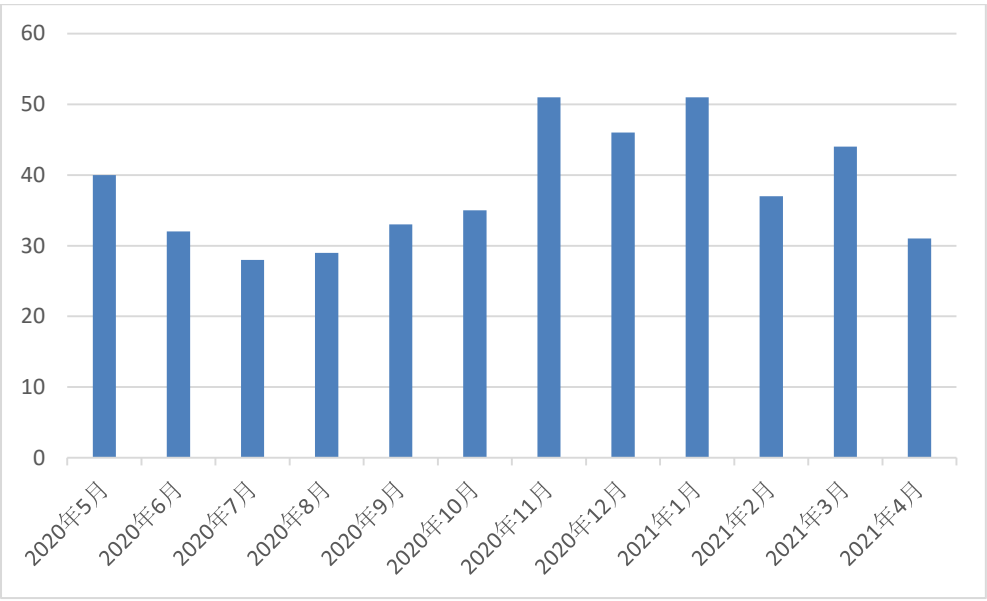


图 5.2-2　成都市 2020 年 5 月～2021 年 4 月 NO_2 月均浓度变化图　单位：μg/m^3

根据图 5.2-1、5.2-2 可知：从 2020 年 5 月到 2021 年 4 月一年中，SO_2 最大浓度出现在 2020 年 11 月，最小浓度出现在 2020 年 6 月、7 月、8 月、10 月；NO_2 最大浓度出现在 2020 年 11 月、2021 年 1 月，最小浓度出现在 2020 年 7 月。由此，初步判断：SO_2 排放随季节波动，但变化不大；NO_2 夏季排放量小、冬季排放量大。

（2）季均环境空气质量数据统计

根据质量公报，收集了 2018 年 1 季度至 2020 年 4 季度的各季度成都市环境空气质量状况。根据各季度 SO_2、NO_2 季均浓度结果进行统计分析，结果见图 5.2-3、图

5.2-4。

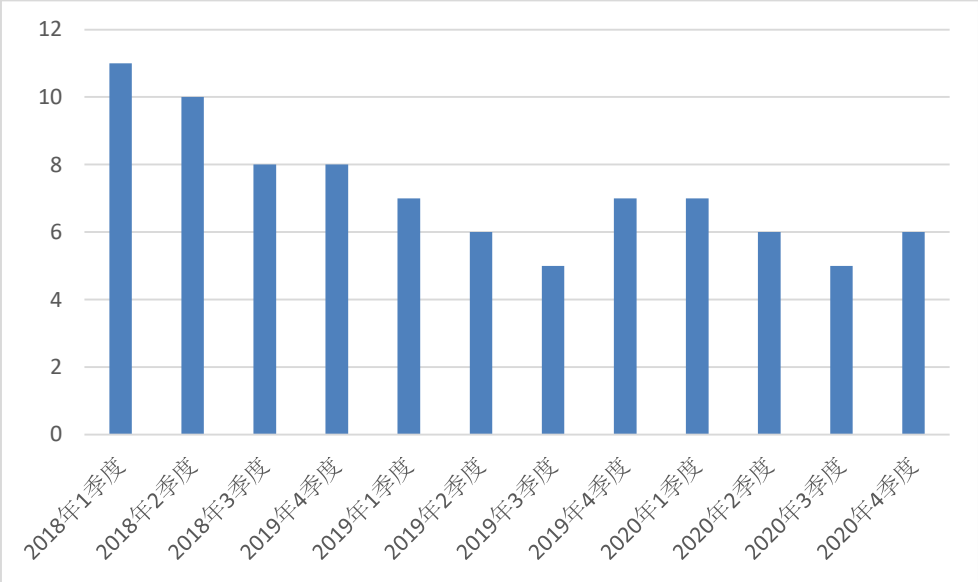


图 5.2-3　成都市 2018 年 1 季度至 2020 年 4 季度 SO_2 季均度浓度变化图　单位：$\mu g/m^3$

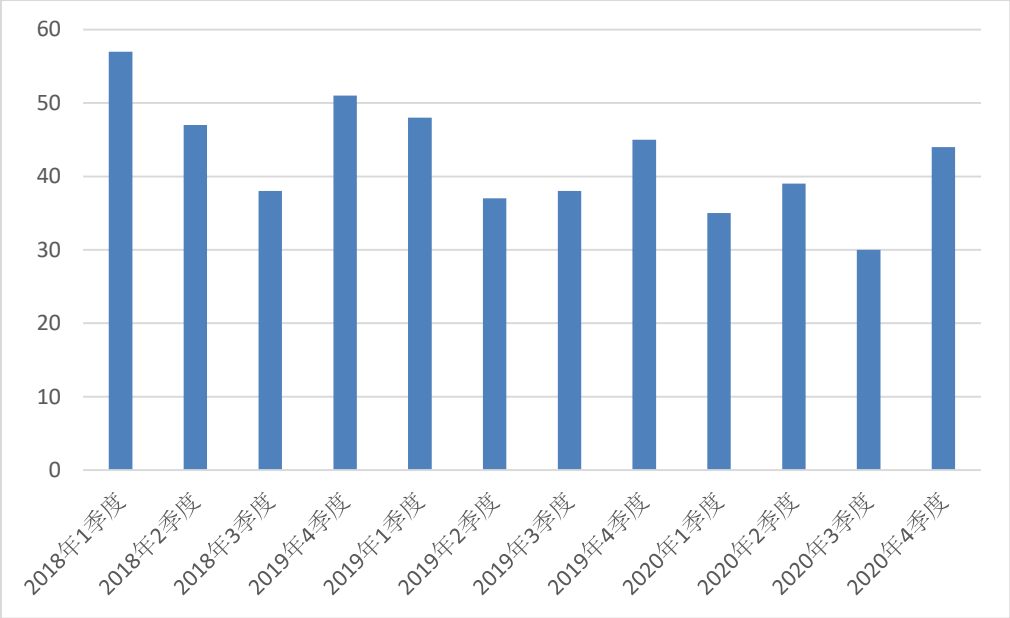


图 5.2-4　成都市 2018 年 1 季度至 2020 年 4 季度 NO_2 季均度浓度变化图　单位：$\mu g/m^3$

根据图 5.2-3 可知，成都市季均度浓度中 SO_2 浓度值变化趋势为：1 季度＞2 季度＞3 季度，4 季度≥3 季度，SO_2 浓度值较小，逐年变化不明显。根据图 5.2-4 可知，季均浓度中 NO2 浓度值变化趋势为：4 季度＞2 季度＞3 季度，整体呈逐年下降趋势。

（3）年均环境空气质量数据统计

根据质量公报，成都市 2016 年至 2020 年的 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度均呈逐年下降趋势。统计分析结果见图 5.2-5。

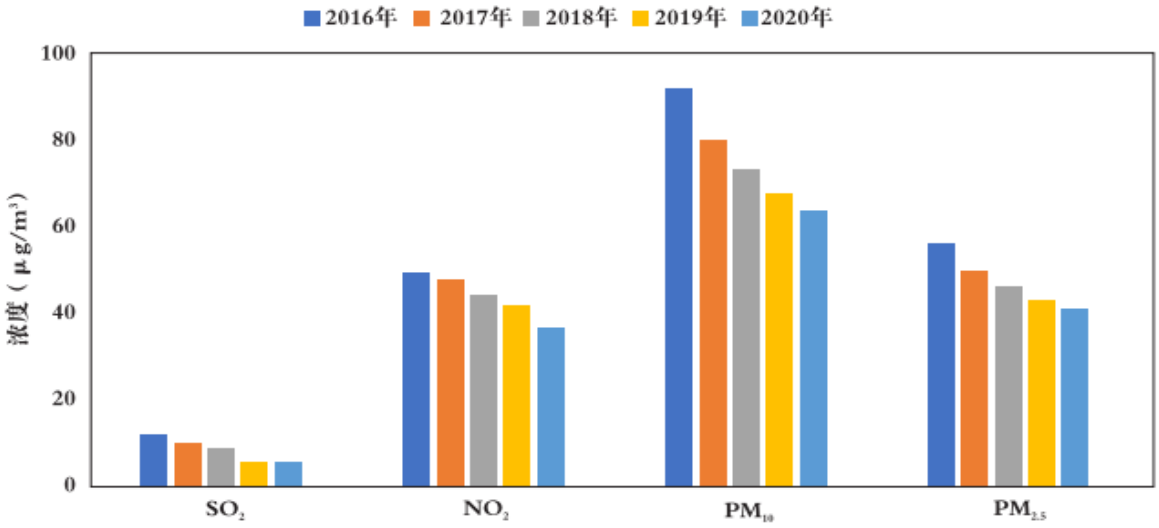


图 5.2-5　成都市 2014 年至 2017 年 SO2 年均浓度变化图　单位：μg/m^3

（4）小结

根据以上分析结果可见，成都市区域环境空气中 SO_2 浓度呈逐年下降趋势，全年中 SO_2 浓度随季节波动，有一定变化。成都市区域环境空气中 NO_2 浓度呈逐年下降趋势，全年中冬季 NO_2 浓度高，夏季 NO_2 浓度低，NO_2 浓度随季节变化较明显。成都市区域环境空气质量中 SO_2、NO_2 呈总体下降趋势，区域环境空气质量逐年改善。

本项目主要大气污染物 SO_2、NO_2 和烟尘，锅炉选用低氮燃烧、焚烧炉尾气采取碱液脱硫措施，严格控制各项污染物排放量，确保各项污染物达标排放。

5.2.2 环境空气质量背景监测

（1）监测点位

为了解项目所在地环境空气质量情况，项目部委托四川鑫川工程检测有限公司于 2019 年 2 月 18 日~25 日对气田范围内 6 个平台分别布设 1 个监测点进行背景监测，本报告引用其中彭州 3~彭州 6 共 4 个平台的背景监测结果（附件 5）。监测点位位置见表 5.2-1 及附图 5-3。

表 5.2-1 环境空气背景监测点位基本信息

编号	监测点名称	监测点坐标		监测因子
		经度	纬度	
BQ1	彭州 3 平台			$PM_{2.5}$、PM_{10}、TSP、H_2S、二氧化硫、二氧化氮、非甲烷总烃、甲硫醇、甲硫醚、二硫化碳、二甲二硫、总硫、挥发性有机物（非甲烷总烃）、臭气浓度
BQ 2	彭州 4 平台			
BQ 3	彭州 5 平台			
BQ 4	彭州 6 平台			

（2）监测频次：连续采样 7 天，每天采样 4 次，$PM_{2.5}$、PM_{10} 和 TSP 每天采样 1 次。

（3）监测结果

监测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2　背景监测结果统计表

监测点位	污染物	采样时间	样品数	监测浓度范围/（μg/m³）	评价标准/（μg/m³）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
彭州3平台	H_2S	1h	28		10	/	0	达标
	SO_2	1h	28		500	2	0	达标
	NO_2	1h	28		200	17.5	0	达标
	非甲烷总烃	1h	28		2000	7	0	达标
	甲硫醚	1h	28		/	/	/	达标
	甲硫醇	1h	28		/	/	/	达标
	二硫化碳	1h	28		40	/	0	达标
	二甲二硫	1h	28		/	/	/	达标
	总硫	1h	28		/	/	/	达标
	臭气浓度	1h	28		/	/	/	达标
	挥发性有机物	1h	28		/	/	/	达标
	$PM_{2.5}$	24h	7		75	48	0	达标
	PM_{10}	24h	7		150	66	0	达标
	TSP	24h	7		300	46.7	0	达标
彭州4平台	H_2S	1h	28		10	20	0	达标
	SO_2	1h	28		500	3	0	达标
	NO_2	1h	28		200	23	0	达标
	非甲烷总烃	1h	28		2000	15.5	0	达标
	甲硫醚	1h	28		/	/	/	达标
	甲硫醇	1h	28		/	/	/	达标
	二硫化碳	1h	28		40	/	0	达标
	二甲二硫	1h	28		/	/	/	达标
	总硫	1h	28		/	/	/	达标
	臭气浓度	1h	28		/	/	/	达标
	挥发性有机物	1h	28		/	/	/	达标
	$PM_{2.5}$	24h	7		75	92	0	达标
	PM_{10}	24h	7		150	82	0	达标
	TSP	24h	7		300	52.3	0	达标
彭州5平台	H_2S	1h	28		10	20	0	达标
	SO_2	1h	28		500	9.4	0	达标
	NO_2	1h	28		200	23	0	达标

监测点位	污染物	采样时间	样品数	监测浓度范围/（μg/m^3）	评价标准/（μg/m^3）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
	非甲烷总烃	1h	28		2000	7.5	0	达标
	甲硫醚	1h	28		/	/	/	达标
	甲硫醇	1h	28		/	/	/	达标
	二硫化碳	1h	28		40	/	0	达标
	二甲二硫	1h	28		/	/	/	达标
	总硫	1h	28		/	/	/	达标
	臭气浓度	1h	28		/	/	/	达标
	挥发性有机物	1h	28		/	/	/	达标
	$PM_{2.5}$	24h	7		75	80	0	达标
	PM_{10}	24h	7		150	58.7	0	达标
	TSP	24h	7		300	37.1	0	达标
彭州6平台	H_2S	1h	28		10	10	0	达标
	SO_2	1h	28		500	2.2	0	达标
	NO_2	1h	28		200	18.5	0	达标
	非甲烷总烃	1h	28		2000	5.5	0	达标
	甲硫醚	1h	28		/	/	/	达标
	甲硫醇	1h	28		/	/	/	达标
	二硫化碳	1h	28		40	/	0	达标
	二甲二硫	1h	28		/	/	/	达标
	总硫	1h	28		/	/	/	达标
	臭气浓度	1h	28		/	/	/	达标
	挥发性有机物	1h	28		/	/	/	达标
	$PM_{2.5}$	24h	7		75	77.3	0	达标
	PM_{10}	24h	7		150	69.3	0	达标
	TSP	24h	7		300	45.7	0	达标

（4）背景监测结果评价

环境空气质量背景监测结果表明，本项目各钻井平台所在地 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、TSP 浓度达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准。H_2S、二硫化碳满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 浓度标准要求；非甲烷总烃监测期间监测点浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。甲硫醇、甲硫醚、二硫化碳、二甲二硫未检出，臭气浓度 11~14。

综上所述，项目所在区域环境空气质量良好。

5.2.3 环境空气质量补充监测

为了解项目所在地环境质量现状，本次评价委托四川凯乐检测技术有限公司于

2021 年 5 月 27 日～6 月 2 日对项目区域环境空气中 H_2S、非甲烷总烃进行了取样监测（附件 4）。于 2021 年 9 月 2 日～9 月 9 日委托四川省工业环境监测研究院对项目区域环境空气中 NH_3 进行了补充监测（附件 4）。

（1）监测点位

结合建设区与大气环境保护目标位置关系，本评价共布设 6 个环境空气质量监测点位，监测点位见表 5.2-3 及附图 5-3。

表 5.2-3　环境空气监测点位

编号	监测点名称	监测点坐标		监测因子及监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离/m
		经度	纬度			
Q1	百顺村居民			H_2S、非甲烷总烃（5 月 27 日～6 月 2 日）；NH_3（9 月 2 日～9 月 9 日）	彭州 6NE	868
Q2	楠杨场居民				彭州 6SW	1600
Q3	红庙村居民				彭州 5W	410
Q4	团结村居民				彭州 4SW	1000
Q5	长廊村居民				彭州 3NE	700
Q6	跃进村居民				彭州 3SW	866

（2）监测时间和频次

连续采样 7 天，H_2S、NH_3 检测小时均值，非甲烷总烃每天采样 4 次。

（3）采样和分析方法

现场采样按照《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ 194-2017）执行；检测方法具体见表 5.2-4。

表 5.2-4　监测分析方法、来源及检出限

项目		分析方法	方法来源	检测仪器	检出限
环境空气	H_2S	亚甲基蓝分光光度法	《空气和废气监测分析方法》(第四版)	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	0.001mg/m^3
	非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017	气相色谱仪 KL-GC-06	0.07mg/m^3
	NH_3	纳氏试剂分光光度法	HJ 533-2009	UV-6100 紫外可见分光光度计	0.02mg/m^3

（4）监测结果

监测结果见表 5.2-5。

表 5.2-5　环境空气补充监测结果统计表

编号	污染物	采样时间	样品数	监测浓度范围/（μg/m^3）	评价标准/（μg/m^3）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
Q1	非甲烷总烃	4 次	28		2000	41	0	达标
	H_2S	1h	28		10	30	0	达标
	NH_3	1h	28		200	90	0	达标
Q2	非甲烷总烃	4 次	28		2000	41.5	0	达标
	H_2S	1h	28		10	30	0	达标
	NH_3	1h	28		200	90	0	达标
Q3	非甲烷总烃	4 次	28		2000	41.5	0	达标
	H_2S	1h	28		10	30	0	达标
	NH_3	1h	28		200	90	0	达标
Q4	非甲烷总烃	4 次	28		2000	34	0	达标
	H_2S	1h	28		10	30	0	达标
	NH_3	1h	28		200	90	0	达标
Q5	非甲烷总烃	4 次	28		2000	35.5	0	达标
	H_2S	1h	28		10	30	0	达标
	NH_3	1h	28		200	90	0	达标
Q6	非甲烷总烃	4 次	28		2000	36	0	达标
	H_2S	1h	28		10	30	0	达标
	NH_3	1h	28		200	90	0	达标

（5）评价结论

由上表可以看出：H_2S、NH_3 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 浓度标准要求；非甲烷总烃监测期间监测点一次值浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求。

本次监测结果对比项目部日常监测数据（2.3.3 节）及原环评中的监测数据，非甲烷总烃和 H_2S 浓度均满足相应标准的限值要求，且没有明显的趋势性变化。

5.3 地表水环境质量现状与评价

5.3.1 地表水环境质量背景监测

（1）监测点位

为了解项目所在地周边地表水质量情况，项目部委托四川鑫川工程检测有限公司分别于 2019 年 2 月（枯水期）、5 月（平水期）和 9 月（丰水期）对周边地表水进行背景调查（附件 5），监测断面位置见表 5.3-1 及附图 5-3。

表 5.3-1 地表水环境背景调查断面一览表

编号	地表水体	断面位置
BS1	鸭子河	原方案彭州 8 平台北侧约 180m 处
BS2	小石河（马牧河）	原方案彭州 4-彭州 5 集输管线小石河穿越上游约 2km 处
BS3	人民渠上游	彭州 3 脱硫站西南侧约 2km 处
BS4	人民渠下游	原方案彭州 7 平台东侧约 1.7km 处

（2）监测频次：丰水期、平水期和枯水期各 1 次。

（3）监测项目（20 项）：pH、SS、COD、氨氮、挥发酚、石油类、总磷、总氮、铜、锌、砷、汞、镉、铅、六价铬、硫化物、氯化物、铁、锰、硫酸盐。

（4）监测结果

枯水期监测结果及评价标准见表 5.3-2，平水期监测结果及评价标准见表 5.3-3，丰水期监测结果及评价标准见表 5.3-4。

表 5.3-2 枯水期地表水监测结果一览表

断面信息 / 监测项目	鸭子河	小石河	人民渠上游	人民渠下游	III类限值
	2019.2.26~28	2019.2.26~28	2019.2.26~28	2019.2.26~28	
pH					6≤pH≤9
SS/（mg/L）					/
COD/（mg/L）					≤20
氨氮/（mg/L）					≤1.0
挥发酚/（mg/L）					≤0.005
石油类/（mg/L）					≤0.05
总磷/（mg/L）					≤0.2
总氮/（mg/L）					≤1.0
铜/（mg/L）					≤1.0
锌/（mg/L）					≤1.0
砷/（mg/L）					≤0.05
汞/（mg/L）					≤0.0001
镉/（mg/L）					≤0.005
铅/（mg/L）					≤0.05
六价铬/（mg/L）					≤0.05
硫化物/（mg/L）					≤0.2
氯化物/（mg/L）					≤250
铁/（mg/L）					≤0.3
锰/（mg/L）					≤0.1
硫酸盐/（mg/L）					≤250

表 5.3-3　平水期地表水监测结果一览表

断面信息 监测项目	鸭子河	小石河	人民渠上游	人民渠下游	III类限值
pH					6≤pH≤9
SS/（mg/L）					/
COD/（mg/L）					≤20
氨氮/（mg/L）					≤1.0
挥发酚/（mg/L）					≤0.005
石油类/（mg/L）					≤0.05
总磷/（mg/L）					≤0.2
总氮/（mg/L）					≤1.0
铜/（mg/L）					≤1.0
锌/（mg/L）					≤1.0
砷/（mg/L）					≤0.05
汞/（mg/L）					≤0.0001
镉/（mg/L）					≤0.005
铅/（mg/L）					≤0.05
六价铬/（mg/L）					≤0.05
硫化物/（mg/L）					≤0.2
氯化物/（mg/L）					≤250
铁/（mg/L）					≤0.3
锰/（mg/L）					<0.1
硫酸盐/（mg/L）					≤250

表 5.3-4　丰水期地表水监测结果一览表

断面信息 监测项目	鸭子河	小石河	人民渠上游	人民渠下游	III类限值
	2019.9.16~18	2019.9.16~18	2019.9.16~18	2019.9.16~18	
pH					6≤pH≤9
SS/（mg/L）					/
COD/（mg/L）					≤20
氨氮/（mg/L）					≤1.0
挥发酚/（mg/L）					≤0.005
石油类/（mg/L）					≤0.05
总磷/（mg/L）					≤0.2
总氮/（mg/L）					≤1.0
铜/（mg/L）					≤1.0
锌/（mg/L）					≤1.0
砷/（mg/L）					≤0.05

断面信息 监测项目	鸭子河	小石河	人民渠上游	人民渠下游	III类限值
	2019.9.16~18	2019.9.16~18	2019.9.16~18	2019.9.16~18	
汞/（mg/L）					≤0.0001
镉/（mg/L）					≤0.005
铅/（mg/L）					≤0.05
六价铬/（mg/L）					≤0.05
硫化物/（mg/L）					≤0.2
氯化物/（mg/L）					≤250
铁/（mg/L）					≤0.3
锰/（mg/L）					<0.1
硫酸盐/（mg/L）					≤250

（5）背景监测结果评价

本项目周边地表水环境检测结果表明，枯水期和丰水期各水体监测断面监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准，平水期各水体监测断面均存在总氮超标现象，其他监测因子可满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准。

5.3.2 地表水环境质量补充监测

（1）监测断面布设

为了解区域地表水环境质量状况，结合水体的实际情况，本次评价委托四川凯乐检测技术有限公司于 2021 年 5 月 27 日～6 月 2 日对周边主要地表水进行了补充监测（附件 4）。具体断面位置详见表 5.3-5 和附图 5-3。

表 5.3-5　水质监测断面监测点位

编号	方位	备注
S1	彭州 6 平台东北侧 2955m 处本项目拟在人民渠取水处	人民渠
S2	彭州 5 平台与鸭深 1 井场南侧 445m 小石河处	河流

（2）监测项目

根据当地水质现状及本项目废污水的水质特点，选择如下监测项目：水温、pH、SS、DO、COD、BOD_5、氨氮、总氮、总磷、高锰酸盐指数、石油类、粪大肠菌群。

（3）监测时间及频率

连续采样 3 天，每天采样 1 次。

（4）采样及分析方法

分析方法见表 5.3-6。

表 5.3-6　地表水监测项目及分析方法

项目	分析方法	方法来源	检测仪器	检出限
水温	温度计或颠倒温度计测定法	GB 13195-91	水银温度计 KL-FZ-X141,140	/
pH	电极法	HJ 1147-2020	便携式 pH 计	/
悬浮物	重量法	GB 11901-89	电子天平 KL-TP-03	/
溶解氧	电化学探头法	HJ 506-2009	便携式溶解氧测定仪 KL-DO-05,04	/
高锰酸盐指数	高锰酸盐指数的测定	GB 11892-89	50mL 滴定管	0.5mg/L
化学需氧量	重铬酸盐法	HJ 828-2017	50mL 滴定管	4mg/L
BOD_5	稀释与接种法	HJ 505-2009	50mL 滴定管	0.5mg/L
氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	紫外可见分光光度计 KL-ST-09	0.025mg/L
总磷	钼酸铵分光光度法	GB 11893-89	紫外可见分光光度计 KL-ST-05	0.01mg/L
总氮	碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	HJ 636-2012	紫外可见分光光度计 KL-ST-09	0.05mg/L
石油类	紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	0.01mg/L
类大肠菌群	酶底物法	HJ 1001-2018	\	10MPN/L

（5）监测结果

地表水监测结果见表 5.3-7。

5.3.3 地表水环境质量现状评价

（1）评价标准

地表水的评价标准采用《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准，其中，SS 参照《农田灌溉水质标准》（GB 5054-1992）中的水作标准限值。

（2）评价结果

地表水环境现状监测结果及评价结果见表 5.3-7。

表 5.3-7　地表水环境现状监测结果及评价结果表　单位：mg/L（pH 无量纲）

监测断面	项目	高锰酸盐指数	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	总氮	粪大肠菌群（MPN/L）	石油类	水温（℃）	pH	溶解氧
S1断面	5.31												
	6.1												
	6.2												
	超标率												
	Smax												
S2断面	5.31												
	6.1												
	6.2												
	超标率												
	Smax												
评价标准限值（III类）		6	150	20	4	1.0	0.2	1.0	10000	0.05	/	6~9	5

注：SS 参照《农田灌溉水质标准》（GB 5054-1992）中的水作标准限值。

（4）评价结论

由表 5.3-7 可以看出：各地表水监测断面高锰酸盐指数、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、pH、溶解氧现状监测值满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类水质标准；总氮、粪大肠菌群（MPN/L）不满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类水质标准。本次补充监测结果与背景监测结果基本一致，分析原因主要为上游面源污染导致，影响地表水水质。

5.4 声环境现状调查与评价

5.4.1 声环境质量现状监测

本评价委托四川凯乐检测技术有限公司于 2021 年 5 月 31 日～6 月 1 日分别对平台周围进行了声环境现状监测（附件 4）。

（1）监测点布设

本次声环境质量调查共设置 22 个监测点。监测布点见表 5.4-1 及附图 5-4。

表 5.4-1　声环境现状监测点布置情况

监测点位	与本项目的位置关系
N1~N4	彭州 6 平台场界四周
N5	彭州 6 平台东侧 148m 处居民点
N6~N9	彭州 5 平台与鸭深 1 井场场界四周
N10	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东北侧 79m 处居民点
N11~N14	彭州 4 平台场界四周
N15~N18	彭州 3 平台及站场场界四周
N19	彭州 3 平台及站场北侧 115m 处居民点
N20	彭州 3 平台进站道路北侧 10m 处居民点
N21	彭州 6 平台~彭州 5 平台管线 K0+600 西北侧 32m 处居民点
N22	彭州 6 平台~彭州 5 平台管线 K3+350 北侧 65m 处居民点

（2）监测项目：等效连续声级 L_{Aeq}。

（3）监测周期和频率：监测 1 天，昼、夜各一次。

（4）监测方法：按照《声环境质量标准》（GB 3096-2008）、《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）有关技术规定执行。

（5）监测结果

声环境现状监测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2　声环境质量现状监测结果　单位：dB(A)

测点编号	监测项目	检测结果				评价标准		达标情况
		5 月 31 日		6 月 1 日				
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
N1	等效声级					60	50	达标
N2	等效声级					60	50	达标
N3	等效声级					60	50	达标
N4	等效声级					60	50	达标
N5	等效声级					60	50	达标
N6	等效声级					60	50	达标
N7	等效声级					60	50	达标
N8	等效声级					60	50	达标
N9	等效声级					60	50	达标
N10	等效声级					60	50	达标
N11	等效声级					60	50	达标
N12	等效声级					60	50	达标
N13	等效声级					60	50	达标
N14	等效声级					60	50	达标
N15	等效声级					60	50	达标
N16	等效声级					60	50	达标
N17	等效声级					60	50	达标
N18	等效声级					60	50	达标
N19	等效声级					60	50	达标
N20	等效声级					60	50	达标
N21	等效声级					60	50	达标
N22	等效声级					60	50	达标

5.4.2 声环境质量现状评价

（1）评价标准：《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类标准；因检测期间各钻井平台处于停工期间，场界四周噪声执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类标准。

（2）评价方法：采用标准直接比较法（单因子法），以昼夜等效声级作为评价量，以统计声级为参考。

（3）评价结果：评价结果详见表 5.4-2。

（4）评价结论：由现状监测结果可见，各钻井平台场界四周及周边居民点声环境监测值均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准要求，站场周围声环

境现状良好。

5.5 土壤环境质量现状监测

5.5.1 区域土壤环境质量

为了解本项目所在地及周边土壤现状，本报告收集了（佟洪金等，彭州市蔬菜基地土壤中重金属污染评价，西南农业学报，2003 年 16 卷增刊）的资料：资料显示结果见表 5.5-1、5.5-2。

表 5.5-1　彭州市蔬菜基地土壤含重金属的含量　　单位：mg/kg

基地 Location	样品数 Samples	项目 Items	pH	As	Cr	Cd	Cu	Pb	Hg
蔬菜区 Vegatable area	22	范围	4.9～7.3	5.42～12.88	49.95～157.11	0.06～0.55	26.99～46.98	22.23～50.10	0.09～0.65
		$\bar{x}\pm s$	5.7 ±0.6	8.24 ±1.92	116.95 ±30.21	0.28 ±0.13	36.90 ±5.69	34.19 ±9.36	0.33 ±0.16
大宝 Dabao	6	范围	5.5～7.9	8.27～20.96	110.41～263.6	0.19～0.65	91.69～199.2	28.0～44.04	0.10～0.35
		$\bar{x}\pm s$	7.3 ±0.9	15.68 ±5.61	203.18 ±51.07	0.36 ±0.17	154.48 ±39.63	35.78 ±7.76	0.18 ±0.09

表 5.5-2　彭州市蔬菜基地土壤中单因子污染指数

基地 Location	样品数 Samples	项目 Item	pH	P_{As}	P_{Cr}	P_{Cd}	P_{Cu}	P_{Pb}	P_{Hg}
蔬菜区 Vegatable area	22	范围	4.91～7.3	0.18～0.45	0.33～1.02	0.18～1.83	0.41～0.94	0.09～0.2	0.28～2.17
		$\bar{x}\pm s$	5.70 ±0.64	0.28 ±0.08	0.76 ±0.19	0.92 ±0.43	0.70 ±0.14	0.14 ±0.04	1.07 ±0.58
大宝 Dabao	6	范围	5.5＋7.9	0.28～1.05	0.74～1.06	0.32～2.17	1.33～1.99	0.08～0.18	0.14～1.15
		$\bar{x}\pm s$	7.28 ±0.89	0.73 ±0.30	0.90 ±0.14	0.86 ±0.68	1.70 ±0.26	0.11 ±0.04	0.33 ±0.40

备注：评价标准为《土壤环境质量标准》（GB 15618-1995）。

评价结果：由单项污染指数可以看出，蔬菜区、大宝土壤污染情况各不相同：蔬菜区为 Hg＞Cd＞ Cr ＞Cu＞ As＞ Pb，大宝为：Cu＞Cr＞Cd＞As＞Hg＞Pb；除蔬菜区的汞、大宝的铜的平均含量达到 3 级，其余均属于 1、2 级。蔬菜基地的土壤主要存在与 Hg 和 Cd 的污染，基本未受到 Cu、As、Cr、Pb 的污染。这些基地为老蔬菜基地，土壤铜、汞污染是由于铜矿开采产生，汞、镉的污染污染可能与长期施用某些含汞、镉物料有关。

根据《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018），不同 pH 情况下，土壤中风险筛选值存在差别，蔬菜区 pH 值范围 4.9~7.3，涉及到 3 个不同分区，因文献数据中并未分别给出各点相应的 pH，本次按 pH 平均数 5.7 进行分析，评价结果见表 5.5-3。

表 5.5-3　彭州市蔬菜区土壤中单因子污染指数

项目	pH	As	Cr	Cd	Cu	Pb	Hg
指数范围	4.91~7.3	0.14~0.32	0.33~1.05	0.20~1.83	0.54~0.94	0.25~0.56	0.05~0.36
$\bar{X}\pm s$	5.7±0.6	0.21±0.05	0.78±0.20	0.93±0.43	0.74±0.11	0.38±0.10	0.18±0.09

备注：评价标准为《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中“5.5＜pH≤6.5”“其他”。

通过与 GB 15618-2018 对比分析可知，在蔬菜区 22 个取样点，Cd 和 Cr 存在超标现象，最大超标倍数 Cd 为 1.83，其他各项因子均能满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）的要求。

5.5.2 土壤环境质量背景调查

为了解项目占地周边土壤环境质量情况，项目部委托四川鑫川工程检测有限公司于 2019 年 9 月对各平台周边土壤环境质量进行背景调查，分别对各平台周边农田采集表层混合样 1 个、柱状样（0~20cm、20~60cm、60~100cm）1 个，监测项目有 pH、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、铁、锰、氯化物、硫化物、总硫、硫酸盐、石油烃、挥发性有机物、半挥发性有机物、氨氮、石油烃等 19 项（附件 5）。监测结果见表 5.5-4。

表 5.5-4 项目占地周边土壤环境质量背景调查一览表

监测项目及单位	彭州 3		彭州 4		彭州 5	彭州 6
	pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	6.5＜pH≤7.5	6.5＜pH≤7.5
pH（无量纲）						
镉/（mg/kg）						
汞/（mg/kg）						
砷/（mg/kg）						
铅/（mg/kg）						
总铬/（mg/kg）						
铜/（mg/kg）						
镍/（mg/kg）						
锌/（mg/kg）						
铁/（mg/kg）						
锰/（mg/kg）						
氯化物/（mg/kg）						
硫化物/（mg/kg）						
总硫/%						
硫酸盐/（mg/kg）						

监测项目及单位	彭州 3		彭州 4		彭州 5	彭州 6
	pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	6.5＜pH≤7.5	6.5＜pH≤7.5
石油烃/（mg/kg）						
苯/（μg/kg）						
甲苯/（μg/kg）						
邻二甲苯/（μg/kg）						
间对二甲苯/（μg/kg）						
苯乙烯/（μg/kg）						
邻苯二甲酸二正丁酯/（mg/kg）						
邻苯二甲酸二（2~乙基己基）酯/（mg/kg）						
氨氮/（mg/kg）						

根据监测结果表明，各监测点的监测项目均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）的相关标准要求。其中，镉（Cd）占标率 0.17~0.93，总铬（Cr）占标率 0.53~0.96，部分点位监测结果与标准限值较为接近。

5.5.3 土壤环境质量补充监测

5.5.3.1 监测方案

（1）监测点位和监测项目

本评价委托四川凯乐检测技术有限公司于 2021 年 5 月 28 日~5 月 30 日对项目区域进行了土壤环境现状监测（附件 4）。

本次共布设 26 个土壤监测点位，具体位置见表 5.5-5 及附图 5-4。

表 5.5-5 土壤环境现状监测点

编号	点位	监测项目	样品类别	备注
T1	彭州 6 平台及站场内西北侧区域	基本因子：土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB 36600-2018)》中表 1 基本项目，共 45 个 特征因子：石油烃、Cl⁻、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 36600-2018
T2	彭州 6 平台内中部区域	特征因子：石油烃、Cl⁻、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T3	彭州 6 平台内东南侧区域	特征因子：石油烃、Cl⁻、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	

编号	点位	监测项目	样品类别	备注
T4	彭州 6 平台东侧放喷池旁	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T5	彭州 6 平台外东北侧 50m 耕地处	基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 15618-2018
T6	彭州 6 平台外南侧 50m 耕地处	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	
T7	彭州 5 平台与鸭深 1 井场内西北侧区域	基本因子：土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB 36600-2018)》中表 1 基本项目，共 45 个 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 36600-2018
T8	彭州 5 平台与鸭深 1 井场内中部区域	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T9	彭州 5 平台与鸭深 1 井场内东南侧区域	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T10	彭州 5 平台与鸭深 1 井场西北侧放喷池旁	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T11	彭州 5 平台与鸭深 1 井场外东北侧 50m 耕地处	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 15618-2018
T12	彭州 5 平台与鸭深 1 井场外西南侧 30m 耕地处	基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH	表层样（0~0.2m 采样）	
T13	彭州 4 平台及站场内北侧区域	基本因子：土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB 36600-2018)》中表 1 基本项目，共 45 个 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 36600-2018
T14	彭州 4 平台内井口区域	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T15	彭州 4 平台内东南侧区域	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	

编号	点位	监测项目	样品类别	备注
T16	彭州 4 平台南侧放喷池旁	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T17	彭州 4 平台外西侧 60m 处荒草地	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 15618-2018
T18	彭州 4 平台外东南侧 55m 处荒草地	基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH	表层样（0~0.2m 采样）	
T19	彭州 3 平台及站场内北侧区域	基本因子：土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB 36600-2018)》中表 1 基本项目，共 45 个 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 36600-2018
T20	彭州 3 平台及站场内井口所在区域	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T21	彭州 3 平台及站场内南侧区域	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T22	彭州 3 平台及站场南侧放喷池旁	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	柱状样（0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m 采样）	
T23	彭州 3 平台及站场外东北侧 50m 耕地内	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH、阳离子交换量，氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，记录土壤质地，颜色等	表层样（0~0.2m 采样）	执行 GB 15618-2018
T24	彭州 3 平台及站场外西南侧 50m 耕地内	基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH	表层样（0~0.2m 采样）	
T25	彭州 6~彭州 5 管线 K0+600 北侧 20m 耕地处	特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物	表层样（0~0.2m 采样）	
T26	彭州 6~彭州 5 管线 K2+600 南侧 20m 耕地处	基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃、Cl^-、硫化物 理化性质：pH	表层样（0~0.2m 采样）	

（2）监测时间和频次

2021 年 5 月 28 日~5 月 30 日，采一次样。

（3）采样和分析方法

按相关土壤环境质量现状监测要求进行监测分析，具体方法见表 5.5-6。

表 5.5-6　土壤环境分析方法

项目名称	分析方法来源	检测仪器	前处理名称	前处理来源	检出限（mg/kg）
样品采集	HJ/T166-2004 土壤环境监测技术规范	/	/	/	/
砷	HJ680-2013 土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法	原子荧光光度计 KL-AFS-02	微波消解	/	0.01
镉	HJ803-2016 土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法	电感耦合等离子体质谱仪 KL-ICPMS-01	微波消解	HJ 832-2017	0.09
六价铬	HJ 1082-2019 土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	原子吸收分光光度计 KL-AAS-02	/	/	0.5
铜	土壤　铍、铊、钴、铬、铜、镍、铅、钒、锌、锡的测定 电感耦合等离子体原子发射光谱法 全国土壤污染状况详查样品分析测试方法系列技术规定 2-2（环办土壤函〔2017〕1625 号）	电感耦合等离子体发射光谱仪 KL-ICP-03	微波消解	/	0.4
铅					1.4
铬					0.5
锌					1.2
镍					0.4
汞	HJ680-2013 土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法	原子荧光光度计 KL-AFS-02	微波消解	/	0.002
四氯化碳	HJ 605-2011 土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	气相色谱质谱仪 KL-GCMS-01	吹扫捕集	/	0.0013
氯仿					0.0011
氯甲烷					0.0010
1,1-二氯乙烷	HJ 605-2011 土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	气相色谱质谱仪 KL-GCMS-01	吹扫捕集	/	0.0012
1,2-二氯乙烷					0.0013
1,1-二氯乙烯					0.0010
顺式-1,2-二氯乙烯					0.0013
反式-1,2-二氯乙烯					0.0014
二氯甲烷					0.0015
1,2-二氯丙烷					0.0011
1,1,2,2-四氯乙烷					0.0012
四氯乙烯					0.0014
1,1,1-三氯乙烷					0.0013
1,1,2-三氯乙烷					0.0012
三氯乙烯					0.0012
1,2,3-三氯丙烷					0.0012
氯乙烯					0.0010
苯	HJ 605-2011 土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫	气相色谱质谱仪 KL-GCMS-01	吹扫捕集	/	0.0019
氯苯					0.0012

项目名称	分析方法来源	检测仪器	前处理名称	前处理来源	检出限（mg/kg）
1,2-二氯苯	捕集/气相色谱-质谱法				0.0015
1,4-二氯苯					0.0015
乙苯					0.0012
苯乙烯					0.0011
1,1,1,2-四氯乙烷					0.0012
甲苯					0.0013
间,对-二甲苯					0.0012
邻-二甲苯					0.0012
硝基苯	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	气相色谱质谱仪 KL-GCMS-02	加速溶剂萃取	/	0.09
苯胺					0.0008
2-氯酚	HJ703-2014 土壤和沉积物酚类化合物的测定 气相色谱法	气相色谱仪 KL-GC-09	加速溶剂萃取	/	0.04
苯并[a]蒽	HJ805-2016 土壤和沉积物多环芳烃的测定 气相色谱-质谱法	气相色谱质谱仪 KL-GCMS-02	加速溶剂萃取	/	0.12
苯并[a]芘					0.17
苯并[b]荧蒽					0.17
苯并[k]荧蒽					0.11
䓛					0.14
二苯并[a,h]蒽					0.13
茚并[1,2,3-c,d]芘					0.13
萘					0.09
pH	HJ 962-2018 土壤 pH 值的测定 电位法	pH/DO/电导率多参数测试仪 KL-PDD-01	浸提法	/	/
Cl^-	NY/T1378-2007 土壤氯离子含量的测定 硝酸银滴定法	/	/	/	/
硫化物	HJ 833-2017 土壤和沉积物硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	蒸馏法	/	0.04
阳离子交换量	HJ889-2017 土壤 阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法	紫外可见分光光度计 KL-ST-09	水平振荡	/	0.8 $cmol^+/kg$
总孔隙度	LY/T1215-1999 森林土壤水分-物理性质的测定	电子天平 KL-TP-12	/	/	/
石油烃（C10~C40）	HJ1021-2019 土壤和沉积物石油烃（C10~C40）的测定 气相色谱法	气相色谱仪 KL-GC-09	加速溶剂萃取	/	6
容重	NY/T 1121.4-2006 土壤检测 第 4 部分：容重的测定	电子天平 KL-TP-12	//	/	/
氧化还原电位	HJ 746-2015 土壤 氧化还原电位的测定 电位法	土壤 ORT 计 KL-ORT-01		/	/
土壤渗滤率(渗滤系数)	LY/T1218-1999 森林土壤渗滤率的测定 环刀法	/	/	/	/

5.5.3.2 监测结果

（1）土壤理化性质

土壤理化性质测试结果见表 5.5-7。

表 5.5-7　土壤理化性质一览表

点位编号	T1	T6	T7	T11	T13	T17	T19	T23
pH（无量纲）								
阳离子交换量/（$cmol^+/kg$）								
氧化还原电位/mv								
渗滤系数/（mm/min）								
容重/（g/cm^3）								
总孔隙度/%								

（2）站场周边农用地监测结果

周边农用地土壤环境质量监测结果见表 5.5-8、表 5.5-9。

表 5.5-8　农用地土壤环境质量监测结果　　单位：mg/kg，pH 除外

点位编号	T5	T12	T18	T24	T26
pH					
镉					
汞					
砷					
铅					
铬					
铜					
镍					
锌					
石油烃（C_{10}-C_{40}）					
Cl^-					
硫化物					

表 5.5-9　农用地土壤特征因子监测结果　　单位：mg/kg

点位编号	T6	T11	T17	T23	T25
石油烃（C10-C40）					
Cl^-					
硫化物					

（3）站场内建设用地监测结果

站场内建设用地土壤环境质量现状监测结果见表 5.5-10、表 5.5-11。

表 5.5-10　建设用地土壤环境质量监测结果　　单位：mg/kg

序号	监测项目	T1	T7	T13	T19
1	砷				
2	镉				
3	六价铬				
4	铜				
5	铅				
6	镍				
7	汞				
8	四氯化碳				
9	氯仿				
10	氯甲烷				
11	1,1-二氯乙烷				
12	1,2-二氯乙烷				
13	1,1-二氯乙烯				
14	顺式-1,2-二氯乙烯				
15	反式-1,2-二氯乙烯				
16	二氯甲烷				
17	1,2-二氯丙烷				
18	1,1,2,2-四氯乙烷				
19	四氯乙烯				
20	1,1,1-三氯乙烷				
21	1,1,2-三氯乙烷				
22	三氯乙烯				
23	1,2,3-三氯丙烷				
24	氯乙烯				
25	苯				
26	氯苯				
27	1,2-二氯苯				
28	1,4-二氯苯				
29	乙苯				
30	苯乙烯				
31	1,1,1,2-四氯乙烷				
32	甲苯				
33	间,对-二甲苯				
34	邻-二甲苯				

序号	监测项目	T1	T7	T13	T19
35	硝基苯				
36	苯胺				
37	2-氯酚				
38	苯并[a]蒽				
39	苯并[a]芘				
40	苯并[b]荧蒽				
41	苯并[k]荧蒽				
42	䓛				
43	二苯并[a,h]蒽				
44	茚并[1,2,3-c,d]芘				
45	萘				
46	Cl^-				
47	硫化物				
48	石油烃（C_{10}-C_{40}）				

表 5.5-11　建设用地土壤特征因子监测结果　　单位：mg/kg

序号	点位编号	采样深度	石油烃（C_{10}-C_{40}）	Cl^-	硫化物
1	T2	深度 20cm			
2		深度 80cm			
3		深度 250cm			
4	T3	深度 20cm			
5		深度 80cm			
6		深度 250cm			
7	T4	深度 20cm			
8		深度 80cm			
9		深度 250cm			
10	T7	深度 20cm			
11		深度 80cm			
12		深度 250cm			
13	T8	深度 20cm			
14		深度 80cm			
15		深度 250cm			
16	T9	深度 20cm			
17		深度 80cm			
18		深度 250cm			
19	T14	深度 20cm			
20		深度 80cm			
21		深度 250cm			

序号	点位编号	采样深度	石油烃（C_{10}-C_{40}）	Cl^-	硫化物
22	T15	深度 20cm			
23		深度 80cm			
24		深度 250cm			
25	T16	深度 20cm			
26		深度 80cm			
27		深度 250cm			
28	T17	深度 20cm			
29		深度 80cm			
30		深度 250cm			
31	T21	深度 20cm			
32		深度 80cm			
33		深度 250cm			
34	T22	深度 20cm			
35		深度 80cm			
36		深度 250cm			

5.5.4 土壤环境质量现状评价

（1）评价标准

T5、T6、T11、T12、T17、T18、T23~T26 执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）；T1~T4、T7~T10、T13~T16、T19~T22 执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）二类用地。

（2）评价方法

用标准指数法进行单项评价，其数学模式如下：

$S_{ij}=C_{ij}/C_{sj}$

其中：S_{ij}——评价参数 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}——评价参数 i 在第 j 点的平均浓度，mg/kg；

C_{sj}——评价参数 i 的评价标准，mg/kg。

土壤参数的标准指数＞1，表明该土壤参数超过了规定的土壤环境质量标准限值。

（3）评价结果

农用地土壤环境质量现状评价结果见表 5.5-12，建设用地土壤评价结果见表 5.5-13。

表 5.5-12　农用地土壤环境质量评价结果

点位编号	T5	T12	T18	T24	T26
pH					
镉					
汞					
砷					
铅					
铬					
铜					
镍					
锌					

表 5.5-13　建设用地土壤环境质量评价结果

点位编号	T1	T7	T13	T19
砷				
镉				
六价铬				
铜				
铅				
镍				
汞				
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				
顺式-1,2-二氯乙烯				
反式-1,2-二氯乙烯				
二氯甲烷				
1,2-二氯丙烷				
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				

点位编号	T1	T7	T13	T19
苯				
氯苯				
1,2-二氯苯				
1,4-二氯苯				
乙苯				
苯乙烯				
1,1,1,2-四氯乙烷				
甲苯				
间,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-c,d]芘				
萘				
石油烃（C_{10}~C_{40}）				

由表 5.5-12 可知，T12、T24、T26 点位各监测因子均能满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中风险筛选值要求；T5、T18 点位除镉超过风险筛选值外，其他监测因子的风险筛选值标准指数均小于 1，满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中风险筛选值要求。根据区域土壤环境质量调查和项目区土壤环境质量背景调查，项目区土壤背景值存在镉（Cd）超标现象，与本项目建设没有直接关系。

根据表 5.5-13，各监测点位各因子标准指数均远小于 1，表 5.5-11 中各柱状样特征污染因子石油类含量均远小于 4500mg/kg，因此，各监测点均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）二类用地筛选值要求。

本项目施工期及运营期均不涉及镉的使用及排放，不会加剧土壤镉浓度超标。

5.6 地下水质量现状监测

5.6.1 地下水质量背景监测

（1）监测点位

为了解项目所在地周边地下水质量情况，项目部委托四川鑫川工程检测有限公司分别于 2019 年 2 月（枯水期）和 9 月（丰水期）对各平台周边地下水水质进行背景调查（附件 5），监测点位位置见表 5.6-1 和附图 5-5。

表 5.6-1 地下水水质背景调查监测点位

编号	平台名称	地理位置	经纬度
BSZ1	彭州 3	丽春镇塔子村 10 组	
BSZ2		丽春镇跃进村 7 组	
BSZ3		丽春镇塔子村	
BSZ4		丽春镇跃进村 3 组	
BSZ5	彭州 4	隆丰镇团结村三组 62 号	
BSZ6		隆丰镇团结村一组 20 号	
BSZ7		天彭镇利安村二组（利安场小区内）	
BSZ8		隆丰镇文家村三组 14 号	
BSZ9		隆丰镇桂花林村十二组	
BSZ10		军乐镇香水村二组 12 号	
BSZ11	彭州 5	葛仙山镇杨柳村 5 组 8 号	
BSZ12		葛仙山镇红庙村 12 组 71 号	
BSZ13		葛仙山镇楠杨场社区（大院子饭店）	
BSZ14	彭州 6	华南村二组 77 号	
BSZ15		葛仙山镇群柏村 2 组 15 号	
BSZ16		葛仙山镇群柏村 1 组 8 号	

（2）监测频次：丰水期和枯水期各 1 次。

（3）监测项目：

监测项目（23 项）：pH、氨氮、石油类、硫酸盐、砷、汞、六价铬、铅、氟化物、镉、铁、镍、锰、铜、锌、耗氧量、硫化物、氯化物、挥发性有机物、半挥发性有机物、总硬度、硝酸盐、石油烃。

（4）监测结果

枯水期监测结果及评价标准见表 5.6-2~表 5.6-5。

表 5.6-2 枯水期彭州 3 平台周边地下水水质监测结果一览表

点位信息 监测项目	丽春镇跃进村7组	丽春镇跃进村3组	丽春镇塔子村10组	丽春镇塔子村	III类限值
	2019.2.26	2019.2.26	2019.2.26	2019.2.26	
pH（无量纲）					6.5≤pH≤8.5
氨氮/（mg/L）					≤0.50
石油类/（mg/L）					/
硫酸盐/（mg/L）					≤250
砷/（mg/L）					≤0.01
汞/（mg/L）					≤0.001
六价铬/（mg/L）					≤0.05
铅/（mg/L）					≤0.01
氟化物/（mg/L）					≤1.0
镉/（mg/L）					≤0.005
铁/（mg/L）					≤0.3
镍/（mg/L）					≤0.02
锰/（mg/L）					≤0.10
铜/（mg/L）					≤1.00
锌/（mg/L）					≤1.00
耗氧量/（mg/L）					≤3.0
硫化物/（mg/L）					≤0.02
氯化物/（mg/L）					≤250
总硬度/（mg/L）					≤450
硝酸盐/（mg/L）					≤20.0
苯/（μg/L）					≤10.0
甲苯/（μg/L）					≤700
邻二甲苯/（μg/L）					≤500
间、对二甲苯/（μg/L）					
苯乙烯/（μg/L）					≤20.0
邻苯二甲酸二丁酯/（μg/L）					/
邻苯二甲酸二（2-乙基己基）酯/（μg/L）					≤8.0

表 5.6-3 枯水期彭州 4 平台周边地下水水质监测结果一览表

点位信息 监测项目	隆丰镇团结村三组	隆丰镇桂花林村十二组	军乐镇香水村二组 12 号	隆丰镇文家村三组 22 号	天彭镇利安村二组	III类限值
	2019.2.27	2019.2.26	2019.2.26	2019.2.27	2019.2.26	
pH（无量纲）						6.5≤pH≤8.5
氨氮/（mg/L）						≤0.50
石油类/（mg/L）						/
硫酸盐/（mg/L）						≤250
砷/（mg/L）						≤0.01
汞/（mg/L）						≤0.001
六价铬/（mg/L）						≤0.05
铅/（mg/L）						≤0.01
氟化物/（mg/L）						≤1.0
镉/（mg/L）						≤0.005
铁/（mg/L）						≤0.3
镍/（mg/L）						≤0.02
锰/（mg/L）						≤0.10
铜/（mg/L）						≤1.00
锌/（mg/L）						≤1.00
耗氧量/（mg/L）						≤3.0
硫化物/（mg/L）						≤0.02
氯化物/（mg/L）						≤250
总硬度/（mg/L）						≤450
硝酸盐/（mg/L）						≤20.0
苯/（μg/L）						≤10.0
甲苯/（μg/L）						≤700
邻二甲苯/（μg/L）						≤500
间、对二甲苯/（μg/L）						
苯乙烯/（μg/L）						≤20.0
邻苯二甲酸二丁酯/（μg/L）						/
邻苯二甲酸二（2-乙基己基）酯/（μg/L）						≤8.0

表 5.6-4 枯水期彭州 5、彭州 6 平台周边地下水水质监测结果一览表

点位信息 监测项目	彭州 5			彭州 6			III类限值
	葛仙山镇杨柳村 5 组 8 号	葛仙山镇红庙村十二组 57 号	葛仙山镇楠杨场社区（大院子饭店）	华南村二组 77 号	葛仙山镇群柏村 1 组 8 号	葛仙山镇群柏村 2 组 15 号	
	2019.2.27	2019.2.27	2019.2.27	2019.2.26	2019.2.27	2019.2.27	
pH（无量纲）							6.5≤pH≤8.5
氨氮/（mg/L）							≤0.50
石油类/（mg/L）							/
硫酸盐/（mg/L）							≤250
砷/（mg/L）							≤0.01
汞/（mg/L）							≤0.001
六价铬/（mg/L）							≤0.05
铅/（mg/L）							≤0.01
氟化物/（mg/L）							≤1.0
镉/（mg/L）							≤0.005
铁/（mg/L）							≤0.3
镍/（mg/L）							≤0.02
锰/（mg/L）							≤0.10
铜/（mg/L）							≤1.00
锌/（mg/L）							≤1.00
耗氧量/（mg/L）							≤3.0
硫化物/（mg/L）							≤0.02
氯化物/（mg/L）							≤250
总硬度/（mg/L）							≤450
硝酸盐/（mg/L）							≤20.0
苯/（μg/L）							≤10.0
甲苯/（μg/L）							≤700
邻二甲苯/（μg/L）							≤500
间、对二甲苯/（μg/L）							
苯乙烯/（μg/L）							≤20.0
邻苯二甲酸二丁酯/（μg/L）							/
邻苯二甲酸二（2-乙基己基）酯/（μg/L）							≤8.0

丰水期监测结果及评价标准见表 5.6-5~表 5.6-7。

表 5.6-5 丰水期彭州 3 周边地下水水质监测结果一览表

点位信息 监测项目	丽春镇塔子村 10 组 2019.9.16	丽春镇跃进村 7 组 2019.9.16	丽春镇塔子村 2019.9.16	丽春镇跃进村 3 组 2019.9.16	III类限值
pH（无量纲）					6.5≤pH≤8.5
氨氮/（mg/L）					≤0.50
石油类/（mg/L）					/
硫酸盐/（mg/L）					≤250
砷/（mg/L）					≤0.01
汞/（mg/L）					≤0.001
六价铬/（mg/L）					≤0.05
铅/（mg/L）					≤0.01
氟化物/（mg/L）					≤1.0
镉/（mg/L）					≤0.005
铁/（mg/L）					≤0.3
镍/（mg/L）					≤0.02
锰/（mg/L）					≤0.10
铜/（mg/L）					≤1.00
锌/（mg/L）					≤1.00
耗氧量/（mg/L）					≤3.0
硫化物/（mg/L）					≤0.02
氯化物/（mg/L）					≤250
总硬度/（mg/L）					≤450
硝酸盐/（mg/L）					≤20.0
苯/（μg/L）					≤10.0
甲苯/（μg/L）					≤700
邻二甲苯/（μg/L）					≤500
间、对二甲苯/（μg/L）					
苯乙烯/（μg/L）					≤20.0
邻苯二甲酸二丁酯/（μg/L）					/
邻苯二甲酸二（2-乙基己基）酯/（μg/L）					≤8.0

表 5.6-6 丰水期彭州 4 周边地下水水质监测结果一览表

点位信息 监测项目	隆丰镇团结村三组 62 号	隆丰镇团结村一组 20 号	天彭镇利安村二组	隆丰镇文家村三组 14 号	隆丰镇桂花林村十二组	军乐镇香水村二组 12 号	III类限值
	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	
pH（无量纲）							6.5≤pH≤8.5
氨氮/（mg/L）							≤0.50
石油类/（mg/L）							/
硫酸盐/（mg/L）							≤250
砷/（mg/L）							≤0.01
汞/（mg/L）							≤0.001
六价铬/（mg/L）							≤0.05
铅/（mg/L）							≤0.01
氟化物/（mg/L）							≤1.0
镉/（mg/L）							≤0.005
铁/（mg/L）							≤0.3
镍/（mg/L）							≤0.02
锰/（mg/L）							≤0.10
铜/（mg/L）							≤1.00
锌/（mg/L）							≤1.00
耗氧量/（mg/L）							≤3.0
硫化物/（mg/L）							≤0.02
氯化物/（mg/L）							≤250
总硬度/（mg/L）							≤450
硝酸盐/（mg/L）							≤20.0
苯/（μg/L）							≤10.0
甲苯/（μg/L）							≤700
邻二甲苯/（μg/L）							≤500
间、对二甲苯/（μg/L）							
苯乙烯/（μg/L）							≤20.0
邻苯二甲酸二丁酯/（μg/L）							/
邻苯二甲酸二（2-乙基己基）酯/（μg/L）							≤8.0

表 5.6-7 丰水期彭州 5、彭州 6 周边地下水水质监测结果一览表

点位信息 监测项目	彭州 5			彭州 6			
	葛仙山镇杨柳村 5 组 8 号	葛仙山镇红庙村十二组 71 号	葛仙山镇楠杨场社区（大院子饭店）	华南村二组 77 号	葛仙山镇群柏村 1 组 8 号	葛仙山镇群柏村 2 组 15 号	III类限值
	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	2019.9.17	
pH（无量纲）							6.5≤pH≤8.5
氨氮/（mg/L）							≤0.50
石油类/（mg/L）							/
硫酸盐/（mg/L）							≤250
砷/（mg/L）							≤0.01
汞/（mg/L）							≤0.001
六价铬/（mg/L）							≤0.05
铅/（mg/L）							≤0.01
氟化物/（mg/L）							≤1.0
镉/（mg/L）							≤0.005
铁/（mg/L）							≤0.3
镍/（mg/L）							≤0.02
锰/（mg/L）							≤0.10
铜/（mg/L）							≤1.00
锌/（mg/L）							≤1.00
耗氧量/（mg/L）							≤3.0
硫化物/（mg/L）							≤0.02
氯化物/（mg/L）							≤250
总硬度/（mg/L）							≤450
硝酸盐/（mg/L）							≤20.0
苯/（μg/L）							≤10.0
甲苯/（μg/L）							≤700
邻二甲苯/（μg/L）							≤500
间、对二甲苯/（μg/L）							
苯乙烯/（μg/L）							≤20.0
邻苯二甲酸二丁酯/（μg/L）							/
邻苯二甲酸二（2-乙基已基）酯/（μg/L）							≤8.0

（5）背景监测结果评价

该项目地下水水质背景监测结果表明，枯水期部分点位硝酸盐超标，15 个点位中共有 8 个点位的硝酸盐超标，分别为彭州 3 平台周边有 1 个点位，彭州 4 平台有 3 个点位，彭州 5 有 2 个点位，彭州 6 有 2 个点位；丰水期大部分点位硝酸盐超标，16 个点位中共有 13 个点位的硝酸盐超标，分别为彭州 3 有 3 个点位，彭州 4 有 4 个点位，彭州 5 有 3 个点位，彭州 6 有 3 个点位，其他的检测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准。本项目周边区域地下水背景水质总体正常，硝酸盐超标可能与区域特征、区域内的生活和农业活动有关。

5.6.2 地下水质量补充监测

（1）监测点位

结合项目与地下水保护目标位置关系，本评价共布设 21 个地下水质量监测点位，监测点位见表 5.6-8 及附图 5-5。

表 5.6-8　地下水补充监测点位

编号	方位
SZ1	彭州 6 平台东侧 148m 居民水井处
SZ2	彭州 6 平台东北侧 455m 居民水井处
SZ3	彭州 6 平台东侧 784m 居民水井处
SZ4	彭州 6 平台西南侧 312m 居民水井处
SZ5	彭州 6 平台东北侧 78m 居民水井处
SZ6	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东北侧 79m 居民水井处
SZ7	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东北侧 639m 居民水井处
SZ8	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东侧 393m 居民水井处
SZ9	彭州 5 平台与鸭深 1 井场西侧 300m 居民水井处
SZ10	彭州 5 平台与鸭深 1 井场西北侧 554m 居民水井处
SZ11	彭州 4 平台东侧 780m 居民水井处
SZ12	彭州 4 平台东南侧 870m 居民水井处
SZ13	彭州 4 平台东南侧 671m 居民水井处
SZ14	彭州 4 平台南侧 348m 居民水井处
SZ15	彭州 4 平台西南侧 460m 居民水井处
SZ16	彭州 3 平台及站场东北侧 570m 居民水井处
SZ17	彭州 3 平台及站场东南侧 306m 居民水井处
SZ18	彭州 3 平台及站场东南侧 648m 居民水井处
SZ19	彭州 3 平台及站场西南侧 866m 居民水井处
SZ20	彭州 3 平台及站场北侧 115m 居民水井处
SZ21	彭州 6~彭州 5 脱硫站管线 K2+600 南侧 50m 居民水井处

（2）监测项目

基本离子：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、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫化物、总大肠菌群、细菌总数；特征因子：石油类。

（3）监测时间和频次

监测 1 天，每天取样 1 次。

（4）采样和分析方法

按照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中水质监测分析规定的方法进行。

表 5.6-9　监测分析方法、来源及检出限

项目名称	分析方法来源	检测仪器	检出限/（mg/L）
K^+	HJ 812-2016 水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法	离子色谱仪 KL-IC-04	0.02
Na^+			0.02
Ca^{2+}			0.03
Mg^{2+}			0.02
CO_3^{2-}	《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局 （2002 年）酸碱滴定法	50ml 滴定管	/
HCO_3^-		50ml 滴定管	/
Cl^-	HJ84-2016 水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	离子色谱仪 KL-IC-02	0.007
SO_4^{2-}			0.018
pH	《水和废水监测分析方法》（第四版）便携式 pH 计法	便携式 pH 计 KL-PH-25，21	/
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	便携式 pH 计 KL-PH-25，21	/
氨氮	HJ535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	紫外可见分光光度计 KL-ST-09	0.025
硝酸盐氮	HJ84-2016 水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	离子色谱仪 KL-IC-02	0.004
亚硝酸盐氮	GB 7493-87 水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	0.003
挥发酚	HJ503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	0.0003
氰化物	HJ823-2017 水质 氰化物的测定 流动注射-分光光度法	全自动流动注射分析仪 KL-FIA-02	0.001
砷	HJ694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	原子荧光光度计 KL-AFS-02	0.0003
汞			0.00004
六价铬	GB/T5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 （10.1 二苯碳酰二肼分光光度法）	紫外可见分光光度计 KL-ST-07	0.004

项目名称	分析方法来源	检测仪器	检出限/（mg/L）
铅	HJ700-2014 水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法	电感耦合等离子体质谱仪 KL-ICPMS-01	0.00009
镉			0.00005
总大肠菌群	HJ1001-2018 水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法	/	10MPN/L
菌落总数	HJ1000-2018 水质 细菌总数的测定 平皿计数法	/	/
总硬度	GB7477-87 水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	50ml 滴定管	5
铁	HJ776-2015 水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪 KL-ICP-03	0.01
锰			0.01
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2006 生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标（8.1 称量法）	电子天平 KL-TP-03	/
耗氧量	GB/T 5750.7-2006 生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 耗氧量的测定 （1.1 酸性高锰酸钾滴定法）	50ml 滴定管	0.05
硫化物	HJ 824-2017 水质 硫化物的测定 流动注射-亚甲基蓝分光光度法	全自动流动注射分析仪 KL-FIA-02	0.004
	GB/T 16489-1996 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	0.005
氟化物	HJ84-2016 水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	离子色谱仪 KL-IC-02	0.006
石油类	HJ 970-2018 水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	紫外可见分光光度计 KL-ST-08	0.01

（5）监测结果

各水井水位调查结果见表 5.6-10（附件 4）。

表 5.6-10 监测点地下水位调查结果一览表

编号	点位名称	井口海拔/m	水面到井口距离/m	水位/m
SZ1	彭州 6 平台东侧 148m 居民水井处	626	4	622
SZ2	彭州 6 平台东北侧 455m 居民水井处	621	0.9	620.1
SZ3	彭州 6 平台东侧 784m 居民水井处	622	4.5	617.5
SZ4	彭州 6 平台西南侧 312m 居民水井处	635	5.3	629.7
SZ5	彭州 6 平台东北侧 78m 居民水井处	630	3.6	626.4
SZ6	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东北侧 79m 居民水井处	652	6.5	645.5
SZ7	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东北侧 639m 居民水井处	653	4.5	648.5
SZ8	彭州 5 平台与鸭深 1 井场东侧 393m 居民水井处	644	4.5	639.5
SZ9	彭州 5 平台与鸭深 1 井场西侧 300m 居民水井处	666	4.5	661.5
SZ10	彭州 5 平台与鸭深 1 井场西北侧 554m 居民水井处	662	3.4	658.6
SZ11	彭州 4 平台东侧 780m 居民水井处	666	4.9	661.1

编号	点位名称	井口海拔/m	水面到井口距离/m	水位/m
SZ12	彭州 4 平台东南侧 870m 居民水井处	658	5.2	652.8
SZ13	彭州 4 平台东南侧 671m 居民水井处	658	5.4	652.6
SZ14	彭州 4 平台南侧 348m 居民水井处	664	7.4	656.6
SZ15	彭州 4 平台西南侧 460m 居民水井处	656	7.5	648.5
SZ16	彭州 3 平台及站场东北侧 570m 居民水井处	641	1.1	639.9
SZ17	彭州 3 平台及站场东南侧 306m 居民水井处	638	0.6	637.4
SZ18	彭州 3 平台及站场东南侧 648m 居民水井处	630	5.3	624.7
SZ19	彭州 3 平台及站场西南侧 866m 居民水井处	632	3.9	628.1
SZ20	彭州 3 平台及站场北侧 115m 居民水井处	650	2.1	647.9
SZ21	彭州 6~彭州 5 管线 K2+600 南侧 50m 居民水井处	637	4.4	632.6

各地下水井监测因子监测结果见表 5.6-11。

5.6.3 地下水质量现状评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准。

（2）评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$P_i = C_i / C_{si}$

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}, pH_j \le 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, pH_j > 7.0$$

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）；

pH_{sd}、pH_{su}—pH 值标准规定的下限值、上限值；

当标准指＞1，表明该水质因子已超标。

（3）评价结果

本评价地下水质量现状监测评价结果见表 5.6-11。

表 5.6-11（1） 地下水监测及评价结果统计表 单位 mg/L（pH 无量纲）

序号	监测项目	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ5	SZ6	SZ7	SZ8	SZ9	SZ10	标准限值	超标率	S_{max}
1	Na^+											/	/	/
2	K^+											/	/	/
3	Mg^{2+}											/	/	/
4	Ca^{2+}											/	/	/
5	CO_3^{2-}											/	/	/
6	HCO_3^-											/	/	/
7	氟化物											1	0	0.037
8	Cl^-											250	0	0.042
9	SO_4^{2-}											250	0	0.189
10	硝酸盐氮											20	0	0.493
11	镉											0.005	0	0.262
12	铅											0.01	0	0.94
13	铁											0.3	0	0.133
14	锰											0.1	0	0.2
15	六价铬											0.05	0	0
16	汞											0.001	0	0
17	砷											0.01	0	0
18	总大肠菌群/（MPN/L）											30	0	0
19	细菌总数/（CFU/mL）											100	0	0.93
20	硫化物											0.02	0	0

序号	监测项目	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ5	SZ6	SZ7	SZ8	SZ9	SZ10	标准限值	超标率	S_{max}
21	溶解性总固体											1000	0	0.377
22	总硬度											450	0	0.487
23	亚硝酸盐氮											1	0	0
24	氨氮											0.5	0	0.938
25	耗氧量											3	0	0.74
26	挥发酚											0.002	0	0
27	氰化物											0.05	0	0
28	pH											6.5~8.5	0	0.16
29	石油类											0.05	0	0.6

注：石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准。

续表 5.6-11（2） 地下水监测及评价结果统计表 单位 mg/L（pH 无量纲）

序号	监测项目	SZ11	SZ12	SZ13	SZ14	SZ15	SZ16	SZ17	SZ18	SZ19	SZ20	SZ21	标准限值	超标率	S_{max}
1	Na^+												/	/	/
2	K^+												/	/	/
3	Mg^{2+}												/	/	/
4	Ca^{2+}												/	/	/
5	CO_3^{2-}												/	/	/
6	HCO_3^-												/	/	/
7	氟化物												1	0	0.213
8	Cl^-												250	0	0.317

序号	监测项目	SZ11	SZ12	SZ13	SZ14	SZ15	SZ16	SZ17	SZ18	SZ19	SZ20	SZ21	标准限值	超标率	S_{max}
9	SO_4^{2-}												250	0	0.488
10	硝酸盐氮												20	0	0.985
11	镉												0.005	0	0.188
12	铅												0.01	0	0.726
13	铁												0.3	0	0.667
14	锰												0.1	4.76%	58.7
15	六价铬												0.05	0	0
16	汞												0.001	0	0
17	砷												0.01	0	0
18	总大肠菌群/（MPN/100mL）												30	0	0
19	细菌总数/（CFU/mL）												100	0	0.97
20	硫化物												0.02	0	0
21	溶解性总固体												1000	0	0.7
22	总硬度												450	4.76%	1.16
23	亚硝酸盐氮												1	0	0
24	氨氮												0.5	4.76%	8.58
25	耗氧量												3	0	0.587
26	挥发酚												0.002	0	0
27	氰化物												0.05	0	0
28	pH												6.5~8.5	0	0.16
29	石油类												0.05	0	0.4

注：石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准。

（4）评价结论

由表 5.6-11 可以看出，SZ20 监测点位（彭州 3 平台及站场北侧 115m 居民水井处）各监测因子中总硬度、氨氮、锰共 3 项存在超标现状，标准指数分别为 1.16、8.58、58.7，其他各监测点位各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准要求。分析原因 SZ20 监测点位可能受农业、农村生产活动及地质构造综合影响所致，各项超标因子均不属于本项目的特征污染因子，与本项目勘探开发活动无关。

5.6.4 包气带污染现状调查

（1）监测点位及因子

为了解包气带污染现状，本报告委托四川省工业环境监测研究院对彭州 5、彭州 6 钻井平台场地包气带污染现状设置监测点位 6 个，选取 pH、氯化物、硫化物、挥发酚、石油类、六价铬、总镉、总铅作为监测因子。具体点位见表 5.6-12 及图 5-4。

表 5.6-12　包气带污染现状调查点位

编号	取样点位	坐标		采样深度	监测因子
		经度/°	纬度/°		
BQD1	彭州 6 平台厂区外上游井场边界处			20cm	pH 氯化物 硫化物 挥发酚 石油类 六价铬 总镉 总铅
BQD2	彭州 6 平台厂区内井口下游				
BQD3	彭州 6 平台厂区外下游井场边界				
BQD4	彭州 6 平台厂区外上游井场边界处				
BQD5	彭州 6 平台厂区内井口下游				
BQD6	彭州 6 平台厂区外下游井场边界				

（2）采样时间及频次

采样时间 2021 年 9 月 3 日，各点位采样 1 次进行监测。

（3）监测结果

包气带监测结果见表 5.6-13（附件 4）。

表 5.6-13　包气带监测结果

编号	新鲜土含水率/%	pH	氯化物/（mg/L）	硫化物/（mg/L）	挥发酚/（mg/L）	石油类/（mg/L）	六价铬/（mg/L）	总镉/（μg/L）	总铅/（μg/L）
BQD1									
BQD2									
BQD3									
BQD4									
BQD5									
BQD6									

检测结果显示， pH、氯化物满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准，石油类监测结果小于参照标准《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准中的限值，其他因子未检出，因此，调查区包气带未收到污染影响。

5.7 生态现状调查与评价

5.7.1 调查范围和时间

5.7.1.1 调查范围

生态现状调查在收集资料基础上开展现场工作，生态现状调查的范围不小于评价工作的范围，因此，脱硫站厂界外扩 2.0km，集输管线外扩 500m 作为本项目陆生生态调查范围，本项目无河流穿跨越工程，水生生态调查仅查阅资料文献了解区域水生生态环境。

5.7.1.2 调查时间

生态调查时间为 2020 年 6（选取遥感影像数据时间）月和 2021 年 6 月（现场调查时间）。

5.7.2 调查内容及方法

收集并引用川西气田近年来勘探、产能建设建设项目环境影响评价文件、生态监测报告中区域生态调查相关内容，如《川西气田环境背景监测调查项目生态环境监测调查》（成都理工大学，2019 年 10 月）、《川西气田产能建设项目环境影响报告书》（2018 年 9 月）、《鸭深 1 井钻井工程环境影响报告表》（2014 年）、《鸭深 1 井橇装装置脱硫试采工程环境影响报告书》（2017 年）等。同时，收集本地区近年林业资源调查数据。采用“3S”技术对 2020 年 6 月高分三号（GF-3）遥感图像数据进行投影转换、几何

纠正、直方图匹配等预处理建立基于土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被覆盖度的分类分级系统的遥感解译标志，采用人机交互目视判读对遥感数据进行解译，参考《四川植被》、《中国植被》中植被分类单位，编制项目区土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被覆盖度生态环境专题图件。

5.7.3 生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，项目所在区域属于四川盆地亚热带农林生态区（Ⅰ）-成都平原城市-农业生态亚区（Ⅰ-1）-平原北部城市-农业生态功能区（Ⅰ-1-1）。

表 5.7-1 川西气田所在区域生态功能区划一览表

生态功能分区单元	生态区	四川盆地亚热带农林生态区（I）
	生态亚区	成都平原城市-农业生态亚区（I-1）
	生态功能区	平原北部城市-农业生态功能区（I-1-1）
行政区域		在四川盆地西部偏北。跨绵阳、德阳、成都市的 12 个县级行政区。面积 0.71 万 km^2
主要生态特征		地貌以冲积平坝和洪积冲积扇平坝为主，有少量浅丘分布。年均气温 16℃左右，≥10℃的活动积温 4880~5213℃，年均降水 953~1280mm。区内河流主要为涪江水系和沱江水系。本区地带性植被类型为亚热带常绿阔叶林，因受人为因素性影响，天然林已基本上被人工林所取代
典型生态系统		农田、城市和河流生态系统
主要生态问题		人口密度较大，人为活动影响强烈，干旱洪涝灾害频繁。工业污染、城镇污染、农村面源污染较为突出
生态环境敏感性		土壤侵蚀中度敏感，生境轻度敏感，水环境污染高度敏感，酸雨轻度敏感
主要生态服务功能		人居保障功能，农产品提供功能
生态保护措施		发挥中心城市辐射作用，优化人居环境。高新技术产业为主导，促进产业结构优化升级，建设电子、重型机械装备工业基地。以小流域建设为重点，保护耕地，提高农田生态系统的自身调节能力。改善农村能源结构，因地制宜发展沼气等清洁能源。防治工业污染、城镇污染及农村面源污染；防治水环境污染，保障饮用水安全

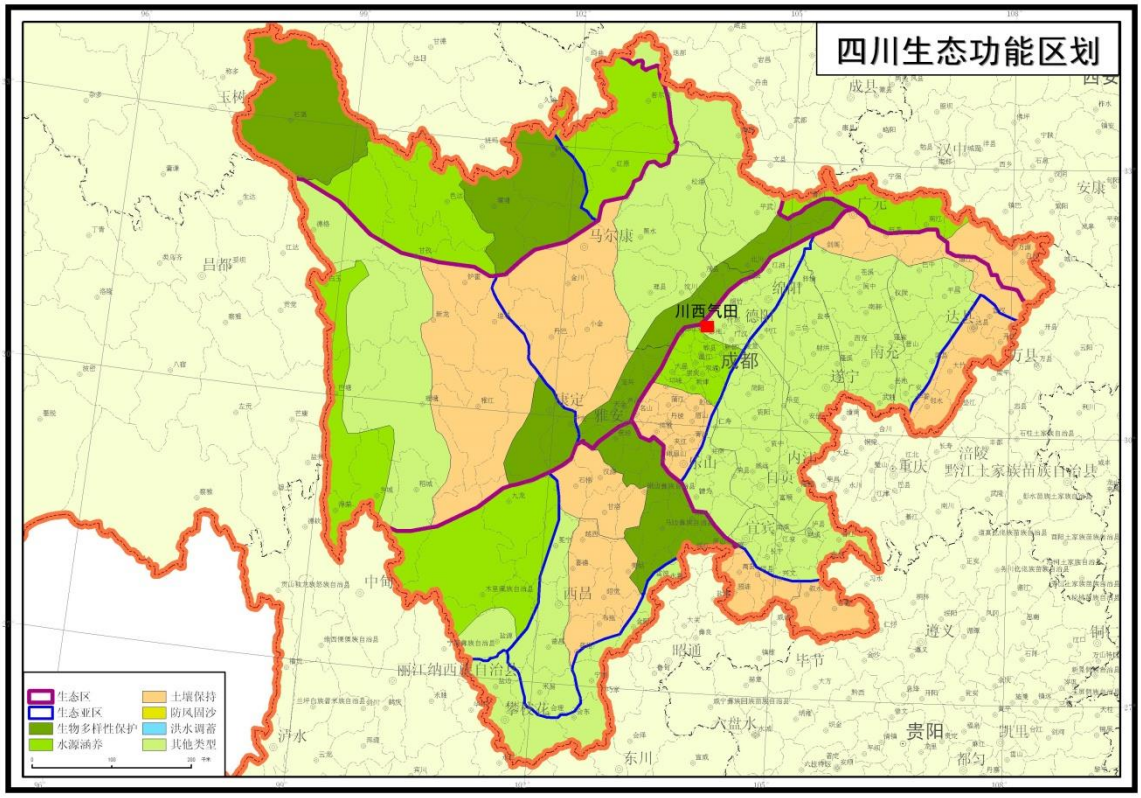


图 5.7-1　川西气田与四川省生态功能区划图

5.7.4 区域生态系统调查与评价

本项目区域生态系统划分为农田生态系统、林地生态系统和水生生态系统。见图 5.7-2、图 5.7-3、图 5.7-4。








图 5.7-2　农田生态系统




图 5.7-3　林地生态系统




图 5.7-4　水域生态系统

5.7.4.1 农田生态系统

农田植被是评价区的植被的主体，粮食作物主要有夏稻、冬小麦、夏玉米等；油料作物主要有冬油菜、苎麻等；蔬菜主要有白菜、萝卜、花菜、辣椒、青菜、黄瓜、茄子、芹菜、土豆、菠菜、西红柿等；经济作物以药用植物（川芎）、桑、油桐、甜橙、大红袍橘为主。

（1）农业耕作制度

评价区内耕作制度为一年两熟制为主。耕作制度的形式主要有：

1）稻田

稻田的耕作形式主要有冬水（绿肥、炕板田）夏稻、冬小麦、油菜等。这些耕作形式充分发挥了稻田的增产作用，并利于冬水田的改造。稻田两熟制的扩大，改善了土壤理化性状，有利于大、小春作物生长，促进小麦、油菜面积的扩大和产量的增加，以及水稻产量的稳步上升。

2）旱地

旱地的主要耕作形式有小麦－玉米、油菜－玉米、小麦等。

（2）主要粮食作物及产量

评价区内的粮食作物主要有夏稻、冬小麦、玉米等，种植面积以夏稻、冬小麦为主，玉米次之。其具体产量见表 5.7-2 所示。项目区内单产量水稻最高，其次为小麦和玉米。本区农业的关键是稳定粮食面积，大力提高单产量。

表 5.7-2　评价区主要粮食作物产量统计表　单位：kg/亩

名称	施工前		
	水稻	小麦	玉米
丽春镇	686	604	507
隆丰镇	554	488	409
葛仙山镇	655	577	484

（3）主要经济作物

评价区主要经济作物以药用植物（川芎）、桑、油桐、棕榈、甜橙、大红袍橘为主。

5.7.4.2 林地生态系统

评价区林地主要分布在彭州 3 周围，根据遥感解译和实地现场调查，评价范围内林地以桉树林、马尾松及杉木针叶林、槐树林为主，占评价区比例分别为 10.84%、8.89%、2.16%，多以人工林为主。

5.7.4.3 水域生态系统

项目评价区水域面积较小，零星分布少量坑塘。评价区内河流有小石河、人民渠等，评价区水域所占比例为 0.80%。根据现场调查小石河属季节性河流，流速较为缓慢。小石河河面较宽阔，河岸边为林地，农田等，泥沙底质。

本项目评价区内浮游动物以水生细菌和浮游藻类为食，是水生生态系统中的初级消费者，处于食物链的第二营养级，亦称次级生产力。浮游动物能摄取大量藻类，对维持水体的自净作用具有较大意义。同时，浮游动物也是所有幼鱼和某些成鱼的饵料基础。

本项目程所涉及的水域水流流速慢或是静水环境，因此，采集到的浮游动物种类及其生物量都较大。经初步统计，浮游动物包括原生动物、轮虫、枝角类和桡足类四大类，以原生动物数量最多，轮虫次之，枝角类和桡足类最少。从生物量来看，虽然枝角类和桡足类物种数量较少，但由于其个体较大，它们的生物量占有一定的比例；而原生动物数量虽然最多，但由于其小型个体较多，生物量占整个浮游动物的比例不大。

本项目评价区内底栖无脊椎动物是第三营养级的主要成分，也是河道饵料生物中生物量较大类群，为江河中多数鱼类的饵料基础，并与江河鱼类的生态类群和区系组成密切相关。

根据现场调查及资料分析，评价区河流内没有渔业产卵场、索饵场和越冬场，没有珍稀水生生物分布。评价区内主要经济鱼类为：鲫鱼、草鱼、鲢鱼等；小杂鱼类主要为：泥鳅、鳝鱼等。

5.7.4.4 生态环境特点

本项目所在区域生态环境具有以下特点：

（1）项目区地形地貌特征单一，彭州 3 为丘陵地貌，彭州 4～彭州 6 为成都平原地貌。本次评价对项目区生态单元划分为相同的生态单元，即均为农业景观单元。

（2）根据现场调查结果及土壤类型图分析，在项目区域内分布的土壤类型以紫色土、水稻土、冲积土为主。

（3）根据项目土壤侵蚀类型与强度的遥感影像解译结果和数据统计结果，评价区和影响区内土壤侵蚀强度均以微度侵蚀为主。

（4）本项目区域内植被隶属于亚热带常绿阔叶林带，主要以夏稻、冬小麦、蚕豆、夏玉米、甘薯等人工栽培植被为主，其次为柏木、桉树等为主的绿化林地。

5.7.5 植被类型现状调查

（1）主要种植类型

评价区位于成都平原区。该区以夏稻、冬小麦、蚕豆、夏玉米、甘薯以及中药等人工栽培植被为主，其次为桉树、马尾松、柏木等为主的绿化林地。评价区植被类型

面积及比例见表表 5.7-2 和表 5.7-3，植被分布情况见附图 5-6，植被覆盖度情况见附图 5-7。

表 5.7-2　评价区植被类型统计表

用地类型	面积/hm^2	面积百分比/%
桉树林群系	756.19	10.84
马尾松、柏木、杉木针叶林	620.20	8.89
槐树林群系	150.86	2.16
以夏稻、冬小麦、蚕豆、夏玉米、甘薯、中药等为主的栽培植被	3907.10	56.01
茅莓、黄荆、火棘灌丛	141.71	2.03
白茅、黄茅草杂类草丛	139.98	2.01
青香、蕨杂类草从	26.14	0.37
水域	55.54	0.80
建设用地	1239.81	17.77
合计	92415131	100.00

表 5.7-3　影响区块内植被类型面积表

用地类型	面积/hm^2	面积百分比/%
栓皮栗、丝栗阔叶林	6.02	10.74
桉树林群系	5.73	10.22
马尾松、柏木、杉木针叶林	3.93	7.01
以夏稻、冬小麦、蚕豆、夏玉米、甘薯、中药为主的栽培植被	38.61	68.87
建设用地	1.77	3.16
合计	56.06	100.00

（2）植被分布特征

评价区域内植被类型单一，物种多样性相对较低：评价区受人为影响较大，自然植被与栽培植被呈镶嵌状分布，现有植被为次生的麻栎、光皮桦、楮木等和人工栽培的杉木、柳杉、水杉、喜树、楠竹、桉树、马尾松、厚朴等取代。破坏严重的地段则沦为次生灌木。

根据植物种类成分、群落外貌和结构特征、生态地理特征以及群落动态，将本项目评价区自然植被分为 3 个植被型，5 个群系纲，24 个群系（表 5.7-4）。

按照《四川植被》栽培植被分类原则和依据，根据种类组成、层片结构、生境特点、经济性状和经济效益，将评价区内的栽培植被分为作物和经济林木 2 个类型，作物主要由水稻、小麦、玉米、豆类等作物间作的一年二熟型，经济林木主要为桔、

柚、梨、李、桑等。

5.7-4　评价区主要植被类型

植被性质	植被性质	群系纲	群系	分布
自然植被	阔叶林	落叶阔叶林	栎林	零星分布
			银杏林	零星分布
		常绿阔叶林	桉树林	广布
		针阔混交林	马尾林	广布
			槐树林	广布
	灌丛	山地灌丛	栎、茅莓、异叶榕、白英、山槐、珊瑚樱、黄果茄、臭鸡失藤、朴树、忍冬	零星分布
	草丛	山地草丛	空心莲子草、苋菜、狗尾草、草莓、双盖蕨、马齿苋、雀稗、接骨草	零星分布
人工栽培植被	农作物		广布	
	经济林木		广布	

1）森林植被

评价区范围内，人类活动较为频繁，森林植被受人为活动影响较大，基本带有次生性质，现存植被主要为人工林和次生林。森林植被主要为常绿针叶林，主要树种为桉树和马尾松，二者适应性较强。

马尾松林：该类型广布于评价区深丘顶部的地段上，混生柏木、刺槐（Robinia pseudoacacia）等植物。乔木层郁闭度 0.85 左右，灌木层灌木层主要以栎、茅莓、异叶榕、白英、山槐、珊瑚樱、黄果茄、臭鸡失藤、朴树、忍冬为主；草本层主要以蛇莓、牛膝、海金沙、剑叶凤尾蕨、金星蕨、苎草、艾、白茅为主。

桉树林：为评价区退耕还林工程的人工林，见于坡度 4～5°。

2）灌、草丛

①灌丛

灌丛主要是地带性植被破坏以后形成的次生灌丛，主要类型如下：

灌木层主要以栎、茅莓、异叶榕、白英、山槐、珊瑚樱、黄果茄、臭鸡失藤、朴树、忍冬、黄柏、构树、棕榈、八角枫、女贞、三股筋为主。

②草丛

草丛为森林破坏以后形成的次生植被类型，或为撂荒地弃耕以后形成的类型。包括以下类型：

草本层主要以蛇莓、牛膝、海金沙、剑叶凤尾蕨、金星蕨、苎草、艾、白茅、空

心莲子草、苋菜、狗尾草、草莓、双盖蕨、马齿苋、雀稗、接骨草、、商陆、醉浆草、草莓、紫苑、积雪草、车前、苦苣菜、莎草、钮子瓜等为主。

3）人工栽培植被

作物：评价区耕地所占比例较大，旱地作物以小麦、玉米、红薯、白菜、卷心菜等蔬菜为主，一般以豆麦轮作为主，春种秋收，实行轮作，一年二熟，水田以中稻为主。

经济林木：评价区内广泛种植水果植物和油料植物，水果主要包括柑橘类水果、桃、枇杷、葡萄等水果，油料植物主要有油桐。

5.7.6 动物资源现状

彭州市北部山区生存有较多的动物类群，主要有兽类、鸟类、爬行类、两栖类和鱼类等脊椎动物，其中国家一级保护动物有大熊猫、金丝猴、豹、云豹、牛羚、金雕、绿尾虹雉等；国家二级重点保护动物有猕猴、藏酋猴、小熊猫、黑熊、黄喉貂、水獭、大灵猫等；四川省重点保护动物有赤狐、豹猫、沟牙鼯鼠、毛冠鹿、鹰鹃、夜鹰等。

本项目评价区位于成都平原，项目所在地社会经济较发达，初步调查表明，本项目评价区内无重点保护动物活动。

（1）野生动物

根据现场调查和收集资料，评价区内野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，多为大仓鼠、小家鼠等；禽类主要有白鹭、野鸭、鹭鸶、翠鸟、雉鸡、啄木鸟、家燕、喜鹊、麻雀等；浮游类动物主要有夜光虫、水母、水蚤、线虫等；底栖生物主要为水丝蚓、沙蚕、蜻蜓幼虫等。项目评价区域内无国家、省级重点保护野生动物。

（2）饲养动物

家畜主要有猪、兔、犬、猫、鱼等；家禽主要有鸡、鸭、鹅等。

5.7.7 土地利用现状

根据项目土地利用现状遥感影像解译结果和统计结果，项目区域土地利用类型以农田为主，其次为林地，河流、沟渠面积最小。评价区各平台土地利用类型及面积见表 5.7-5、表 5.7-6，土地利用现状见附图 5-8。

表 5.7-5　评价区土地利用现状情况表

用地类型	面积/hm^2	面积百分比/%
水浇地	3649.40	52.31
旱地	257.71	3.69
工业用地	782.30	11.21
农村宅基地	362.77	5.20
乔木林地	1527.25	21.89
灌木林地	12.08	0.17
其他草地	166.12	2.38
果园	68.19	0.98
公共用地	2.29	0.03
内陆滩涂	92.45	1.33
河流水面	36.75	0.53
坑塘水面	18.79	0.27
合计	6976.09	100

表 5.7-6　影响区块内土地利用现状情况表

用地类型	面积/hm^2	面积百分比/%
水浇地	31.54	56.26
旱地	7.07	12.61
农村宅基地	1.47	2.62
乔木林地	15.68	27.97
交通运输用地	0.30	0.54
合计	56.06	100

5.7.8 土壤侵蚀类型与强度

根据土壤侵蚀类型与强度的遥感影像解译结果和数据统计结果，评价区和影响区土壤侵蚀强度均以轻度、微度侵蚀为主。评价区和项目区块各土壤侵蚀类型面积及比例别见表 5.7-7 和表 5.7-8，土壤侵蚀图见附图 5-9。

表 5.7-7　评价区各土壤侵蚀强度面积表

侵蚀强度	面积/hm^2	面积百分比/%
极强水力侵蚀	26.15	0.37
强度水力侵蚀	490.18	7.03
中度水力侵蚀	792.67	11.36
轻度水力侵蚀	3653.43	52.37
微度水力侵蚀	1958.15	28.07
水域	55.51	0.80
合计	6976.09	100.00

表 5.7-8　影响区各土壤侵蚀强度面积表

侵蚀强度	面积/hm^2	面积百分比/%
中度水力侵蚀	1.77	3.16
轻度水力侵蚀	47.22	84.23
微度水力侵蚀	7.07	12.61
合计	56.06	100

5.7.9 土壤类型

本项目所在地土壤主要为平原冲积土，土壤类型为黄壤，但由于地质、地形和气候的影响，土壤类型复杂，随着高度海拔的递增，气候、土壤、生物带发生垂直方向上的更替，形成土壤分布的垂直地带性。根据调查资料，项目所在区域属于亚热带气候紫色土带，主要有黄壤、紫色土、冲积土和水稻土等。土壤耕作熟化程度高，有机质及养分含量高土质疏松，排水良好，保水保肥较强，适宜多种农作物生长，抗蚀性较差。

5.7.10 景观生态体系调查评价

评价区景观类型划分为 7 个类型：即人工栽培植被景观、常绿阔叶林景观、水域景观、灌丛景观、草丛和景观针阔叶混交林、落叶阔叶林景观，各景观系统相互交织，按照一定规律组成了整个评价区的景观。以人工栽培植被景观占有主导地位，占评价区景观类型的 68.87%，其次为落叶阔叶林景观，占评价区景观类型的 27.97%。

评价区景观生态体系以聚落生态系统和森林生态系统为主，水域面积较小，但水域生态系统作用与景观生态效益显著。各景观类型之间相互影响、相互制约。环境资源拼块是控制流域生态环境质量的主要控制性组分，其自然生产能力和稳定状况的维护是本区生态环境质量控制的判定因素。森林、灌丛、草丛及人工栽培生态系统决定了河流生态系统的状况以及种植拼块和聚居地质量的好坏。

6 施工期环境影响分析

根据调整方案特点，可将项目实施分为施工期、运营期和闭井期。施工期对环境造成影响的主要工程活动包括钻前工程、钻井工程（钻井、固井、录井、洗井试气）、采气工程、地面集输工程及辅助工程的建设。鉴于钻前工程已经履行了环评手续并且已实施完毕，且彭州 3、彭州 4 平台不再新增钻井，因此，本次不再对所有平台的钻前工程和彭州 3、彭州 4 平台的钻井工程进行影响分析。

6.1 施工期大气环境影响分析

本项目废气主要包括管线和站场建设施工扬尘，钻井使用备用柴油发电机组尾气，测试放喷废气以及非正常情况下井喷废气。

6.1.1 钻井工程对环境空气影响分析

（1）钻井机械废气

本项目钻井作业时动力主要由当地电网供给，柴油发电机组作为备用电源提供动力，备用柴油发电机组使用期间，燃料为柴油，柴油机燃烧废气主要污染物为烟尘和 NO_x、CO。钻井期间，备用柴油发电机组废气量较小，且施工场地较空旷，有利于废气的扩散，同时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。

（2）测试放喷废气

1）测试放喷源强

本项目测试放喷时间一般为 4~6h，属短期排放。

根据川西气田已建开发井测试报告，最大测试日产量为 64 万 m^3/d，硫化氢最高含量为 $84.85g/m^3$，本次评价据此开展源强核算，项目放喷尾气中 SO_2 最大排放量为 4.26t/h（1.183kg/s），各井口放喷作业错时实施，时间一般为 4～6 小时，属短期排放。

2）SO_2 小时最大落地浓度预测

本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERMOD 模式对 SO_2 小时最大落地浓度进行计算，计算结果见表 6.1-1。

表 6.1-1 测试放喷时 SO_2 小时落地浓度计算结果 单位 mg/m^3

距源中心下风向距离 D/m	SO_2	
	下风向预测浓度 Ci/（mg/m^3）	浓度占标率 Pi（%）
50	0.20323	40.65
100	0.19853	39.71
200	0.34517	69.03

距源中心下风向距离 D/m	SO_2	
	下风向预测浓度 Ci/（mg/m^3）	浓度占标率 Pi（%）
300	0.48972	97.94
400	0.86781	173.56
500	1.5064	301.28
600	1.7361	347.22
700	1.7845	356.9
800	1.7093	341.86
900	1.5834	316.68
1000	1.444	288.8
1200	1.2034	240.68
1400	0.99675	199.35
1600	0.83249	166.5
1800	0.7059	141.18
2000	0.71164	142.33
2500	0.69019	138.04
3000	0.7147	142.94
3500	0.78266	156.53
4000	0.79942	159.88
4500	0.78952	157.9
5000	0.76362	152.72
下风向最大落地浓度距离（673m）	1.7887	357.7%

3）影响分析

测试放喷时 SO_2 小时落地浓度计算结果表明：测试放喷时，SO_2 的小时最大落地浓度为 1.7887mg/m^3，出现在下风向 673m 处，占相应标准限值的 357.7%。叠加本底值后高于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值（0.5mg/m^3），但远小于对生命和健康产生危险的浓度（IDLH 半致死浓度）100ppm（270mg/m^3），且测试放喷持续时间较短（4~6h），属于短期排放。因此，测试放喷产生的 SO_2 不会对周边居民的生命和健康产生危害，加之测试放喷时间较短（4~6h），其可能造成的影响持续时间也较短。

4）对植被的影响分析

测试放喷时，叠加本底值后，SO_2 的小时最大浓度为 1.7887mg/m^3（约 0.3ppm)，“SO_2 对作物的伤害反应及生理变化的影响”（山西农业大学，20040601，王建明、黄芳），一般作物如菠菜、胡萝卜、花椰菜、稻谷、茄子、辣椒等，在 0.2ppm 浓度的 SO_2 下，暴露 3~8h 时，会出现不同程度伤害现象（如叶片下垂、萎焉等）。

本项目各平台处于农村环境，周边种植的作物主要为水稻、玉米等作物，蔬菜主要以大蒜、菠菜、胡萝卜、辣椒等。因此，本项目 SO_2 的小时最大浓度为 1.7887mg/m^3 时，将对周边的作物产生一定影响。但因测试放喷持续时间较短（4~6h），属于短期

排放，对周边作物的影响有限。

5）测试放喷对环境空气影响的减缓措施

测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷坑及挡墙减低辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用管材；水泥基墩坑长×宽×深为 0.8m×0.8m×1.0m，遇地表松软时，基坑体积应大于 1.2m^3；地脚螺栓直径不小于 20mm，预埋长度不小于 0.5m，不允许对焊；放喷坑内层采用耐火砖修建。放喷池地势空旷，有利于燃烧废气的扩散和减少热辐射污染。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟。测试放喷持续时间较短（4~6h），属于短期排放，测试放喷废气对环境空气影响的减缓措施如下：

①试气作业前按《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T6125-2013）等相关标准要求进行设计；

②按照有关标准及试气设计对井口装置、测试管线、地面测试流程进行安装固定、试压，并测试是否达到设计和标准的要求；

③测试现场做好安全警戒工作，以及治安保卫、交通管制工作，所有居住在 500m 范围内的居民都将临时撤离；

④施工作业前安排组织进行技术交底，施工过程中应安排安全环保监督全程参与；

⑤放喷点火时，使用现场和远程多种点火方式相互备用，确保及时点火，点火人员应佩戴好空气呼吸器；

⑥测试放喷期间现场配备碱液投加装置，尽可能吸收、固定硫化物及 SO_2。

根据之前川西气田其他钻井工程的测试放喷情况，测试放喷废气未对周边居民健康产生影响，也没有发现周边作物和植被受 SO_2 影响的症状，本项目采取措施后，放喷废气对环境空气质量影响不大。

（3）事故放喷废气

当钻头进入气层后，若遇到异常高压气流，而井内泥浆密度又过低，达不到平衡井内压力要求时，就有可能发生事故放喷。此时可利用防喷器迅速封闭井口，当井口压力过高时，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。主要污染物为二氧化硫和少量未燃尽的烃类、硫化氢。

事故放喷时间短，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响（详见环境风险专项评价章节）。

含硫天然气点火燃烧产生 SO_2 一定程度上影响植被生长，尤其是对农作物影响明显，影响一季度农作物。若 SO_2 浓度过高，与水反应生成亚硫酸盐的速度超过植物细胞将其氧化成硫酸盐的速度，就会引起植物的急性伤害，造成植物枯死。在雨天高浓度的 SO_2 还可能形成酸雨，对植物造成更大的危害。但这种影响是可逆的，事故得到控制后能够恢复生产。同时项目区域为农业生态环境，事故对生态环境的影响是可恢复的。就农业生态环境而言，事故发生后对生态环境的影响是可恢复的。事故发生后的区域农作物及植被不会出现大范围的影响，主要在井口附近区域出现植被受损。事故放喷后生态环境基本能恢复到原来的状态，对植被影响较小（详见环境风险专项评价章节）。

6.1.2 地面建设工程对环境空气影响分析

本项目地面建设工程废气污染源主要是施工工地扬尘，其次是施工机械设备燃油（汽油或柴油）烟气及各型施工运载车辆的尾气。

本项目建设期的主要污染因子是扬尘，其排放源较多，主要为：建筑材料（砂石、水泥）的无遮盖、超量运输泄漏、粗放式卸料、用料造成的扬尘；工地材料、渣堆、土堆的露天堆放，随风造成的扬尘污染；裸露道路上行驶的运输车辆产生的扬尘；开挖、砂石料筛分、混凝土拌也会产生大量的粉尘。施工扬尘在空气中的飘扬距离与空气动力特性有关，特别是与风速和大气稳定度关系密切。在大气稳定度处于稳定状态时，其传播距离较近，风速较小时，其传播距离也较近。如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘则更为严重。

据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的 60%，并与道路路面车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右，有效地控制施工扬尘，将扬尘污染距离缩小到 20～50m 范围内。此外，由于扬尘量与道路和车辆的行驶速度有关，速度愈快，其扬尘量势必愈大，所以在施工场地，对施工车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘发生量，另一方面也是出于施工安全的考虑。

地面工程施工中由于使用柴油机等设备，将有少量的燃烧烟气产生，主要污染物的 SO_2、NO_2、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工场地较空旷，有利于废气的扩散，同时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。

为防止和减少施工期间废气和扬尘的污染，施工单位应加强管理，严格执行管理

制度和措施，纳入本单位环保管理程序。按照国家有关建筑施工的有关规定，采取如下措施：

（1）在开挖土方和土方回填过程中会产生一定的扬尘，在施工过程中应注意文明施工，做到洒水作业，减少扬尘堆周围环境的污染；

（2）建设过程中需要使用大量的建筑材料，这些建材在装卸、堆放、拌和过程中会产生大量粉尘外逸，施工单位必须加强施工区的规划管理，将建筑材料（主要是黄砂、石子）的堆场定点定位，并采取防尘抑尘措施，如在大风天气，对散料堆场采用水喷淋防尘，并用蓬布遮盖建筑材料；

（3）施工期间泥尘量大，进出施工现场车辆将使地面起尘，因此运输车辆进出的主干道应定期洒水清扫，保持车辆出入口路面清洁、湿润，以减少汽车轮胎与路面接触而引起的地面扬尘污染，并尽量减缓行驶车速；

（4）运输沙、石、水泥、剩余弃土、垃圾的车辆装载高度应低于车箱上沿，不得超高超载。实行封闭运输，以免车辆颠簸撒漏。坚持文明装卸，运输车辆装卸完货后应清洗车厢。施工车辆及运输车辆在驶出施工区之前，需作清泥除尘处理，不得将泥土尘土带出工地。

（5）加强对机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟度和颗粒物排放。

施工场地相对分散，工程区平均风速较小，通常大气扩散条件较好，但施工期扬尘不可避免的会对周围的农户等环境敏感点造成一定影响。由于本项目在脱硫站建设开工前将对各脱硫站周边 200m 范围内居民进行搬迁。因此，项目施工期外排的大气污染物对周围环境敏感点影响较小。

6.2 施工期地表水影响分析

施工期产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要包括冲洗钻平台及设备产生的废水和冲洗钻井岩屑产生的废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。

根据钻井工艺，首先进行钻井用水基泥浆的配置，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，切削下来的岩屑及废弃泥浆等钻井废弃物进入泥浆不落地区进行固液分离，液体进入滤液箱，部分（20%）用于配置脱

稳液等，不能回用部分拉运至袁家气田水处理站处理后送回注井回注处置，不外排。

（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，根据西南油气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约 90m^3，洗井废水进入泥浆不落地区接收罐暂存后拉运至袁家气田水处理站处理后送回注井回注处置，不外排。

（3）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，进入已做防渗处理的放喷池暂存，在放喷池内废水达到放喷池容积的 80%时，用密闭罐车运至运至袁家气田水处理站预处理后送回注井回注处置，不外排。

（4）管道试压废水

本项目采用清洁水试压，共产生试压废水 628m^3。管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用氮气对全线进行吹扫，直至无污物排出，最后采用清水试压。由于管道试压前进行了清管，试压介质为洁净水，因此施压废水中仅含有少量的泥沙、杂质等，主要污染物为 SS，经简易的沉淀池沉淀处理后，经检测达标可就近排入当地沟渠或河流，对环境影响小。

（5）施工生活污水

1）钻前工程施工人员生活污水：单井场钻前工程高峰时日上工人数约 25 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集处置，施工现场基本不产生生活污水。

2）钻井施工人员生活污水：钻井施工期间，钻井队的员工一般为 40～50 人，每天产生的生活污水量约为 5m^3。现场设置防渗生活污水暂存池，定期送往周边城镇生活污水处理厂处置。

3）管线施工人员生活污水：管线建设施工分段进行，且主要依靠当地农村劳动力开挖管沟，施工管理及技术员生活设施依托沿线城镇旅店，不设野外施工营地，施工现场基本不产生生活污水。

4）站场施工人员生活污水：各站场施工期间施工人员一般为 100 人，每天产生的生活污水约为 10m^3，现场设置防渗生活污水暂存池，定期送往周边城镇生活污水

处理厂处置。

通过采取以上措施后，本项目施工期无废污水外排，施工活动对地表水水质影响较小。

6.3 施工期噪声影响分析

本项目施工期的噪声主要是管线施工与站场建设施工作业的机械噪声、钻井噪声、完井测试放喷噪声和事故放喷噪声。

6.3.1 钻井工程噪声影响分析

（1）噪声源

本项目钻井期间噪声影响主要来源于钻机、离心机、泥浆泵、振动筛等设备产生的连续机械噪声。

（2）预测模式

由于本项目建设具有面广、工程分散的施工特点，采取分区施工，因此本次评价根据使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵、钢筋切割机、砼搅拌机、起重机、振动筛、轮式装载车和柴油发电机等进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

$$L_r = L_0 - 20\lg(r/r_0)$$

式中：L_r—距声源r处的声压级；L_0—距声源r_0处的声压级。

（3）钻井噪声环境影响预测及分析

钻井期间，本项目对环境影响较大的噪声源主要为钻井过程中钻机设备、泥浆泵和振动筛等设备运转产生的连续性机械噪声。

本项目采取降噪措施后设备的噪声排放情况见表 6.3-1

表 6.3-1　采取降噪措施后的噪声源强

阶段	噪声设备	单台噪声源/dB（A）	采取降噪措施	降噪后单台源强/dB（A）	噪声类别	排放特征
钻井	钻机	95～100	选择低噪声设备，减振安装，加强保养	93	机械	连续
	泥浆泵	85～90	减振安装，加强保养	85		
	振动筛	70～80	减振安装，加强保养	70		

（4）预测结果

根据调整方案，彭州 3、彭州 4 平台不再进行钻井施工，本次评价仅对彭州 5、彭州 6 各平台钻井噪声进行了预测，单个设备的主要噪声预测结果见表 6.3-2 和图 6.3-1 至 6.1-4。

表 6.3-2　主要施工机械噪声不同距离处的噪声级　单位：dB（A）

距离/m 机械名称	10	50	100	150	200	250	300
钻机	62.0	48.0	42.0	38.5	36.0	34.0	32.5
泥浆泵	54.0	40.0	34.0	30.5	28.0	26.0	24.5
振动筛	39.0	25.0	19.0	15.5	13.0	11.0	9.5

1）彭州 5 平台噪声预测图



图 6.3-1　彭州 5 平台施工期昼间噪声预测图



图 6.3-2　彭州 5 平台施工期夜间噪声预测图

2）彭州 6 平台噪声预测图



图 6.3-3　彭州 6 平台施工期昼间噪声预测图



图 6.3-4　彭州 6 平台施工期夜间噪声预测图

根据预测结果表明：昼间施工机械噪声 100m 以内达标；夜间施工机械在距施工场地 200m 以外达到标准限值。

由于本项目将对各平台周边 200m 范围内居民进行搬迁，施工期间彭州 5、彭州 6 平台区 200m 以内将无人居民，因此，噪声对周围环境影响较小。

6.3.2 测试放喷噪声影响分析

（1）噪声源强

本项目正常放喷时噪声源强度约为 90~105dB（A），放喷时间为 4~6h/次。

（2）预测结果

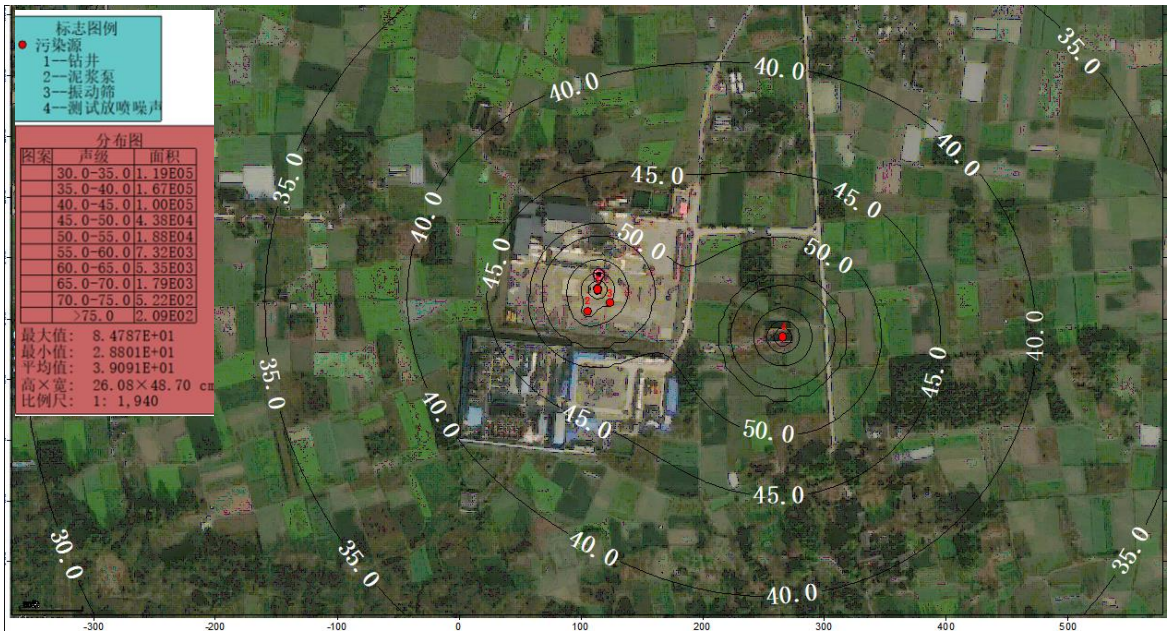


图 6.3-5　彭州 5 平台测试放喷噪声预测图



图 6.3-6　彭州 6 平台测试放喷噪声预测图

表 6.3-3　放喷期间噪声超标范围及影响人群情况

编号	昼间		
	标准值/dB（A）	超标区域（井口周边）/m^2	受影响人群
彭州 5 平台	60	7871	0
彭州 6 平台	60	8067	0

方案调整后，本项目彭州5、彭州6平台在放喷期间，昼间将造成井口周围7871m^2、8067m^2的区域噪声超标，但该范围内无人居分布。

根据本项目的外围应急疏散方案，放喷测试期间，将对距离井口 500m 范围内的居民进行临时撤离，因此，测试放喷时产生的噪声对周围居民的影响较小。

6.3.3 管线、站场施工噪声影响分析

管线建设施工对声环境的影响中主要是由施工机械、车辆造成的，主要有：挖掘机、推土机、电焊机、轮式装载车、吊管机、混凝土搅拌机等。将施工机械等噪声近似为点声源，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，结果见表 6.3-4。

表 6.3-4　管线施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值（dB（A））				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41
轮式装载车	84	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

由表 6.3-4 可以看出，昼间主要机械在 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB（A）），而在夜间的不超标（夜间 55dB（A））距离要大于 200m。

根据现场调查，管线附近声影响范围内有村庄分布。但管线在局部地段的施工周期一般仅为几个星期，其影响时间相对较短，待施工结束后这些影响也随之消失。因此只要在施工期间限制施工作业时间，避免中午（12:00～14:00）和夜间（23:00～6:00）施工，同时做好与当地居民沟通，所产生的噪声影响是可以接受的。至于沿线大部分地段，距离居民居住区相对较远（>200m），施工噪声一般不会产生影响。

各站场施工噪声持续时间相对较长，时间可能持续数月以上，且由于振捣混凝土需要使用平板振动器和振动棒，产生的噪声也较大。由于各站距周围最近的村庄距离也在 200m 以上，一般不会出现扰民问题。

6.4 施工期固体废物影响分析

施工中产生的固体废物主要有钻井废泥浆、钻井岩屑、油基岩屑、废油、废弃的包装材料、施工废料和生活垃圾。

钻井岩屑、钻井废泥浆经现场不落地处理后拉运至四川省绵竹澳东水泥有限公司、四川中节能新型建筑材料有限公司采用水泥窑协同处置工艺处置。钻井过程中产生的

油基岩屑按照危险废物进行现场管理（即满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求），通过收集罐收集后及时交由具有相应资质类别的危废处置单位拉运处置。机械产生的废油由施工单位统一收集并综合利用。施工废料由施工单位清运。由施工队设置临时生活垃圾收集筒，统一收集后运至环保部门指定地点处置，包装材由施工单位料统一回收。

因此，本项目产生的固废均能得到妥善处置，对周围环境影响不大。

6.5 施工期生态环境影响预测与评价

6.5.1 工程占地的对农业生态系统影响

本项目地面建设临时占地 12.73hm^2，永久占地 43.33hm^2，管线长 4.5km、道路工程 8.8km。施工期开挖管沟、建设站场、道路等施工活动将占用土地，并造成植被的破坏，直接影响到农业生产的正常运作，从而对该区域农业生态系统的功能造成一定影响，并使当地农民的收入受到一定损失。场站、管线的干扰主要以有下几个方面：

（1）工程施工活动碾压、扰动、占用土地主要包括管线敷设占地、站场占地，其中站场占地和道路为永久占地，管线敷设以临时占地为主，本项目施工活动预计总扰动面积 56.06hm^2。

（2）管线采用管沟地埋敷设方式，管沟下挖，管顶敷土。管沟所在的条带范围内，管顶埋深最少 1.2m，管线敷设后，土壤和下面的母质层都受到翻动干扰，地上植被也全部被破坏。

（3）施工作业带是临时渣土、物料临时堆放场所，由于管线施工中大量用到重型机械，因此这一地带又是重型机械的活动场地，由于不断受机械的碾压和掘土机翻动，土壤表层稳定结构被破坏，下层土壤紧实化，植被地上部分基本被破坏。管线施工区附近机械排出的废气、发出的噪声以及飞扬的尘土，对动植物产生一定的影响，这种干扰主要是在施工时发生，随施工的结束而结束。

（4）工程沿线需修建施工便道合计约 0.8km。施工便道是基于在已有土路或砂石路基础上进行拓宽和压实处理。

施工便道在施工结束后修建为进站道路，因此只需要在施工期加管理，严格控制便道的宽度，尽量利用附近的土路，不得随意开辟新路，尽量不占用林地，以减少对农田和森林的破坏。

6.5.2 植被生态系统影响分析

本项目施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植被的剥离、清理及占压。在施工过程中土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植被，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植被恢复须经过较长时间。施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度为 5m，局部地段可达 5～7m。

对植被的影响因具体工程类型的不同而有所差异，站场建设对植被的影响呈片状分布，而施工便道、道路和管线影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，站场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，通过人工栽植的绿化植被可以补偿永久占地对生态环境的影响；管线、施工便道等临时占地，使原有植被破坏面积达到 80%以上，其中大部分在 2～3 年内可得到恢复， 3～5 年基本可恢复原状。

本项目占地范围内破坏的植被均为区内的常见物种，不会对当地植物群落的种类组成产生影响，也不会造成植物物种的消失，总体看来，本项目对当地植被的影响是可以接受的。

6.5.3 土地利用影响分析

本项目占地包括永久占地和临时占地，其中永久占地包括井站、道路占地，临时占地包括管线施工占地。临时占地将恢复原有使用功能。

占地及土地利用情况见表 3.3-28，临时占地为 12.73hm^2，永久占地为 43.33hm^2。

（1）临时占地

本项目临时占地为 12.73hm^2，主要为钻井井场和集输管线工程临时用地。临时占地将破坏暂时占用土地上的植被，对土地利用功能影响较小。施工结束后，经土方回填，临时占地可恢复原土地利用类型。

（2）永久占地

本项目永久占地面积为 43.33hm^2，永久占地将彻底改变原土地利用的性质，但永久占地面积较小，对该区土地利用性质的影响较轻微。

6.5.4 土壤影响分析

施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方堆放、填方取土、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去原有的农业生产和植物生长能力。对土壤的影响主要表现为土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。

（1）土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动对土壤理化性质产生影响，特别是农业生产区的土壤影响最大。

1）扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越，深度一般为 15～25cm 农田耕作层土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定破坏和扰乱土壤耕作层，这种破坏和扰乱，除开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复。因此，施工过程中，在施工过程中对土壤耕作层的影响最为严重。

2）混合土壤层次，改变土体构型

土壤在形成的过程中，由于物质和能量长期垂直分异，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型的破坏，将改变土体中物质和能量的运动变化规律，使表层通气透水性变差，使亚表层保水、保肥性能降低，造成对农作物的生长、发育及其产量影响。

3）影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

（2）土壤肥力影响

土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力其它方面如紧实度、孔隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

本项目主要分布在平原区，评价范围内土地利用类型以耕地为主，土壤中的养分

含量相对较高。因此，本项目施工过程中尽可能减少占地，对施工中必须占用的耕地，挖掘时将表层土、底层土分开堆放，回填时分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利于后期植被恢复。

（3）土壤污染影响

本项目施工过程中将产生施工废料、生活垃圾和生活污水，这些废物如果残留于土壤中，将影响土壤耕作和农作物生长。另外，钻井过程中将产生大量的钻井泥浆、钻井废水、压裂返排液和钻井岩屑，如不及时收集而任意排放，则会明显对井场附近土壤造成一定程度的污染。因此，本项目施工时对固体废物实施了严格的管理措施，进行统一收集和处置。

6.5.5 水土流失影响分析

本项目彭州 3 脱硫站位于丘陵区，挖方量较大，目前已完成场地平整，剩余挖方填充周边洼地；彭州 4~彭州 6 脱硫站地面工程除表土剥离暂存外，挖方可基本回填消化，不产生废弃土石方。本项目土石方平衡表见表 4.1-11。

项目评价区属于成都平原区，土壤侵蚀属于轻微侵蚀区，只要加强施工管理，水土流失影响可得到有效控制。

6.5.6 对景观生态影响分析

施工期对景观异质性的影响主要表现在工程开挖、施工占地改变了局部区域地面景观拼块类型及拼块连通性和嵌套关系。在评价区小范围内形成的人工拼块类型或临时性改变局部区域拼块比例和镶嵌格局，对整个生态体系的稳定性不致构成显著影响。因此，评价区景观生态体系仍将维持现状，脱硫站、天然气集输站、道路等的分割不足以造成生态体系的本质变化。因此对景观生态影响较小。

6.6 施工期土壤环境影响分析

本项目占地面积小，用地性质采取措施和办理相关手续后符合当地规划和土地利用性质。施工期时间短、工程量小，施工占地范围小，对土壤环境的扰动较小。在施工过程中使用的施工材料及建渣采取防雨、防水措施，不会因淋溶入渗土壤环境；钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺，在设计表层导管 1 段（约 0～50m）用普通高坂含钻井液钻井以避免重点关注的表层含水层和浅层土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染，在 50m 以下的导管 2、一开、二开阶段，采用较清洁的水基泥浆，在三开阶段采用油基

泥浆，采用套管和水泥固井防止地下水污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入地下水或土壤环境；钻井井场设置了清污分流和分级分区防渗，不能回用的泥浆（约 10%）与筛下物岩屑经泥浆不落地工艺（化学破稳+压滤）处理后，滤液（约 20%）用于脱稳剂配制，剩余部分经罐车拉运至袁家气田水处理站经“絮凝沉淀+药剂氧化”处理后用罐车运至回注井回注处置，不外排，废水不会进入土壤环境；废弃水基钻井泥浆和岩屑经泥浆不落地工艺处理固液分离后，固体（含水率小于 40%）转运至四川亚东水泥公司采用水泥窑协同处置或四川中节能新型建筑材料有限公司制砖处置，油基岩屑在井场收集后送往四川纳海环境有限公司，生活垃圾专用生活垃圾桶收集，生活污水经收集设施收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，禁止现场垃圾和污水随意乱排乱放，固废不会直接暴露于项目空地和外环境，项目因污染物撒漏进入土壤环境的可能性小且能及时发现和处理，因此项目对土壤环境造成影响很小。

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，因本项目涉及的彭州 3 平台、彭州 4 已完成钻井，后期不再继续新增钻井施工，彭州 5 平台、彭州 6 平台已部分完钻，采用的钻井工艺与本项目后续钻井工艺相同，且均位于同一区域，因此选用本次对彭州 3 平台、彭州 4 平台、彭州 5 平台、彭州 6 平台的监测数据进行类别分析。

根据对彭州 3 平台、彭州 4 平台、彭州 5 平台、彭州 6 平台的环境质量现状监测报告，在各平台内布置 1 个表层点、3 个柱状样点，各平台外布置 2 个表层点，平台内建设用地基本项目均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“水旱轮作地”用地类型筛选值，井场内建设用地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）筛选值、氯离子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准；土壤理化性质也无酸化、盐化或碱化现象。由此可见，彭州 3 平台、彭州 4 平台、彭州 5 平台、彭州 6 平台的施工并未对土壤环境造成污染。

根据调查和资料收集，彭州地区的中石化天然气钻采项目，在施工期均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气钻采项目施工期对土壤环境的影响很小。

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进行污染治理后恢复，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。

综上所述，项目施工期采取诸多保护地下水和土壤环境的措施，并有相应的跟踪监测计划，类比同地区同类项目实施中和实施后对土壤环境均无影响，项目施工期对土壤环境影响很小，对土壤环境的影响是可接受的。

7 运营期环境影响预测与评价

7.1 大气环境影响预测及评价

7.1.1 大气环境影响预测

（1）源强参数分析

1）有组织废气

有组织排放的废气主要为彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生的燃烧烟气，包括尾气焚烧炉烟气、锅炉烟气、火炬长明火烟气，主要污染物为 SO_2、NOx、烟尘。因火炬长明火烟气排放位置高且排放量相对很小，不作为本次主要污染源进行预测评价。

2）无组织废气

彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站、集输站无组织排放源强指正常生产情况下，由于装置运行一定时间后管道接头及阀门的密闭性可能出现一定程度的跑、冒、滴、漏的泄漏排放。参照元坝气田净化厂，含 H_2S 的主要设备物料在线量，按每天万分之一的泄漏率确定本项目天然气脱硫站 H_2S 无组织排放情况，非甲烷总烃泄漏率按产能的百万分之一计算。

3）非正常工况废气

当脱硫站停工检修时，切断上游气源，装置内残余气若外排，则会造成环境污染。拟建的天然气脱硫站、集输站对脱硫、脱水等装置内的残余气体可在放空阀控制下，由脱硫站放空系统逐步密闭排放至放空火炬燃烧后排入大气；对硫磺回收、尾气处理装置内的残余气体用氮气吹扫至焚烧炉焚烧后经烟囱排入大气，减少对环境的污染。

表 7.1-1　运营期彭州 3 脱硫站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NOx		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉烟气	连续	9958		100	1.00	100	1.00	20	0.20	150	0.6	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	11812		10	0.12	30	0.36	10	0.12	140	0.6	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	210		10	0.002	180	0.037	27	0.006	600	0.45	60	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：4.6×10^{-5}kg/h，H_2S：0.0010kg/h						/	/	/	大气
	非正常工况废气		间断		20476		171.1						/	/	火炬

表 7.1-2　运营期彭州 4 脱硫站及集输站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NOx		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉烟气	连续	10864		100	1.09	100	1.09	20	0.22	150	0.6	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	11812		10	0.12	30	0..36	10	0.12	140	0.6	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	210		10	0.002	180	0.037	27	0.006	600	0.45	60	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：5.0×10^{-5}kg/h，H_2S：0.0010kg/h						/	/	/	大气
	非正常工况废气		间断		22337		186.6						/	/	火炬

表 7.1-3　运营期彭州 5 脱硫站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NOx		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉烟气	连续	34780		100	3.48	100	3.48	20	0.70	150	1.0	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	29400		10	0.29	30	0.88	10	0.29	140	0.9	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	315		10	0.003	180	0.056	27	0.009	600	0.8	65	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：1.63×10^{-4}kg/h，H_2S：0.0031kg/h						/	/	/	大气
	非正常工况废气		间断		72596		606.5						/	/	火炬

表 7.1-4 运营期彭州 6 脱硫站污染物排放情况

类别	序号	排放源	排放规律	排放量/（Nm^3/h）		SO_2		NOx		烟粉尘		排放参数			排放去向
				正常	最大	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	mg/Nm^3	kg/h	温度/℃	内径/m	高度/m	
废气	G1	尾气焚烧炉烟气	连续	49500		100	4.95	100	4.95	20	0.99	150	1.2	40	大气
	G2	锅炉烟气	连续	39200		10	0.39	30	1.18	10	0.39	140	1.0	15	大气
	G3	火炬长明火烟气	连续	420		10	0.004	180	0.075	27	0.011	600	1.0	75	大气
	无组织排放		连续			非甲烷总烃：2.43×10^{-4}kg/h，H_2S：0.0046kg/h						/	/	/	大气
	非正常工况废气		间断		107963		902.0						/	/	火炬

（2）预测估算模式参数

本次评价估算模式所用参数见表 7.1-5：

表 7.1-5　大气影响预测参数情况表

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/℃	/	32.1
最低环境温度/℃	/	-4.1
土地利用类型	/	农田
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/°	/

（3）预测结果

结合工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算污染源的最大环境影响，预测结果见表 7.1-6。

表 7.1-6　运营期彭州 3 脱硫站有组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	尾气焚烧炉烟气						锅炉烟气					
	SO_2		NOx		烟粉尘		SO_2		NOx		烟粉尘	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	2.77	0.55	2.77	1.38	0.56	0.06	0.93	0.19	2.78	1.39	0.93	0.10
100.0	3.59	0.72	3.59	1.79	0.72	0.08	1.48	0.30	4.45	2.23	1.48	0.16
200.0	3.81	0.76	3.81	1.90	0.77	0.09	1.35	0.27	4.06	2.03	1.35	0.15
300.0	4.13	0.83	4.13	2.06	0.83	0.09	1.21	0.24	3.63	1.82	1.21	0.13
400.0	5.07	1.01	5.07	2.53	1.02	0.11	1.15	0.23	3.45	1.72	1.15	0.13
500.0	5.72	1.14	5.72	2.86	1.15	0.13	1.08	0.22	3.24	1.62	1.08	0.12
600.0	5.75	1.15	5.75	2.88	1.16	0.13	0.99	0.20	2.98	1.49	0.99	0.11
700.0	5.51	1.10	5.51	2.75	1.11	0.12	0.92	0.18	2.76	1.38	0.92	0.10
800.0	5.14	1.03	5.14	2.57	1.03	0.11	2.02	0.40	6.07	3.03	2.02	0.22
900.0	4.76	0.95	4.76	2.38	0.96	0.11	1.81	0.36	5.43	2.72	1.81	0.20
1000.0	4.46	0.89	4.46	2.23	0.90	0.10	1.92	0.38	5.76	2.88	1.92	0.21
1200.0	3.92	0.78	3.92	1.96	0.79	0.09	2.41	0.48	7.22	3.61	2.41	0.27
1400.0	3.50	0.70	3.50	1.75	0.70	0.08	2.92	0.58	8.75	4.38	2.92	0.32
1600.0	10.31	2.06	10.31	5.16	2.08	0.23	2.36	0.47	7.07	3.53	2.36	0.26
1800.0	9.78	1.96	9.78	4.89	1.97	0.22	2.81	0.56	8.44	4.22	2.81	0.31
2000.0	10.21	2.04	10.21	5.11	2.06	0.23	2.93	0.59	8.78	4.39	2.93	0.33
2500.0	7.83	1.57	7.83	3.92	1.58	0.18	2.89	0.58	8.66	4.33	2.89	0.32
3000.0	11.72	2.34	11.72	5.86	2.36	0.26	2.51	0.50	7.53	3.76	2.51	0.28
下风向最大浓度	17.43	3.49	17.43	8.71	3.51	0.39	3.53	0.71	10.58	5.29	3.53	0.39
最大浓度出现距离	2660m						2430m					
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%						P_{max}＜10%					

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-7　运营期彭州 3 脱硫站无组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	无组织排放			
	H_2S		非甲烷总烃	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	0.1855	1.86	0.0088	＜0.001
100.0	0.2178	2.18	0.0103	＜0.001
200.0	0.2904	2.90	0.0138	＜0.001
300.0	0.3399	3.40	0.0161	＜0.001
400.0	0.3452	3.45	0.0164	＜0.001
500.0	0.3350	3.35	0.0159	＜0.001
600.0	0.3166	3.17	0.0150	＜0.001
700.0	0.2947	2.95	0.0140	＜0.001
800.0	0.2727	2.73	0.0130	＜0.001
900.0	0.2519	2.52	0.0120	＜0.001
1000.0	0.2328	2.33	0.0111	＜0.001
1200.0	0.2098	2.10	0.0100	＜0.001
1400.0	0.1904	1.90	0.0090	＜0.001
1600.0	0.1734	1.73	0.0082	＜0.001
1800.0	0.1595	1.59	0.0076	＜0.001
2000.0	0.1480	1.48	0.0070	＜0.001
2500.0	0.1258	1.26	0.0060	＜0.001
下风向最大浓度	0.3463	3.46	0.0164	＜0.001
最大浓度出现距离	368m			
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%			

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-8　运营期彭州 4 脱硫站有组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	尾气焚烧炉烟气						锅炉烟气					
	SO_2		NOx		烟粉尘		SO_2		NOx		烟粉尘	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	2.65	0.53	2.65	1.32	0.53	0.06	0.91	0.18	2.75	1.38	0.91	0.10
100.0	3.61	0.72	3.61	1.80	0.73	0.08	1.38	0.28	4.18	2.09	1.38	0.15
200.0	3.98	0.80	3.98	1.99	0.80	0.09	1.42	0.28	4.30	2.15	1.42	0.16
300.0	4.31	0.86	4.31	2.15	0.87	0.10	1.26	0.25	3.81	1.90	1.26	0.14
400.0	5.04	1.01	5.04	2.52	1.02	0.11	1.14	0.23	3.46	1.73	1.14	0.13
500.0	5.77	1.15	5.77	2.88	1.16	0.13	1.10	0.22	3.32	1.66	1.10	0.12
600.0	5.93	1.19	5.93	2.96	1.20	0.13	1.00	0.20	3.02	1.51	1.00	0.11
700.0	5.75	1.15	5.75	2.88	1.16	0.13	0.93	0.19	2.80	1.40	0.93	0.10
800.0	5.43	1.09	5.43	2.72	1.10	0.12	0.85	0.17	2.56	1.28	0.85	0.09
900.0	5.06	1.01	5.06	2.53	1.02	0.11	0.78	0.16	2.35	1.18	0.78	0.09
1000.0	4.72	0.94	4.72	2.36	0.95	0.11	0.75	0.15	2.28	1.14	0.75	0.08
1200.0	4.17	0.83	4.17	2.09	0.84	0.09	0.69	0.14	2.10	1.05	0.69	0.08
1400.0	3.72	0.74	3.72	1.86	0.75	0.08	0.64	0.13	1.93	0.97	0.64	0.07
1600.0	3.36	0.67	3.36	1.68	0.68	0.08	0.62	0.12	1.87	0.94	0.62	0.07
1800.0	3.07	0.61	3.07	1.53	0.62	0.07	0.80	0.16	2.42	1.21	0.80	0.09
2000.0	2.82	0.56	2.82	1.41	0.57	0.06	0.93	0.19	2.81	1.41	0.93	0.10
2500.0	2.74	0.55	2.74	1.37	0.55	0.06	1.11	0.22	3.36	1.68	1.11	0.12
下风向最大浓度	5.93	1.19	5.93	2.97	1.20	0.13	1.52	0.30	4.60	2.30	1.52	0.17
最大浓度出现距离	585m						134m					
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%						P_{max}＜10%					

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-9　运营期彭州 4 脱硫站无组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	无组织排放			
	H_2S		非甲烷总烃	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	0.2693	2.69	0.0017	＜0.001
100.0	0.3433	3.43	0.0021	＜0.001
200.0	0.4678	4.68	0.0029	＜0.001
300.0	0.4857	4.86	0.0030	＜0.001
400.0	0.4493	4.49	0.0028	＜0.001
500.0	0.4116	4.12	0.0026	＜0.001
600.0	0.3724	3.72	0.0023	＜0.001
700.0	0.3362	3.36	0.0021	＜0.001
800.0	0.3042	3.04	0.0019	＜0.001
900.0	0.2765	2.77	0.0017	＜0.001
1000.0	0.2584	2.58	0.0016	＜0.001
1200.0	0.2296	2.30	0.0014	＜0.001
1400.0	0.2051	2.05	0.0013	＜0.001
1600.0	0.1855	1.85	0.0012	＜0.001
1800.0	0.1696	1.70	0.0011	＜0.001
2000.0	0.1566	1.57	0.0010	＜0.001
2500.0	0.1317	1.32	0.0008	＜0.001
3000.0	0.1127	1.13	0.0007	＜0.001
下风向最大浓度	0.4858	4.86	0.00303	＜0.001
最大浓度出现距离	271m			
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%			

注：上表中 C 表示落地浓度（mg/m^3），P 表示占标率（%）。

表 7.1-10　运营期彭州 5 脱硫站有组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	尾气焚烧炉烟气						锅炉烟气					
	SO_2		NOx		烟粉尘		SO_2		NOx		烟粉尘	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	4.65	0.93	4.65	2.32	0.93	0.10	1.19	0.24	3.60	1.80	1.19	0.13
100.0	5.88	1.18	5.88	2.94	1.18	0.13	2.06	0.41	6.25	3.12	2.06	0.23
200.0	8.25	1.65	8.25	4.12	1.65	0.18	2.56	0.51	7.76	3.88	2.56	0.28
300.0	7.53	1.51	7.53	3.77	1.51	0.17	2.25	0.45	6.82	3.41	2.25	0.25
400.0	10.45	2.09	10.45	5.22	2.10	0.23	1.75	0.35	5.32	2.66	1.75	0.19
500.0	11.92	2.38	11.92	5.96	2.39	0.27	1.50	0.30	4.55	2.28	1.50	0.17
600.0	12.27	2.45	12.27	6.13	2.46	0.27	1.49	0.30	4.53	2.26	1.49	0.17
700.0	12.01	2.40	12.01	6.01	2.41	0.27	1.43	0.29	4.35	2.17	1.43	0.16
800.0	11.56	2.31	11.56	5.78	2.32	0.26	1.35	0.27	4.10	2.05	1.35	0.15
900.0	11.03	2.21	11.03	5.51	2.21	0.25	1.27	0.25	3.85	1.92	1.27	0.14
1000.0	10.48	2.10	10.48	5.24	2.10	0.23	1.19	0.24	3.61	1.80	1.19	0.13
1200.0	9.45	1.89	9.45	4.72	1.90	0.21	1.05	0.21	3.20	1.60	1.05	0.12
1400.0	8.55	1.71	8.55	4.27	1.71	0.19	0.95	0.19	2.87	1.43	0.95	0.11
1600.0	7.79	1.56	7.79	3.89	1.56	0.17	0.86	0.17	2.60	1.30	0.86	0.10
1800.0	7.15	1.43	7.15	3.58	1.44	0.16	0.79	0.16	2.38	1.19	0.79	0.09
2000.0	6.61	1.32	6.61	3.31	1.33	0.15	0.94	0.19	2.85	1.43	0.94	0.10
2500.0	5.57	1.11	5.57	2.78	1.12	0.12	1.17	0.23	3.55	1.78	1.17	0.13
下风向最大浓度	12.28	2.46	12.28	6.14	2.46	0.27	2.56	0.51	7.76	3.88	2.56	0.28
最大浓度出现距离	577m						182m					
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%						P_{max}＜10%					

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-11　运营期彭州 5 脱硫站无组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	无组织排放			
	H_2S		非甲烷总烃	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	0.2885	2.89	0.0015	＜0.001
100.0	0.3634	3.63	0.0019	＜0.001
200.0	0.5103	5.10	0.0027	＜0.001
300.0	0.5616	5.62	0.0030	＜0.001
400.0	0.5552	5.55	0.0030	＜0.001
500.0	0.5591	5.59	0.0030	＜0.001
600.0	0.5588	5.59	0.0030	＜0.001
700.0	0.5487	5.49	0.0029	＜0.001
800.0	0.5333	5.33	0.0029	＜0.001
900.0	0.5151	5.15	0.0028	＜0.001
1000.0	0.4955	4.95	0.0026	＜0.001
1200.0	0.4562	4.56	0.0024	＜0.001
1400.0	0.4196	4.20	0.0022	＜0.001
1600.0	0.3867	3.87	0.0021	＜0.001
1800.0	0.3576	3.58	0.0019	＜0.001
2000.0	0.3322	3.32	0.0018	＜0.001
2500.0	0.2845	2.85	0.0015	＜0.001
下风向最大浓度	0.5651	5.65	0.0030	＜0.001
最大浓度出现距离	335m			
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%			

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-12　运营期彭州 6 脱硫站有组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	尾气焚烧炉烟气						锅炉烟气					
	SO_2		NOx		烟粉尘		SO_2		NOx		烟粉尘	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	5.58	1.12	5.58	2.79	1.12	0.12	1.38	0.28	4.18	2.09	1.38	0.15
100.0	6.45	1.29	6.45	3.23	1.29	0.14	2.36	0.47	7.14	3.57	2.36	0.26
200.0	9.67	1.93	9.67	4.83	1.93	0.21	3.12	0.62	9.44	4.72	3.12	0.35
300.0	9.34	1.87	9.34	4.67	1.87	0.21	2.71	0.54	8.19	4.10	2.71	0.30
400.0	12.00	2.40	12.00	6.00	2.40	0.27	2.19	0.44	6.62	3.31	2.19	0.24
500.0	14.40	2.87	14.40	7.18	2.87	0.32	1.76	0.35	5.32	2.66	1.76	0.20
600.0	15.40	3.07	15.40	7.68	3.07	0.34	1.64	0.33	4.96	2.48	1.64	0.18
700.0	15.40	3.07	15.40	7.68	3.07	0.34	1.60	0.32	4.86	2.43	1.60	0.18
800.0	14.90	2.98	14.90	7.45	2.98	0.33	1.54	0.31	4.67	2.33	1.54	0.17
900.0	14.30	2.86	14.30	7.15	2.86	0.32	1.47	0.29	4.44	2.22	1.47	0.16
1000.0	13.60	2.73	13.60	6.82	2.73	0.30	1.39	0.28	4.20	2.10	1.39	0.15
1200.0	12.40	2.47	12.40	6.18	2.47	0.27	1.24	0.25	3.75	1.87	1.24	0.14
1400.0	11.20	2.24	11.20	5.61	2.24	0.25	1.11	0.22	3.36	1.68	1.11	0.12
1600.0	10.20	2.05	10.20	5.12	2.05	0.23	1.01	0.20	3.05	1.53	1.01	0.11
1800.0	9.40	1.88	9.40	4.70	1.88	0.21	0.93	0.18	2.80	1.40	0.93	0.10
2000.0	8.69	1.74	8.69	4.35	1.74	0.19	0.86	0.17	2.61	1.31	0.86	0.10
2500.0	7.32	1.46	7.32	3.66	1.46	0.16	0.97	0.19	2.95	1.47	0.97	0.11
3000.0	6.50	1.30	6.50	3.25	1.30	0.14	1.42	0.28	4.31	2.15	1.42	0.16
下风向最大浓度	15.4	3.08	15.4	7.70	3.08	0.34	3.12	0.62	9.44	4.72	3.12	0.35
最大浓度出现距离	660m						192m					
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%						P_{max}＜10%					

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-13　运营期彭州 6 脱硫站无组织废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	无组织排放			
	H_2S		非甲烷总烃	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
50.0	0.30215	3.02	0.007981	＜0.001
100.0	0.34629	3.46	0.009147	＜0.001
200.0	0.43188	4.32	0.011407	＜0.001
300.0	0.51319	5.13	0.013555	＜0.001
400.0	0.58101	5.81	0.015346	＜0.001
500.0	0.60563	6.06	0.015997	＜0.001
600.0	0.60442	6.04	0.015965	＜0.001
700.0	0.60703	6.07	0.016034	＜0.001
800.0	0.61511	6.15	0.016247	＜0.001
900.0	0.616	6.16	0.01627	＜0.001
1000.0	0.61139	6.11	0.016149	＜0.001
1200.0	0.5911	5.91	0.015613	＜0.001
1400.0	0.56338	5.63	0.014881	＜0.001
1600.0	0.53271	5.33	0.01407	＜0.001
1800.0	0.50216	5.02	0.013264	＜0.001
2000.0	0.47324	4.73	0.0125	＜0.001
2500.0	0.41411	4.14	0.010938	＜0.001
下风向最大浓度	0.5165	6.17	0.01628	＜0.001
最大浓度出现距离	865m			
距源最远距离 $D_{10\%}$	P_{max}＜10%			

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

表 7.1-14　运营期脱硫站非正常工况废气排放影响估算结果

距源中心下风向距离 D/m	彭州 3 脱硫站非正常工况废气（火炬）		彭州 4 脱硫站非正常工况废气（火炬）		彭州 5 脱硫站非正常工况废气（火炬）		彭州 6 脱硫站非正常工况废气（火炬）	
	SO_2		SO_2		SO_2		SO_2	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
10	0.000	0.0	0.000	0.0	0.001	0.2	0.001	0.2
50	0.023	4.5	0.018	3.6	0.031	6.2	0.024	4.9
100	0.044	8.8	0.035	7.0	0.060	12.0	0.057	11.3
200	0.051	10.2	0.043	8.6	0.054	10.8	0.056	11.2
300	0.065	12.9	0.046	9.2	0.065	13.0	0.058	11.5
400	0.073	14.5	0.066	13.3	0.080	15.9	0.068	13.6
500	0.079	15.8	0.076	15.1	0.095	19.0	0.081	16.3
600	0.111	22.1	0.080	16.0	0.119	23.8	0.107	21.5
700	0.139	27.8	0.097	19.5	0.133	26.6	0.124	24.8
800	0.159	31.8	0.123	24.6	0.143	28.5	0.133	26.6
900	0.172	34.3	0.143	28.5	0.164	32.7	0.138	27.6
1000	0.178	35.6	0.156	31.2	0.178	35.6	0.143	28.6

距源中心下风向距离 D/m	彭州 3 脱硫站非正常工况废气（火炬）		彭州 4 脱硫站非正常工况废气（火炬）		彭州 5 脱硫站非正常工况废气（火炬）		彭州 6 脱硫站非正常工况废气（火炬）	
	SO_2		SO_2		SO_2		SO_2	
	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%	C/（μg/m³）	P/%
1200	0.181	36.3	0.170	33.9	0.193	38.6	0.180	36.0
1400	0.177	35.4	0.173	34.5	0.197	39.3	0.200	40.0
1600	0.169	33.7	0.169	33.9	0.194	38.8	0.209	41.9
1800	0.160	31.9	0.163	32.6	0.187	37.4	0.212	42.3
2000	0.151	30.1	0.155	31.0	0.202	40.3	0.209	41.8
2500	0.131	26.2	0.135	26.9	0.229	45.9	0.194	38.8
3000	0.115	23.0	0.118	23.6	0.232	46.3	0.217	43.4
3500	0.102	20.5	0.105	21.0	0.222	44.4	0.234	46.9
4000	0.092	18.5	0.094	18.8	0.208	41.6	0.236	47.2
4500	0.084	16.8	0.086	17.1	0.193	38.6	0.229	45.8
5000	0.077	15.4	0.078	15.7	1.410	281.4	1.490	297.6
6000	0.071	14.2	0.072	14.4	1.230	245.3	1.360	271.7
6500	0.066	13.2	0.067	13.5	1.070	213.1	1.440	288.3
7000	0.061	12.2	0.566	113.2	0.936	187.1	1.340	268.6
7500	0.058	11.5	0.500	99.9	1.050	210.3	1.210	242.9
8000	0.054	10.8	0.503	100.5	0.985	197.1	0.959	191.9
8500	0.081	16.3	0.402	80.5	0.876	175.2	1.050	210.5
9000	0.450	90.1	0.450	90.1	0.901	180.2	0.963	192.6
下风向最大浓度	0.479	95.9	0.566	113.1	1.41	281.4	1.58	316.2
最大浓度出现距离	8470		6555		5000		5340	

注：上表中 C 表示落地浓度，P 表示占标率。

1）正常运行时预测结果分析

根据表 7.1-6~7.1-13 可知，正常运行时各脱硫站的大气环境影响预测结果如下：

彭州 3 脱硫站**尾气焚烧炉烟气**中的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 2660m 处，最大落地浓度分别为 17.43μg/m^3、17.43μg/m^3、3.51μg/m^3，相应占标率分别为 3.49%、8.71%、0.39%。**燃气锅炉烟气中**排放的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 2430m 处，最大落地浓度分别为 3.53μg/m^3、10.5μg/m^3、3.53μg/m^3，相应占标率分别为 0.71%、5.29%、0.39%。**无组织排放废气**中 H_2S、非甲烷总烃最大落地浓度出现在 368m 处，最大落地浓度分别为 0.3463μg/m^3、0.0164μg/m^3，相应占标率分别为 6.03%、＜0.01%。

彭州 4 脱硫站**尾气焚烧炉烟气**中的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 585m 处，最大落地浓度分别为 5.93μg/m^3、5.93μg/m^3、1.20μg/m^3，相应占标率分别为 1.19%、2.97%、0.13%。**燃气锅炉烟气中**排放的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 134m

处，最大落地浓度分别为 1.52μg/m^3、4.60μg/m^3、1.52μg/m^3，相应占标率分别为 0.30%、2.30%、0.17%。**无组织排放废气**中 H_2S、非甲烷总烃最大落地浓度出现在 271m 处，最大落地浓度分别为 0.4858μg/m^3、0.00303μg/m^3，相应占标率分别为 4.86%、＜0.01%。

彭州 5 脱硫站**尾气焚烧炉烟气**中的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 577m 处，最大落地浓度分别为 12.28μg/m^3、12.28μg/m^3、2.46μg/m^3，相应占标率分别为 2.46%、6.14%、0.27%。**燃气锅炉烟气中**排放的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 182m 处，最大落地浓度分别为 2.56μg/m^3、7.76μg/m^3、2.56μg/m^3，相应占标率分别为 0.51%、3.88%、0.28%。**无组织排放废气**中 H_2S、非甲烷总烃最大落地浓度出现在 335m 处，最大落地浓度分别为 0.5651μg/m^3、0.0127μg/m^3，相应占标率分别为 7.03%、＜0.01%。

彭州 6 脱硫站**尾气焚烧炉烟气**中的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 660m 处，最大落地浓度分别为 15.4μg/m^3、15.4μg/m^3、3.08μg/m^3，相应占标率分别为 3.08%、7.70%、0.34%。**燃气锅炉烟气中**排放的 SO_2、NO_X、烟粉尘最大落地浓度出现在 192m 处，最大落地浓度分别为 3.12μg/m^3、9.44μg/m^3、3.12μg/m^3，相应占标率分别为 0.62%、4.72%、0.35%。**无组织排放废气**中 H_2S、非甲烷总烃最大落地浓度出现在 865m 处，最大落地浓度分别为 0.5165μg/m^3、0.01628μg/m^3，相应占标率分别为 6.17%、＜0.01%。

由此可见，在正常排放情况下，本项目有组织及无组织排放的污染物均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，对环境影响较小，不会改变周围大气环境功能。

2）非正常工况下废气影响

当发生非正常排放时，自动控制系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将安全阀等排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放。

根据表 7.1-14 的预测结果可知，在非正常状况下，放空火炬燃烧排放的 SO_2 最大落地浓度均存在超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求的区域分布，彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站最大 SO_2 落地浓度占标率分别为 95.9%、113.1%、281.4%、316.2%。最大落地浓度出现对应距离分别为 8470m、6555m、5000m、5340m。

由此可见，非正常工况状况下，放空火炬废气燃烧产生的 SO_2 会造成下风向部分区域环境空气中的 SO_2 浓度超标,会对项目站场周围的区域环境造成一定影响。但由于非正常工况状况持续时间较短，因此，非正常工况下废气燃烧产生的环境影响持续时间也较短。

为降低非正常工下的废气影响，在运行过程中，应加强生产运行及环境管理，建立健全安全生产和环境保护管理制度，采取有效措施缩短非正常工况的时间和产生频次，降低环境影响。

7.1.2 项目大气环境防护距离及卫生防护距离设置

（1）卫生防护距离

卫生防护距离计算公式采用《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T39499-2020）中的公式，即：

$$\frac{Q_c}{C_m}=\frac{1}{A}(BL^c+0.25r^2)^{0.50}L^D$$

式中：C_m—大气有害物质环境空气质量的标准限值（mg/m^3）；

L —大气有害物质卫生防护距离初值（m）；

Q_c —大气有害物质无组织排放量可以达到的控制水平（kg/h）；

r —大气有害物质无组织排放源所在生产单元的等效半径（m）。

本项目计算选取所在地区近 5 年来平均风速 1.3m/s，根据条件参数选择：本项目卫生防护距离计算参数见表 7.1-15。

表 7.1-15　卫生防护距离计算参数

计算系数	工业企业所在地区近五年平均风速 m/s	卫生防护距离 L，m								
		L≦1000			1000<l≦2000			l>2000		
		工业企业大气污染源构成类别								
		I	II	III	I	II	III	I	II	III
A	<2	400	400	400	400	400	400	80	80	80
	2~4	700	470	350	700	470	350	380	250	190
	>4	530	350	260	530	350	260	290	190	110
B	<2	0.01			0.015			0.015		
	>2	0.021			0.036			0.036		
C	<2	1.85			1.79			1.79		
	>2	1.85			1.77			1.77		
D	<2	0.78			0.78			0.57		
	>2	0.84			0.84			0.76		

据此，计算结果见表 7.1-16。

表 7.1-16　卫生防护距离计算参数以及计算结果

面源名称	面积（m^2）	污染物	源强（kg/h）	标准（mg/m^3）	L（m）
彭州 3	12000	H_2S	0.0010	0.01	1.0
		非甲烷总烃	3.8×10^{-5}	2.00	/
彭州 4	12000	H_2S	0.0010	0.01	1.0
		非甲烷总烃	5.0×10^{-5}	2.00	/
彭州 5	25000	H_2S	0.0031	0.01	3.4
		非甲烷总烃	1.55×10^{-4}	2.00	/
彭州 6	36000	H_2S	0.0046	0.01	4.9
		非甲烷总烃	2.43×10^{-4}	2.00	/

注：无组织排放源所在生产单元为装置区，装置区包含脱硫区、井口区、井口处理区

根据计算结果，本项目卫生防护距离：彭州 3～彭州 6，H_2S 为 1.0m、1.0m、3.4m、4.9m。根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T39499-2020）的要求，本项目的卫生防护距离为装置区外各 50m 范围。

为保护人群健康、减少正常排放条件下大气污染物对居住区的环境影响，本项目建成后，卫生防护距离的设置分别为：在彭州 3#平台、彭州 4#平台、彭州 5#平台、彭州 6#平台装置区边界外 50m 范围。目前，卫生防护距离范围内无敏感保护目标。

（2）大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）中的推荐模式计算本项目的无组织源装置区的大气防护距离，计算结果见表 7.1-17。

计算结果表明：计算范围内无超标点，无组织排放所需大气环境防护距离为 0，故本项目不设置大气环境防护距离。

表 7.1-17　大气环境防护距离计算结果

面源名称	面源参数（m）			污染物	排放速率（kg/h）	计算结果（m）
彭州 3	长	宽	高	H_2S	0.0007	无超标点
	150	80	3	非甲烷总烃	1.9×10^{-5}	
彭州 4	长	宽	高	H_2S	0.00095	无超标点
	150	80	3	非甲烷总烃	2.5×10^{-5}	
彭州 5	长	宽	高	H_2S	0.00285	无超标点
	200	125	3	非甲烷总烃	7.75×10^{-5}	
彭州 6	长	宽	高	H_2S	0.0045	无超标点
	200	180	3	非甲烷总烃	1.215×10^{-4}	

根据表 7.1-17 可知，彭州 3#平台、彭州 4#平台、彭州 5#平台、彭州 6#平台装置

区边界外设置 50m 卫生防护距离。本项目卫生防护距离范围内，没有居民居住，无需再环保拆迁。

同时，本环评提出：在卫生防护距离内，脱硫站运营期间不得再迁入人群居住、学校、医院以及食品、医药等成品生产企业。

（3）评价小结

预测结果表明，本项目彭州 3～彭州 6 总排放的各类污染物排放的落地浓度贡献均能达标，项目排放各污染物对保护目标的影响较小。项目建成后排放污染物在各监测点污染物的浓度预测值叠加环境本底值后，均达到相应标准限值的要求，对各环境保护目标的影响较小。

为保护人群健康、减少正常排放条件下大气污染物对居住区的环境影响，根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T1301-1991），经计算，本项目的卫生防护距离为装置区边界以外的各 50m 范围。在此距离内，不得有人居等敏感点。项目厂区外无超标点，无需设置大气环境防护距离。

报告书确定分别在彭州 3 脱硫站~彭州 6 脱硫站装置区边界外设置 50m 卫生防护距离，控制和减小无组织排放废气对周围环境的影响，此范围内现无居民分布。因此，本项目卫生防护距离内无需环保拆迁。

7.2 地表水环境影响分析

本项目彭州 3～彭州 6 脱硫站的废水污染源包括气田采出水、污水汽提塔排污水、制硫部分产生含硫污水、热稳定盐去除装置排污水、锅炉排污、水处理站（RO 浓水）、循环水排污、装置生产污水（冲洗水）以及初期雨水、生活污水等。

（1）气田采出水

各平台气田采出水首先在脱硫站内经预处理脱硫，预处理脱硫采用工艺流程为：气田水缓冲→负压气提→压力两相除硫→压力斜板沉降→二级过滤→缓冲罐。预处理后气田采出水通过罐车拉运或管输至彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置，采取工艺为：均质调节→澄清软化→电解氧化→高级氧化→过滤→高压反渗透→MVR 蒸发→反渗透，出水回用于循环冷却水补水，母液回注。

本项目废水回用的主要对象是作为循环水场的补充水（160t/h），本项目气田水综合利用装置处理回用水产生量为 23t/h，可以实现完全回用。

残酸废液主要是气井开井初期，井下酸化压裂返排液，这部分液体硫化物含量高，成分复杂，pH 值波动范围大，资源化回用难度大，因此，利用各平台气田水预处理

设施处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，运往依托回注站回注地层。

（2）脱硫站排水

热稳定盐去除装置排污水送至依托回注站回注地层。

锅炉排污、脱盐水站排污、凝结水站排污、循环水排污、装置生产污水、余热锅炉排污以及初期雨水等收集后排入脱硫站污水处理场，处理工艺为:：均质调节→高密度沉淀→中和→多介质过滤→超滤→一级反渗透→二级反渗透，污水处理后回用做为本站场循环水场补充水，少量浓盐水排至气田水综合处理装置。

制硫部分产生含硫污水，经过气提除硫后，作为循环水补水。

检修废水主要来自脱硫站停产检修期间设备冲洗水，检修废水有机成分复杂，含MDEA，吗啉等难降解有机物质，且 COD_{cr} 含量高。利用各平台气田水预处理设施理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，运往回注井回注地层。

（3）生活污水

来自厕所、办公楼的生活污水靠管道重力流排至化粪池，各脱硫站生活污水经化粪池处理暂存后，外运至城镇污水处理厂进行处理；综合管理中心生活污水经化粪池处理后，通过市政管道，排入彭州市城市污水处理厂进行处理。

综上，本项目生产废水不外排，正常生产过程中，对地表水环境没有影响；本项目生活污水产生量很小，合计约 $35m^3/d$，生活污水收集通过拉运或市政管道送往城镇生活污水处理厂，对地表水环境影响很小。

7.3 声环境影响预测及评价

7.3.1 噪声预测方法

本次声环境影响预测与评价选用点源的噪声预测模式，在声源传播过程中，经过距离衰减和空气吸收后，到达受声点，其预测模式如下：

（1）点声源模式，在预测点的贡献值计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20\lg(\frac{r}{r_0}) - \Delta L_A$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的声级值，dB（A）；

L_A（r_0）—参考位置 r_0 处的声级值，dB（A）；

r—预测点至声源的距离，m；

r_0—参考点至声源的距离，m。

ΔL_A—各种因素引起的噪声衰减量，dB（A）。一般指房间墙壁、室外建筑、绿化带和空气吸声衰减值。

（2）多个声源对某预测声能量叠加模式

$$L_{A(合)} = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_{Ai}})$$

式中：L_A－评价区内某预测点的总声级值，dB（A）；

n－某预测点接受声源个数；

L_{Ai}－第 i 个点声源贡献值，dB（A）。

（3）预测点叠加值：

$$Leq = 10\lg(10^{0.1L_{Ar}} + 10^{0.1L_{Ab}})$$

式中：L_{Ar}—预测贡献值，dB（A）；

L_{Ab}—背景值，dB（A）。

7.3.2 噪声影响预测结果

本项目彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 脱硫站工业设备类似，各站预测源强见表 7.3-1~表 7.3-4。

表 7.3-1　运营期彭州 3 脱硫站噪声预测源强　单位：dB（A）

序号	名称	工况	噪声特性		
		连续或间断	噪声值	降噪措施	降噪后噪声值
1	高压贫液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
2	富液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
3	反应炉鼓风机	连续	95～100	低噪声设备、基础减振、设置消声器	90
4	再生塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
5	尾气焚烧炉鼓风机	连续	95	低噪声设备、采取基础减振措施	90
6	再生塔顶回流泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
7	胺液补充泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
8	凝结水泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
9	TEG 循环泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
10	烟气脱硫塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
11	硫磺回收装置反应炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
12	尾气焚烧炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
13	风机、凉水塔	连续	90	低噪声设备	85
14	空压站压缩机	连续	95	低噪声设备、基础减振、加设消声器	90～93

表 7.3-2　运营期彭州 4 脱硫站噪声预测源强　单位：dB（A）

序号	名称	工况	噪声特性		
		连续或间断	噪声值	降噪措施	降噪后噪声值
1	高压贫液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
2	富液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
3	反应炉鼓风机	连续	95～100	低噪声设备、基础减振、设置消声器	90
4	再生塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
5	尾气焚烧炉鼓风机	连续	95	低噪声设备、采取基础减振措施	90
6	再生塔顶回流泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
7	胺液补充泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
8	凝结水泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
9	TEG 循环泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
10	烟气脱硫塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
11	硫磺回收装置反应炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
12	尾气焚烧炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
13	风机、凉水塔	连续	90	低噪声设备	85
14	空压站压缩机	连续	95	低噪声设备、基础减振、加设消声器	90～93

表 7.3-3　运营期彭州 5 脱硫站噪声预测源强　单位：dB（A）

序号	名称	工况	噪声特性		
		连续或间断	噪声值	降噪措施	降噪后噪声值
1	高压贫液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
2	富液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
3	反应炉鼓风机	连续	95～100	低噪声设备、基础减振、设置消声器	90
4	再生塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
5	尾气焚烧炉鼓风机	连续	95	低噪声设备、采取基础减振措施	90
6	再生塔顶回流泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
7	胺液补充泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
8	凝结水泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
9	TEG 循环泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
10	烟气脱硫塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
11	硫磺回收装置反应炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
12	尾气焚烧炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
13	风机、凉水塔	连续	90	低噪声设备	85
14	空压站压缩机	连续	95	低噪声设备、基础减振、加设消声器	90～93

表 7.3-4 运营期彭州 6 脱硫站噪声预测源强　单位：dB（A）

序号	名称	工况	噪声特性		
		连续或间断	噪声值	降噪措施	降噪后噪声值
1	高压贫液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
2	富液泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
3	反应炉鼓风机	连续	95～100	低噪声设备、基础减振、设置消声器	90
4	再生塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
5	尾气焚烧炉鼓风机	连续	95	低噪声设备、采取基础减振措施	90
6	再生塔顶回流泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
7	胺液补充泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
8	凝结水泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
9	TEG 循环泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
10	烟气脱硫塔底泵	连续	90	低噪声设备、采取基础减振措施	85
11	硫磺回收装置反应炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
12	尾气焚烧炉	连续	95	低噪声设备、采取消声措施	85
13	风机、凉水塔	连续	90	低噪声设备	85
14	空压站压缩机	连续	95	低噪声设备、基础减振、加设消声器	90～93

根据噪声预测模式，预测本项目建成后各脱硫站厂界环境噪声排放值，计算结果见表 7.3-5 和图 7.3-1 至图 7.3-8。根据预测结果可知：各站预测贡献值均达标。

表 7.3-5　运营期各脱硫站厂界环境噪声排放预测结果　　单位：dB（A）

站场	方位	贡献值
彭州 3 脱硫站	东厂界	34.5
	南厂界	28.2
	西厂界	32.4
	北厂界	29.5
彭州 4 脱硫站	东厂界	38.6
	南厂界	28.0
	西厂界	39.6
	北厂界	35.3
彭州 5 脱硫站	东厂界	33.6
	南厂界	40.0
	西厂界	32.5
	北厂界	36.9
彭州 6 脱硫站	东厂界	29.3
	南厂界	32.7
	西厂界	33.0
	北厂界	29.3

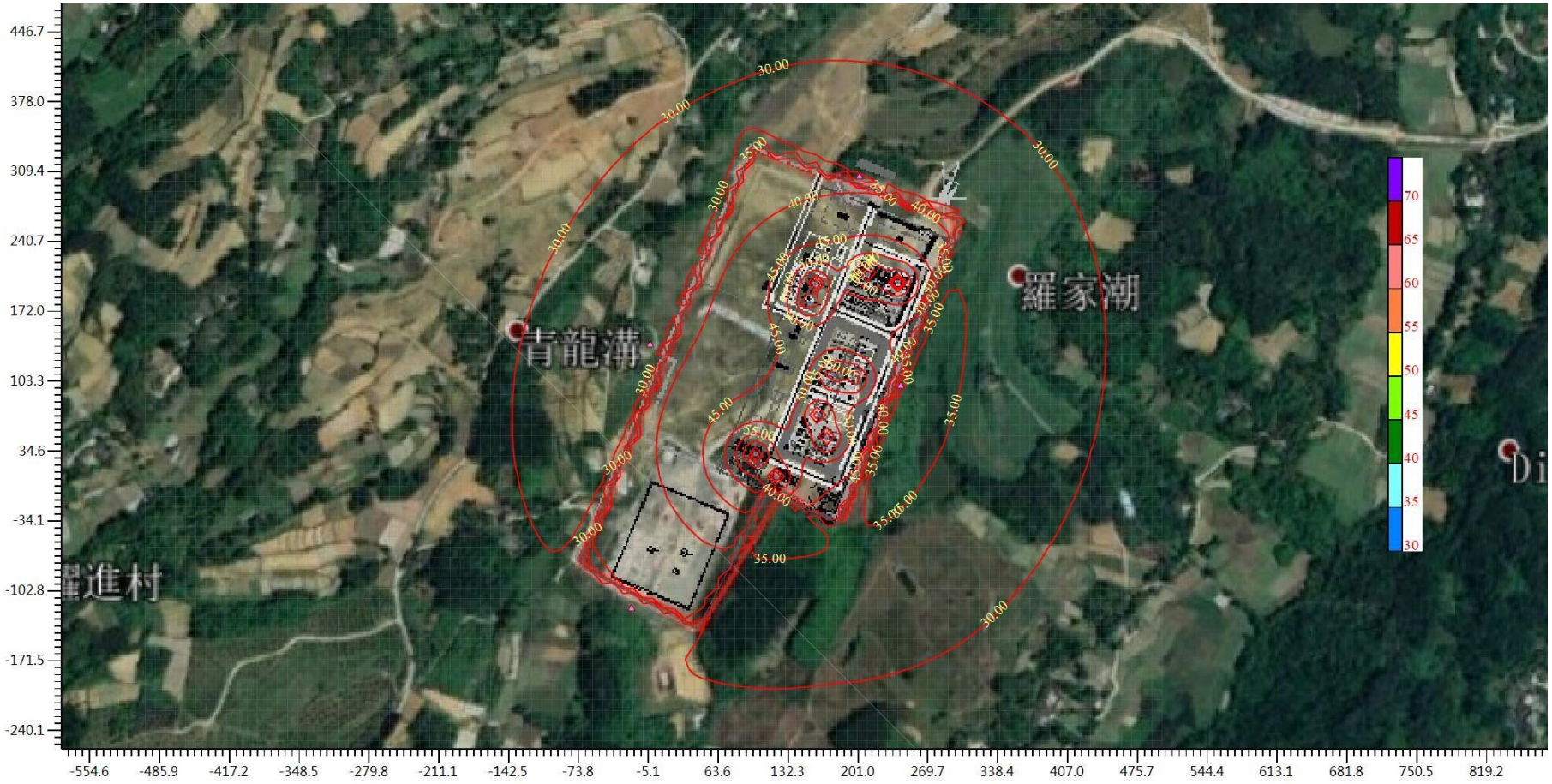


图 7.3-1　运营期彭州 3 脱硫站昼间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

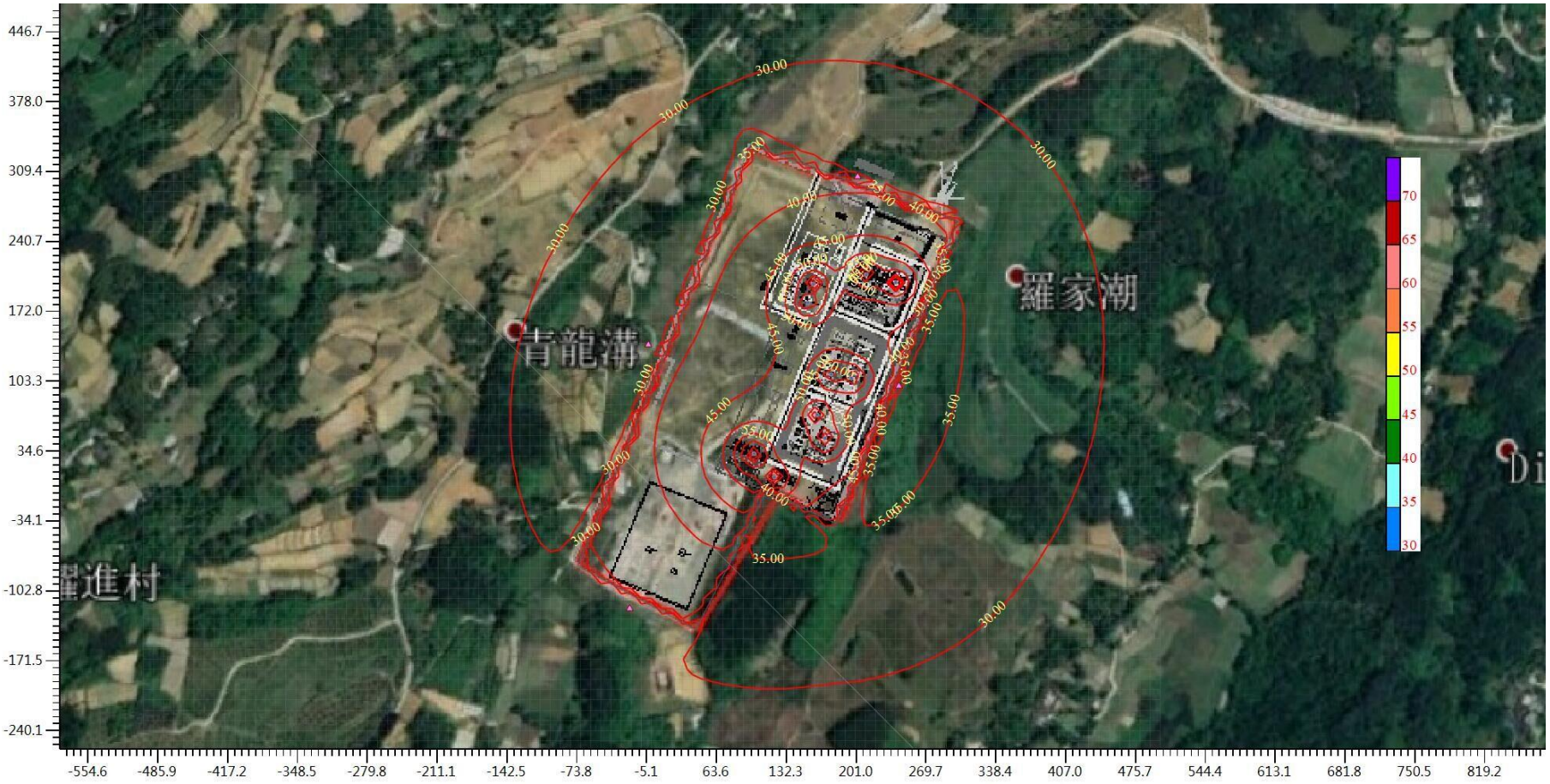


图 7.3-2　运营期彭州 3 脱硫站夜间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

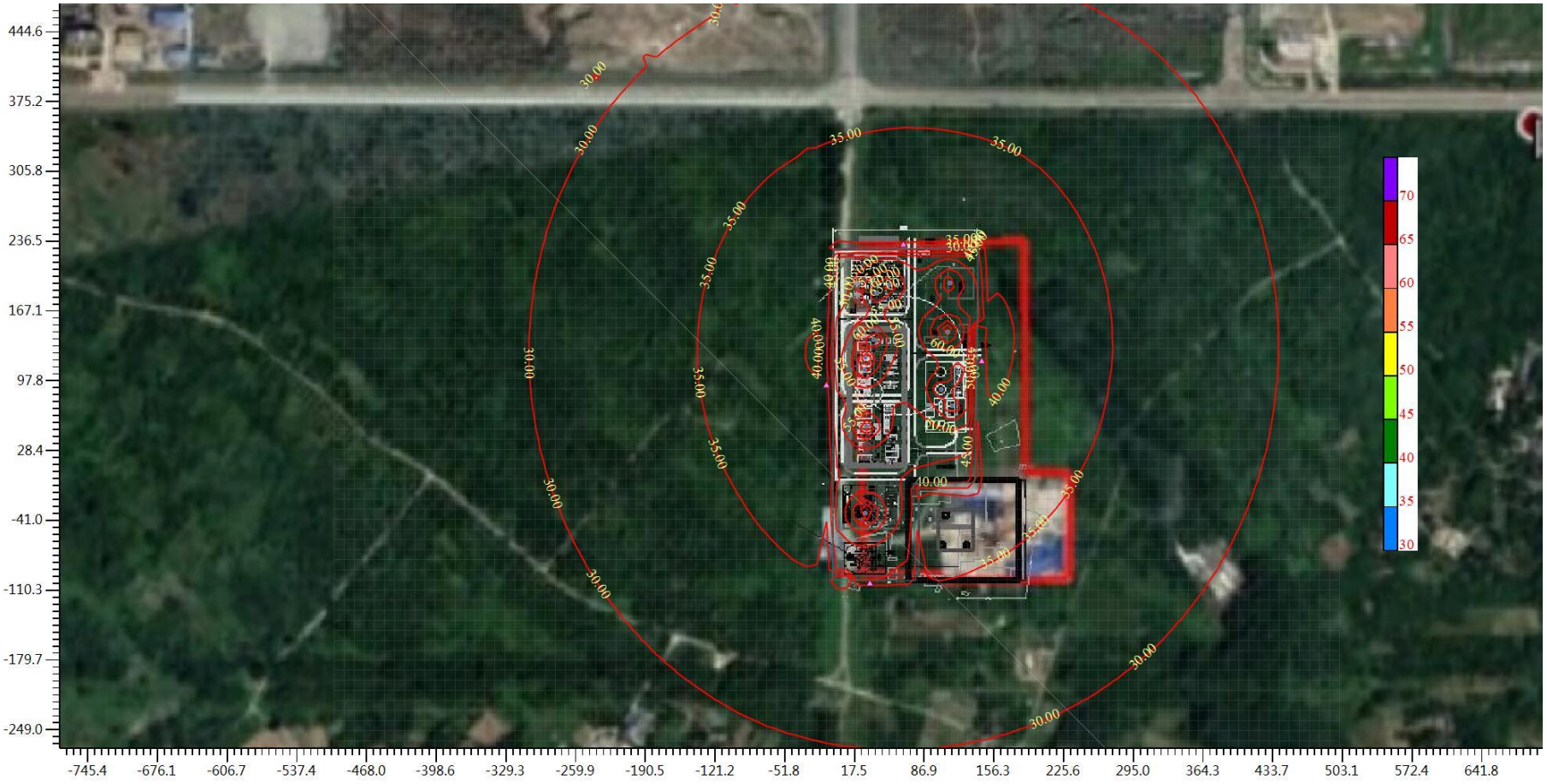


图 7.3-3　运营期彭州 4 脱硫站昼间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

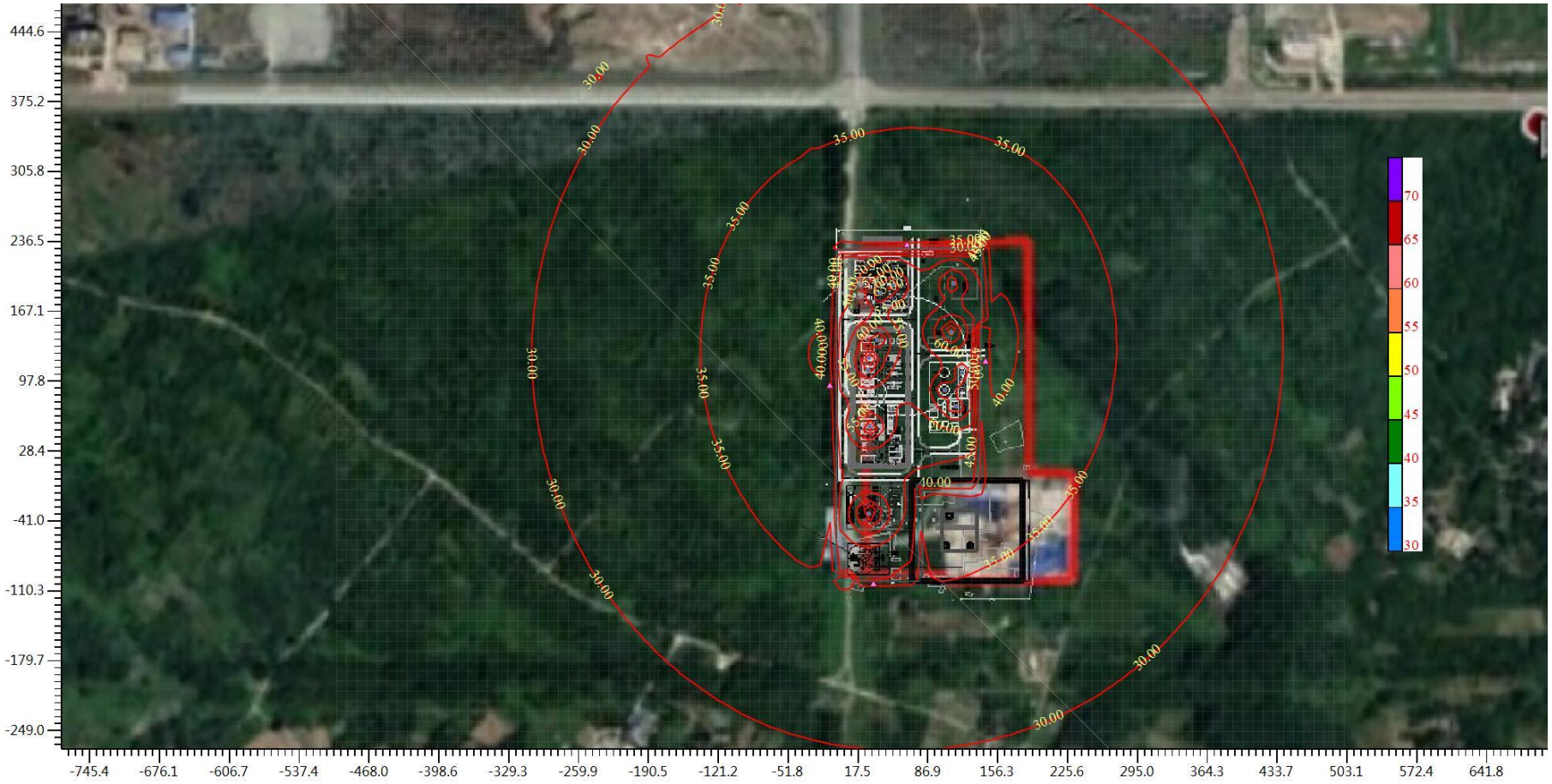


图 7.3-4　运营期彭州 4 脱硫站夜间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

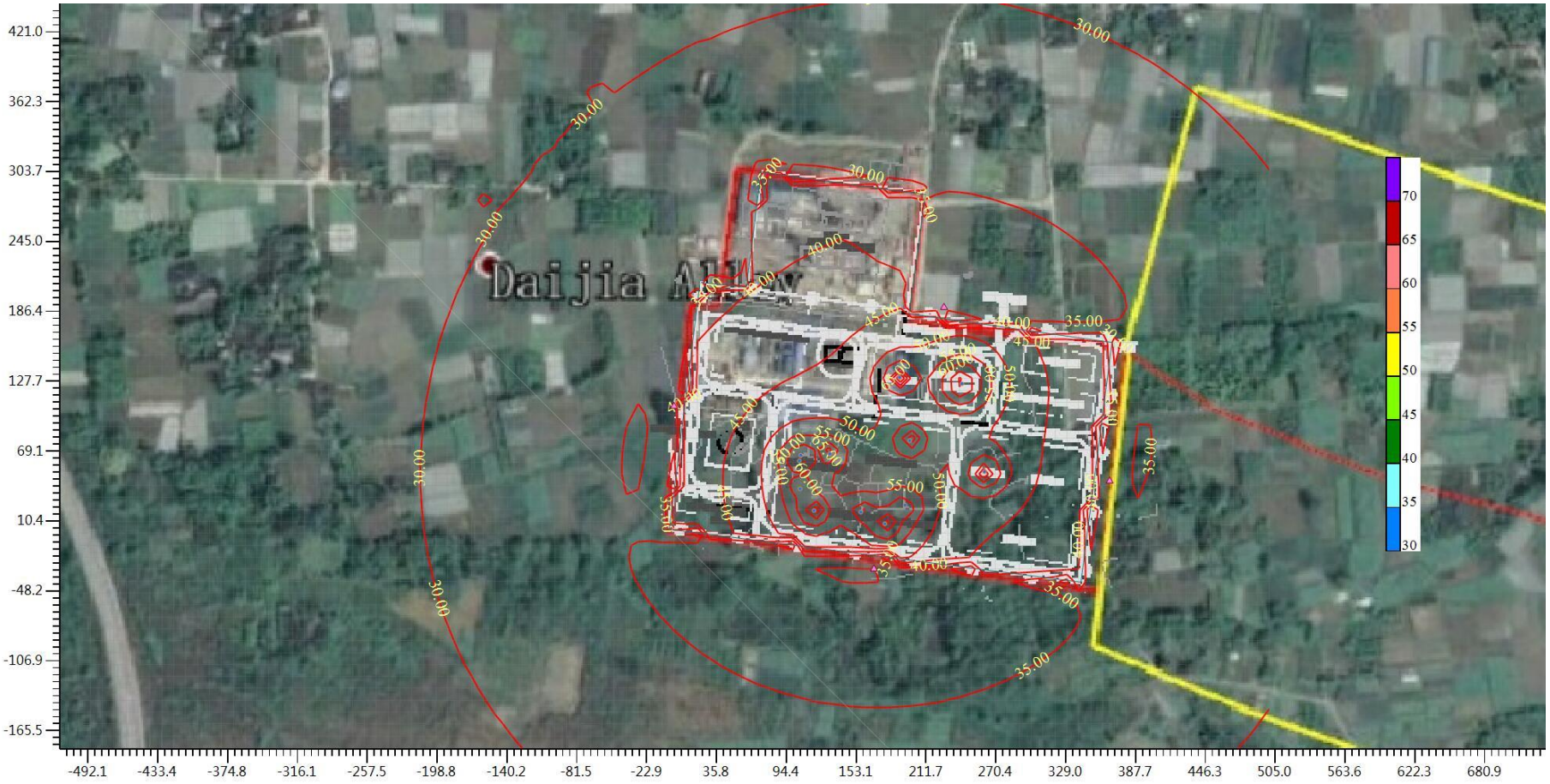


图 7.3-5　运营期彭州 5 脱硫站昼间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

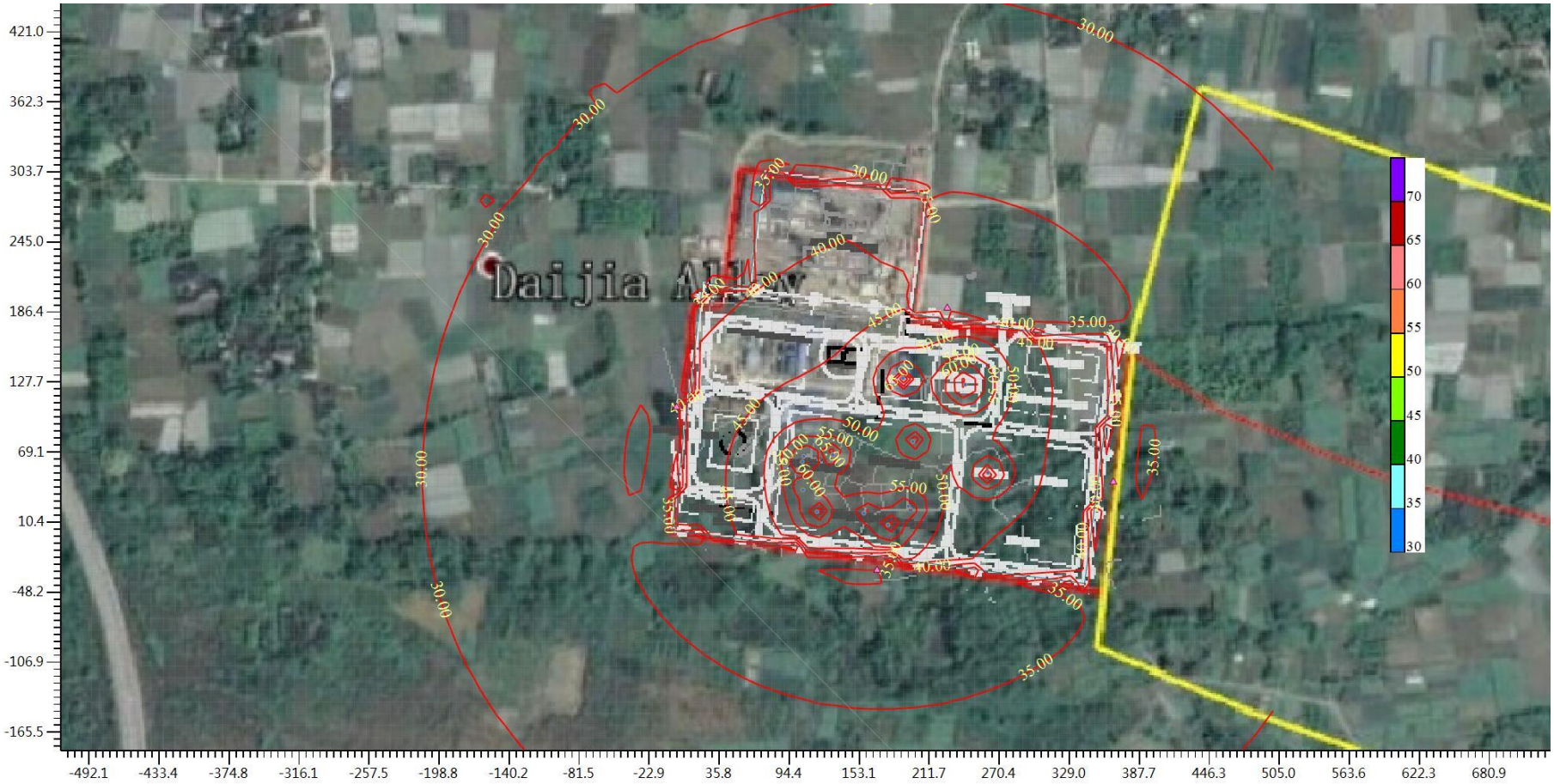


图 7.3-6　运营期彭州 5 脱硫站夜间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

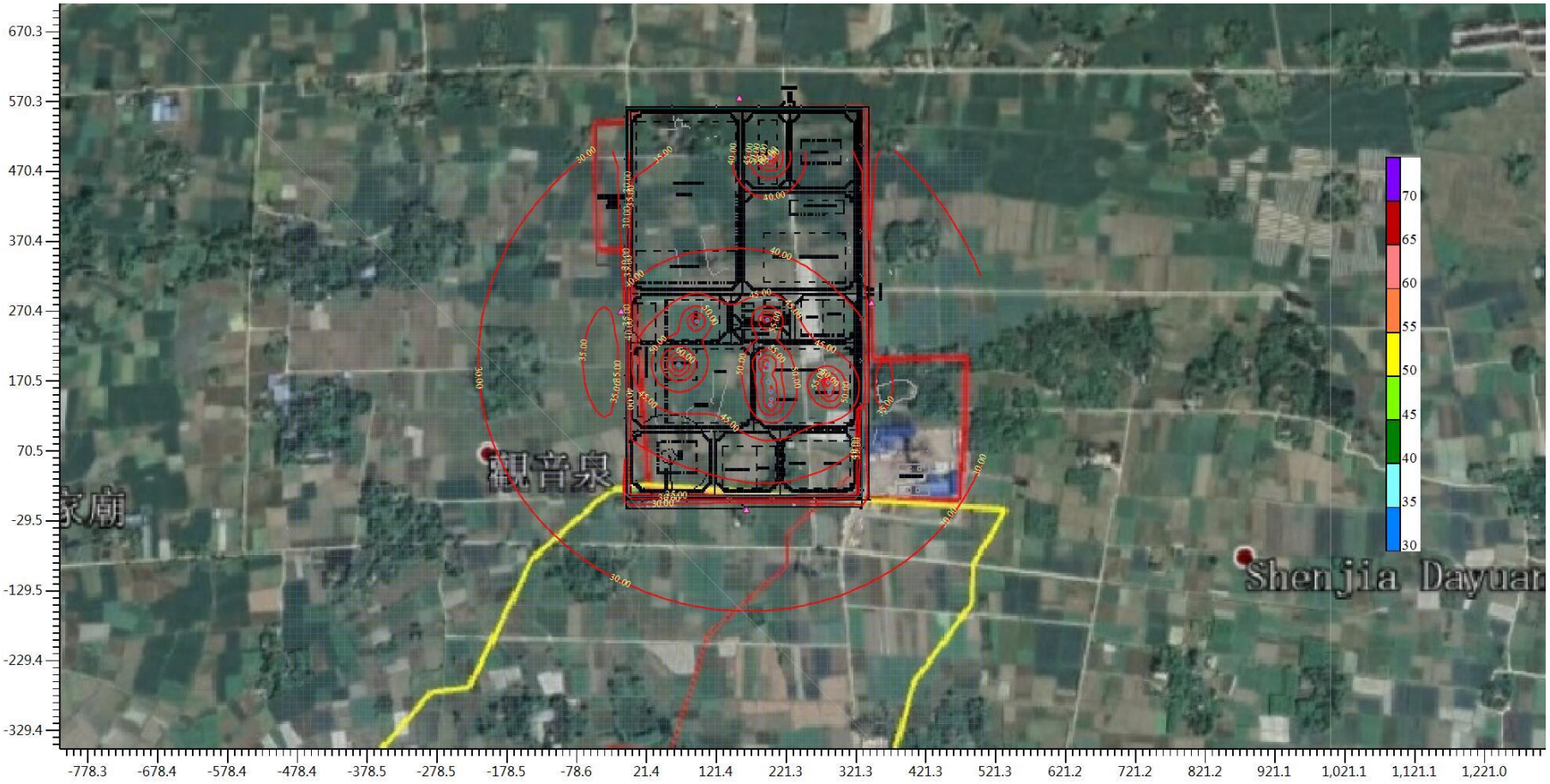


图 7.3-7　运营期彭州 6 脱硫站昼间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

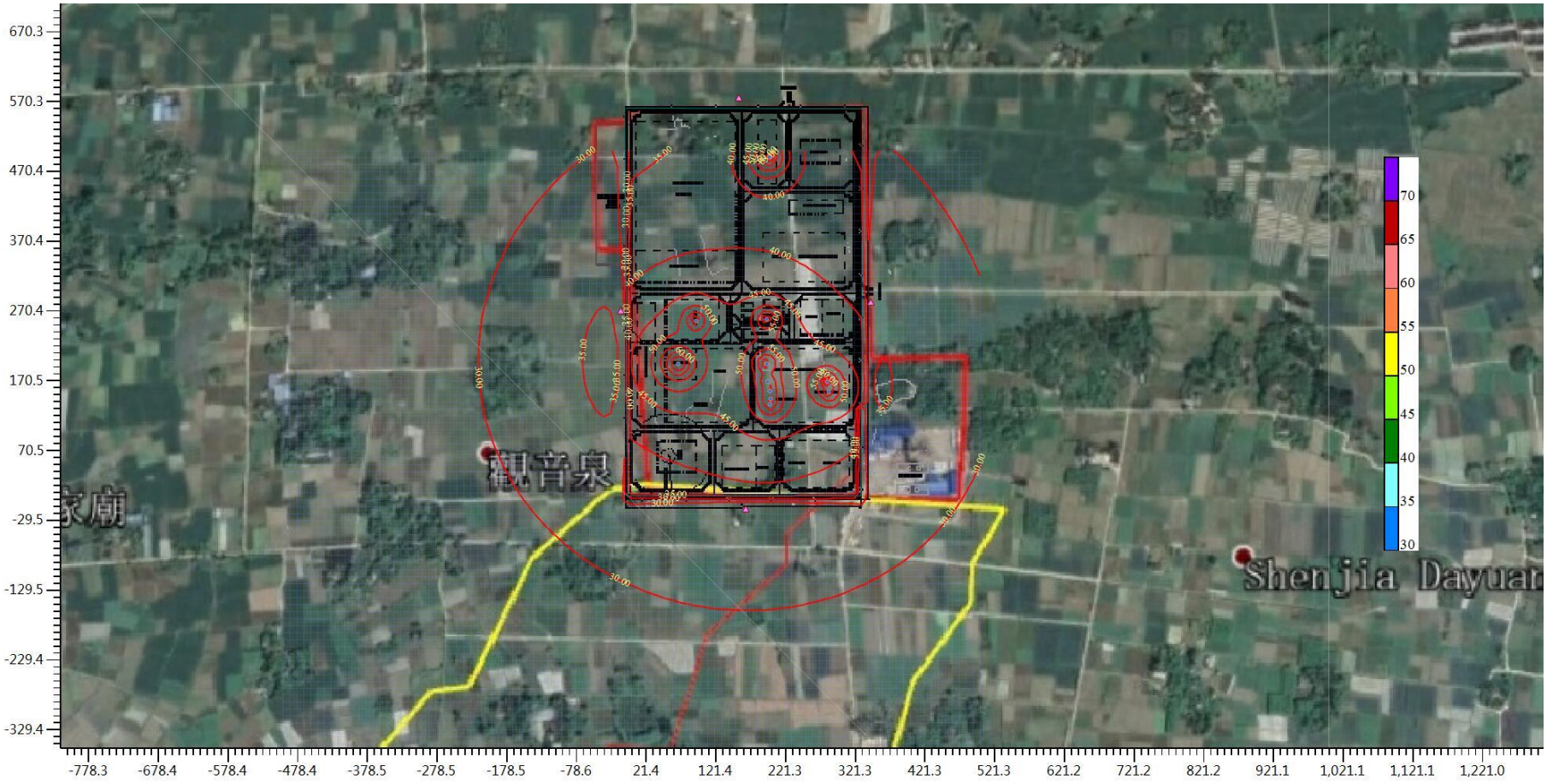


图 7.3-8　运营期彭州 6 脱硫站夜间厂界环境噪声排放预测图　　单位：dB（A）

7.3.3 声环境影响评价

经计算，本项目彭州 3～彭州 6 各站场噪声贡献值在 28.0～40.0dB（A）均低于《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。本项目各脱硫站噪声对周边环境影响较小，同时，经距离衰减后不会造成扰民现象。

7.4 固体废物环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要有废催化剂、废吸附剂、废活性炭、污泥及生活垃圾等。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（生态环境部令第 15 号），废活性炭（HW49 900-041-49）、废加氢还原催化剂（HW50 251-016-50）、化验室废液（HW49 900-047-49）、废 TEG 溶剂（HW06 900-404-06）、废润滑油（HW08 900-217-08）、废铅蓄电池（HW31 900-052-31）、废脱模剂（HW08 900-249-08）为危险废物，在各站场设置危废暂存间，分类暂存后，定期送往具有相应资质的危险废物处置单位处置。

气田水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，在各气田水预处理污泥脱水间旁设置符合危险废物暂存间标准的暂存点。在项目投产后，应按照《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）对污泥进行鉴别，判别是否为危险废物。若是危险废物交由相应资质的处理单位进行处置；若是一般固体废物，运往砖厂或水泥厂进行协同处置。

废 COS 水解催化剂、废部分氧化催化剂、废硫黄回收催化剂、废瓷球、脱盐水站废离子交换树脂为一般固体废物，定期更换时由生产厂家进行回收利用，不在各脱硫站内暂存。

气田水综合利用处理站污泥主要含泥沙和无机盐，清管废渣主要是铁锈及硫化亚铁，均属一般工业固废，在污泥脱水间旁设置污泥棚暂存，可定期运往砖厂或水泥厂进行协同处置。

彭州 6 脱硫站净水场污泥主要成分为泥沙，可用于铺路或外运制砖。

站场工作人员产生的生活垃圾定点收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

站场工作人员产生的生活垃圾定点收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

本项目固体废物均得到有效处置，不会产生二次污染，对环境影响较小。

7.5 生态影响分析

本项目对生态环境的影响主要表现在施工期，运营期一般影响较小。正常生产情

况下，运营期内将改变土地原有利用方式。当进入正常运营期后，人为活动的范围缩小，将使受到破坏的地表逐渐得到恢复，水土流失影响也将随着天然植被的恢复和人工绿化措施的实施逐渐得到控制。

7.5.1 区域生态环境的影响

评价区生态系统是以农田、林地生态系统为主体。工程建成和运营以后，对农业生产的影响主要来自于工程永久占地带来的作物产量下降和污染对作物的影响。临时占用的耕地在工程运营期间进行复耕，其生产力水平会得到较快提升，参考同类工程，经过约 2～3 年的时间可使耕地生产力基本恢复至原水平，综上所述，工程占地对农业生产的影响甚微。

虽然工程建设破坏和扰动了一定面积的林地，但对整个评价区的多样性和空间分布的异质性影响却相当微弱，评价区生态体系抵抗外界干扰的抵抗力稳定性仍然较强，其生态特征不会从根本上发生改变，生态系统仍然具有完整的结构和连续不断的运行过程。

7.5.2 对植被影响分析

本项目在正常运营及事故放空时均会产生一定量的 SO_2，但含量较少，对周边植被及作物影响甚微。事故放空时产生的 SO_2 的最大落地浓度值大于 $0.5mg/m^3$，将对周边的植被及作物产生一定影响。针对上述影响，在发现周围植被出现受 SO_2 影响的症状时，可对周围植被增施适量的氮肥和磷、钾肥；还可在叶面喷施 KH_2PO_4 500 倍液或金绿叶先锋 800 倍液，使毒害得到一定的缓解，使植株尽可能恢复生长，从而挽回一定的经济损失。此外，在事故条件时，可在农作物 SO_2 污染前期，用清水喷洒清洗受害叶片。

结合影响分析，项目正常运营时产生的 SO_2 浓度较小，在落实上述措施后，事故放空时对周围植被影响较小。

7.5.3 对动物影响分析

本项目站址拟建地为农村环境，周边主要动物为居民自养家畜。针对于各类污染及环境风险，项目采取了相应的措施，项目正常运营时的污染物排放及风险事故时污染物排放对周边家畜的影较小。

7.5.4 对土壤环境的影响

对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，当进入正常运营期后，人为

活动的范围缩小，将使受到破坏的地表逐渐得到回复，土壤侵蚀影响将随着天然植被的恢复和人工绿化措施的实施逐渐得到控制。

7.5.5 对景观生态体系影响分析

工程运营期间，许多人工建筑物如井场、道路、集气管线等镶嵌在自然景观中，使当地的景观生态体系成为自然景观与人工景观的混合体，导致部分景观生态类型“片断化”和“破碎化”。在评价区小范围内形成的人工拼块类型或临时性改变局部区域拼块比例和镶嵌格局，对整个生态体系的稳定性不致构成显著影响。因此，评价区景观生态体系仍将维持现状，脱硫站、天然气集输站、道路等的分割不足以造成生态体系的本质变化。因此对景观生态影响较小。

7.5.6 水土流失影响

本项目评价区属于成都平原区，根据现状调查，属于轻微侵蚀区。运营期的水土流失主要为植被恢复期引起的间接水土流失，通过植被恢复期规范施工，运营期水土流失可得到有效的控制。

7.5.7 对水生生态的影响

评价区水域内藻类多以普生性物种为主，没有经济价值较大的种类。运营期废水全部经处理后循环使用或回注，不外排，不会对水体造成的影响。

7.6 运营期土壤环境影响分析

土壤环境污染是指人类活动所产生的物质（污染物），通过各种途径进入土壤，其数量和速度超过了土壤的容纳能力和净化速度的现象。土壤污染可使土壤的性质、组成及性状等发生变化，使污染物质的积累过程逐渐占据优势，破坏土壤的自然动态平衡，从而导致土壤自然正常功能失调，土壤质量恶化，影响作物的生长发育，以致造成产量和质量的下降，并可通过食物链危害生物和人类健康。污染物可以通过多种途径进入土壤，主要类型有大气沉降、地面漫流、垂直入渗三种类型。

①大气沉降：大气沉降是土壤重金属污染的途径之一。能源、运输、冶金和建筑材料生产产生的气体和粉尘中含有大量的重金属，除汞以外，其他重金属基本上是以气溶胶的形态进入大气，经过干湿沉降进入土壤。它们降落到地表可引起土壤土质发生变化，破坏土壤肥力与生态系统的平衡。②地面漫流：废水事故状态下不能循环利用直接排入外环境，或发生泄漏致使土壤受到无机盐、有机物和病原体的污染。③垂直入渗：废污水、固体废物等在暂存、运输过程中通过扩散、降水淋洗等直接或间接

的影响土壤。

7.6.1 评价等级判定

本项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 中“采矿业/天然气开采”项目，则本项目土壤环境影响评价项目类别为II类；本项目总占地面积 56.06hm^2，总占地面积＞50hm^2，则本项目占地规模为大型；本项目位于农村区域，周边有耕地和农户等土壤环境敏感目标，则本项目所在地周边的土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见下表。

表 7.6-1 污染影响型项目敏感程度分级表

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 7.6-2 污染影响型评价工作等级划分表

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）分级判据，**本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。**

7.6.2 环境影响类型、途径及影响因子识别

本项目对土壤环境的影响途径及因子识别分别见下表。

表 7.6-3 项目土壤环境影响途径表

不同时段	影响途径		
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗
建设期	无	√	√
运营期	√	√	√

表 7.6-4　项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源		工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注	工程阶段
彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站	气田采出水预处理装置	废水预处理	垂直入渗 地面漫流	COD、BOD_5、氨氮、TN、TP、TSD、H_2S、S^{2-}、S、SS、Cl^-	H_2S、S^{2-}、S	事故	运营期
彭州5脱硫站~彭州6脱硫站气田采出水管线、脱盐水管线、生产污水及初期雨水管线、处理后回用水管线、碱性废水管线	管线沿线	各类废水输送	垂直入渗	COD、BOD_5、氨氮、TN、TP、TSD、H_2S、S^{2-}、S、SS、Cl^-	H_2S、S^{2-}、S	事故	运营期
彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站	天然气脱硫区、硫磺暂存转运区	液硫的生产与转运	垂直入渗 地面漫流	pH、COD、H_2S、S^{2-}、S、SS、Cl^-	H_2S、S、S^{2-}	事故	运营期
彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站	药剂棚	药剂暂存	垂直入渗	氢氧化钾、氢氧化钠、缓蚀剂、MDEA、UDS、TEG、杀菌剂、表面活性剂、催化剂、氨水	氢氧化钾、氢氧化钠、缓蚀剂、MDEA、UDS、TEG、杀菌剂、表面活性剂、催化剂、氨水	事故	运营期
彭州 6 脱硫站	彭州6脱硫站气田水综合利用处理装置	废水处理	垂直入渗 地面漫流	COD、BOD_5、氨氮、TN、TP、TSD、H_2S、S^{2-}、S、SS、Cl^-、NH_3	H_2S、S^{2-}、S	事故	运营期
彭州 6 脱硫站	天然气脱硫区	天然气脱硫	垂直入渗 地面漫流	pH、COD、H_2S、S^{2-}、S、SS、Cl^-	H_2S、S、S^{2-}	事故	运营期
彭州 6 脱硫站	硫磺成型区	硫磺成型					
彭州 6 脱硫站	硫磺回收区	硫磺回收					
彭州 6 脱硫站	硫磺棚	硫磺暂存	垂直入渗				
彭州 6 脱硫站	药剂棚	药剂暂存		氢氧化钾、氢氧化钠、缓蚀剂、MDEA、UDS、TEG、杀菌剂、表面活性剂、催化剂、氨水	氢氧化钾、氢氧化钠、缓蚀剂、MDEA、UDS、TEG、杀菌剂、表面活性剂、催化剂、氨水		运营期
彭州 3、4、5、6 脱硫站	危废暂存间	危废泄漏	垂直入渗	COD、BOD_5、氨氮、TN、TP、悬浮物、H_2S、S^{2-}、S、SS、Cl^-	H_2S、S^{2-}、S	事故	运营期
彭州 3、4、5、6 脱硫站	废气处理区	废气处理	大气沉降	SO_2、NOx、烟尘、H_2S 等	SO_2、H_2S	正常	运营期

7.6.3 调查评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ944-2018），本项目各个站场的现状调查范围为项目站场占地范围内及占地范围外 200m，管线调查范围为管线工程边界沿线左右两侧 200m 范围。

表 7.6-5 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

本项目厂界 200m 范围内无饮用水源地、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，均为耕地、居民点等敏感目标。

7.6.4 土壤现状调查

根据中国土壤数据库可知，彭州 3 脱硫站所在地土壤属于夹白鳝黄泥田、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站所在地土壤属于夹白鳝泥田。

（1）夹白鳝黄泥田

1）归属与分布

夹白鳝黄泥田，属潴育水稻土亚类黄泥田土属。主要分布在四川盆地内河谷阶地或山前阶地，海拔 500～800m。以成都、泸州、宜宾、乐山、绵阳、雅安、德阳等地（市）分布较集中。面积 37.1 万亩。

2）主要性状

该土种母质为老冲积物。剖面为 Aa--Ap--W 型。土体深厚，质地偏粘，多为壤质粘土。犁底层以下出现大量灰色胶膜和铁锰斑及少量软铁锰子。土壤 pH5.0～7.3，呈酸性至微酸性反应。阳离子交换量 15me/100g 土左右。据 20 个剖面样分析结果统计：Aa 层有机质含量 2.32％，全氮 0.135％，碱解氮 112ppm，速效磷 4ppm，速效钾 60ppm。有效微量元素含量（n=5）：锌 1ppm，铜 3.6ppm，硼 0.26ppm，钼 0.2ppm，铁 20ppm，锰 39ppm。

3）典型剖面

采自彭县红岩乡九田村，河谷高阶地，海拔 595m。母质为老冲积物。年均温 15.7℃，年降水量 969mm，>=10℃积温 4890℃，无霜期 277 天。以小麦（油菜）--水稻为主。Aa 层：0～17cm，灰黄色（湿，2.5Y6/2），壤质粘土，团块状结构，疏松，有少量根锈和鳝血斑，根多，pH5.6。Ap 层：17～25cm，灰黄色（湿，2.5Y7/2），壤质粘土，块状结构，稍紧，根较多，pH7.2。W 层：25～65cm，亮黄棕色（湿，10YR7/6），壤质粘土，小棱柱状结构，有多量灰色胶膜和铁锰斑纹及少量软铁子，根少，pH7.0。

4）生产性能综述

该土种土体深厚，质地粘重，耕性差，养分含量较低，土性冷，作物前期长势差，中后期转好，土壤严重缺硼，油菜“花而不实”现象严重。改良利用上应增施有机肥，秸秆还田增加土壤有机质，改良土壤结构和通透性，增施磷、钾肥和硼、钼微肥，搞好配方施肥；冬作物注意田间排涝排渍。

（2）假白鳝泥田

1）归属与分布

假白鳝泥田，属潴育水稻土亚类潮泥田土属。主要分布在四川省成都平原河谷一级阶地，海拔 450～600m。以彭县、温江、双流、金牛等县（区）分布较集中。面积 8.7 万亩。

2）主要性状

该土种母质为第四纪岷江冲积物。剖面为 Aa--Ap--W 型。Aa 层有少量鳝血斑和根锈，约 25cm 以下出现浅灰色潴育层，结构面有较多灰色胶膜和铁锰斑，铁的晶胶率比耕层和犁底层显著增高。质地以粘壤土或壤质粘土为主。土壤 pH5.8～7.5，呈微酸性至中性反应。阳离子交换量 11～18me/100g 土。据 8 个剖面样分析结果统计：Aa 层有机质含量 2.90％，全氮 0.180％，碱解氮 143ppm，速效磷 4ppm，速效钾 45ppm。有效微量元素含量（n=5）：锌 1ppm，铜 3.4ppm，硼 0.2ppm，钼 0.2ppm，铁 51ppm，锰 25ppm。

3）典型剖面

采自成都市金牛区簇桥乡新苗村，河谷一级阶地中部，海拔 493mm。母质为岷江冲积物。年均温 16.2℃，年降水量 926mm，>=10℃积温 5311℃，无霜期 282 天。小麦--水稻轮作为主。Aa 层：0～13cm，灰色（湿，5Y4/1），粘壤土，团块状结构，疏松，有少量铁锰斑，根多，pH6.8。Ap 层：13～23cm，淡灰色（湿，5Y6/1），粉

砂质粘壤土，块状结构，稍紧，有较多铁锰斑，根较多，pH7.8。W1 层：23～46cm，淡灰色（湿，5Y6/1），壤质粘土，棱块状结构，紧实，有较多铁锰斑，根少，pH7.7。W2 层；46～77cm，浊黄色（湿，2.5Y6/3），砂质粘壤土，棱块状结构，紧实，有多量铁锰斑，根极少，pH7.7。

4）生产性能综述

该土种土体深厚，保水保肥性能强，但耕性差，缺磷少钾，前期供肥慢，作物长势差，后期壮籽好，多以小麦--水稻轮作，常年粮食亩产 750～800kg。冬作物湿害较重，应注意开好田间“三沟”排湿，增施磷、钾肥，氮肥宜重底肥、早追肥，种水稻施锌肥，油菜施硼肥效果较好，应大力推广。

7.6.5 土壤环境质量

根据监测结果，本项目占地范围内土壤环境中各监测指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 中建设用地土壤污染风险第二类用地筛选值；区域占地范围外土壤环境中各监测指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值，石油烃（C_{10}~C_{40}）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）表 1 中建设用地土壤污染风险第一类用地筛选值。区域土壤环境质量良好。

7.6.6 土壤环境影响预测分析

（1）地面漫流

对于气田采出水预处理装置、天然气脱硫区、硫磺暂存转运区、彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置区、硫磺成型区和硫磺回收区，在事故情况和降雨情况下产生的废水、液硫等会发生地面漫流，进一步污染土壤。企业按要求在生产区设置围堰，企业应做到全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，从而进入土壤污染环境。在全面落实事故废水防控措施的情况下，物料或污染物的地面漫流对土壤影响较小。

（2）垂直入渗

本项目的采出水预处理装置、天然气脱硫区、硫磺暂存转运区、彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置区、硫磺成型区和硫磺回收区、硫磺棚、药剂棚、管线沿线和危险废物暂存间等在事故情况下，泄漏会造成废水、液硫通过垂直入渗进一步污染土

壤。本项目参照本报告提出的“地下水防渗措施”要求，根据场地特性和项目特征，制定分区防渗，各防渗分区满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中防渗技术要求，可从污染源头和途径上减少因物料泄漏、入渗污染土壤。

（3）大气沉降土壤环境影响预测

本项目生产过程中产生废气中含 SO_2、NO_X、烟粉尘、非甲烷总烃、H_2S 等污染物，其排放沉降后可能造成土壤污染影响。项目废气污染物进行有效处理，确保其达标排放；厂区充分绿化，种植具有较强吸附能力的植物。

1）评价范围、时段和情景设置

项目的评价范围与调查评价范围一致，评价时段为项目运营期。以项目正常运营为预测工况。废气中 SO_2、H_2S、NO_X 等污染物在干湿沉降作用下进入土壤层，在土壤吸附、络合、沉淀和阻留作用下，迁移速度较缓慢，大部分残留在土壤耕作层，极少向下层土壤迁移。本次评价假定废气中污染物全部沉降在土壤表层中，不考虑其输出影响；废气污染源排放量保持不变，均匀沉降在固定区域内；按最不利排放情况的影响进行考虑。

2）预测因子

根据工程分析及环境影响识别结果，确定环境影响要素的评价因子 SO_2、H_2S。

3）预测方法

本环评采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E.1 中的方法进行预测。

①单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：

$$\triangle S=n（Is-Ls-Rs）/（\rho b\times A\times D）$$

式中：△S--单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is--预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls--预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs--预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb--表层土壤容重，kg/m^3；

A--预测评价范围，m^2；

D--表层土壤深度，一般取 0.2m；

n--持续年份，a。

根据土壤导则附录 E，项目涉及大气沉降影响的，可不考虑输出量，因此上述公

式可简化为如下：

$$\Delta S = nI_s/(\rho_b \times A \times D)$$

②单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：Sb——单位质量表层土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S——单位质量表层土壤中某种物质的预测值，g/kg。

4）预测结果

①彭州 3 脱硫站

根据工程分析，彭州 3 脱硫站 H_2S 排放量为 0.011t/a、SO_2 排放量为 3.85t/a。本次评价按最不利情况，所有 H_2S、SO_2 均在评价范围内沉降。本次评价按照彭州 3 脱硫站厂界外延 0.2km 区域作为预测评价范围（合计面积约 550000m^2），即 H_2S、SO_2 废气全部沉降在该区域内，设置不同的地块面积情形（分别占预测评价范围的 5%、20%、50%和 100%）和不同持续年份（分为 1 年、3 年、5 年）的情形进行土壤增量预测，其预测情形参数设置见下表。

表 7.6-6　本项目取值参数及依据

项目	取值	取值说明
ρb	1.46×10^{3}kg/m^3	根据表层土岩性，查阅区域土壤理化性质监测资料
A	550000m^2	占地范围内及其外侧 0.2km 范围内
D	0.2m	导则推荐取值
n	1a、3a、5a	取 1 年、3 年、5 年

土壤中污染物质累积量预测结果见下表所示：

表 7.6-7　预测结果一览表

预测因子	n /a	ρb /（kg/m^3）	A /m^2	D /m	Is /g	Sb /（mg/kg）	ΔS /（g/kg）	预测值/（g/kg）
H_2S	1	1.46×10^3	27500	0.2	11000	0	0.00137	0.00137
			110000		11000	0	0.000342	0.000342
			275000		11000	0	0.000137	0.000137
			550000		11000	0	6.85E-05	6.85E-05
	3	1.46×10^3	27500	0.2	11000	0	0.00411	0.00411
			110000		11000	0	0.001027	0.001027
			275000		11000	0	0.000411	0.000411
			550000		11000	0	0.000205	0.000205

预测因子	n /a	ρb /（kg/m^3）	A /m^2	D /m	Is /g	Sb /（mg/kg）	ΔS /（g/kg）	预测值/（g/kg）
	5	1.46×10^3	27500	0.2	11000	0	0.006849	0.006849
			110000		11000	0	0.001712	0.001712
			275000		11000	0	0.000685	0.000685
			550000		11000	0	0.000342	0.000342
SO_2	1	1.46×10^3	27500	0.2	3850000	0	0.479452	0.479452
			110000		3850000	0	0.119863	0.119863
			275000		3850000	0	0.047945	0.047945
			550000		3850000	0	0.023973	0.023973
	3	1.46×10^3	27500	0.2	3850000	0	1.438356	1.438356
			110000		3850000	0	0.359589	0.359589
			275000		3850000	0	0.143836	0.143836
			550000		3850000	0	0.071918	0.071918
	5	1.46×10^3	27500	0.2	3850000	0	2.39726	2.39726
			110000		3850000	0	0.599315	0.599315
			275000		3850000	0	0.239726	0.239726
			550000		3850000	0	0.119863	0.119863

预测结果显示，在上述工况下，排入大气环境的 H_2S、SO_2 沉降对土壤影响均较小。

②彭州 4 脱硫站

根据工程分析，彭州 4 脱硫站 H_2S 排放量为 0.015t/a、SO_2 排放量为 4.92t/a。本次评价按最不利情况，所有 H_2S、SO_2 均在评价范围内沉降。本次评价按照彭州 4 脱硫站厂界外延 0.2km 区域作为预测评价范围（合计面积约 477600m^2），即 H_2S、SO_2 废气全部沉降在该区域内，设置不同的地块面积情形（分别占预测评价范围的 5%、20%、50%和 100%）和不同持续年份（分为 1 年、3 年、5 年）的情形进行土壤增量预测，其预测情形参数设置见下表。

表 7.6-8　本项目取值参数及依据

项目	取值	取值说明
ρb	1.46×10^{3}kg/m^3	根据表层土岩性，查阅区域土壤理化性质监测资料
A	477600m^2	占地范围内及其外侧 0.2km 范围内
D	0.2m	导则推荐取值
n	1a、3a、5a	取 1 年、3 年、5 年

土壤中污染物质累积量预测结果见下表所示：

表 7.6-9　预测结果一览表

预测因子	n /a	ρb /（kg/m^3）	A /m^2	D /m	Is /g	Sb /（mg/kg）	ΔS /（g/kg）	预测值/（g/kg）
H_2S	1	1.46×10^3	23880	0.2	15000	0	0.002151	0.002151
			95520		15000	0	0.000538	0.000538
			238800		15000	0	0.000215	0.000215
			477600		15000	0	0.000108	0.000108
	3	1.46×10^3	23880	0.2	15000	0	0.006454	0.006454
			95520		15000	0	0.001613	0.001613
			238800		15000	0	0.000645	0.000645
			477600		15000	0	0.000323	0.000323
	5	1.46×10^3	23880	0.2	15000	0	0.010756	0.010756
			95520		15000	0	0.002689	0.002689
			238800		15000	0	0.001076	0.001076
			477600		15000	0	0.000538	0.000538
SO_2	1	1.46×10^3	23880	0.2	4920000	0	0.705583	0.705583
			95520		4920000	0	0.176396	0.176396
			238800		4920000	0	0.070558	0.070558
			477600		4920000	0	0.035279	0.035279
	3	1.46×10^3	23880	0.2	4920000	0	2.116748	2.116748
			95520		4920000	0	0.529187	0.529187
			238800		4920000	0	0.211675	0.211675
			477600		4920000	0	0.105837	0.105837
	5	1.46×10^3	23880	0.2	4920000	0	3.527914	3.527914
			95520		4920000	0	0.881978	0.881978
			238800		4920000	0	0.352791	0.352791
			477600		4920000	0	0.176396	0.176396

预测结果显示，在上述工况下，排入大气环境的 H_2S、SO_2 沉降对土壤影响均较小。

③彭州 5 脱硫站

根据工程分析，彭州 5 脱硫站 H_2S 排放量为 0.046t/a、SO_2 排放量为 15.55t/a。本次评价按最不利情况，所有 H_2S、SO_2 均在评价范围内沉降。本次评价按照彭州 5 脱硫站厂界外延 0.2km 区域作为预测评价范围（合计面积约 514000m^2），即 H_2S、SO_2 废气全部沉降在该区域内，设置不同的地块面积情形（分别占预测评价范围的 5%、20%、50%和 100%）和不同持续年份（分为 1 年、3 年、5 年）的情形进行土壤增量预测，其预测情形参数设置见下表。

表 7.6-10　本项目取值参数及依据

项目	取值	取值说明
ρb	$1.46\times10^3kg/m^3$	根据表层土岩性，查阅区域土壤理化性质监测资料
A	$514000m^2$	占地范围内及其外侧 0.2km 范围内
D	0.2m	导则推荐取值
n	1a、3a、5a	取 1 年、3 年、5 年

土壤中污染物质累积量预测结果见下表所示：

表 7.6-11　预测结果一览表

预测因子	n /a	ρb /（kg/m^3）	A /m^2	D /m	Is /g	Sb /（mg/kg）	ΔS /（g/kg）	预测值/（g/kg）
H_2S	1	1.46×10^3	25700	0.2	46000	0	0.00613	0.00613
			102800		46000	0	0.001532	0.001532
			257000		46000	0	0.000613	0.000613
			514000		46000	0	0.000306	0.000306
	3	1.46×10^3	25700	0.2	46000	0	0.018389	0.018389
			102800		46000	0	0.004597	0.004597
			257000		46000	0	0.001839	0.001839
			514000		46000	0	0.000919	0.000919
	5	1.46×10^3	25700	0.2	46000	0	0.030649	0.030649
			102800		46000	0	0.007662	0.007662
			257000		46000	0	0.003065	0.003065
			514000		46000	0	0.001532	0.001532
SO_2	1	1.46×10^3	25700	0.2	15550000	0	2.072118	2.072118
			102800		15550000	0	0.518029	0.518029
			257000		15550000	0	0.207212	0.207212
			514000		15550000	0	0.103606	0.103606
	3	1.46×10^3	25700	0.2	15550000	0	6.216353	6.216353
			102800		15550000	0	1.554088	1.554088
			257000		15550000	0	0.621635	0.621635
			514000		15550000	0	0.310818	0.310818
	5	1.46×10^3	25700	0.2	15550000	0	10.36059	10.36059
			102800		15550000	0	2.590147	2.590147
			257000		15550000	0	1.036059	1.036059
			514000		15550000	0	0.518029	0.518029

预测结果显示，在上述工况下，排入大气环境的 H_2S 沉降对土壤影响较小。SO_2 沉降对土壤有一定影响，但上述影响为最不利影响，且项目最大落地浓度距厂界大于

200m，实际沉降量比上述预测值小，随着影响范围内雨水的冲刷，能一定程度的降低土壤中沉降的 SO_2 的含量，影响在可接受范围内。

④彭州 6 脱硫站

根据工程分析，彭州 6 脱硫站 H_2S 排放量为 0.072t/a、SO_2 排放量为 22.94t/a。本次评价按最不利情况，所有 H_2S、SO_2 均在评价范围内沉降。本次评价按照彭州 6 脱硫站厂界外延 0.2km 区域作为预测评价范围（合计面积约 875000m^2），即 H_2S、SO_2 废气全部沉降在该区域内，设置不同的地块面积情形（分别占预测评价范围的 5%、20%、50%和 100%）和不同持续年份（分为 1 年、3 年、5 年）的情形进行土壤增量预测，其预测情形参数设置见下表。

表 7.6-12　本项目取值参数及依据

项目	取值	取值说明
ρb	1.46×10^{3}kg/m^3	根据表层土岩性，查阅区域土壤理化性质监测资料
A	875000m^2	占地范围内及其外侧 0.2km 范围内
D	0.2m	导则推荐取值
n	1a、3a、5a	取 1 年、3 年、5 年

土壤中污染物质累积量预测结果见下表所示：

表 7.6-13　预测结果一览表

预测因子	n /a	ρb /（kg/m^3）	A /m^2	D /m	Is /g	Sb /（mg/kg）	ΔS /（g/kg）	预测值/（g/kg）
H_2S	1	1.46×10^3	43750	0.2	72000	0	0.005636	0.005636
			175000		72000	0	0.001409	0.001409
			437500		72000	0	0.000564	0.000564
			875000		72000	0	0.000282	0.000282
	3	1.46×10^3	43750	0.2	72000	0	0.016908	0.016908
			175000		72000	0	0.004227	0.004227
			437500		72000	0	0.001691	0.001691
			875000		72000	0	0.000845	0.000845
	5	1.46×10^3	43750	0.2	72000	0	0.02818	0.02818
			175000		72000	0	0.007045	0.007045
			437500		72000	0	0.002818	0.002818
			875000		72000	0	0.001409	0.001409
SO_2	1	1.46×10^3	43750	0.2	22940000	0	1.795695	1.795695
			175000		22940000	0	0.448924	0.448924
			437500		22940000	0	0.179569	0.179569

预测因子	n /a	ρb /（kg/m^3）	A /m^2	D /m	Is /g	Sb /（mg/kg）	ΔS /（g/kg）	预测值/（g/kg）
			875000		22940000	0	0.089785	0.089785
	3	1.46×10^3	43750	0.2	22940000	0	5.387084	5.387084
			175000		22940000	0	1.346771	1.346771
			437500		22940000	0	0.538708	0.538708
			875000		22940000	0	0.269354	0.269354
	5	1.46×10^3	43750	0.2	22940000	0	8.978474	8.978474
			175000		22940000	0	2.244618	2.244618
			437500		22940000	0	0.897847	0.897847
			875000		22940000	0	0.448924	0.448924

预测结果显示，在上述工况下，排入大气环境的 H_2S 沉降对土壤影响较小。SO_2 沉降对土壤有一定影响，但上述影响为最不利影响，且项目最大落地浓度距厂界大于200m，实际沉降量比上述预测值小，随着影响范围内雨水的冲刷，能一定程度的降低土壤中沉降的 SO_2 的含量，影响在可接受范围内。

7.6.7 土壤环境保护措施与对策

依据导则，主要从“源头控制”、“过程防控”和“跟踪监测”等方面保护土壤环境。

（1）源头控制措施

①选用符合国家标准的原辅料，减少有毒、有害原料的贮存、使用。

②选用成熟或先进的生产工艺，提高原料利用率，减少工艺过程中污染物的产生。

③采用有效的大气污染治理措施，减少大气污染物排放。

④污水管、设备、污水收集设施采取防腐、防渗漏措施，防止污染物“跑、冒、滴、漏”。

（2）过程防控措施

1）加强厂区内的绿化措施，尽可能多种植对 H_2S、SO_2 等污染因子有吸附作用的植物。

2）厂区划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，重点防渗区各单元防渗系数达到 $K\leq1\times10^{-10}$cm/s，一般防渗区各单元防渗系数达到 $K\leq1\times10^{-7}$cm/s，简单防渗进行地面硬化处理，防渗技术满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中有关要求。

3）固体废物分类暂存，不得随意堆放，对厂区的环保设施、路面及厂房的防渗措施进行定期维护，保证环保措施的正常运行。

（3）跟踪监测计划

本项目土壤评价为二级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）“9.3 跟踪监测，二级的每 5 年内开展一次”，故本次评价要求，企业建立土壤污染监控制度和环境管理体系，及时采取措施，要求企业在 5 年内开展一次监测。

7.6.8 土壤环境影响结论

综上，本项目不会对土壤环境造成影响。从土壤环境影响的角度，本项目建设可行。

7.6.9 建设项目土壤环境影响评价自查表

表 7.6-14　建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地□；农用地√；未利用地□				
	占地规模	（56.06）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（　）、方位（　）、距离（　）				
	影响途径	大气沉降√；地面漫流√；垂直入渗√；地下水位□； 其他（　　）				
	全部污染物	废污水、废气、危废暂存，见表 7.6-4				
	特征因子	见表 7.6-4				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类□；II类√；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感√；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级□；二级√；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）□；b）□；c）□；d）□				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	4	10	0.2	
		柱状样点数	12	0	3	
	现状监测因子	见表 5.5-5				
现状评价	评价因子	见表 5.5-5				
	评价标准	GB 15618（；GB 36600（；表 D.1□；表 D.2□；其他（　）				
	现状评价结论	部分点位土壤中镉超标				
影响预测	预测因子	SO_2、H_2S				
	预测方法	附录E√；附录F□；其他（　）				
	预测分析内容	影响范围（　） 影响程度（　）				

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="3">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td></td><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a）□；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障□；源头控制√；过程防控√；
其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>4</td><td></td><td>5 年 1 次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">可行</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

8 地下水环境影响预测与评价

8.1 地下水环境现状调查

8.1.1 地质条件

8.1.1.1 地层岩性

依据《1：20 万灌县幅区域地质报告》《1：10 万成都平原综合水文地质报告》《1：5 万海窝子幅区域地质调查报告》的相关内容，评价区除西北部出露三叠、侏罗和白垩系的泥岩、砂砾岩外，广布第四系不同成因的松散堆积物，厚度从 20m 至 300m 不等（表 8.1-1），但有一定的分布规律。自龙门山山前湔江冲洪积扇扇顶沿南东方向，至致和——九尺——三界——马井一线，厚度由 20m 缓增至 100~120m，其中不乏有小的起伏，在两条北东向隐伏断裂之间，厚度急剧增加，在致和以南的清流、濛阳镇北东最厚可达 280~330m，构成本区的沉降中心，在隐伏断裂南东方向，厚度减薄至 80~160m。

区内地层岩性由老至新分述如下：

（1）三叠系（T）

须家河组（T_{3x}）：区内仅有第三段（T_{3x}^{3}），厚 54～105m，出露于评价区西北部，岩性为石英质砾岩、长石石英砂岩。

（2）侏罗系（J）

1）千佛岩组（J_1q）：厚 180～200m，出露于评价区西北部，为粉砂岩、泥岩、细砾岩不等厚互层。

2）沙溪庙组（J_2s）：厚 643m，出露于评价区西北部，为砾岩、砂岩、泥岩不等厚互层。

3）遂宁组（J_2sn）：厚 151～232m，出露于评价区西北部，为含砾砂岩、粉砂岩、泥岩不等厚互层。

4）莲花口组（J_3L）：总厚度 879～1210m，出露于评价区西北部，可分为上、中、下三段，上段（J_3L^3）为砂岩、粉砂质泥岩、泥岩不等厚互层；中段（J3L2）为含砾砂岩、粉砂岩、泥岩不等厚互层；下段（J_3L^1）为砾岩、含砾砂岩、砂岩不等厚互层。

（3）白垩系（K）

夹关组（K_2j）：泥岩、砂岩、砾岩不等厚互层，厚度 140～557m，平行不整合于侏罗系莲花口组之上，分布于评价区西部，构成台地的基座，或直接出露地表，亦是

评价区基地主要岩石类型。

（4）第四系（Q）

1）第四系下更新统河湖相堆积层（Q_1a^{l+l}）

上部：棕黄、棕红、紫红等杂色粘类土，灰白色高岭土网纹条带发育，底部发育有砂层或泥炭透镜体，粘土矿物以伊利石为主，含较多高岭石，厚度一般 3～5m。

下部：黄灰、灰褐、青灰色含泥砂砾卵石层，砾卵石成份以石英岩、花岗岩为主，次为喷出岩、变质岩、脉石英、灰岩等，浅部粒径以 5～15cm 为主，深部以 3～8cm 为主，层中含淤泥或砂层透镜体，砾卵石层局部半胶结呈砾岩状。

该层厚度 102～140m，除在评价区西部台地上出露外，均掩埋于中更新统地层之下，角度不整合于白垩系（K）地层之上，掩埋于地腹时，上部地层缺失。

2）第四系中更新统下段冰水——流水堆积层（$Q_2^{1fgl-al}$）

黄、褐黄色含泥砂砾卵石层，砾石成份主要为花岗岩、闪长岩、石英岩等，除硅质岩类外，其余岩类的砾、卵石呈中——强风化状，以次磨圆状为主，砾石中＞200mm 的漂石约占 10～15%，φ20～200mm 的卵石约占 60～70%，φ2～20mm 的砾石约占 8～10%，砾、卵石间充填含泥质的不等粒砂，约占总量的 10～15%，结构致密密实，层中具半胶结的砂质透镜体，该层厚 13～82m，位于中更新统上段地层之下。

3）第四系中更新统上段冰水——流水堆积层（$Q_2^{2fgl-al}$）

上部：棕黄、棕红色粉砂质粘土，粘土，结构致密，厚度一般 2～4m，颗粒由上向下变粗，具铁锰质薄膜和扁豆状结核，灰白色高岭土网纹条带发育，粘土矿物成份以伊利石为主，次为蒙脱石和高岭石。

下部：棕黄、褐黄色强风化含泥质砾卵石层，砾石成份主要为花岗岩、石英岩、闪长岩等，除硅质岩类外，火成岩等其它岩类砾、卵石均呈强风化状，手搓即散，轻敲即碎，以次磨圆状为主，砾石中＞200mm 的漂石约占 10～15%，φ20～200mm 的卵石约占 60～65%，φ2～20mm 的砾石约占 10～15%，层中充填粘类土，约占总量的 15～20%，呈团块状，结构致密密实。

该层厚度 7～75m，除在评价区西部台地上出露外，均掩埋于全新统或上更新统地层之下。

4）第四系上更新统冰水——流水堆积层（Q_3^{fgl-al}）

大致呈东西向分布于九尺——升平的湔江冲洪积扇型地上。

上部：浅黄、褐黄色粉砂质粘土，厚度一般 1～4m，由上而下颗粒变粗，粘粒减

少，可见铁锰质薄膜和扁豆状结核，粘土矿物成份以伊利石为主，次为蒙脱石。

下部：褐黄色含泥砂砾卵石层，砾石成份主要为花岗岩、石英岩、闪长岩，次为灰岩、砂岩、辉长岩等，呈弱——中风化状，以次磨圆状为主，砾石中＞200mm 的漂石约占 10%，φ20～200mm 的卵石约占 60%，φ2～20mm 的砾石约占 15%，充填含泥质的不等粒砂，约占 15%，结构中密——密实为主。

该层厚度 7～42m，在太平、清流、九尺、升平一线以南出露地表，以北多置于全新统地层之下。

5）第四系全新统冲积、冲洪积层（Q_4^{2al}、Q_4^{1al+pl}）

上部：厚 0.30～1.50m 的灰色粉细砂、粘质粉砂土，多为耕植土。

下部：灰色砂砾卵石层，含砂层透镜体，砾石主要成份为花岗岩、闪长岩、石英岩，次为灰岩、砂岩、辉长岩等，新鲜、性坚硬，以次磨圆状为主，分选性差，砾石中＞φ200mm 的漂石约占 5～15%（冲洪积扇顶达 30%），φ20～200mm 的卵石约占 55～75%，φ2～20mm 的砾石约占 10～15%，充填物为不等粒砂，约占 5～10%，结构松散——中密为主。

该层厚度 3～18m，上叠于第四系上更新统（Q_3）之上。Q_4^{1al+pl} 主要出露于太平、清流、九尺、升平一线以北的湔江冲洪积扇上，Q_4^{2al} 主要沿河道呈带状分布。

表 8.1-1 评价区地层层序表

层位					厚度/m	岩性简述
系	统	组	段	层位代号		
第四系	全新统			Q_4^{2al}、Q_4^{1al+pl}	3-18	上部：厚 0.30～1.50m 的灰色粉细砂、粘质粉砂土，多为耕植土。 下部：灰色砂砾卵石层，含砂层透镜体，砾石主要成份为花岗岩、闪长岩、石英岩，次为灰岩、砂岩、辉长岩等，新鲜、性坚硬，以次磨圆状为主，分选性差。
	上更新统			Q_3^{fgl-al}	7-42	上部：浅黄、褐黄色粉砂质粘土，厚度一般 1～4m，由上而下颗粒变粗，粘粒减少，可见铁锰质薄膜和扁豆状结核，粘土矿物成份以伊利石为主，次为蒙脱石。 下部：褐黄色含泥砂砾卵石层，砾石成份主要为花岗岩、石英岩、闪长岩，次为灰岩、砂岩、辉长岩等，呈弱——中风化状，以次磨圆状为主，充填含泥质的不等粒砂。

层位					厚度/m	岩性简述
系	统	组	段	层位代号		
	中更新统	上段		$Q_2^{2fgl-al}$	7-75	棕黄、棕红色粉砂质粘土，粘土，结构致密，厚度一般2～4m，颗粒由上向下变粗，具铁锰质薄膜和扁豆状结核，灰白色高岭土网纹条带发育，粘土矿物成份以伊利石为主，次为蒙脱石和高岭石。 下部：棕黄、褐黄色强风化含泥质砾卵石层，砾石成份主要为花岗岩、石英岩、闪长岩等，除硅质岩类外，火成岩等其它岩类砾、卵石均呈强风化状，手搓即散，轻敲即碎，以次磨圆状为主。
		下段		$Q_2^{1fgl-al}$	13-82	黄、褐黄色含泥砂砾卵石层，砾石成份主要为花岗岩、闪长岩、石英岩等，除硅质岩类外，其余岩类的砾、卵石呈中——强风化状，以次磨圆状为主，砾石中＞200mm 的漂石约占 10～15%，φ20～200mm 的卵石约占 60～70%，φ2～20mm 的砾石约占 8～10%，砾、卵石间充填含泥质的不等粒砂，约占总量的 10～15%，结构致密密实，层中具半胶结的砂质透镜体。
	下更新统			Q_1a^{l+l}	102-140	棕黄、棕红、紫红等杂色粘类土，灰白色高岭土网纹条带发育，底部发育有砂层或泥炭透镜体，粘土矿物以伊利石为主，含较多高岭石，
白垩系	上统	夹关组		K_2j	140-557	棕红、紫红色厚层—块状细—中粒长石砂岩、长石石英砂岩夹少量同色泥岩及泥质粉砂岩，底部为紫红色砾岩及含砾砂岩。
侏罗系	上统	蓬莱镇组		J_3p	650-1050	浅绿灰、褐灰色（含砾）中、细粒岩屑砂岩、（含砾）中粒岩屑石英砂岩、中、细粒岩屑砂岩、粉砂岩与棕红、棕褐色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层。 与下伏遂宁组地层呈整合接触。
		遂宁组		J_3sn	230-510	绿灰、浅绿灰色含砾中粒岩屑石英砂岩，细粒岩屑砂岩、粉砂岩与棕红、棕褐色泥岩、粉砂质泥岩等厚互层。与下伏沙溪庙组地层呈整合接触。
	中统	沙溪庙组		J_2s+x	610-770	绿灰、紫棕色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰、浅绿灰色、灰色含砾中粒岩屑砂岩、细粒岩屑砂岩、灰质细粒岩屑砂岩、粉砂岩略等厚互层。 与下伏千佛崖组呈整合接触。
		千佛崖组		J_2q	110-200	棕褐、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰、绿灰、灰白色中、细粒岩屑石英砂岩、岩屑砂岩、粉砂岩略等厚互层，底部为杂色砂砾岩。 与下伏须家河组呈平行不整合接触。
三叠系	上统	须家河组	须五段	T_3x^5	620-760	灰黑、深灰色页岩、炭质页岩夹深灰色细粒岩屑砂岩、粉砂岩及黑色煤层。
			须四段	T_3x^4	780-980	上部为灰黑色页岩、粉砂质页岩夹中、细岩屑砂岩，顶部为浅褐灰色砂砾岩。中部为灰色中、粗粒岩屑砂岩与灰黑色页岩、粉砂质页岩、炭质页岩略等厚互层。下部为灰色中、粗粒（含砾）岩屑砂岩、中粒岩屑石英砂岩、灰色砾岩夹黑色页岩、粉砂质页岩。

层位					厚度/m	岩性简述
系	统	组	段	层位代号		
			须三段	T_3x^3	780-910	黑色页岩、炭质页岩与灰、深灰色中、细粒岩屑砂岩、粉砂岩略等厚互层，间夹黑色煤层。
			须二段	T_3x^2	490-650	浅灰色中粒岩屑砂岩、岩屑石英砂岩、灰色细粒岩屑砂岩、粉砂岩与黑色页岩、炭质页岩不等厚互层，局部夹煤层。与下伏小塘子组呈平行不整合接触。
		小塘子组		T_3t	320-350	深灰、灰黑色页岩、粉砂质页岩与灰、浅灰、灰白色中粒岩屑砂岩、（含白云质、碳酸盐）细粒岩屑石英砂岩、（含白云质、白云质、灰质）细粒岩屑砂岩、粉砂岩略等厚互层。与下伏三叠系上统马鞍塘组呈整合接触。
		马鞍塘组	马二段	T_3m^2	120-170	深灰、灰黑、灰色页岩、灰质页岩与灰色细粒岩屑砂岩、粉砂岩不等厚互层，顶部为深灰色陆源碎屑细～粉晶介屑粉屑灰岩，局部夹深灰色微晶泥质灰岩。
			马一段	T_3m^1	50-70	深灰、灰色微晶灰岩、微晶泥质灰岩、白云质微晶灰岩、微晶灰质白云岩、含白云质泥微晶灰岩、砂屑灰岩夹灰黑色页岩。
	中统	雷口坡组	雷四段	T_2l^4	120-170	上部为灰、深灰、浅灰色微晶白云质灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、微晶灰岩、微晶白云岩、微晶灰质白云岩、白云质微晶藻凝块灰岩、亮晶藻线状灰岩、含晶间孔粉晶白云岩、微～粉晶白云岩、微晶藻凝块白云岩、粉晶白云岩；下部为深灰、浅灰、灰色含硬石膏微晶白云岩、膏质微晶白云岩，含膏质微-粉晶白云岩、膏质微晶藻凝块白云岩、微晶白云岩、膏质白云岩、泥晶白云岩、含膏白云岩、含灰白云岩与白色石膏岩不等厚互层。

8.1.1.2 地质构造

评价区分属成都断陷盆地的西部边缘构造带和中央凹陷带两个构造单元，基底发育近于平行展布的两条北东向隐伏断裂（见图 8.1-1），据人工地震资料显示，隐伏断裂发育在侏罗系沙溪庙组以上地层中，属压扭性，断距 200～400m，断裂附近电测深曲线发生不同畸变，或相邻两点间产生明显变化。从邻区郫县竹瓦铺以北 1.5km 处的横山子基岩出露、而与之相邻的竹瓦铺钻孔 541.00m 始见基岩，可以证实由于该断裂的存在，使地层发生明显错动特征。

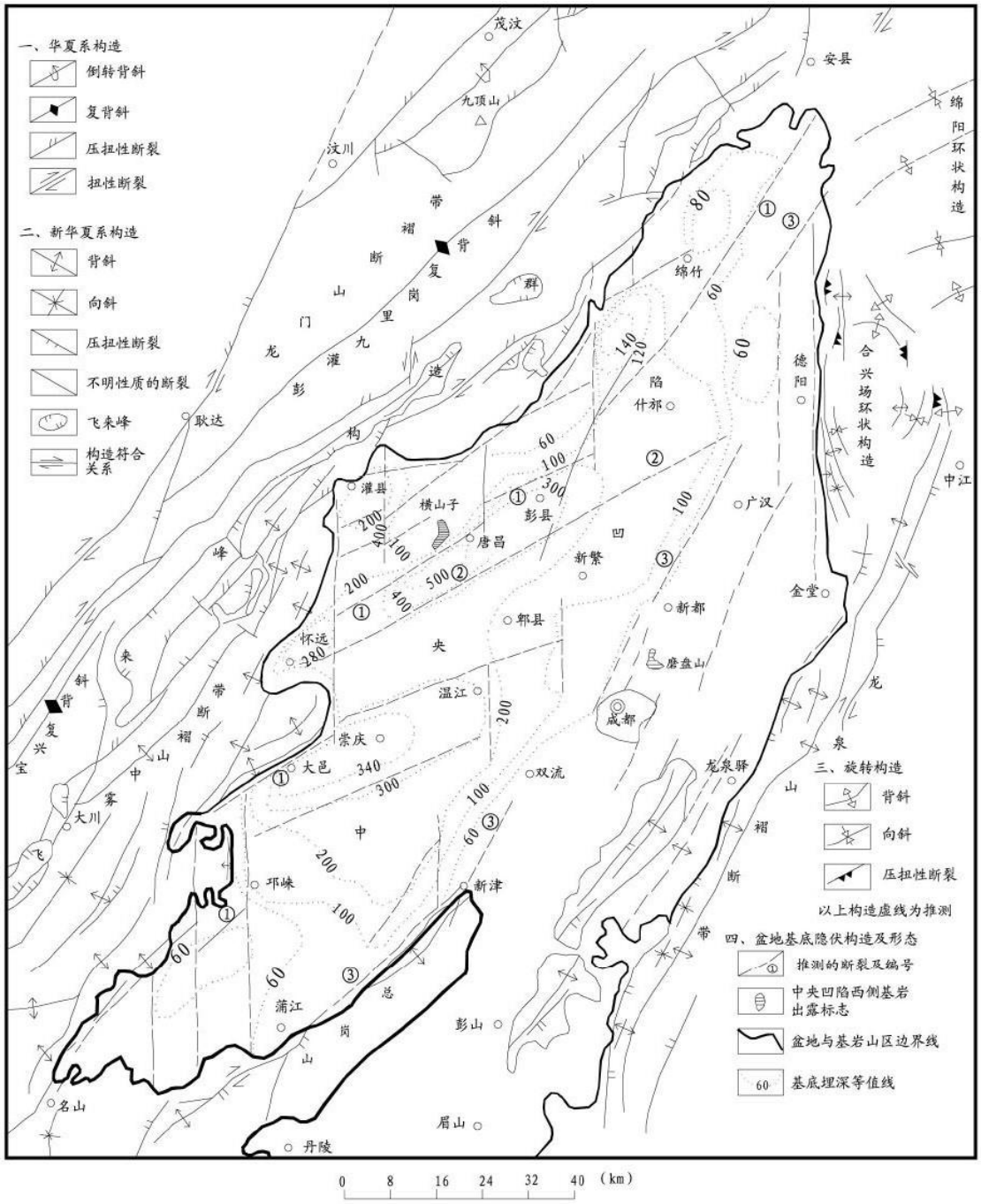


图 8.1-1 成都断陷盆地（平原）基底形态与区域构造纲要简图

致和——九尺——三界——马井一线以北，基岩顶板总体上呈一倾向南东的斜面，海拔高度由 720m 降至 430m，平均坡降 14.5～18.7%，第四系厚度亦由北西向南东递增，由 20m 增至 100m；两条隐伏断裂之间总体上呈一北东向展布的凹槽，其间尚有起伏，形成多个深凼，基岩顶板标高 220～430m，第四系厚度一般在 200m 以上，致和镇以南最厚可达 334m；在凹槽以南，基岩顶板逐渐隆起，呈一倾向北西的斜面，基岩顶板标高由 300m 升至 400 余 m，第四系厚度逐渐变薄，由 160m 减至 80m 左右。

建设项目处于川西坳陷西缘由关口断裂与彭县断裂夹持的龙门山前缘中段石羊-

金马-鸭子河构造带上，该构造带属于龙门山大型构造带中段的山前隐伏构造带，西面紧邻龙门山前缘，东部、南部紧邻元通-安德凹陷，北部为绵竹凹陷。金马-鸭子河构造整体为一受关口断裂-彭县断裂挟持的断背斜构造，南缓北陡，总体上呈北东走向。

根据地震解释成果，石羊－金马－鸭子河构造带共落实包括白鹿场、鸭子河、金马、聚源、石羊镇、石板滩、街子等 7 个局部构造（图 8.1-2 和表 8.1-2）。

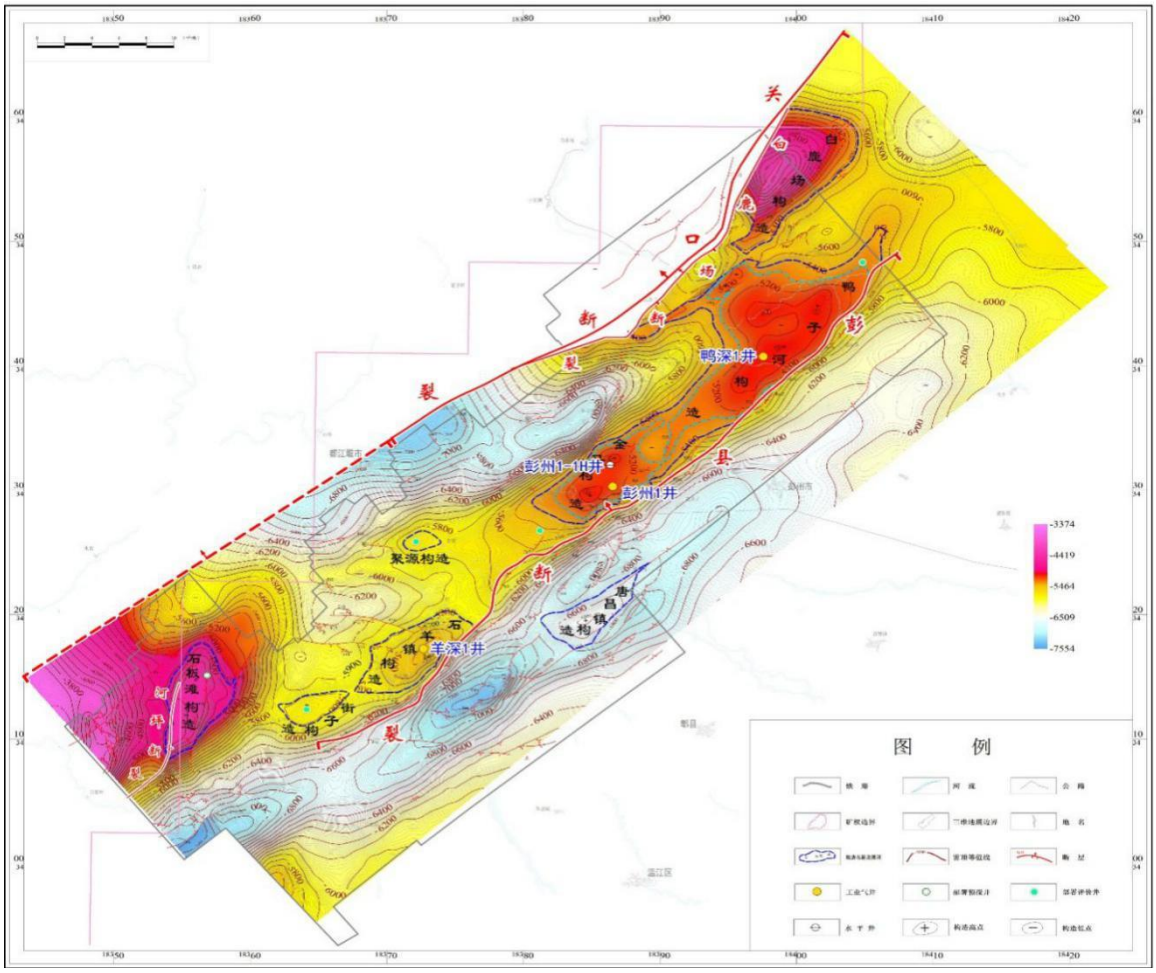


图 8.1-2 石羊-金马-鸭子河构造带雷口坡组顶构造图

表 8.1-2　龙门山前构造带局部构造要素统计表

局部构造（圈闭）	地震反射层	地质层位	形态	面积(km^2)	构造圈闭闭合等值线	幅度或高差/m	高点海拔/m	轴长		构造走向	可靠程度
								长轴/km	短轴/km		
鸭子河	TT_3m^1	雷口坡组顶界	断背	88.0	-5300	265	-5035	19.9	9.3	NE	可靠
金马	TT_3m^1	雷口坡组顶界	背斜	26.6	-5300	235	-5065	9.9	3.6	NE	可靠
白鹿场	TT_3m^1	雷口坡组顶界	断背	53.1	-5430	1345	-4085	12.4	5.0	NE	可靠
聚源	TT_3m^1	雷口坡组顶界	背斜	3.0	-5750	45	-5705	2.6	1.5	NE	可靠
石羊镇	TT_3m^1	雷口坡组顶界	背斜	28.9	-5810	365	-5445	10.1	3.7	NE	可靠
街子	TT_3m^1	雷口坡组顶界	背斜	8.1	-5810	75	-5735	4.9	2.2	NE	可靠
石板滩	TT_3m^1	雷口坡组顶界	断背	29.7	-4870	545	-4325	9.7	4.7	NNE	可靠

石羊-金马-鸭子河地区地表出露地层为新生界第四系，马鞍塘组上部以上地层为陆相沉积，马鞍塘组中下部以下地层为海相沉积。钻遇地层由上至下依次为：新生界第四系（Q）、侏罗统蓬莱镇组（J_3p），遂宁组（J_3sn），沙溪庙组（J_2s+x）、千佛崖组（J_2q），白田坝组（J_{1b}）、三叠系须家河组（T_3x）、小塘子组（T_3t）、马鞍塘组（T_3m）、及雷口坡组四段（T_2l^4）。其主要地层见表 8.1-2。

区域上，中三叠世沉积时，四川盆地为一受限制的陆表海，以碳酸盐岩沉积为主，沉积了雷口坡组和天井山组，雷口坡组属安尼期，天井山组属拉丁期。中三叠世末，受印支运动影响，四川盆地整体抬升，中三叠统碳酸盐岩普遍受到剥蚀和“喀斯特”化，形成了区域性不整合面。川西地区天井山组大部分被剥蚀殆尽，仅残存于西缘大园包、江油马角坝、绵竹汉旺一带，川西坳陷内雷口坡组四段上部部分地层被剥蚀，总体上剥蚀厚度由东向西减薄。晚三叠世早期，随着古特提斯洋逐步关闭，川西受挤压挠曲，在前陆挠曲稳定翼发育了马鞍塘组海相缓坡沉积层系。

雷口坡期，四川盆地北有秦岭古陆，东有江南古陆，西有龙门山—九顶山水下隆脊与多列台缘滩体屏障，只有南边经康滇古陆与越北古陆之间，越过黔南堤礁，与特提斯海相连，是海水进退的主通道和方向，次要方向则是龙门山、九顶山水下隆脊间有海水通道与外海相连通，为一个半封闭的陆表海。川西地区主要为台地边缘—局限台地—蒸发台地沉积，横向上不仅在江油中坝-绵竹汉旺—大邑雾中山一线发育多个呈串珠状分布的台缘浅滩，向东还发育多个台内浅滩；纵向上雷口坡组主要由潟湖、间歇性干化潟湖、膏湖、浅滩等亚相组成多个沉积旋回。

8.1.2 水文地质条件

8.1.2.1 地下水类型

在参考《1：20 万灌县幅区域水文地质普查报告》、《1：10 万成都平原综合水文地质图及报告》，依据《1：5 万海窝子幅区域水文地质调查报告》、《中国石油四川 1000 万吨/年炼油项目环境影响报告书》的相关内容后，结合现场的调查和测绘成果，编制了 1:5 万的水文地质图。评价区地下水按其含水介质及赋存条件可分为松散岩类孔隙水和红层基岩裂隙水两种类型，前者在评价区内大面积分布，后者仅在平原西北部低山丘陵区零星出露。

（1）松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水按其形成时代、相互叠置关系、埋藏分布特征、水动力条件等不同，可将其分为砂卵石层孔隙潜水和含泥砂卵砾石孔隙水。

1）砂卵石层孔隙潜水

砂卵石层孔隙潜水按其成因类型、形成时代、分布位置的不同，又进一步划分为：山前冲洪积层（Q_4^{al+pl}）砂砾卵石层孔隙潜水、河流漫滩一级阶地冲积层（Q_4^{al}）砂砾卵石层孔隙潜水、二级阶地冰水——流水堆积层（Q_3^{fgl-al}）含泥砂砾卵石层孔隙潜水。三种类型孔隙潜水均分布于评价区浅部，其间没有明显的隔水层，组成一个统一的含水岩组——上部含水岩组。该含水岩组结构松散、连通性好，具连续统一的潜水面。评价区西侧冲洪积扇分布地段，含水层以冲洪积砂砾卵石为主，与晚更新统泥质砾卵石组成山前冲洪积扇砂砾卵石含水岩组；评价区中部河流冲积层砂砾卵石（Q_4^{al}）叠置于晚更新统之上，共同组成河流阶地、漫滩砂砾卵石含水岩组；而在被河流切割的河间（地块）带，晚更新统砂砾卵石直接出露地表，构成二级阶地砂砾卵石含水岩组。总体说来，上部含水层组分布普遍，厚度稳定，一般 10～30m，平均 15～20m，但在山前湔江冲洪积扇顶部，基岩埋藏浅，且局部缺失上更新统以及中更新统上段冰水流水堆积层，含水层厚度仅 3～5m。

2）含泥砂卵砾石孔隙承压水

位于砂卵石层孔隙潜水之下，含水层岩性为早更新统（Q_1^{al-l}）及中更新统下段（$Q_2^{1fgl-al}$）含泥砂砾卵石，粘土质含量不均，当有砂层或泥质含量较少的砂砾石透镜体存在时，便含有一定数量的孔隙承压水，构成下部含水层组。该含水岩组在山前冲积扇顶部的厚度为 5~30m；平原中西部厚度一般在 30~80m。最大厚度位于彭州市以南，可达 150~200m。下部含水层埋藏于中更新统上段结构致密的泥砾卵石相对隔水

层以下，且较为普遍，并具有承压性，承压水头高出含水层顶板数十米。其上部连续分布的中更新统上段（$Q_2^{2fgl-al}$）泥砾卵石层，由于风化强烈，且多被粉砂质粘土填充，结构紧密基本不含水或含水很微弱，视为相对隔水层，平原区中部厚度多在 30~60m 之间。

此外，位于龙门山山前周边台地的早中更新统（Q_{1+2}）泥质或含泥粉细砂砾卵石层，由于长期暴露地表风化剧烈，且结构致密，一般不含水或含水微弱（图 8.1-3）。



图 8.1-3 含泥砂卵砾石层（Q1+2）

（2）红层基岩裂隙水

评价区西侧的浅丘低山区，分布有白垩系、侏罗系红色砂岩、砾岩、泥岩，风化裂隙局部发育，含有风化带裂隙水。受地形地貌条件及风化裂隙发育程度的影响，水量一般贫乏。

8.1.2.2 含水岩组划分与富水性

评价区第四系松散堆积物自下而上，依次沉积了下更新统、中更新统、上更新统至全新统，垂向上形成了较为稳定的上部含水层、下部含水层及其间的相对隔水层（图 8.1-4 和图 8.1-5）。

从平面分布看，上部含水岩组是厚度稳定在 10～30m 的山前冲洪积层（Q_4^{al+pl}）砂砾卵石层和河流漫滩一级阶地冲积层（Q_4^{al}）砂砾卵石层。富水性总体分布规律是河道带（及附近）大于河间地块，河间地块大于山前洪积扇掩盖区，洪积扇前缘大于洪积扇顶，为评价区的主要含水层。

下部含水岩组埋藏于相对隔水层（$Q_2^{2fgl-al}$）以下，含水层物质结构自西向东亦有

变化。西部近龙门山前带，卵石粒径较为粗大，其结构较为致密，透水含水性能相对较差；中部本层岩性多为含泥砂砾石和砂质泥砾卵石，含水性较西部好；东部该层发生相变，多为含泥粉细砂砾卵石层或夹多层砂层透镜体，含水性较好，但厚度变薄。总之，下部含水岩组多为弱含水——中等含水。

（1）上部砂卵石含水层及富水性

1）山前冲洪积扇砂卵石含水层（Q_4^{al+pl}、Q_3^{fgl-al}）

湔江冲洪积扇自丹景山镇关口向南东倾斜，前缘抵达太平、清流、九尺铺、敖平场一带。扇面比降 11‰，扇前缘比降 5～6‰。表层为灰黄色粘砂土、砂质粘土，下部为砂砾卵石层。上游砾径均较粗大，扇顶隆丰一带多为 20～30cm，大者盈米，并充填含砾中粗砂。扇中即彭州隆丰——石洞埝一线至楠木乡、利安、花街子一线之间，卵石砾径一般 10～20cm，大者 30～50cm，充填中细砂；扇前太平场、清流、九尺铺等地，砾径一般 3~10cm，充填含泥质中细砂。

地下水埋藏深度：扇顶一般大于 10m，关口一带 12～17m；扇中一般大于 5m；扇前九尺、太平、敖平等地均为 1～3m，且有多处地下水溢流成泉。

湔江冲洪积扇上部含水层富水性变化具有明显规律性。在该冲洪积扇分布区内，冲洪积层下部为中或晚更新统砾卵石层与其叠置，二者之间无弱透水层存在，水力联系密切，构成上部潜水含水岩组。含水层厚度在彭州——濛阳镇以北一般为 10～20m，以南为 20～35m，丹景镇扇顶区＜10m。扇顶隆丰一带冲洪积砾卵石厚 11.78～9.50m，未见下伏晚更新统砾卵石层。因扇面比降大，地下水埋藏较深，埋深多大于 10m。含水层仅厚 1.2～5.1m，其渗透性强，但厚度小。

2）河道带阶地、漫滩砂砾卵石含水层（Q_4^{al}、Q_3^{fgl}）

主要沿湔江出山口多条支流（鸭子河、小石河、牧马河、白土河、濛阳河）及青白江等河流两岸一级阶地及漫滩分布。冲积砂砾卵石层多与其下晚更新统冰水堆积砾卵石层呈过渡接触，构成统一含水岩组。河流阶地、漫滩上部土层较薄，一般 0.5～2m，为粉细砂或粘砂土，下部砂砾卵石结构疏松，充填中——细砂；下伏晚更新统砾卵石层，一般充填含泥中细砂。地下水埋藏深度多为 1～3m。含水层厚度几米至二十余米，渗透系数多为 30～60m/d，导水系数 489～596m^2/d，疏干给水度 0.146～0.160。总的说来，河道带阶地、漫滩砂砾卵石含水层富水性良好，一般单孔出水量可达 1000～3000m^3/d。

3）河间二级阶地含泥砂砾卵石含水层（Q_3^{fgl}）

主要分布评价区中、东部，地貌上为被各河流分割的二级阶地并连为冰水扇状平原，自北西向南东倾斜，地面坡降 1～3‰，广布晚更新统冰水堆积物。可分为三个岩性段：上段（表层）为灰黄、褐黄色粘土、粉质粘土和灰黄色中细砂透镜体或褐黄色、灰黄色泥质砾卵石透镜体；中段为灰黄色含泥砂砾卵石层，下段为砂质泥砾卵石层。三个岩性段砾卵石砾径一般 3～10cm，自下而上有逐渐变细的趋势，其中充填物粘土含量上、下段可达 20%左右，中段较少，为主要含水段。地下水埋藏深度一般 2～5m，地下水位年变幅 1～3m，水力坡度 1～2‰。

该含水层组富水性与含水层厚度、岩性变化相关。含水层厚度一般为 10～30m，单井出水量为 1000～3000m^3/d，水量丰富。在平原周边或台地边缘地带，含水层厚度变薄，或含水段岩性为晚更新统下部岩性段时，或含水层下段厚度远大于中段时，富水程度中等，单井出水量为 500～1000m^3/d，或 100～500m^3/d，导水系数 90～216m^2/d，疏干给水度 0.124～0.119。

综上所述，上部含水岩组从扇顶向南及南东，富水性逐渐增强，以青白江与小石河河谷区富水性最好，单井出水量一般＞3000m^3/d；冲洪积扇前缘及河间地块区，即彭州城区以南，军乐镇以东地区富水性较好，单井出水量 1000～3000m^3/d；冲洪积扇中前部（地下水溢出带）军乐镇—利安—丽春镇带，及部分二级阶地分布区和河道带地区，富水性中等，单井出水量 500～1000m^3/d；山前丹景山镇—隆丰镇—利家场扇顶及中部富水性较差，单井出水量 100～500m^3/d。

（2）下部强风化含泥砂砾卵石含水层及富水性

评价区分布的下部含水岩组，主要由中更新统下段及早更新统风化——强风化含泥砂砾卵石层组成。根据已有资料，中更新统下端在评价区分布稳定，从关口厚度 5.85m，向东逐渐变厚，在平原中部达到数十米，下更新统在出山口附近缺失，在彭州隐伏断裂以西厚度不超过 20m，断裂以东可陡增至数十米甚至百余米，再向东厚度又逐渐变薄。总的来看，下部含水层组属地下水贫乏——中富带，含水层渗透性较差，渗透系数为 0.2~1.81m/d，单井出水量多在 100~1000m^3/d，局部单井出水量<100m^3/d。

（3）相对隔水层

评价区内上、下含水岩组之间，发育中更新统上段（$Q_2^{2fgl-al}$）泥质砾卵石层，由一套冰水堆积物组成，为棕黄、褐黄色粉砂质、泥质充填的砾卵石层，漂、卵、砾石成份为花岗岩、石英岩、闪长岩等，除硅质岩类外，火成岩等其它岩类砾。一般卵石 φ30—150mm，>φ200mm 的漂石含量约占 60%，φ2—20mm 的砾石约占 10%，泥质

含量约 18%，含砂量少，密实。风化强烈，砾石被粘土质裹附，结构较紧密，渗透性差，基本不含水。根据位于洪积扇中部的 g2-2 原状取芯孔揭露该层来看，下部含泥量较上部减少。该层稳定、广泛分布于上部（Q_4^{al+pl}）潜水含水层与下部含水层之间，阻隔了两含水层之间的水力联系，导致上下含水层地下水位不一致。

（4）西侧台地强风化泥质砾卵石含水层

评价区西侧台地分布有第四系中、下更新统（Q_1^{al-l}）强风化泥质砾卵石层，为棕黄、棕红、紫红等杂色，砾石分选差，大小混杂并充填泥砂质，结构较紧密。砾石多数强风化，厚度变化大，为 2~30m，由于该层结构较紧密，渗透性能差，水量贫乏，单井出水量<100m^3/d。

（5）西侧丘陵低山基岩裂隙含水层

评价区西侧台地基岩之上，多覆盖粘土及强风化泥质砾卵石层，基岩中分布风化带裂隙水；盆地西侧边缘龙门山前浅丘低山区，亦分布有（K、J）基岩裂隙水。总体来说，平原西侧边缘丘陵（台地）区，红层风化裂隙含水层组水量贫乏，一般单井出水量小于 100m^3/d，单位出水量小 0.1L/s，渗透系数 0.05~0.1m/d。

图 8.1-4 综合水文地质图

图 8.1-5　水文地质剖面图

8.1.2.3 地下水补给、径流、排泄特征

（1）地下水补给

地下水的主要补给来源为降水入渗，河流渠系水入渗、灌溉水入渗及湔江河谷砂砾石地下径流入渗等。从全年的调节性能来看，在枯水期所借用的储存量在丰水期能补偿回来，说明区域地下水消耗及补偿基本平衡。

评价区年均降雨总量为 841mm，其中 6~9 月降雨量 615.9mm，占全年总降雨量的 73.2%。降雨强度是影响降雨入渗补给量的一个重要因素，当降雨强度在 3~5mm/d 以下时，地下水基本上不能得到补给；当降雨强度大于 50~60mm/d 时，降雨入渗补给增加量微弱。有效降雨量的大小与包气带岩性有关，包气带岩性的渗透性强则有效降雨量大，反之则小。

评价区冲洪积扇顶和河道地区（含部分古河道带），包气带岩性为细砂、粉砂土、砂卵石，渗透性强，降雨入渗补给条件好；中部地区表层覆盖的为粉土和粘质砂土（亚砂土），厚度普遍<1m，渗透性较强，降雨入渗补给条件较号；冲洪积扇前缘至二级阶地区，表层为砂质粘土，渗透性弱，补给条件较差。另外，降雨入渗补给强度还与地下水埋深有关，地下水埋深越大，降雨入渗补给越强。因此，西侧扇顶地区降雨入渗补给强于其它地区。

区内耕地以稻田为主，每年 5 月初至 8 月下旬，稻田被水灌溉淹没，历时长达 80~100 天，稻田生长期间田水下渗直接补给地下水。因此，农灌入渗补给是区内地下水的重要补给来源。

评价区是水网化地区，区内河渠密布，表层土层普遍较薄，厚度多小于 1m，而且岩性渗透性好，部分渠道直接处于卵石层中，输水过程中均处于补给上部含水层地下水状态。

（2）地下水径流

区内地下水径流受地形条件控制，上部含水层潜水等水位线图反映出与地形线一致的特征，局部受开采影响而发生偏转（彭州市西郊）。地下水由山前向东南方向径流，总体方向为南 50～60°东。地下水水力坡度在丹景山镇至隆丰镇冲洪积扇扇顶区较大，一般扇顶区为 10.0～10.5‰，扇中为 5.5～6.4‰，前缘 3.6～4.6‰，表明地下水径流从扇顶至平原区由强减弱，符合冲洪积扇水文地质单元地下水赋存规律。

（3）地下水排泄

存在以下几种排泄方式：

1）含水层受地形控制，河流切割含水层，地下水向河流排泄。从地下水等水位线图来看，区内地下水主要向小石河排泄，并沿河以泉水形式排泄。

2）地下水在径流过程中，遇下伏上更新统地层（Q_3），因全新统冲洪积层与上更新统地层渗透性能的差异，地下水受阻溢出地表，表现形式主要为泉水和湿地。总体沿上更新统地层（Q_3）出露端点附近，泉点大致呈弧形展布，弧顶位于致和镇一带，两侧位于军乐镇以西地带。

3）以地下径流方式向南东方向径流排泄出评价区，即径流出东侧边界。

4）地下水以蒸发形式排泄，蒸发大多发生在地下水浅埋区。

5）地下水人工开采

评价区地下水开采以第四系孔隙潜水为主，可分为集中型开采和分散型开采两种形式。集中型开采可分为城镇生活饮用供水水源和厂矿自备水源，区内城镇生活供水水源地 9 处，供水井 29 口，日采量达 3928m^3/d；厂矿企业供水水源地 5 处，开采井 20 余口，日开采量约 24662.5m^3/d，主要分布于评价区隆丰、天彭、致和、九尺等乡镇；分散型开采主要为分散农户开采及农灌井开采，开采井 139840 口，开采量 44538.80m^3/d。

8.1.2.4 水文地质单元划分

研究区的水文地质单元按地表水系和地层相结合的方式进行划分，并综合考虑地下水的赋存、分布与运动特征。本次研究区为冲洪积扇平原地区，地表水系较为发育。根据研究区地质构造、地形地貌、岩层富水性以及含水层与隔水层的空间展布类型等条件，将研究区划分为 3 个一级水文地质单元，分别为I石河——敖平水文地质单元、II隆丰——天彭水文地质单元、III跃进——东风水文地质单元（图 8.1-4）。同时根据含水岩组与富水性特征，将I石河——敖平水文地质单元划分为I-1 石河水文地质单元和I-2 敖平水文地质单元，将II隆丰——天彭水文地质单元划分为II-1 隆丰水文地质单元以及II-2 天彭水文地质单元。所划分的各子单元具备相对独立的边界和补给、径流及排泄条件，单元内赋水性能和地下水类型相同或相似，能够代表该单元地下水的赋存及运移规律。各水文地质单元特征叙述如下：

（1）石河——敖平水文地质单元

石河——敖平水文地质单元分布于评价区北部的石河村——杨柳村——敖平镇一带，呈三角状，单元北部边界为鸭子河，南部边界为小石河。地层以第四系全新统冲积、冲洪积层（Q_4^{1alp}）的灰色砂砾卵石层和第四系上更新统冰水——流水堆积层

（Q_3^{fgl-al}）含泥砂卵砾石层为主，全新统冲积层（Q_4^{2al}）的砂砾卵石层主要沿鸭子河河道呈带状分布。

地下水主要接受大气降水、灌溉水入渗补给和河流侧向补给。整体上地下水由西向东流动。地下水以蒸发、向河流侧向排泄、人工开采、泉点的方式进行排泄。在敖平镇以东一带泉点出露，泉流量在 1.23~40.32L/s 范围内。枯丰季地下水水位相差 10m 左右，越靠近小石河和鸭子河，地下水枯丰季水位相差越小，最小值为 3.5m。由于 Q_4^{1alp} 和 Q_3^{fgl-al} 的渗透系数相差较大，沿其接触界线进一步划分为I-1 石河水文地质单元和I-2 敖平水文地质单元。I-1 石河水文地质单元地层以全新统冲积、冲洪积层（Q_4^{1alp}）的灰色砂砾卵石层为主，I-2 敖平水文地质单元以上更新统冰水——流水堆积层（Q_3^{fgl-al}）含泥砂卵砾石层为主。

（2）隆丰——天彭水文地质单元

隆丰——天彭水文地质单元分布于评价区中部的关口——隆丰镇——天彭镇一带，单元北东部以小石河为界，西部以平原区与丘陵区界线为界。地层以大面积出露的山前冲洪积扇砂砾卵石含水层 Q_4^{alp} 为主，沿小石河、马牧河、濛阳河、白土河出露河道带阶地、漫滩砂砾卵石含水层 Q_4^{1alp} 和 Q_4^{al}，在单元东侧和西侧局部地区出露 Q_3^{fgl-al} 的含泥砂砾卵石层。

单元内地表水系发育。地下水主要接受大气降雨、地表河流入渗、灌溉水入渗补给。整体上地下水由北向南流动，地下水资源丰富。地下水排泄方式以蒸发、泉点出露、向河流排泄、人工开采为主。地下水在南东侧清流镇~濛阳镇（Q_3^{fgl-al} 和 Q_4^{1alp} 交界处）一带出露众多泉点，最大流量 199L/s。根据砂砾卵石含水层 Q_4^{alp} 富水性差异，将此单元进一步划分为II-1 隆丰水文地质单元以及II-2 天彭水文地质单元。II-1 隆丰水文地质单元位于湔江冲洪积扇中上端，而II-2 天彭水文地质单元位于湔江冲洪积扇中下端。

（3）跃进——东风水文地质单元

跃进——东风水文地质单元位于评价区西侧的跃进村~东风村一带的丘陵山区。地层以第四系中、下更新统冰水—流水堆积层（Q_{1+2}）的强风化泥质砾卵石层和白垩系下统剑门关组（K_1j、K_2j）紫红色砂岩、泥岩为主。单元内地形起伏不大，河谷切割较缓，风化带普遍发育不厚，地下水赋存条件较差，补给径流途径短促，水交替循环积极，含水层厚度不大，而且不很连续，地下水水量贫乏，有零星的裂隙下降泉出露，流量一般小于 0.1L/s。

8.1.2.5 各平台水文地质条件

彭州 3 平台位于丽春镇东风村，地层岩性为中、下更新统冰水—流水堆积层（Q_{1+2}）的强风化泥质砾卵石层，风化带厚度不大，地层含水性较差。彭州 3 位于跃进——东风水文地质单元内，水位埋深约为 4.5m。地下水主要接受大气降雨的补给，并向临近沟谷排泄。该区域地下水分水岭和地表水分水岭基本一致，彭州 3 位于地下水局部分水岭西侧，地下水由北东向南西径流，就近向沟谷排泄。

彭州 4 位于隆丰镇富集村，地层岩性为全新统冲积、冲洪积层（Q_4^{1alp}）的灰色砂砾卵石层和全新统冲积层（Q_4^{2al}）的砂砾卵石层，地层富水性好。平台位于隆丰——天彭水文地质单元内，水位埋深约为 3m。地下水沿洪积扇展布方向由北西向南东排泄。

彭州 5 位于葛仙山镇杨柳村 8 组，地处湔江冲洪积扇的扇顶区域。地层岩性为全新统冲积、冲洪积层（Q_4^{1alp}）的灰色砂砾卵石层，地层含水性较好。平台位于石河——敖平水文地质单元内，水位埋深约为 6.5m。地下水主要接受大气降雨的补给，彭州 5 南侧 400m 左右为小石河，小石河河床较低，枯丰两季地下水均向小石河排泄。

彭州 6 位于葛仙山镇文林村 7 组，地处湔江冲洪积扇的扇中部区。地层岩性为全新统冲积、冲洪积层（Q_4^{1alp}）的灰色砂砾卵石层，富水性较好。平台位于石河——敖平水文地质单元内，水位埋深约为 8.3m。地下水主要接受大气降雨、地表河流和灌溉水入渗补给。地下水沿冲洪积扇的展布方向由南西向北东方向流动。

表 8.1-3　各平台水文地质条件简述

平台名称	所处水文地质单元	地层代号	地下水埋深
彭州 3	跃进——东风水文地质单元	Q_{1+2}	4.5
彭州 4	隆丰——天彭水文地质单元	Q_4^{1alp}	3
彭州 5	石河——敖平水文地质单元	Q_4^{1alp}	6.5
彭州 6	石河——敖平水文地质单元	Q_4^{1alp}	8.3

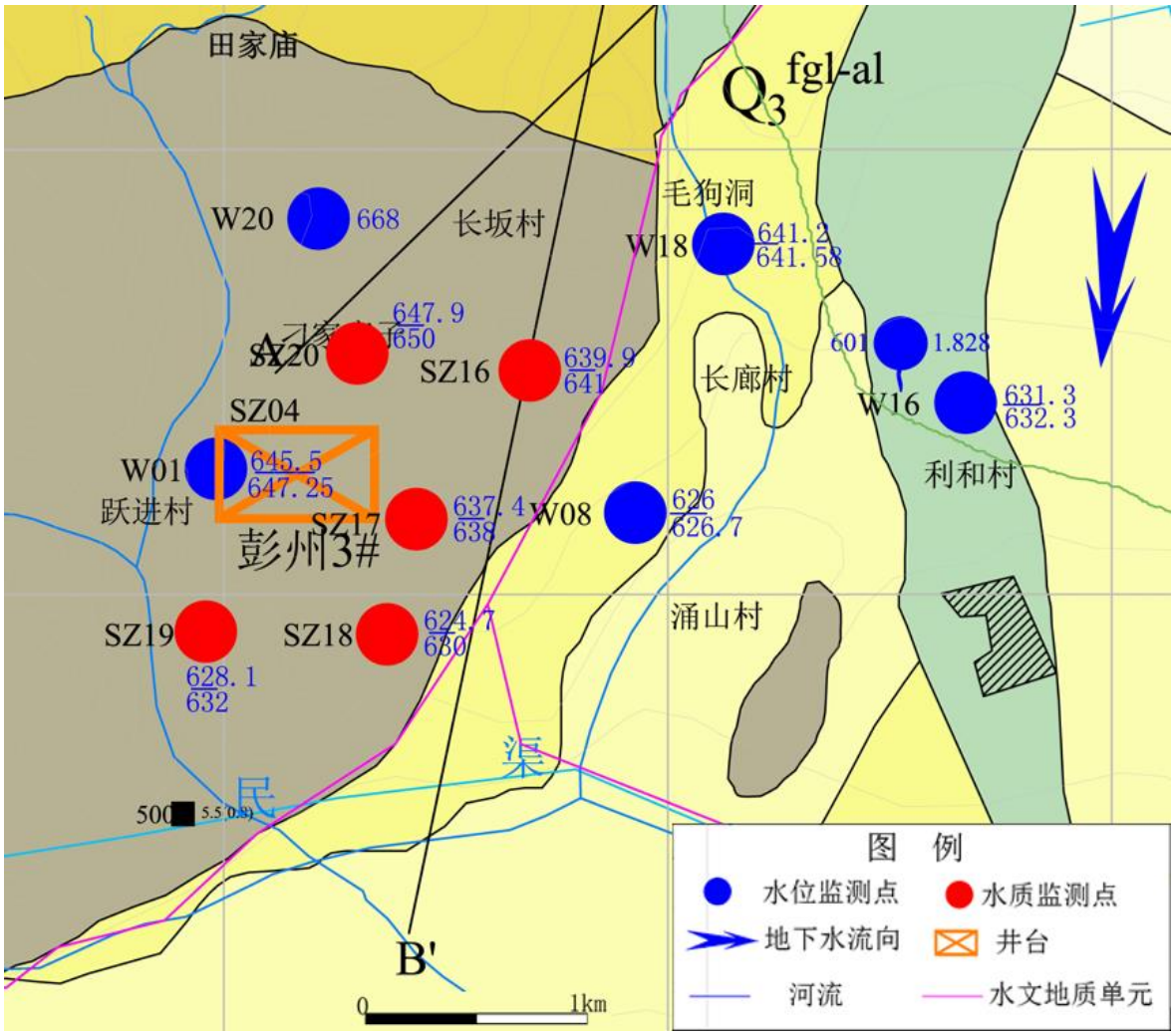


图 8.1-6　彭州 3 平台水文地质条件简图

表 8.1-4 彭州 3 平台周边水位监测点信息表

编号	地理位置	井深/m	枯水期水位/m	丰水期水位/m	出水层位
W01	丽春镇跃进村 7 组	4	645.5	647.25	Q_{1+2}^{al-l}
W08	丽春镇利和村 11 组	22	626	626.7	Q_3^{fgl-al}
W16	丽春镇利和村 5 组	6.8	631.3	632.3	Q_2^{fgl-al}
W18	丽春镇长廊村 5 组	15	641.2	641.58	Q_3^{fgl-al}
W20	桂花镇一龙村 9 组	泉	669		Q_{1+2}^{al-l}

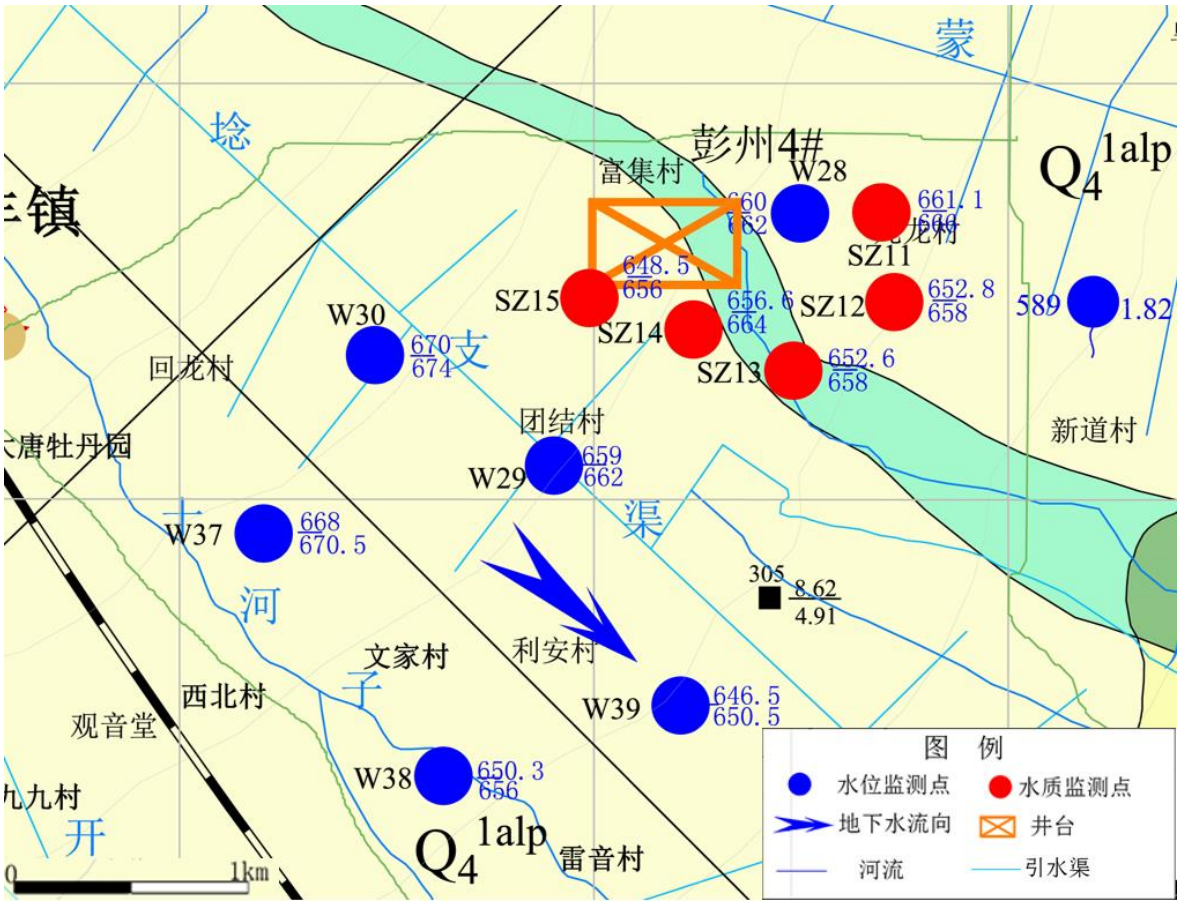


图 8.1-7　彭州 4 平台水文地质条件简图

表 8.1-5 彭州 4 平台周边水位监测点信息表

编号	地理位置	井深/m	枯水期水位/m	丰水期水位/m	出水层位
W28	隆丰镇九龙村二组 34 号	9	660	662	Q_4^{1alp}
W29	隆丰镇团结村三组 62 号	12	659	662	Q_4^{1alp}
W30	隆丰镇团结村一组 20 号	12	670	674	Q_4^{1alp}
W37	隆丰镇回龙村十组 30 号	12	669	671.5	Q_4^{1alp}
W38	隆丰镇文家村八组 29 号	12	650.3	656	Q_4^{1alp}
W39	隆丰镇文家村三组 14 号	11	647.5	651.5	Q_4^{1alp}

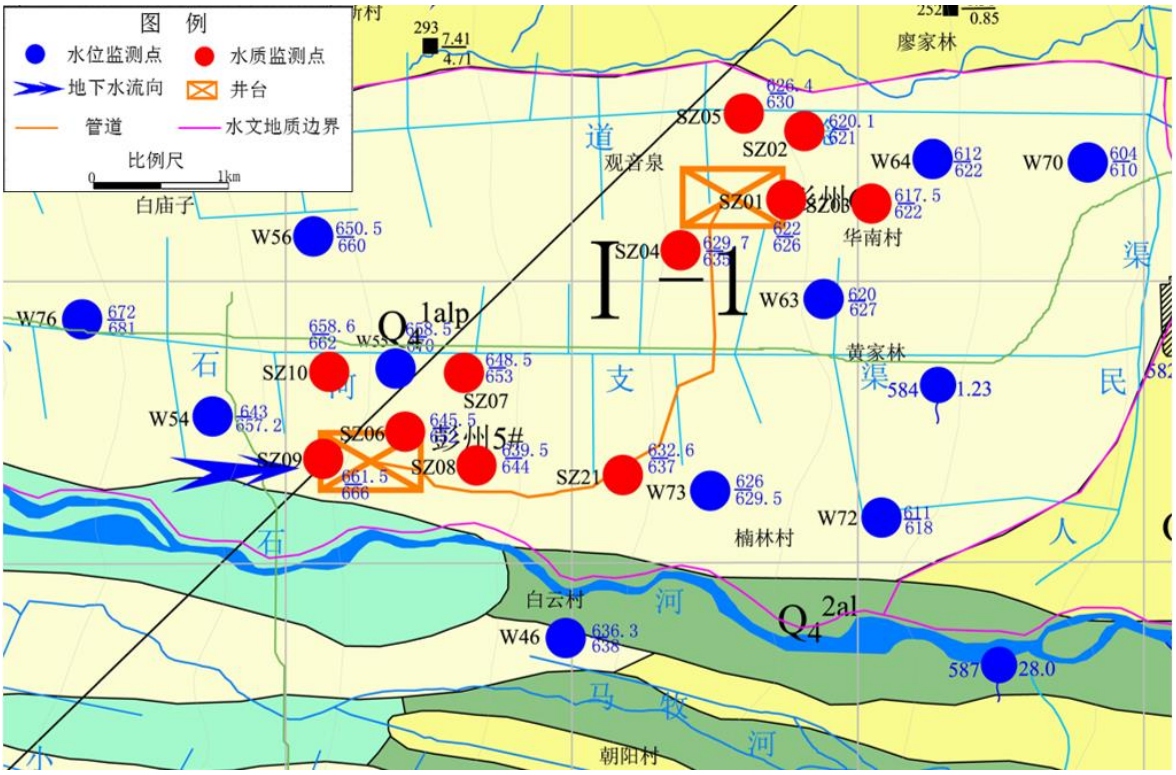


图 8.1-8　彭州 5～彭州 6 水文地质条件简图

表 8.1-6 彭州 5、彭州 6 平台周边水位监测点信息表

编号	地理位置	井深/m	枯水期水位/m	丰水期水位/m	出水层位
W46	军乐镇朝阳村十三组	9	636.3	638	Q_4^{1alp}
W54	葛仙山镇杨柳村	20	643	657.2	Q_4^{1alp}
W55	葛仙山镇红庙村	14	658.5	670	Q_4^{1alp}
W56	葛仙山镇普胜村 5 组	13	650.5	660	Q_4^{1alp}
W63	葛仙山镇文林村 4 组	13	620	627	Q_4^{1alp}
W64	华南村 4 组	11	612	622	Q_4^{1alp}
W70	葛仙山镇华南村	9.5	604	610	Q_4^{1alp}
W72	敖平镇	12	611	618	Q_4^{1alp}
W73	葛仙山镇楠新村 7 组	8	626	629.5	Q_4^{1alp}
W76	丹景山镇新春村	13	672	681	Q_4^{1alp}

8.1.2.6 水文地球化学特征

评价区内降雨丰富，气候湿润，第四系含水层广布，径流条件良好，水交替积极。从整体来看，评价区内浅层地下水水质良好，为微硬、软或极软的中性水，基本都适用于作生活、农灌、工业用水。根据现状分析水质评价结果（表 8.1-7），地下水 pH 值在 6.91～7.98 之间变化，水化学类型以 HCO_3-Ca 型为主，溶解性总固体一般为 300~500mg/L。

表 8.1-7　评价区地下水化学成分　（单位：mg/L，pH 除外）

点位	pH	Na^+	K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	溶解性总固体	地下水化学类型
1#	7.22	8.14	1.55	9.81	57.5	152	46.7	6.57	316	HCO_3-Ca
2#	7.21	8.42	1.94	9.12	54.3	170	42.9	6.24	310	HCO_3-Ca
3#	7.2	8.02	1.66	9.99	57.2	154	46.9	7.52	344	HCO_3-Ca
4#	7.13	8.12	1.66	9.53	61.1	197	46.1	8.98	386	HCO_3-Ca
5#	6.98	7.93	1.68	9.66	58.3	187	47.2	6.61	377	HCO_3-Ca
6#	7.14	6.98	1.6	8.79	56.6	169	41.7	6.58	310	HCO_3-Ca
7#	7.17	7.21	1.69	8.48	53.7	182	42.2	5.54	300	HCO_3-Ca
8#	7.21	7.36	1.65	9.05	58.4	189	42.3	6.64	321	HCO_3-Ca
9#	7.18	5.89	1.64	7.55	49.2	154	35.6	3.18	252	HCO_3-Ca
10#	7.24	7.31	1.64	9.38	58.9	169	44.9	9.86	319	HCO_3-Ca
11#	6.98	6.49	1.72	8.07	47.9	160	36.8	2	512	HCO_3-Ca
12#	7.12	6.33	1.64	8.73	55.8	161	40.9	3.05	301	HCO_3-Ca
13#	7.24	6.48	1.8	8.7	57.7	144	40.2	4.91	312	HCO_3-Ca
14#	7.14	6.36	2.02	7.85	50.5	168	39.4	3.94	325	HCO_3-Ca
15#	7.23	6.43	1.99	8.79	59.4	180	43.6	4.44	331	HCO_3-Ca
16#	7.14	28.3	1.92	22.6	111	192	122	19.7	554	HCO_3-Ca
17#	7.22	21.3	1.82	9.44	38.8	156	60	1.77	435	HCO_3-Ca
18#	7.17	25.4	4.1	12.8	51.7	165	45.5	5.17	319	HCO_3-Ca
19#	7.25	47.6	1.42	22.9	77	151	114	4.71	419	HCO_3-Ca
20#	7.24	30.4	14.7	43.5	145	619	85.3	0.837	700	HCO_3-Ca
21#	7.23	8.05	2.01	8.56	56.9	170	42.1	5.52	288	HCO_3-Ca

8.1.2.7 地下水动态特征

本次评价工作收集了位于评价区及其周边的成都平原地下水动态长期观测点 4 个，监测时段长达 24 年，本次利用 1986~2010 年观测资料。从长观资料可知，评价区地下水动态类型主要为山前侧向补给入渗—径流型。

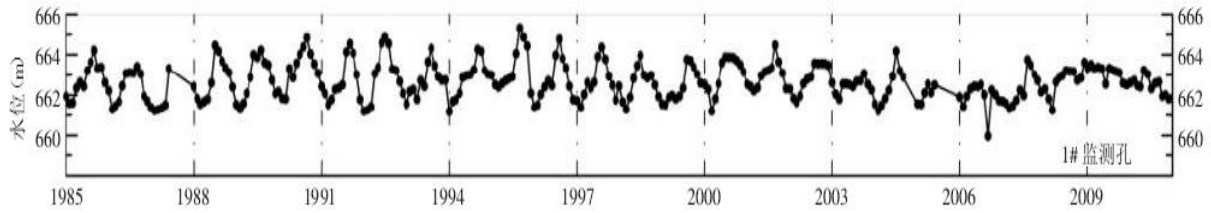


图 8.1-9　1 孔 1986 年~2010 年月水位动态观测曲线

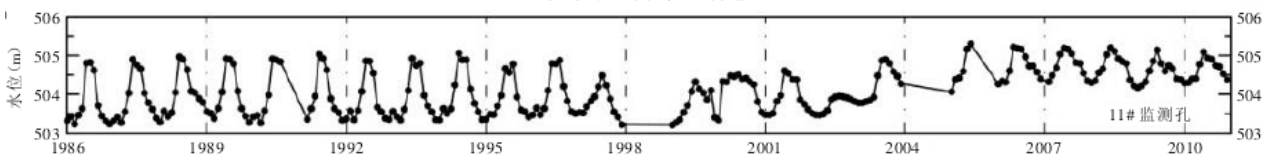


图 8.1-10　11 孔 1986 年~2010 年月水位动态观测曲线

评价区位于山前冲洪积扇以及山前冲洪积平原地带，属于山区至平原区的过渡带。最低水位出现在每年 2~5 月。6~8 月降水量增大，由于地形坡度较大，含水层渗透性好，该区地下水水位受到山区含水层侧向补给的作用明显，水位上涨，加上山前径流条件好，高水位可以持续至 10 月份。监测孔位于山前冲洪积扇地带，入渗能力强，地下水埋深较大，地形坡度大，径流量大，因此地下水水位波动性大。

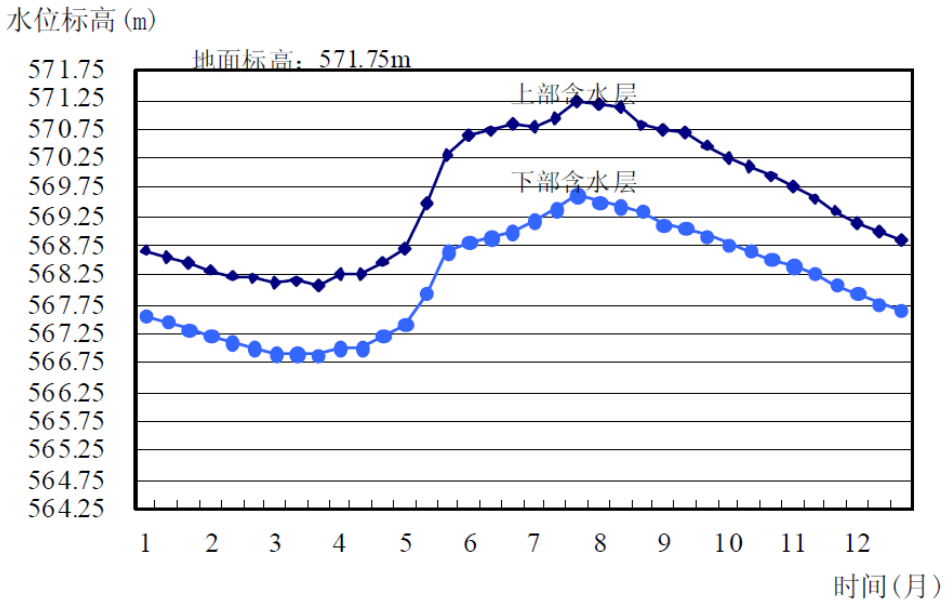


图 8.1-11　71 孔 1995~2006 年平均月水位观测曲线

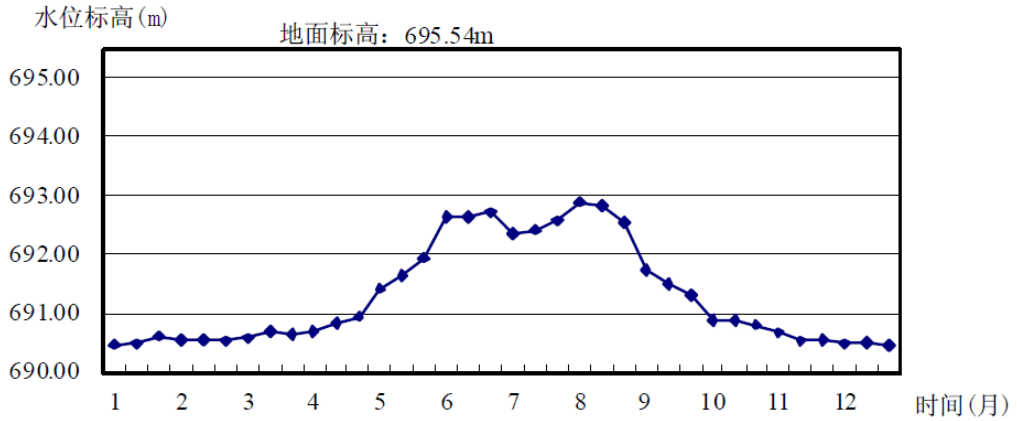


图 8.1-12　W9338#孔 1995~2006 年平均月水位观测曲线

图 8.1-12 给出了 W9338#孔 1995~2006 年平均月水位观测曲线，由图可以看出，

最高水位出现在 6～9 月，以 8 月份最高，最低水位出现在 12 月至翌年 4 月，以 3 月份最低。上部含水层水位平均变幅 1.06～2.93m，同一部位的下部含水层水位变幅略小于上部含水层。如 71 孔观测资料，上部含水层水位高于下部含水层，平均水位差在 1.32m，上部含水层年内平均水位变幅 2.93m，下部含水层年内平均水位变幅 2.57m。资料表明，水位年内变幅大小由扇顶向扇前缘减小，二阶地比一级阶地大。影响地下水位变化的主要因素有：

（1）降雨影响

降雨对地下水位影响明显，二者具相关变化的一致性，每年 4 月以后降雨量逐渐增加，地下水随之上升，6～9 月降雨集中时，地下水位呈现 3 个多月的持续稳定的高水位，9 月中旬后降雨逐渐减少，地下水位也随之逐渐下降。其中高水位曲线出现两个明显的峰值是与两次大降雨过程有关。

（2）稻田水下渗影响

稻田水是影响区内地下水位的主要因素，水田期内有水层灌溉的历时为 80～100 天，使土层含水量处于饱和状态下，此时是地下水位最高。

虽然此时段是降雨集中时期，但因稻田水的占据，降雨只起到补充稻田水的作用，稻田土则通过包气带直接补给地下水。5 月份是泡田栽秧期，此时降雨量尚未显著增加，但是因大面积的泡田插秧，稻田水的下渗使井水位在 1 个月内急剧上长 0.9m，而且 6 月时降雨还未处于峰期，井水在 5 月上升后一直保持峰值不退，这就是水稻期水田灌水下渗缘故。

（3）渠系水渗漏影响

评价区灌排渠系密集，地表土层厚度一般较薄，多为 0.5～1.0m，渠系一般切入渗透性强的砂卵石层，使渠系水与地下水具有密切的水力联系。据调查，区内渠系水位均高于地下水位，渠系水渗漏成为区内地下水的又一重要补给来源。由于区内渠系主要用于稻田灌溉和排水，渠系输水时间受稻田生长期控制，所以渠系水渗漏补给影响与稻田水下渗影响具有相同性。

实际上，降雨入渗、稻田水入渗和渠系水渗漏入渗补既是区内地下水的重要补给来源，又是影响地下水位动态变化的综合因素。

8.1.3 评价区地下水开发利用现状

本次进行整个川西气田 4 个钻井平台的地下水环境评价，经过现场踏勘、走访调查评价区涉及到的村镇，评价区地下水主要为农户分散型浅井开采，开采层以 Q_4 冲

洪积层为主，次为 Q_3 冰水-流水堆积层；城镇集中供水取水次之，农灌用水则为临时性开采地下水；厂矿企业用水较少，开采层为 Q_4 冲洪积层及 Q_3 冰水-流水堆积层，少量为 Q_2 冰水-流水堆积层（扇顶区）。

根据现场调查，自四川石化基地成立以来，为了落实原国家环境保护部对炼油项目和乙烯工程建设的要求，彭州市政府先后发布彭府办函〔2013〕13 号文《彭州市人民政府办公室关于取消九尺镇、濛阳镇原饮用水源保护区的通知》和 2013 年 3 月 8 日《彭州市人民政府公告》，关闭九尺镇、濛阳镇、军乐镇、升平镇的地下水饮用水水源，上述镇区内自来水管网已建成通水，由彭州市生源公司管理有限负责供水。

据调查，项目区域地下水开发利用现状主要包括：分散农户自打水源井和小规模的村、镇集中供水井，部分作为饮用水、部分作为农田灌溉。项目区域的集中供水井包括隆丰镇自来水厂水井 1 口，日开采水量 400m^3/d，丹景山镇东方村自来水厂水井 3 口，日开采水量 180m^3/d，其它则为学校、政府机构、医院等少量自备水井。根据区域水文地质条件，本项目的彭州 4 平台均位于上述水源井的下游，因此，项目不涉及集中式地下水饮用水水源保护区及其保护区以外的补给径流区，不涉及特殊地下水资源保护区等环境敏感区。特定的地下水环境敏感点即为平台周围分散居民的水井。评价区地下水开发利用现状主要包括集中型开采和分散型开采两种方式，分述如下。

（1）集中型开采

1）城镇供水水源地

评价区开发利用地下水资源历史悠久，百年以上老井众多。据调查资料，评价区内城镇集中供水较少，脱硫站下游无集中供水井，仅在脱硫站上游隆丰镇、丹景山镇调查到三处集中供水点取用地下水，据调查统计有较大供水能力的村、镇自来水厂为：隆丰镇自来水厂水井 1 口，日开采水量 400m^3/d，丹景山镇东方村自来水厂水井 3 口，日开采水量 180m^3/d，见表 1.9-3。其它则为学校、政府机构、医院等少量自备水井。水厂水井深度一般 22~60m，机关、学校水井深度则较浅，多为 5~16m，少量达 23.5~45m，成井方式为机井（管井）。开采层位地层以 Q_4 冲洪积层为主，少量进入 Q_3 或下部（扇顶区）Q_2 冰水-流水堆积层。丹景山镇、隆丰镇水位埋深较大，水位深达 9~16m，因开采井分布较分散，对地下水水位影响较小。

2）厂矿企业供水开采

彭州市为农业大县，以农业生产为主，工矿企业较少，分布零星，诸如预制厂、冷饮厂、酒厂、洗车行、机械厂等均属小型企业，规模小，日开采水量约 2～20m^3/d，

开采深度一般在 10～15m 左右，各单位的采水井因分散、采水量小，对区域地下水水位影响小。据不完全调查，较大厂矿企业有丹景山镇锦江油泵油嘴厂，开采深度在30～40m。在所调查的开采井中，除扇顶区少量管井深度进入下部 Q_2 冰水-流水堆积层中外，其余均未进入下部含水层开采层位均在上部含水层（Q_4+Q_3），一般日开采水量约 70～1000m^3/d。

本次调查到厂矿企业生产生活管井共 6 口，日开采水量约 1697m^3/d，另有少量厂矿企业自备水源因诸多原因未能全部调查。

表 8.1-9　厂矿企业自备井开采量调查统计表

城镇名称	开采单位	开采井数/口	日开采量/（m^3/d）	年开采量/（10^4m^3/d）
丹景山镇	火电厂、油泵、油嘴厂	2	1520	55.48
隆丰镇	饮品厂、预制厂、华西集团建设公司	4	177	6.46
合计		6	1697	61.94

（2）分散型开采

1）分散农户浅井开采

本次调查发现，区内浅层地下水开发利用程度较高，除有集中供水水源的村、镇外，几乎家家户户均有自掘水井，成井方式主要为民井，少量小口径管井，采用水泵抽取地下水方式开采。据统计，评价区共涉及 6 个镇，26882 人，详见表 8.1-10，具体见表 1.9-4。

表 8.1-10 评价区涉及村镇地下水开发利用现状表

城镇名称	面积/km^2	人口（人）	开采井数/口	开采井密度/（口/km^2）	单井平均开采量/（m^3/d）	日开采量/（m^3/d）	年开采量/（10^4m^3/d）
葛仙山镇	72.4	36378	1053	49	0.288	303.26	11.07
丹景山镇	12.76	7867	2453	192	0.321	787.41	28.74
隆丰镇	40.73	42653	13087	321	0.326	4266.36	155.72
丽春镇	11.13	10854	3130	62	0.08	1101.88	40.22
天彭镇	21.77	21111	6815	121	0.13	2303.42	84.08
军乐镇	4.33	3773	1397	48	0.04	387.05	14.13
合计	163.12	86257	26882	149	0.179	8846.12	322.89

8.1.4 包气带防污性能分析

为了测定评价区包气带的渗透性能及防污性能，利用双环法进行渗水试验 10 组，

分别位于丽春镇跃进村九组、文林村 6 组彭州 6 井、富集村 7 组 22 号、九龙村 3 组 48 号、九九村 2 组、长廊村 6 社、东虎村 8 组彭州 7 井、彭州 5 杨柳 4 组。渗水试验布设点位置如图 8.1-13 所示。内环直径 219mm，外环直径 325mm，安装完成后，向环内注水，控制并保持环内水深为 10cm。当单位时间注入量保持稳定时，根据达西渗透定律计算出包气带土层的渗透系数。

表 8.1-11 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 K≤1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≤Mb<1.0m，渗透系数 K≤1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≤1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），天然包气带防污性能分级见表 8.1-11。表 8.1-12 给出了建设项目场地对应的各组渗水试验结果和包气带防污性能分级。由图可知，彭州 3 平台和天然气集输站场地的包气带防污性能分级为中，彭州 4 平台、彭州 5 平台和彭州 6 平台的包气带防污性能分级为弱。

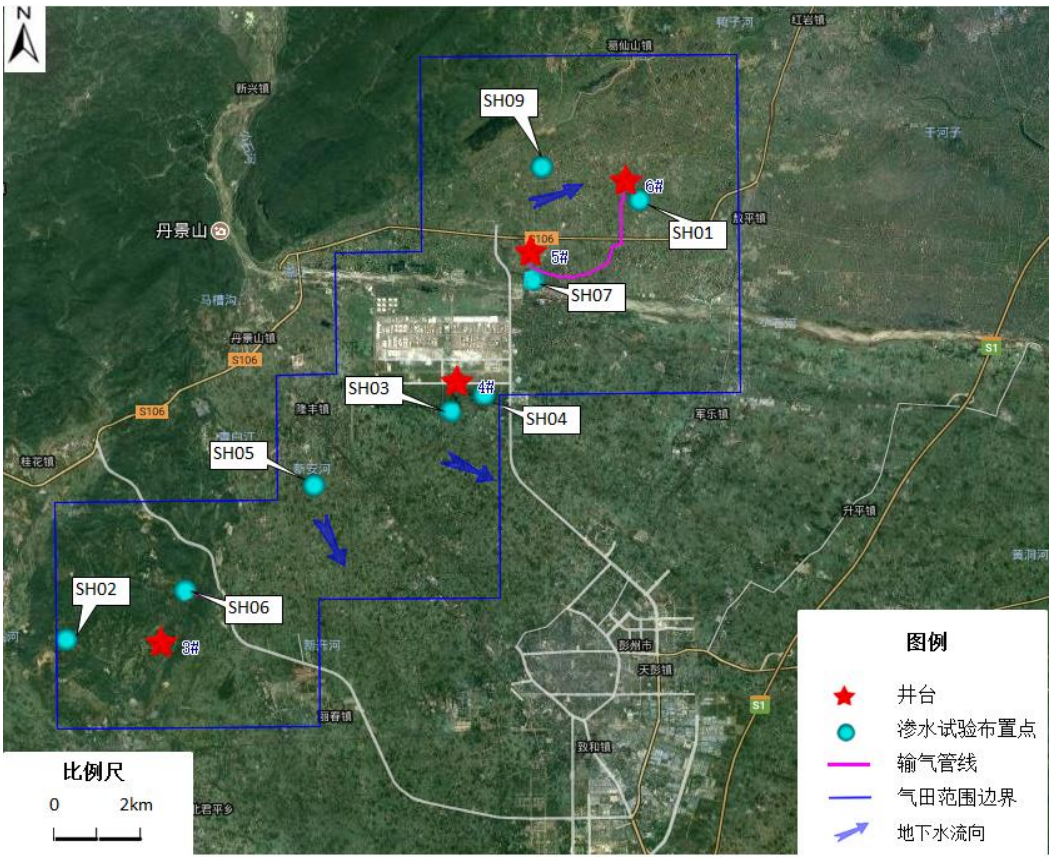


图 8.1-13 渗水试验布置图




图 8.1-14　渗水试验野外照片

表 8.1-12　渗水试验结果与包气带防污性能分级表

建设项目场地	点号	位置	稳定流量/（m³/d）	面积/m²	入渗深度/m	渗水坑内水厚/m	水力梯度 I	渗透系数/（cm/s）	包气带防污性能分级
彭州 3 平台西侧	SH02	跃进村 9 组	0.064	0.038	0.15	0.20	6.333	3.10×10^{-4}	弱
彭州 3 平台北侧	SH06	长廊村 6 社	0.014	0.038	0.15	0.10	30.333	1.50×10^{-5}	中
彭州 4 平台西南侧	SH05	九九村 2 组	0.066	0.038	0.15	0.10	3.333	6.11×10^{-4}	弱
彭州 4 平台	SH03	富集村 7 组 22 号	0.114	0.038	0.15	0.10	4.333	8.07×10^{-4}	弱
彭州 4 平台	SH04	九龙村 3 组 48 号	0.007	0.038	0.13	0.10	14.076	1.57×10^{-5}	中
彭州 5 平台	SH07	杨柳村 4 组	0.025	0.038	0.14	0.20	8.143	2.21×10^{-4}	弱
彭州 6 平台	SH01	文林村 7 组	0.063	0.038	0.11	0.20	10.090	1.90×10^{-4}	弱

8.2 地下水预测模型

8.2.1 预测原则

考虑地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，预测评价将为各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

预测的范围、时段和内容根据评价等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求来确定，以污水池渗漏、污水罐渗漏污染地下水水质问题为重点，同时给出渗漏状况的预测结果。

8.2.2 预测时段与范围

8.2.2.1 预测时段

根据导则要求，地下水环境影响评价预测时段应包括项目建设、生产运行和服务期满后三个阶段。本项目为天然气开发工程，对地下水的影响主要在项目钻井期和运营期。

8.2.2.2 预测范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）：地下水环境影响预测范围一般与调查评价范围一致。预测层位应以潜水含水层或污染物直接进入的含水层为主，兼顾与其水力联系密切且具有饮用水开发利用价值的含水层。当建设项目场地天然气包气带垂直渗透系数小于 1×10^{-6}cm/s 或厚度超过 100m 时，预测范围应扩展至包气带。

结合本项目周边的区域地质条件、地下水补给径流排泄条件、地形地貌特征、地下水开发利用情况和环境保护目标分布。项目区域地下水主要埋藏于第四系松散岩类孔隙水，其含水层具有双层结构，上部第四系全新统和上更新统砂卵石层为成都平原上部第一含水层，下部中更新统砂卵石构成成都平原第二含水层。二者厚度达 10~30m 黏土层相隔，上部属于潜水含水层，富水性好，是成都平原主要含水层；下部属于承压含水层，富水性中等，是成都平原地下水保护层。项目区域属于成都平原，地下水总体流向北西—东南，小石河、清白江是项目区域地下水的主要侵蚀基准面。地下水环境影响预测评价与现状调查范围一致。

8.2.2.3 预测方法

（1）数值法

1）地下水渗流数学模型

本次采用 Visual modflow 软件对川西气田产能建设项目进行数值预测。当模拟计算过程中不考虑地下水本身密度改变的情形下，在工程区土壤或岩土介质中地下水在含水层内三维空间中的流动情况可以通过如式（8.2.2-1）偏微分方程来表达：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial x}(k_{xx}\dfrac{\partial H}{\partial x})+\dfrac{\partial}{\partial y}(k_{yy}\dfrac{\partial H}{\partial y})+\dfrac{\partial}{\partial z}(k_{zz}\dfrac{\partial H}{\partial z})+w=\mu_s\dfrac{\partial H}{\partial t} & (x,y,z)\in\Omega,t>0 \\ H(x,y,z,t)\big|_{t=0}=H_0(x,y,z) & (x,y,z)\in\Omega \\ H(x,y,z,t)\big|_{S_1}=H_1(x,y,z) & (x,y,z)\in S_1,t>0 \\ k_n\dfrac{\partial H}{\partial n}\Big|_{S_2}=q(x,y,z,t) & (x,y,z)\in S_2,t>0 \end{cases} \quad (8.2.2\text{-}1)$$

式中：Ω表示地下水渗流区域；

S_1为模型的第一类边界；

S_2为模型的第二类边界；

k_{xx}, k_{yy}, k_{zz}分别表示x, y, z主方向的渗透系数（m/d）；

w表示源汇项，包括降水入渗补给、蒸发、井的抽水量和泉的排泄量（m^3/d）；

μ_s表示弹性释水系数（1/d）；

$H_0(x, y, z)$表示初始地下水水头函数；

$H_1(x, y, z)$为第一类边界已地下水水头函数；

$q(x, y, z, t)$为第二类边界单位面积流量函数。

2）质量平衡方程

模拟计算所采用的 MODPATH 的质量方程可用有效孔隙率以及基岩裂隙率和地下水的渗透速度表达为：

$$\frac{\partial(nVx)}{\partial x}+\frac{\partial(nVy)}{\partial y}+\frac{\partial(nVz)}{\partial z}=w \qquad (8.2.2\text{-}2)$$

式中：V_x、V_y、V_z—线性流动流速矢量在坐标轴方向的分量[LT^{-1}]；

n—含水层有效孔隙率[%]；

w—由含水层内部单位。

3）溶质运移模型

包括对流、弥散和化学作用的溶质运移方程其形式如下：

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(ncV_i)-\frac{\partial}{\partial x_i}\left(nD_{ij}\frac{\partial C}{\partial x_j}\right)+n\frac{\partial C}{\partial t}+C'W=CR \qquad (8.2.2\text{-}3)$$

其中：α_{ijmn}-- 含水层的弥散度；

V_m，V_n— 分别为 m 和 n 方向上的速度分量；

｜v｜— 速度模；

C— 模拟污染质的浓度；

n— 有效孔隙度；

C'— 模拟污染质的源汇浓度；

W— 源汇单位面积上的通量；

V_i — 渗流速度；

ρ_b — 介质密度；

C — 固体介质吸附的污染质浓度；

R_k — 污染质增加或减少速率。

联合求解水流方程和溶质运移方程就可得到污染物的运移结果。

（2）解析法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 常用地下水评价解析解预测模型中推荐的一维稳定流动二维水动力弥散问题 D.1.2.2.2 瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源模型和连续注入示踪剂—平面连续点源模型。

1）瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源模型

数学模型表示为：

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

（8.2.2-4）

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

$C(x, y, t)$—t 时刻点 x，y 处的示踪剂质量浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向弥散系数，m^2/d；

π—圆周率；

2）连续注入示踪剂—平面连续点源模型

数学模型表示为：

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[2K_0(\beta)-W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)\right]$$

（8.2.2-5）

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L^2}+\frac{u^2y^2}{4D_LD_T}}$$ （8.2.2-6）

式中：*x*，*y*—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x，y 处的示踪剂质量浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—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；

$K_0(\beta)$—第二类零阶修正贝塞尔函数。

8.2.2.4 情景分析

根据导则要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放的污染物有关的特征因子。根据废水排放中污染物排放量和排放浓度，预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子。考虑到本项目位于农村地区，COD 泄漏后在包气带中迁移，受到微生物降解，吸附和沉淀作用较大，至潜水面时浓度会显著降低，因此，据污染物的标准指数，本次选取对地下水环境质量影响负荷较大的 COD、石油类及氯化物进行影响预测与评价。

本项目施工期和运营期产生的废水污染源及水质情况见表 8.2-1。

表 8.2-1　废水量及其水质情况

阶段		污染物种类	主要污染物	单井产生量	气田产生量
施工期	钻井工程	钻井废水	pH、COD、石油类、悬浮物等	373.9m^3	2244m^3
		洗井废水	pH、COD、石油类、悬浮物等	90m^3	540m^3
		生活污水	COD、BOD_5、SS、NH_3-N 等	1400m^3	8400m^3
	采气工程	返排液	pH、COD、石油类、氯化物等	500m^3	3000m^3
	地面工程	清管、试压废水	SS 等	少量	少量
		生活污水	COD、BOD_5、SS、NH_3-N 等	/	18000m^3
运营期		采出水	pH、COD、硫化物及无机盐等	/	376m^3/d

阶段	污染物种类	主要污染物	单井产生量	气田产生量
	RO 浓水	pH、COD、无机盐等	/	960m^3/d
	检修废水	COD、石油类、SS 及无机盐等	/	1000m^3/a
	生活污水	COD、BOD_5、SS、NH_3-N 等	/	12775m^3/a

（1）正常工况

本项目钻井期间，对地下水影响潜在的因素包括正常状况和非正常状况两种情景。钻井工程对地下水污染源主要来自钻井作业废水、废钻井泥浆以及柴油发电机房、储备罐中的油类物质等的泄漏和外溢，这些物质都放置在相应的储备罐或储存池中，井下返回地表的钻井废水通过平台内的导流沟引入集污罐池储存，环评建议对集污罐池设置围堰，且围堰池底和池壁按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗处理，其防渗性能满足重点污染防治区的要求，采取上述措施后钻井废水储存过程对周围地下水影响较小。与此同时，井场选址于地质稳定地带，也不受当地河水洪灾危险，正常状况下废水外溢及下渗造成地下水污染的可能性极小，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），可不进行正常状况情景下的预测。

在钻井过程中，导管段施工阶段穿越第四系~蓬莱镇组，钻井液为普通高坂含钻井液，基本配方为 80～100kg/m^3 膨润土+4%纯碱(土量)。膨润土的主要成分为蒙脱石，无臭、无味、无毒，遇水膨胀，吸附性能很强，能吸附有色物质、有机物质。纯碱的成分为 Na_2CO_3，不存在污染因子。因此，钻孔导管穿越地下含水层段不会对地下水产生影响。

（2）非正常工况

根据地下水环境影响识别结果，施工期非正常状况下对地下水环境影响较大。本项目非正常状况下对地下水可能产生的不利影响途径主要有以下几个方面：

1）钻井初期钻井液渗入浅层地下水；

2）因防渗不到位出现废水渗漏，或是在雨季发生泥浆池外溢情况，井场设备机油泄漏，生活污水、固废以及钻井所需化学品堆放不当，在雨季产生地面溢流等都有可能造成不同程度的地下水污染；

3）物料跑冒滴漏，钻井过程中物料管理不严格、化学品堆放不当、柴油泄漏等物料的跑冒滴漏不同程度的污染地下水；

4）水池主要收集钻井废水，因防渗不到位出现废水渗漏，有可能造成不同程度

的地下水污染；

5）井喷造成钻井液、废水外溢，可能造成地下水污染；钻井过程中在导管段钻井完毕后，采用水泥固井，使后续一、二开钻井时钻井液与含水层的分隔，确保钻井液漏失不会对地下水造成污染影响。钻井过程采用近平衡钻井工艺，有效控制泥浆和地层压力，能够有效杜绝浅水含水层钻井液漏失事故发生。

非正常工况地下水污染情景分析见表 8.2-2。各情况分述如下：

（1）施工期一开段蓬莱镇组钻井液发生泄漏情景

钻井工程一开段（蓬莱镇组）使用钾基聚合物钻井液，基本配方为上部井浆+0.2～0.4%两性离子聚合物包被剂+0.5～1%水解聚丙烯腈钾盐+0.5～1%水解聚丙烯腈铵盐+0.6～0.8%聚阴离子纤维素+0.5～0.7%钻井液用清洁润滑剂+3～5%氯化钾+0.2～0.3%生石灰+重晶石等。钻井工程平均每米进尺废水量 0.05m^3，产生钻孔施工天数以彭州 5-1D 为例，一开钻进 650m，钻井废水产生量为 32.5m^3。钻井工程一开段施工时长一般为 23~28 天。因此，假设施工期一开段蓬莱镇组钻井液发生泄漏，泄漏量为 32.5m^3，泄漏时长 30d，污染物浓度为 COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L。根据水文地质条件复杂性，对所有平台的钻井工程采用数值法预测，地下水环境影响评价结果见 8.3.1 节。

（2）施工期钻井废水在集污罐池中发生泄漏情景

在钻井施工过程中，大斜度井钻井周期为 270d，平均机械钻速 2.55m/h，平均每天进尺 61.2m，平均每米进尺废水量 0.06m^3，所以平均每天产生钻井废水 3.672 ^{3}。钻井废水主要储存在污水缓冲罐中，污水缓冲罐体直径 2m，长 8m，体积为 28.2.13m^3。假设在钻井期间储存钻井废水的污水缓冲罐体发生破裂，在一天之内泄漏 10m^3 的钻井废水，钻井废水的污染物浓度为 COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L，地下水环境影响评价结果见 8.3.2 节。

（3）施工期压裂返排液发生泄漏情景

当钻井压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，返排液单井产生量约为 500m^3，返排周期约为两天，返排液进入缓冲罐暂存，在缓冲罐内废水达到放喷池容积的 80%时，用密闭罐车运至袁家环保处理站预处理后交依托回注站回注处置，不外排。假设放喷池发生返排液泄漏，在 8h 之内泄漏 90m^3 的返排液，返排液的污染物浓度为 COD：2600mg/L，石油类：30mg/L。地下水环境影响评价结果见 8.3.3 节。

（4）运营期气田采出水发生泄漏情景

运营期 4 个脱硫站气田采出水量为 376m^3/d，每个脱硫站气田采出水量为 51~129m^3/d。运营过程中，需要对气田采出水进行除硫、除 COD 等有机组分、水质软化、脱盐处理等，之后通过污水管道输送至气田水综合利用装置进行深度处理。假设气田采出水处理设备发生故障，发生气田采出水泄漏，泄漏时长为 8h，泄漏量为 10m^3。参照鸭深 1 井气田采出水水质结果，气田采出水的污染物浓度为硫化物：687.5mg/L，氯化物：13806.56mg/L，硫酸盐：12060mg/L，COD：3732.4mg/L。地下水环境影响评价结果见 8.4.1 节。

（5）运营期气田水综合利用装置发生污水泄漏情景

运营期气田采出水 376m^3/d，烟气脱硫废水 110m^3/d，气田水综合利用装置设计规模为 400m^3/d。假设气田水综合利用装置出现故障，发生污水泄漏，泄漏时长 8h，泄漏量为 100m^3。

①污水的浓度参照气田水利用装置进水水质，污染物浓度为氨氮：141mg/L；COD:2477mg/L；氯离子：9178mg/L；硫酸根：14386mg/L；

②污水的浓度参照气田水利用装置蒸发母液水质，污染物浓度为 COD:9000mg/L；氯离子：187000mg/L。地下水环境影响评价结果见 8.4.2 节。

（6）运营期污水管道发生泄漏情景

运营期，通过长度 4.5km 的污水管道将彭州 5 脱硫站的污水集输至气田水综合利用装置进行深度处理，从而回用。虽然污水管道考虑采用 20#无缝钢管，可以减少泄漏点。但污水管道为线性工程，在局部地段工程施工、开挖、压实过程中可能破坏污水管道，造成污水泄漏。假设污水管道穿越 S106 省道段发生泄漏，泄漏时长为 8h，泄漏量分别为 30m^3。参考各平台产生污水的水质，污染物浓度为氨氮：200mg/L；COD:3000mg/L；氯离子：2000mg/L；硫酸根：2000mg/L。地下水环境影响评价结果见 8.4.3 节。

表 8.2-2 非正常工况地下水污染情景分析

工程阶段	工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长	预测方法	备注
施工期	钻井工程	非正常状况	一开段蓬莱镇组钻井液发生泄漏	32.5m^3	COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L	30d	数值法	每米进尺废水量 0.05m^3，各段进尺长度分别计算，见 8.3.1 节
		非正常状况	钻井废水在集污罐池中发生泄漏	10m^3	COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L	1d	数值法 解析法	见 8.3.2 节
		非正常状况	生活污水发生泄漏	5m^3/d	COD：300mg/L，氨氮：30mg/L	90d	数值法	见 8.3.4 节
	采气工程	非正常状况	压裂返排液在缓冲罐中发生的泄漏	90m^3	COD：2600mg/L，石油类：30mg/L	8h	数值法 解析法	见 8.3.3 节
营运期	采气工程	非正常状况	气田采出水发生泄漏	10m^3	硫化物：687.5mg/L，氯化物：13806.56mg/L，硫酸盐：12060mg/L，COD：3732.4mg/L	8h	数值法 解析法	见 8.4.1 节
		非正常状况	井喷事故					
	气田水综合利用装置	非正常状况	污水发生泄漏	100m^3	氨氮：200mg/L；COD:4000mg/L；氯离子：2000mg/L；硫酸根：2000mg/L	8h	数值法	见 8.4.2 节
	污水管道	非正常状况	污水发生泄漏	30m^3	氨氮：200mg/L；COD:3000mg/L；氯离子：2000mg/L；硫酸根：2000mg/L	8h	解析法	见 8.4.3 节

8.2.3 数值模型及参数选取

8.2.3.1 模型范围与概化

（1）模型范围

渗流范围以整个评价区域为中心，北侧以葛仙山镇鸭子河附近为界，南侧以丽春镇人民渠南侧附近区域为界，南北约 24397.6m；西侧为评价区上游，以基岩出露地区和彭州 3 西侧为界，东侧以离场区较近的溪沟人民渠为界，东西约 22375.66m。主要包括项目场区所在的冲积扇冲积平原为水文地质单元，整个模型范围面积约为 330km^2。区域模型概化后立体图如图 8.2-1 所示。

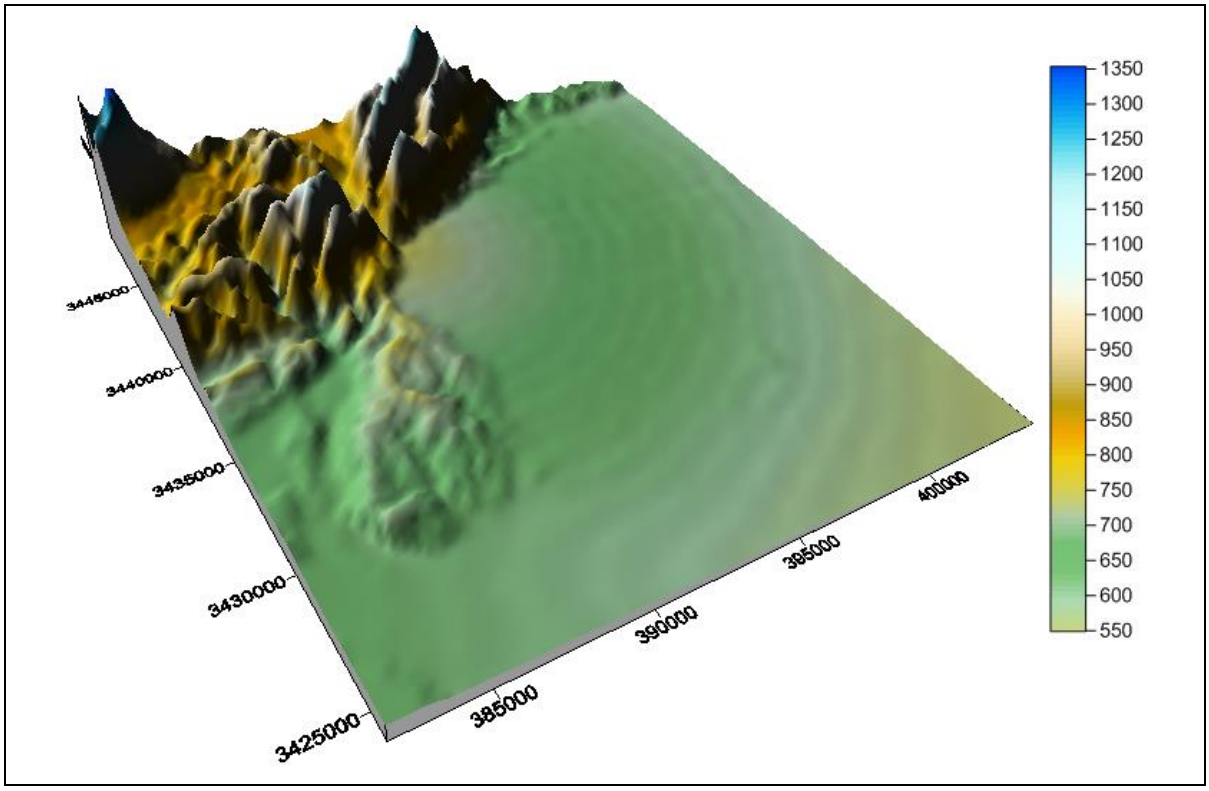


图 8.2-1　研究区三维地形图

（2）含水层概化

根据区域水文地质普查及勘查钻探资料揭露的地层情况看，评价区内沉积了厚度不等的松散堆积物。从垂向上看，基底（白垩系红层基岩）上部松散堆积物自下而上依次沉积了下更新统、中更新统、上更新统及全新统，为从老到新依次叠置。因不同时期沉积的松散堆积物的成因及岩性的不同，而形成了分布较为稳定的上部含水层、下部含水层及其间的相对隔水层。

1）上部砂卵石含水层及富水性

在上更新统至全新统时期沉积的松散堆积物形成了分布较为稳定的孔隙含水系

统。主要埋藏于浅部的松散堆积砂卵石层中。该含水层结构松散，孔隙性好，具连续统一的潜水面，在评价区分布普遍，厚度稳定，一般 10～30m，平均 15～20m。由于不同部位厚度各异，且卵石间充填物颗粒大小及密度的差异，其导水性能表现出一定的差异，根据野外抽水实验结果，模拟区渗透系数为：军乐镇至升平镇一带为<10m/d 的低渗透区至西北部冲洪积扇的>100m/d 的高渗透区（图 8.2-2）。

2）下部强风化含泥砂砾卵石含水层及富水性

下部含水层组主要由中更新统下段及早更新统风化—强风化含泥砂砾卵石层组成。根据已有资料，中更新统下段在平原内分布稳定，从平原西部出山口处（关口）厚度 5.85m，逐渐增至数十米（平原中部），下更新统在出山口附近缺失，在彭县隐伏断裂以西厚度不超过 20m，断裂以东可陡增至数十米并达百余米，往东厚度又逐渐变薄。从含水层岩性结构看，砾石层分段风化差异明显，且厚度增加时，下更新统砾石层胶结层次增多。总的看来，下部含水层组富水性属水量贫乏—中富，含水层渗透性较差，渗透系数为 0.2～1.81m/d，单井出水量多在 100～1000m^3/d 间，偶见单井出水量＜100m^3/d（图 8.2-3）。

3）上、下含水层之间的相对隔水层

评价区上、下含水层组之间，普遍分布中更新统上段（$Q_2^{2fgl-al}$）泥质砾卵石层，一般为棕黄、褐黄色粉砂质、泥质充填（或包裹）砾卵石层，砾卵石均强烈风化，砾石被粘土质裹附，结构较紧密，渗透性差，不含水或基本不含水，其层位较稳定，除湔江出山口外局部缺失外，区内均普遍存在该层，成为上、下含水层间的相对隔水层（图 8.2-4）。

由于第四系中更新统上段强烈风化泥砾卵石层，在平原内分布广泛且较为稳定而形成隔水层位，使上、下含水层的水位（水头）差异明显，在同一钻孔位置多表现为下部承压含水层的水头略低于上部潜水含水层的水位。

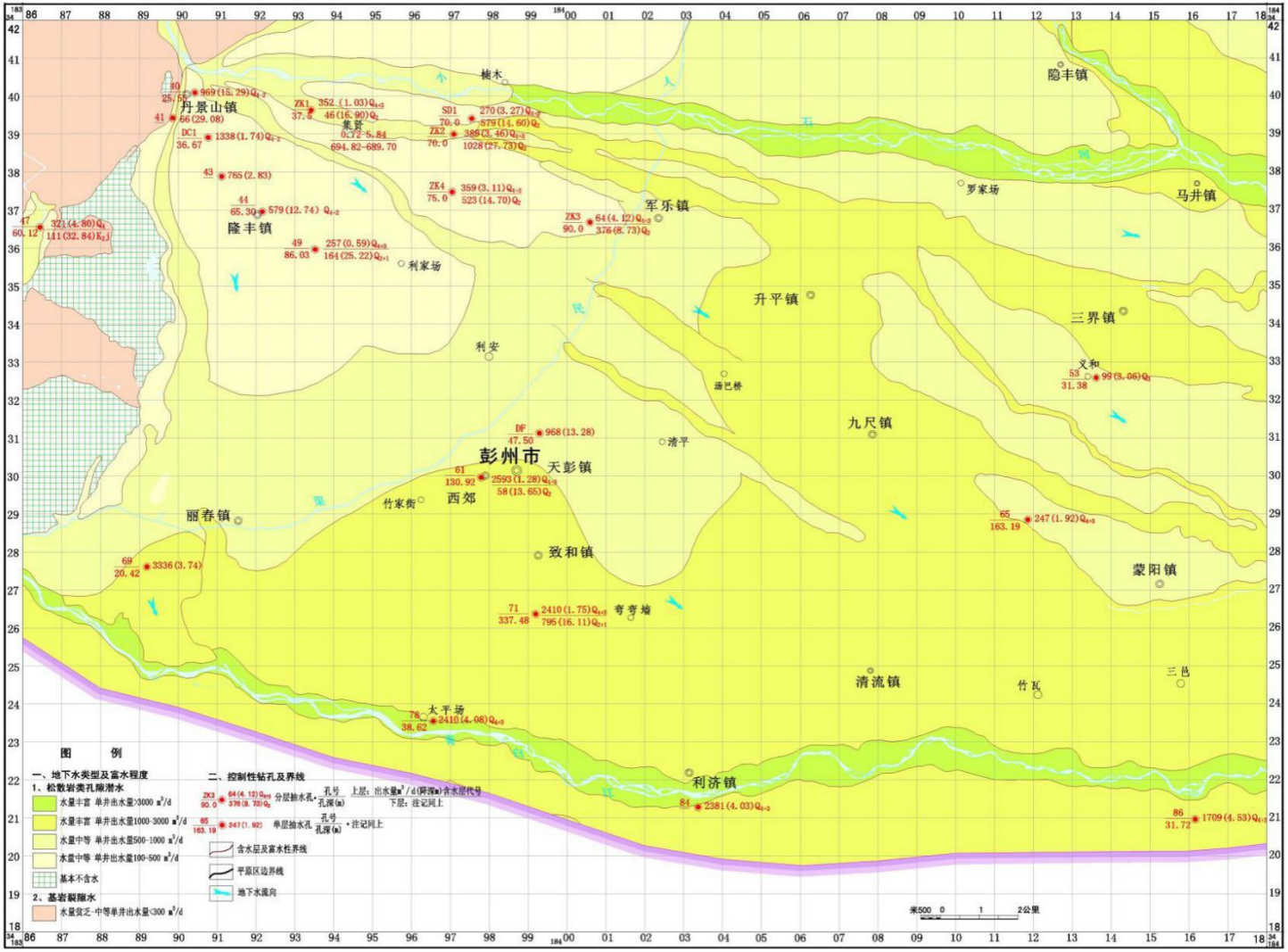


图 8.2-2　区域上部含水层富水程度分布图

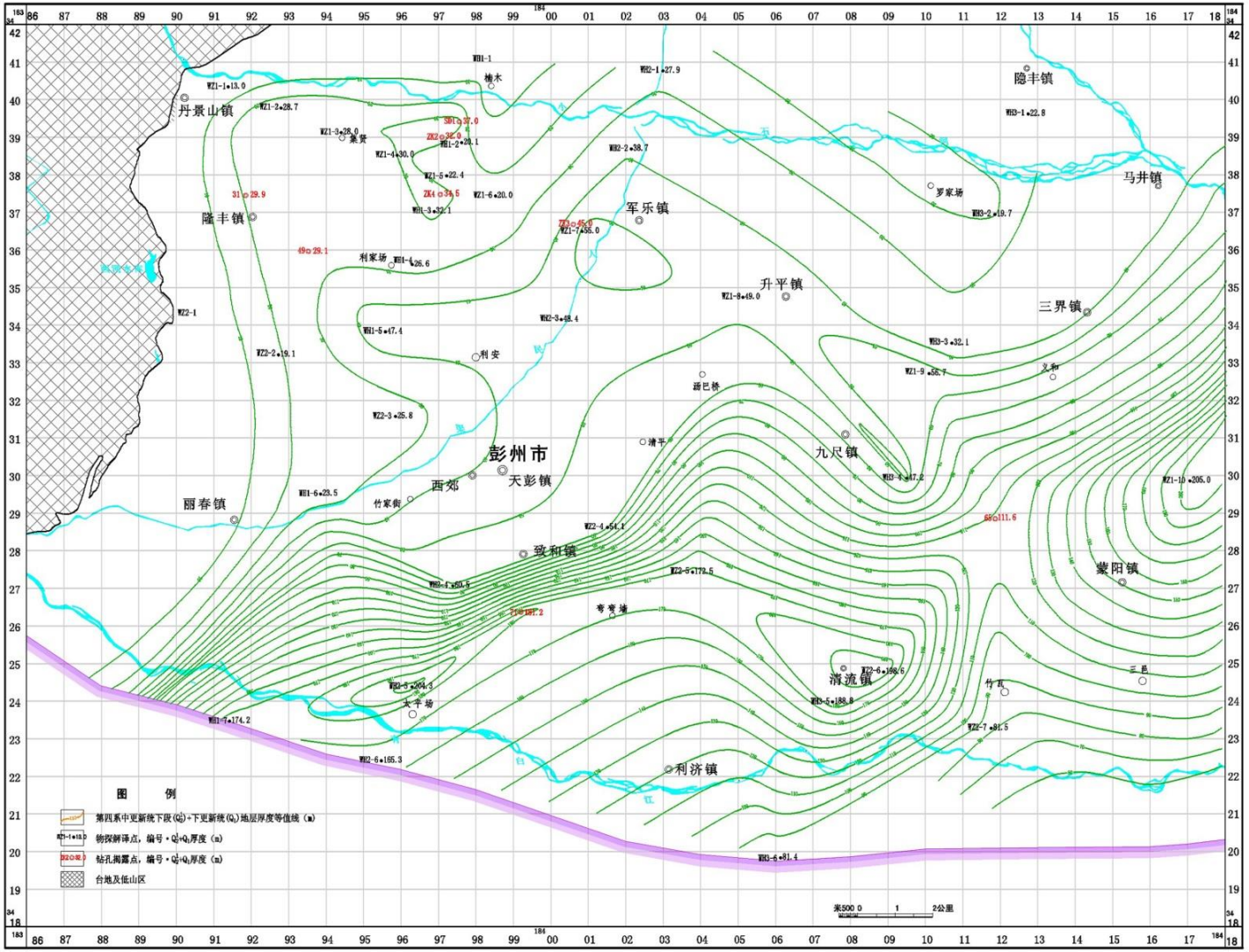


图 8.2-3　区域下部含水层（Q21+Q1）厚度等值线图

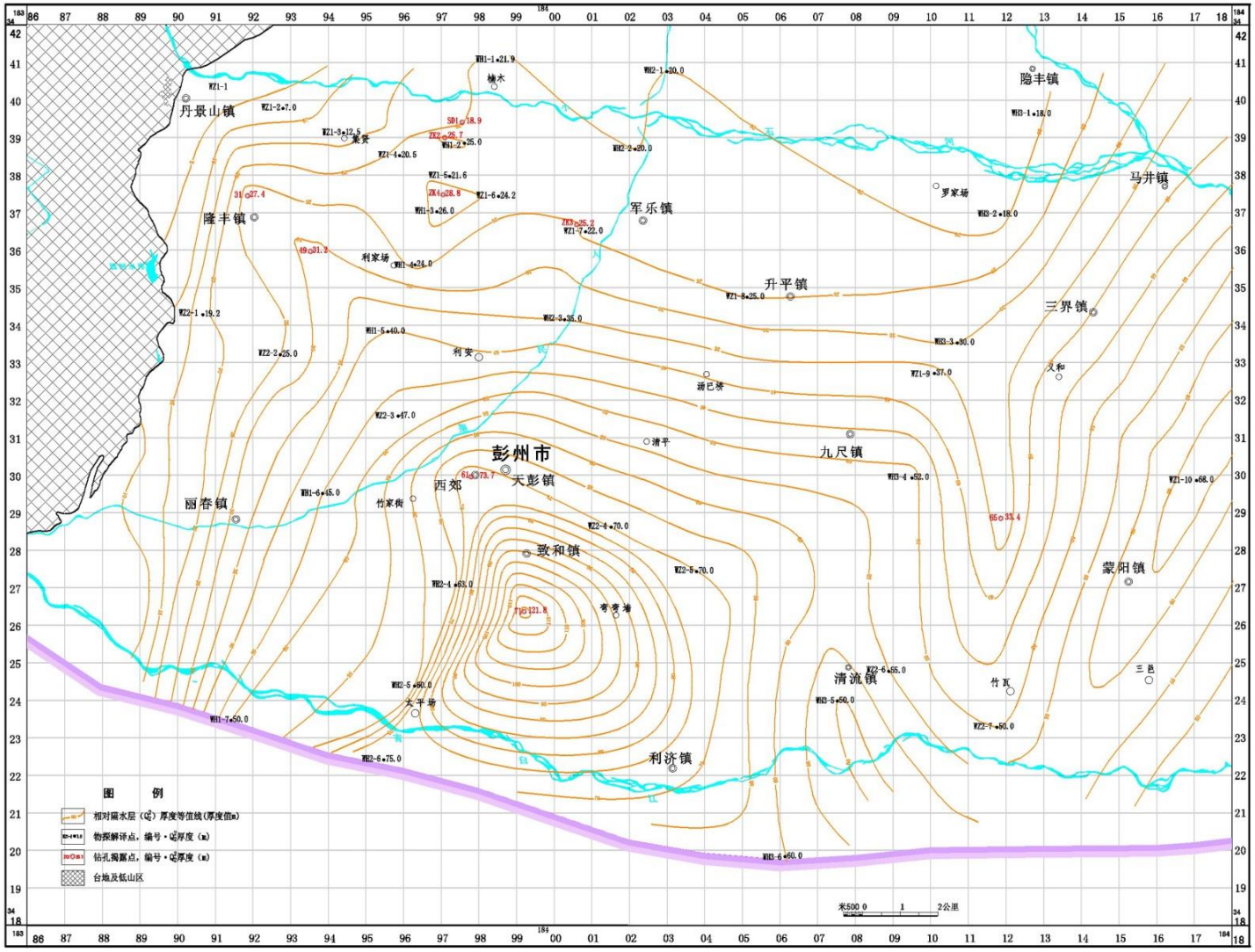


图 8.2-4　区域隔水层（Q22）厚度等值线

4）基岩层

评价区底部边界为白垩系红层基岩层，以海拔 0m 为界，主要概化为底部隔水层。评价区西侧台地分布有第四系中、下更新统（Q_1^{al-l}、Q_2^{fgl-al}）强风化泥质砾卵石层，为棕黄、棕红、紫红等杂色，砾石分选差，大小混杂并充填泥砂质，结构较紧密。砾石多数强风化，厚度变化大，为 2～30m，由于该层结构较密实，渗透性能差，水量贫乏，单井出水量＜100m^3/d。评价区西侧台地基岩之上，多覆盖粘土及强风化泥质砾卵石层，基岩中分布风化带裂隙水；盆地西侧边缘龙门山前浅丘低山区，亦分布有红层（K、J）基岩裂隙水。这些地段裂隙含水层水量贫乏，处于龙门山前侏罗系莲花口组（J_3l^2）砂泥岩裂隙含水层组，孔深 158.57m，单井出水量 62.23m^3/d（S=29.08m），总体来说，平原西侧边缘丘陵（台地）区，红层风化裂隙含水层组水量贫乏，一般单井出水量小于 100m^3/d，单位出水量小于 0.1L/s，渗透系数 0.05～0.1m/d。

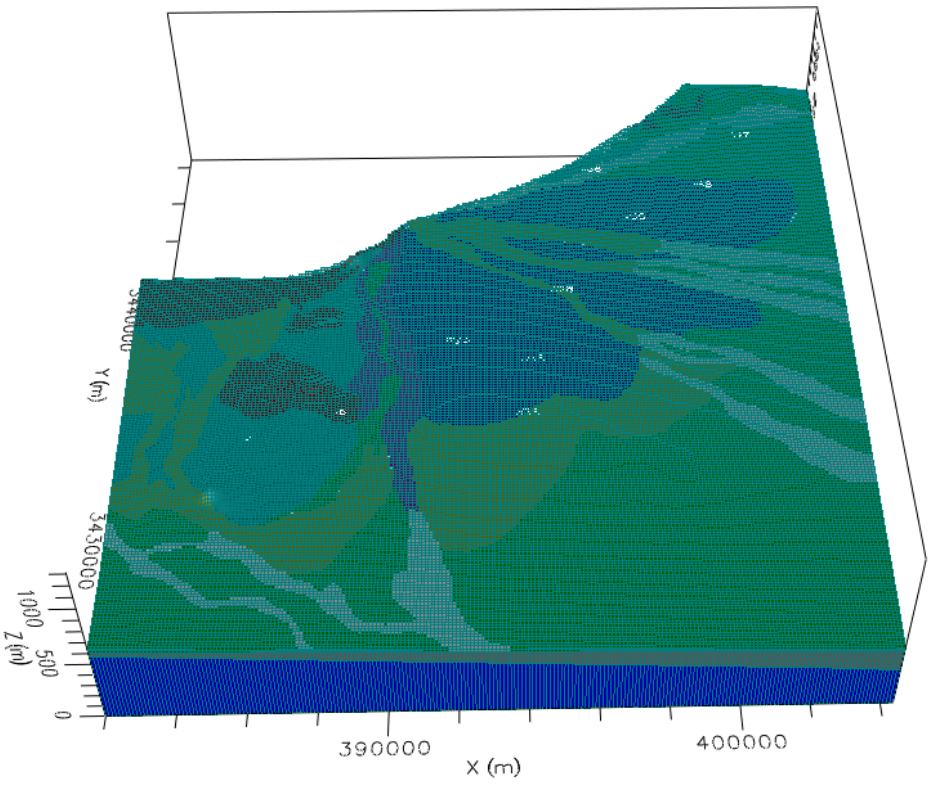


图 8.2-5　三维网格剖分示意图

评价区地形垂向最大高程 1360m，最小 550m，相对高差约 800m。根据项目区含水层结构特征及富水性，设置模拟高程范围为 0~1360m，将项目区模型分为 4 层(主要模拟污染物对潜水含水层的影响)，第四层为基岩层，主要概化为隔水层。每层以 244 行×224 列的网格剖分，评价区场地处局部网格加密，模拟区网格剖分平面图如图 8.2-5 所示。

（3）时间离散

时间离散就是将整个模拟期划分为不同的时间段，每个时间段为一个应力期，在每个应力期内施加于系统上的所有应力（如边界条件）均为常量，并适用于非稳定流。所以将一个完整水文年设置步数为 4，即为 4 个应力期，模拟时长 30 年，即 120 个时段。

8.2.3.2 模型边界条件概化

本项目区域地下水的补给主要来源为大气降水，一部分降水排泄到东侧溪沟和青白江，所以拟选东侧溪沟为河流边界。该地区地形地貌特征：北侧为小石河，为流量排泄边界。由于本项目的运行过程中未涉及到大量抽排地下水，对地下水水位影响较小，地下水流场基本不发生变化，因此，将评价区地下水水流概化为均质各向异性非稳定流模型。

（1）给定水头边界

1）地表水体：项目场地北侧为小石河，东侧为人民渠，本区地下水少量排泄至该河，更多以地下潜流的方式流至下游青白江处排泄。

2）井及水文地质钻孔：通过现场调查及资料收集获得水位资料，并根据该区域地下水动态变化规律利用空间插值获得更多边界数据。

（2）已知流量边界

1）流量交换边界：模型的顶边界为出露松散堆积物，通过该边界潜水与系统外发生垂向量交换主要为降水入渗补给、蒸发排泄以及人工开采等。

2）零流量边界：含水层下部相对隔水层作为系统下边界。

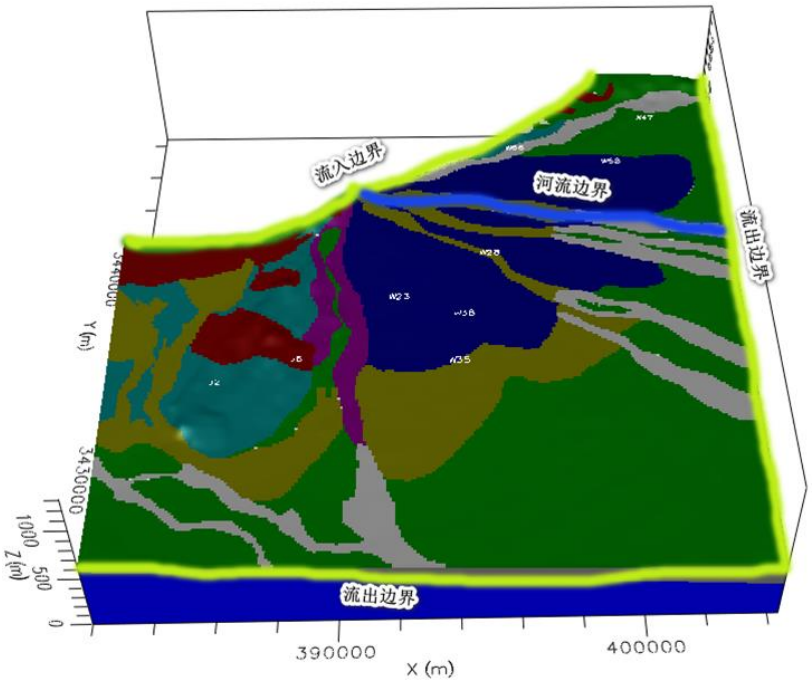


图 8.2-6　模型区边界条件概化图

8.2.3.3 模型参数选取

降雨入渗补给量：在模型中降雨入渗补给量的赋值是在第一层赋值，因为地貌概况不同，所以需按照分区赋值，即按照各个区域的面积所占整个研究区域面积的比重进行年均降雨量的赋值。降雨入渗分区图见图 8.2-7，根据《水文地质手册》确定 a、b、c、d 不同岩性区域的降雨入渗系数分别为 0.2、0.12、0.08、0.02，再以总降雨量 841mm 作为年均降雨量，并根据枯水期和丰水期两个阶段进行赋值、经过计算可得各个地貌单元的降雨入渗补给量。

表 8.2-3　不同岩性和降雨量的平均年降水入渗补给系数值

含水介质	λ	含水介质	λ
粉质粘土	0.01～0.02	较完整岩石	0.10～0.15
粉土	0.02～0.05	较破碎岩石	0.15～0.18
粉砂	0.05～0.08	破碎岩石	0.18～0.20
细砂	0.08～0.12	极破碎岩石	0.20～0.25
中砂	0.12～0.18	岩溶微弱发育	0.01～0.10
粗砂	0.18～0.24	岩溶弱发育	0.10～0.15
圆砾（夹砂）	0.24～0.30	岩溶中等发育	0.15～0.20
卵石（夹砂）	0.30～0.35	岩溶强烈发育	0.20～0.50
完整岩石		0.01～0.10	

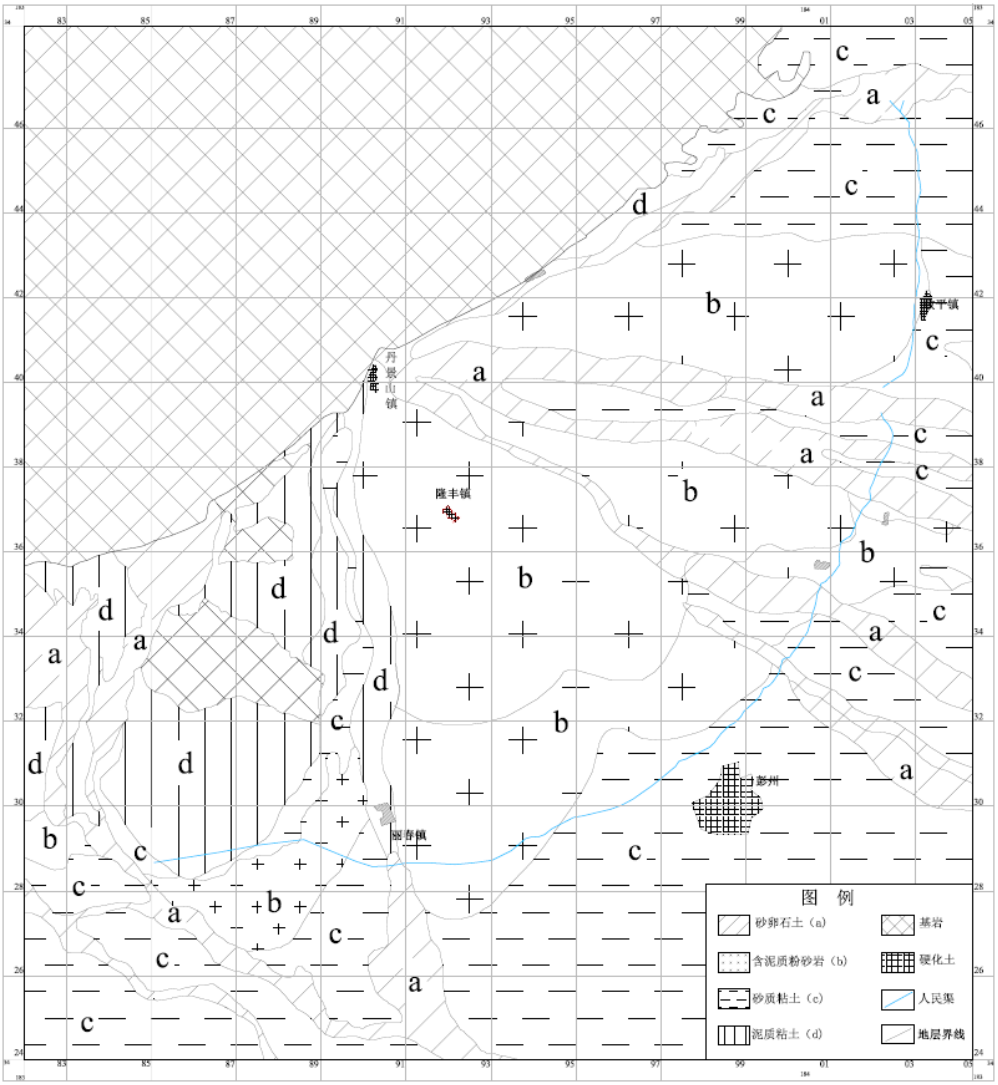


图 8.2-7　降雨入渗分区图

模型水文地质参数：根据评价区地质、水文地质条件的调查及野外抽水实验试验资料汇集整理，参考《中国石油四川 1000 万 t/a 炼油项目环境影响报告书》里的试验资料，并结合本次实际调查，得出评价区的水文地质参数见表 8.2-4，渗透系数分区见图 8.2-8。

表 8.2-4　水文地质参数统计表

层位	地层岩性	含水类型	渗透系数/（m/d）	给水率	孔隙率/%	弥散系数/(m^2/d)
上部潜水含水层	Q_4^{1al}	潜水	152.06	0.14	26	41.85
	Q_4^{2al}		76.36	0.13		
	Q_4^{1al+pl}		39.8	0.1		
			23.34	0.1		
			7.95	0.09		
	Q_3^{fgl-al}		3.98	0.07	20	22.15
下部承压水含水层	Q_{1+2}	承压水	1.42	0.03	20	0.75
	基岩红层		0.97	0.0145	17	

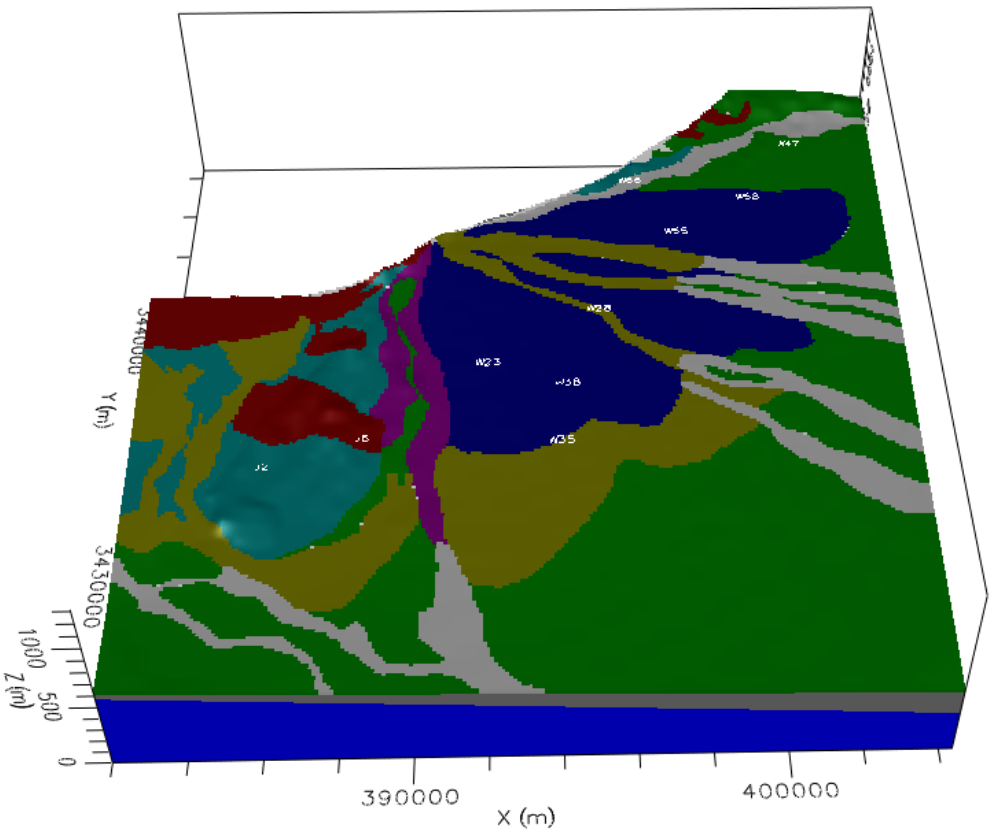


图 8.2-8　渗透系数分区示意图

源汇项识别：表 8.2-5、表 8.2-6 是枯水期源汇项识别量与实际调查量的对比表。

表 8.2-5　上部含水层枯水期补给量识别与实测对比表　　（单位：10^5m^3/年）

项　　目	降水入渗量	农灌入渗量	渠系入渗量	河流入渗量	侧向补给量
调查量	3935.01	8414.7	5523.51	1148.91	163.62
识别量	3921	8397	5523	1149	164

表 8.2-6　上部含水层枯水期排泄量识别与实测对比表　　（单位：10^5m^3/年）

项　　目	蒸发量	泉水溢出量	河流排泄量	人工开采量	侧向排出量	越流排泄量
调查量	2961.07	854.45	4828.25	2669.22	1568.87	6141.51
识别量	2962	854.45	4828.25	2669.22	1592.00	6287.00

表 8.2-7、表 8.2-8 是丰水期源汇项的识别量与实际调查量的对比表。

表 8.2-7　上部含水层丰水期补给量识别与实测对比表　　（单位：10^5m^3/年）

项　　目	降水入渗量	农灌入渗量	渠系入渗量	河流入渗量	侧向补给量
调查量	4630.56	8856.26	5523.51	1608.62	207.83
识别量	4685	8850.3	5523.51	1608.62	207.83

表 8.2-8　上部含水层丰水期排泄量识别与实测对比表　　（单位：10^5m^3/年）

项　　目	蒸发量	泉水溢出量	河流排泄量	人工开采量	侧向排出量	越流排泄量
调查量	2678.6	1045.42	5277.39	2669.22	1861.23	7263.12
识别量	2668	1046	5277.39	2669.22	1863	7354

模型中的源汇项基本上是按实际调查的数据带入模型进行计算的，理论上模型计算值与实际调查值是完全相等的，但由于模型计算区域与实际调查区域范围大小略有出入，导致实际调查量与模型识别量的较小差异。

8.2.3.4 模型校验

（1）模型校验

模型的拟合程度的优劣是检验模拟模型能否充分反应水文地质实体模型的重要依据。它是确定地下水数值模型的关键。由于地下水水位的时空变化规律能充分反应地下水系统的结构及各种输入信息（蒸发量、降雨量等）的特征，所以在建立好地质模型后，需要对模型进行校验，对模型模拟水位以及各个参数进行校正。

模型的识别和验证主要遵循以下原则：a.模拟的地下水流场要与实际地下水流场基本一致；b.从水均衡的角度出发，模拟的地下水均衡变化与实际要基本相符；c.模拟的水位动态与统测的水位动态一致；d.识别的水文地质条件要符合实际水文地质条件。

根据以上原则，对模型进行识别，根据各钻井附近已有的水位观测点与模型计算的水位拟合结果进行对比分析，不断进行参数的调整，使模拟结果不断接近真实的观测值。图 8.2-9 和 8.2-10 分别给出了上部含水层丰水期和枯水期的流场拟合图。

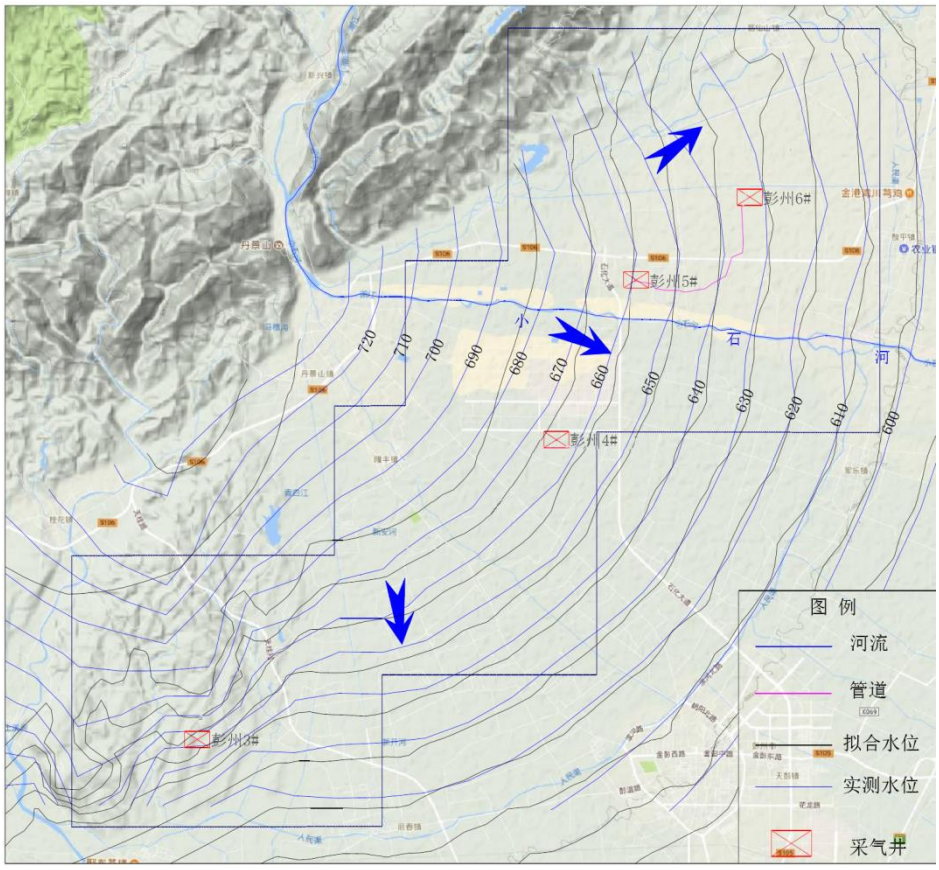


图 8.2-9 上部含水层丰水期地下水流场拟合图

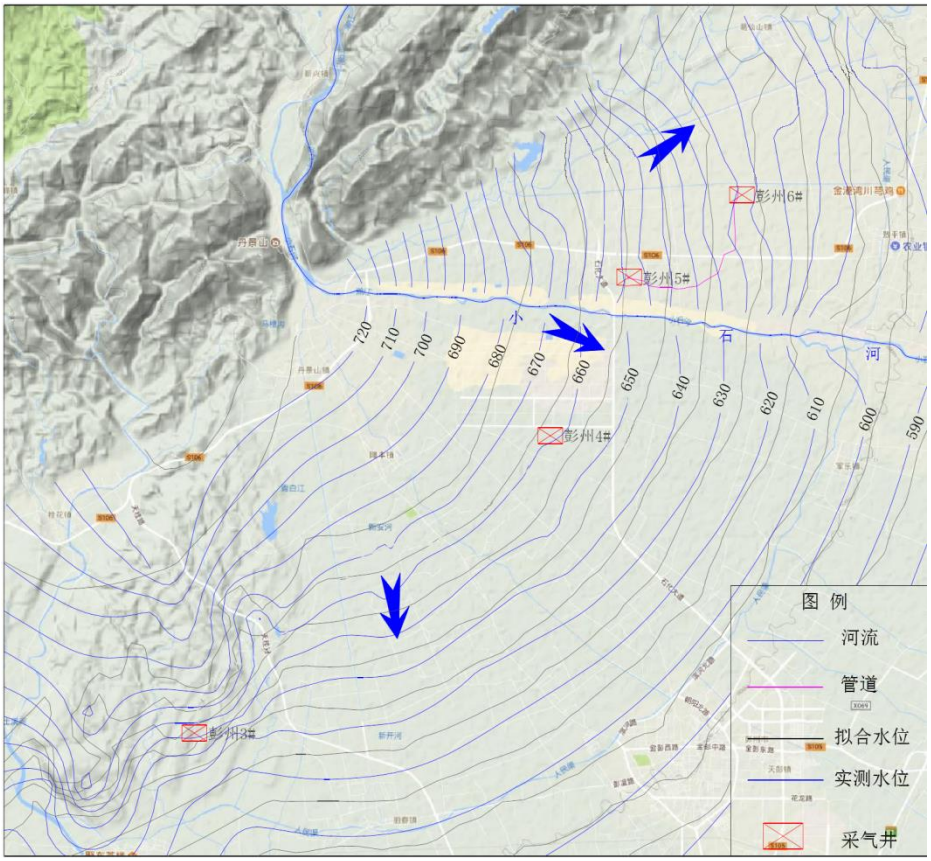


图 8.2-10 上部含水层枯水期地下水流场拟合图

（2）初始渗流场

三维空间物理模型建成后，首先进行多次模拟计算根据模型稳定后渗流场动态变化特征与实际对比情况不断修改模型参数来保证计算结果的相对准确性，本地区的天然渗流场等水位线如图 8.2-11 所示。该区域地下水主要接受大气降水补给，区内水位埋深小，从模拟得到的地下水渗流场的水位变化情况可以看出，区域地下水水位沿北西方向向区域东南下游方向逐渐降低，显示出地下水主要向河流方向流动（图 8.2-12）。经模拟的天然渗流场的水位情况较符合实际的地下水流场分布，因此，模型可以很好的模拟污染物运移状态。

流场、源汇项和水文地质参数的识别情况表明，本次模拟所建立的数学模型是正确的，模型达到了精度要求，可以利用该模型进行地下水污染情景预报。

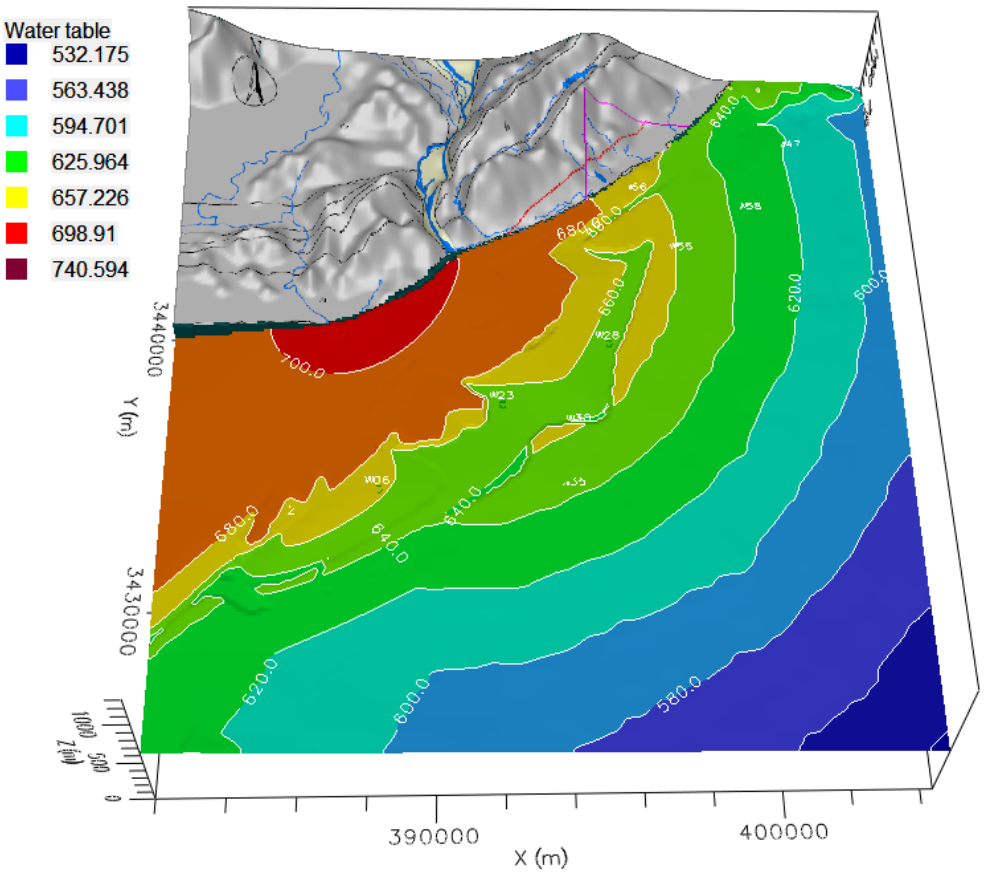


图 8.2-11 区域渗流场图

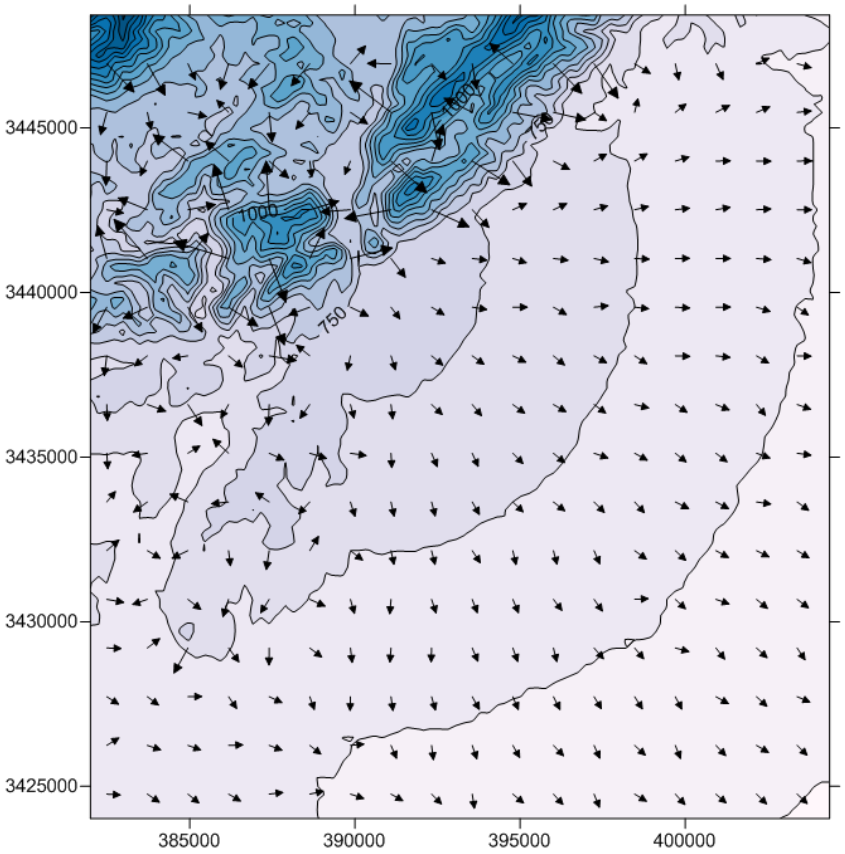


图 8.2-12　区域地下水流向图

8.3 施工期地下水环境影响预测

8.3.1 一开段蓬莱镇组钻井液发生泄漏条件下的地下水环境影响预测

8.3.1.1 地下水污染情景设定

根据导则要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放的污染物有关的特征因子。根据钻井废水排放中污染物排放量和排放浓度，预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子。考虑到本项目位于农村地区，COD 泄漏后在包气带中迁移，受到微生物降解，吸附和沉淀作用较大，至潜水面时浓度会显著降低，因此，据污染物的标准指数，本次选取对地下水环境质量影响负荷较大的 COD 及氯化物进行影响预测与评价。

为了采取较严格的污染防治措施，本次地下水污染按最不利条件预测，在预测中不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，将其作为保守物质看待，即只考虑运移过程中的对流、弥散作用。主要基于以下理由：

（1）从保守性角度考虑，假设污染质在运移中不与含水层介质发生反应，即只考虑运移过程中的对流、弥散作用。

（2）有机污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染浓度衰减。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在困难。

（3）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的成功实例，保守型考虑符合工程设计的思想。

钻井工程一开段（蓬莱镇组）使用钾基聚合物钻井液，钻井工程平均每米进尺废水量 0.05m^3，产生钻孔施工天数以彭州 5-1D 为例，一开钻进 650m，钻井废水产生量为 32.5m^3。钻井工程一开段施工时长一般为 23~28 天。因此，假设施工期一开段蓬莱镇组钻井液发生泄漏，泄漏量为 32.5m^3，泄漏时长 30d，污污染物浓度为 COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L。因彭州 3、彭州 4 平台没有部署新钻井，因此，本次评价仅预测彭州 5、彭州 6 钻井平台。根据水文地质条件复杂性，对各平台采用数值法预测。

8.3.1.2 彭州 5 钻井工程的地下水环境影响

（1）COD 预测结果

图 8.3-1 反映了彭州 5 钻井工程周围 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，有机污染物扩散范围逐渐扩大。1d 以后 COD 浓度为 5000mg/L，超标距离为 130m；100d 之后浓度为 600mg/L，扩散范围逐渐增大至 510m。500d 之后在有机污染物衰减至 90mg/L，超标距离为 1010m。1000d 后，污染物浓度已基本衰减至 40mg/L，超标距离为 1500m。

（2）氯化物预测结果

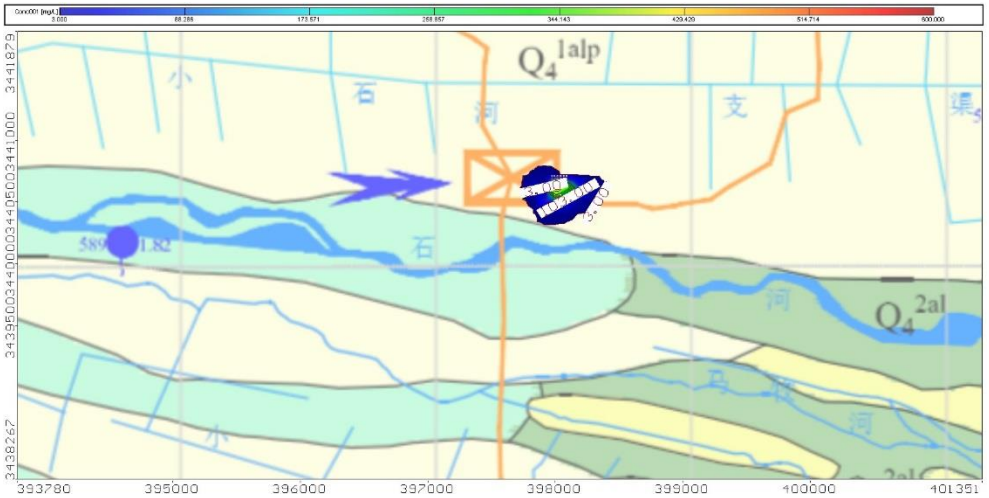
图 8.3-2 反映了彭州 5 钻井工程氯化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围。1d 之后氯化物浓度为 8000mg/L，超标距离为 100m；100d 后，氯化物浓度为 900mg/L，超标距离为 220m；500d 后氯化物浓度为 160mg/L，不超标；1000d 后氯化物浓度为 60mg/L，不超标。

（3）石油类预测结果

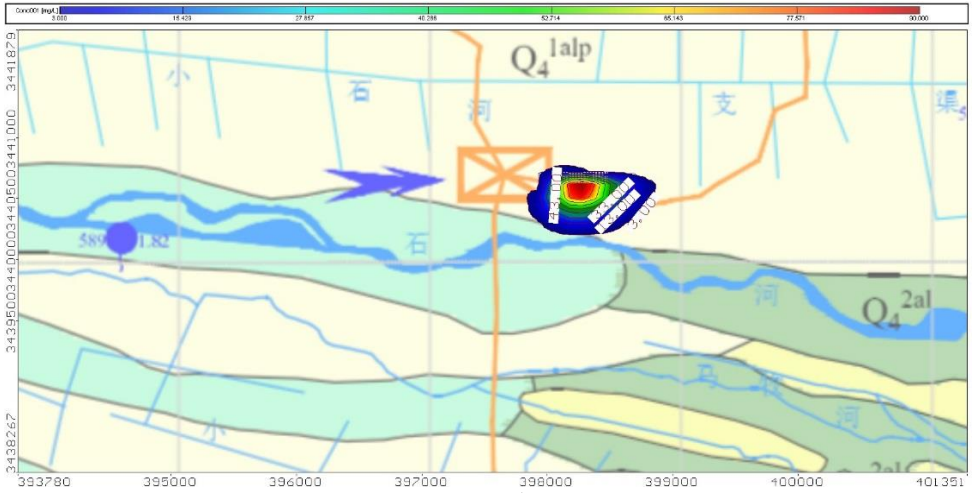
图 8.3-3 反映了彭州 5 钻井工程石油类在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围。1d 之后石油类浓度为 110mg/L，超标距离为 80m；100d 后，石油类浓度为 12mg/L，超标距离为 310m；500d 后石油类浓度为 2mg/L，超标距离为 700m；1000d 后浓度为 0.8mg/L，超标距离为 1190m。



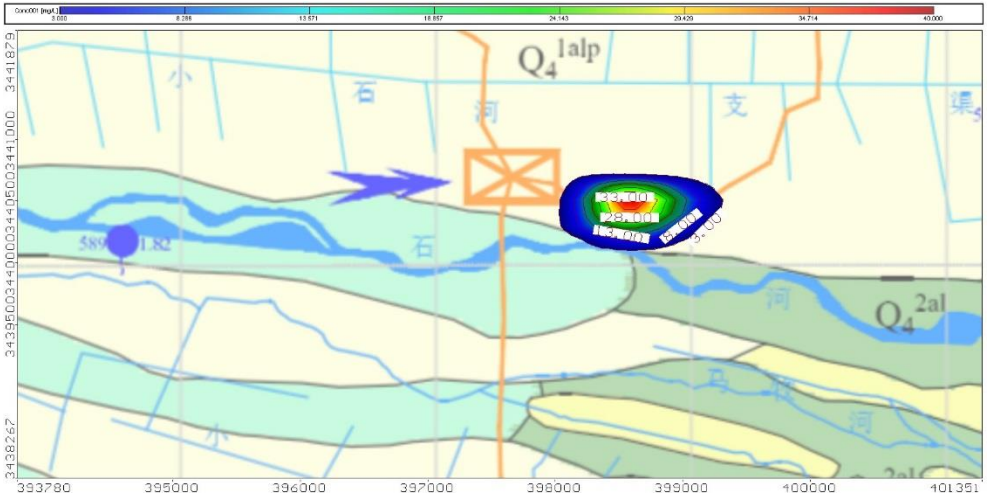
（1d）



（100d）

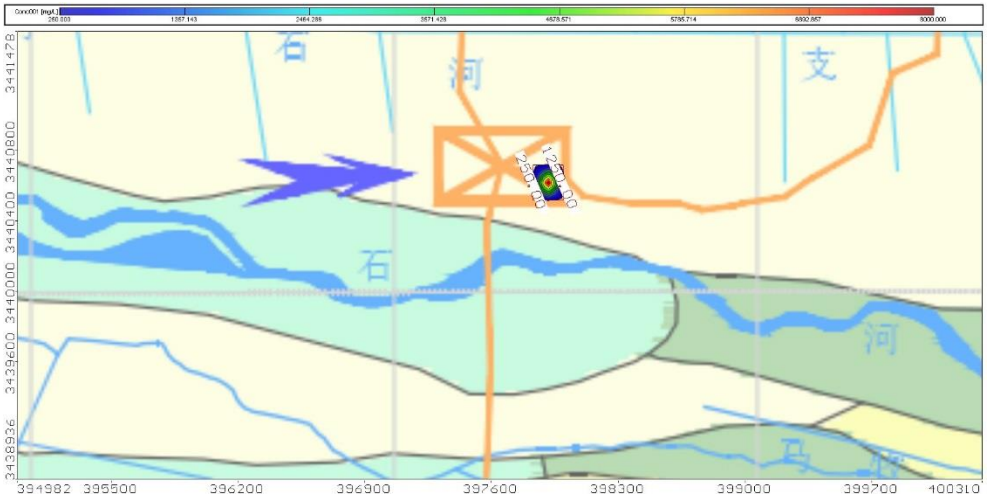


（500d）

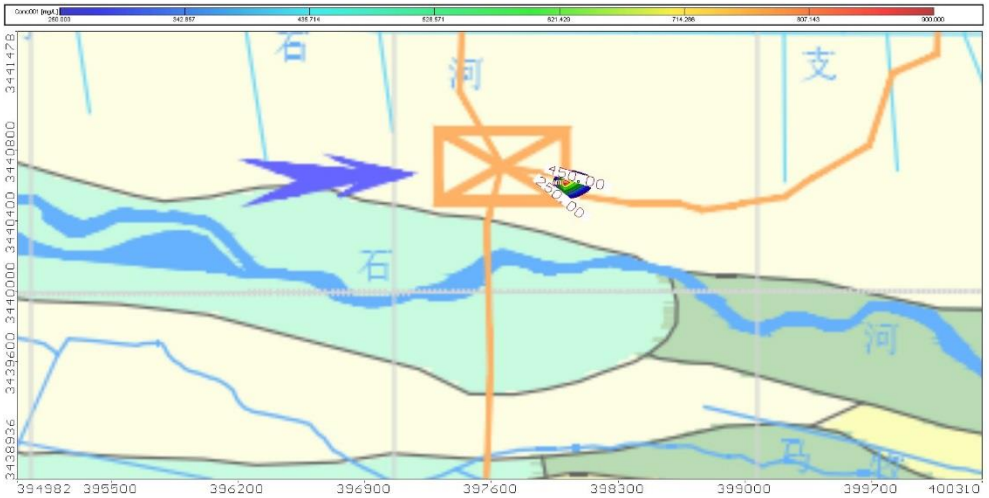


（1000d）

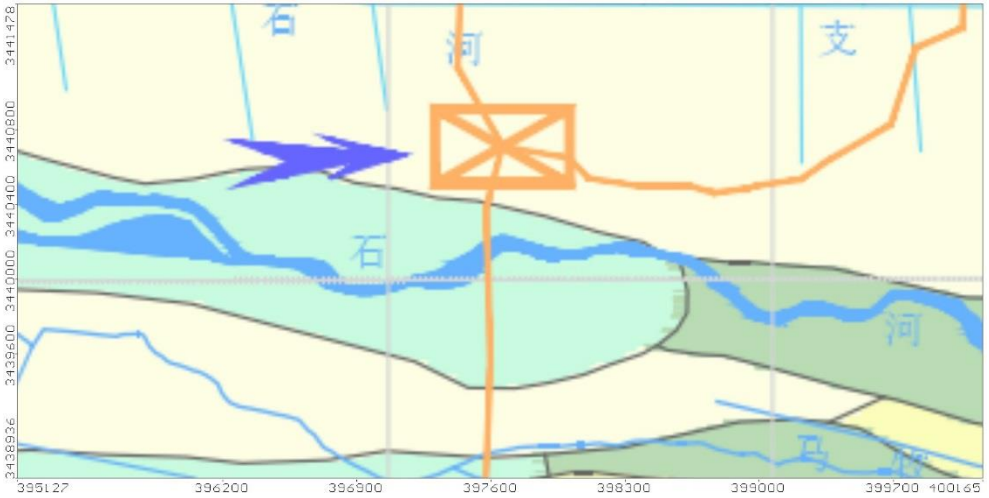
图 8.3-1　彭州 5 钻井工程钻井液泄漏后 COD 在含水层中的运移状态



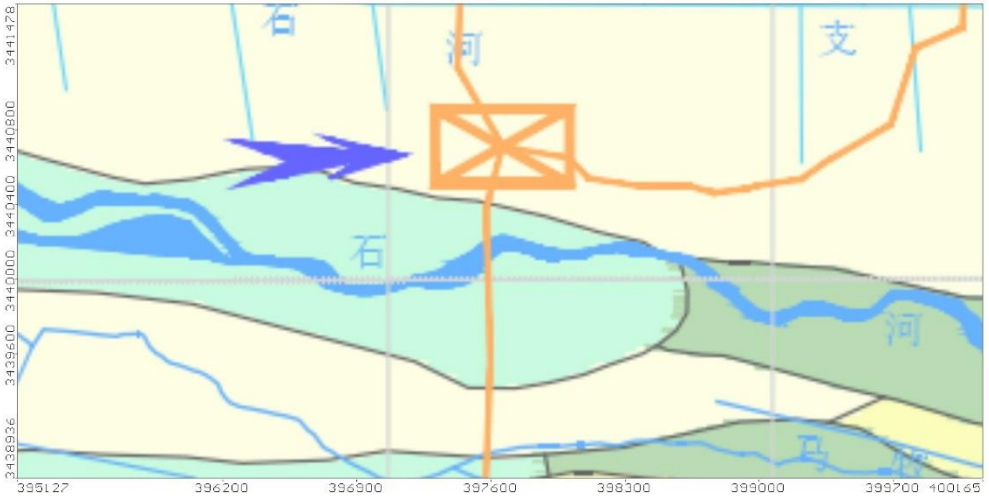
（1d）



（100d）

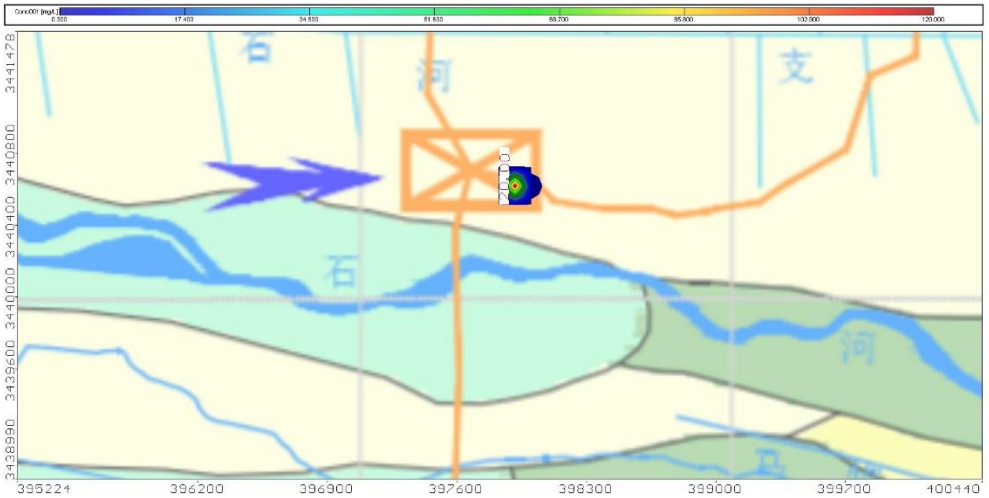


（500d）

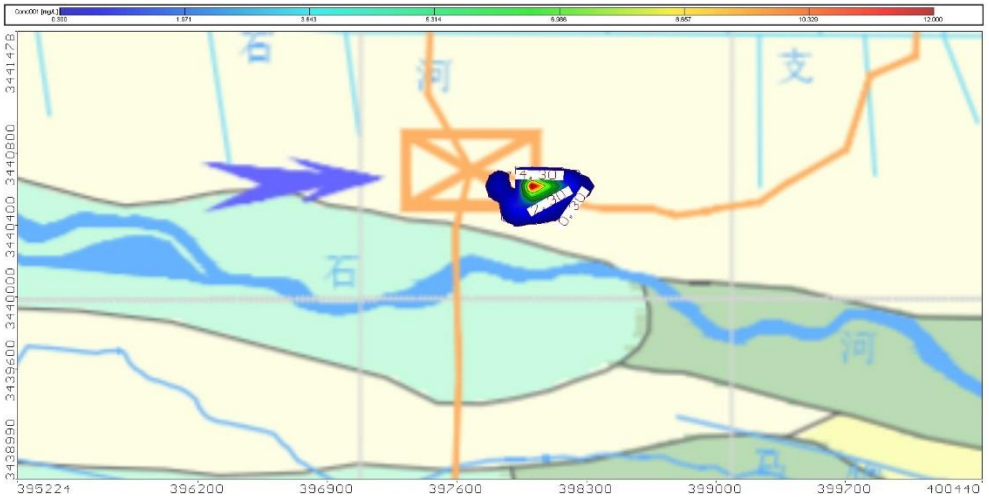


（1000d）

图 8.3-2　彭州 5 钻井工程钻井液泄漏后氯化物在含水层中的运移状态



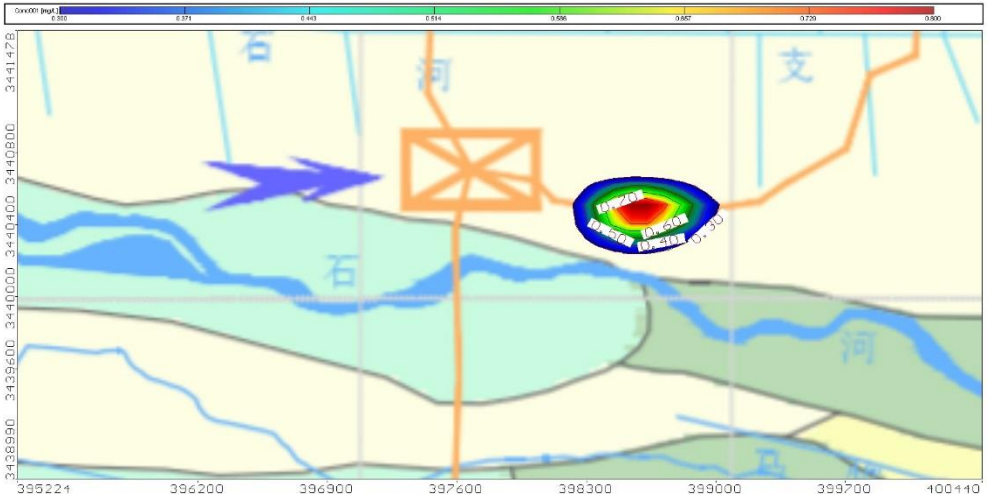
（1d）



（100d）



（500d）



（1000d）

图 8.3-3　彭州 5 钻井工程钻井液泄漏后石油类在含水层中的运移状态

8.3.1.3 彭州 6 钻井工程的地下水环境影响

（1）COD 预测结果

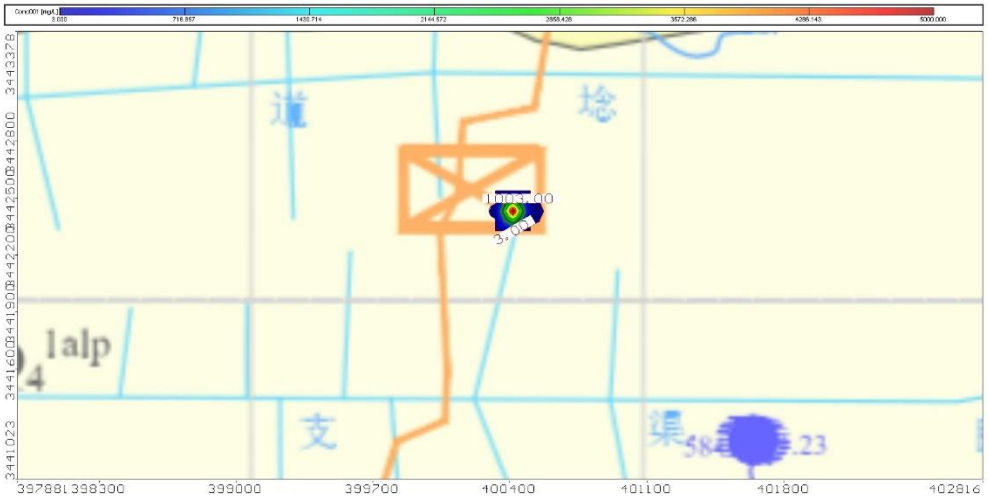
图 8.3-4 反映了彭州 6 钻井工程周围 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，COD 污染物扩散范围逐渐扩大。1d 之后 COD 污染物浓度为 5000mg/L，超标距离为 130m；100d 以后浓度为 500mg/L，超标距离为 460m；500d 以后浓度减至 120mg/L，超标距离为 1130m；1000d 之后浓度衰减至 35mg/L，超标距离增大至 1700m。

（2）氯化物预测结果

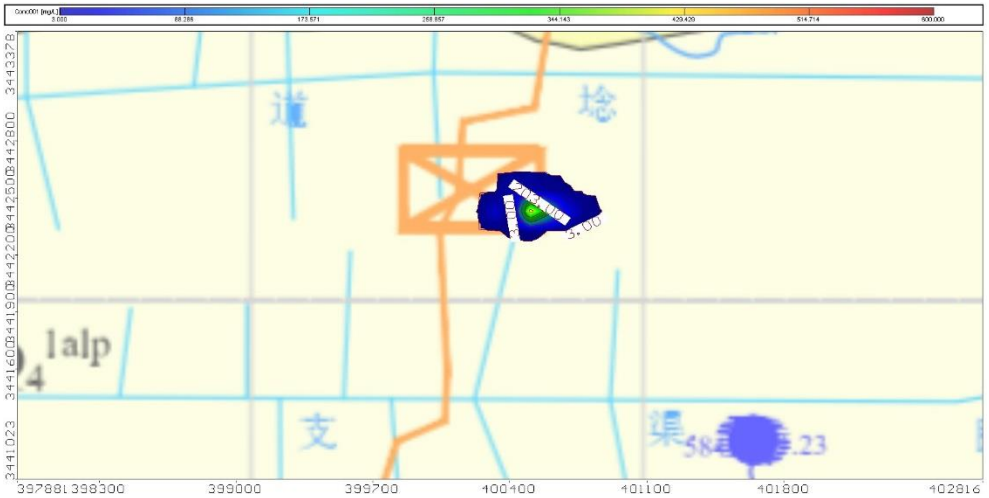
图 8.3-5 反映了彭州 6 钻井工程周围氯化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围。1d 之后氯化物浓度 8000mg/L，超标距离为 100m；100d 之后浓度为 900mg/L，超标距离为 220m。500d 之后氯化物浓度衰减至 160mg/L，不超标；1000d 后，浓度衰减至 60mg/L，不超标。

（3）石油类预测结果

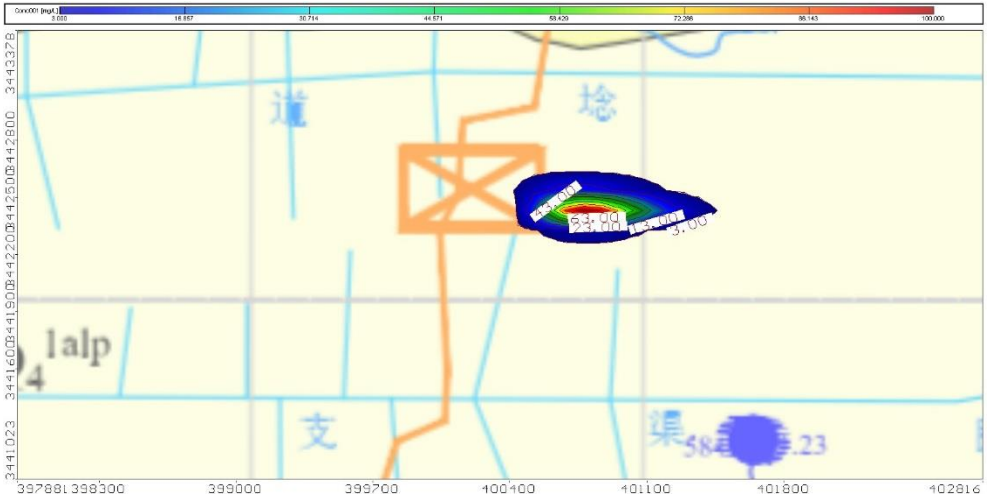
图 8.3-5 反映了彭州 6 钻井工程周围石油类在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围。1d 之后石油类浓度 110mg/L，超标距离为 100m；100d 之后浓度为 12mg/L，超标距离为 360m；500d 之后石油类浓度衰减至 2.5mg/L，超标距离为 900m；1000d 后，浓度衰减至 0.8mg/L，超标距离为 1320m。



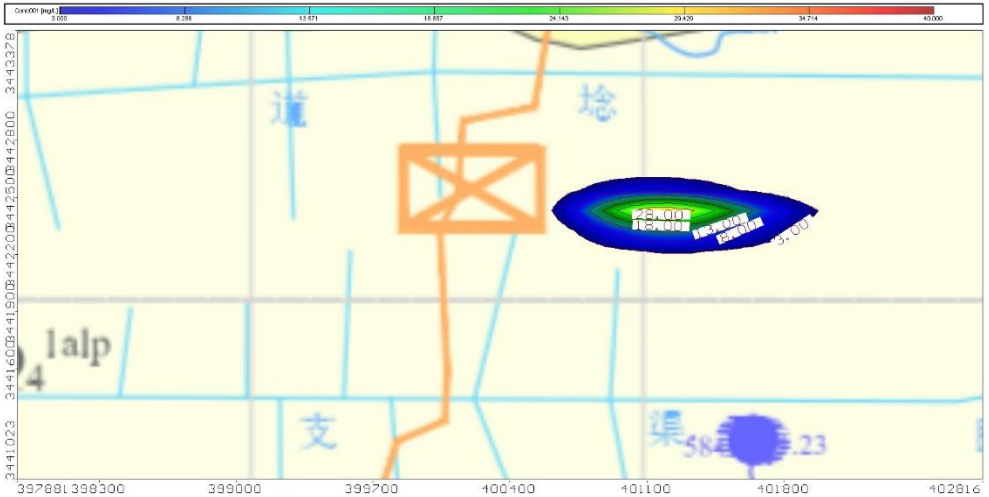
（1d）



（100d）

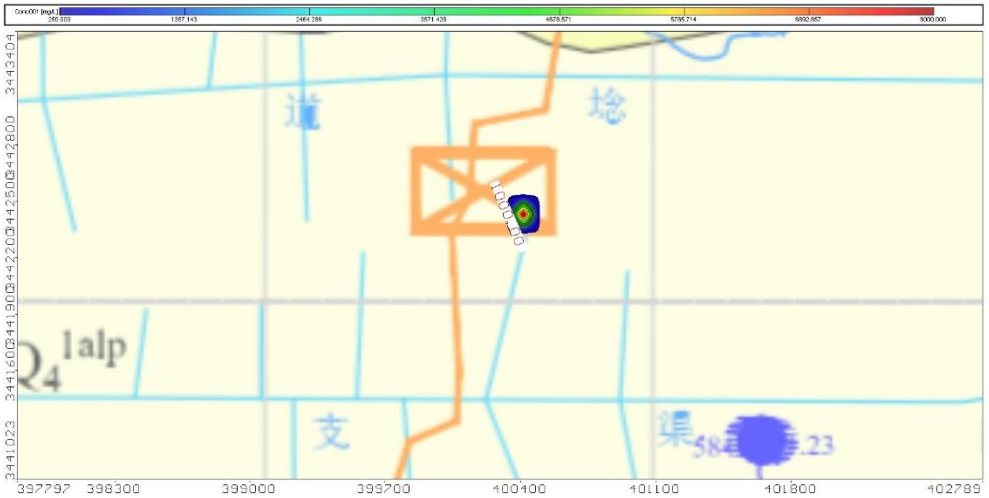


（500d）

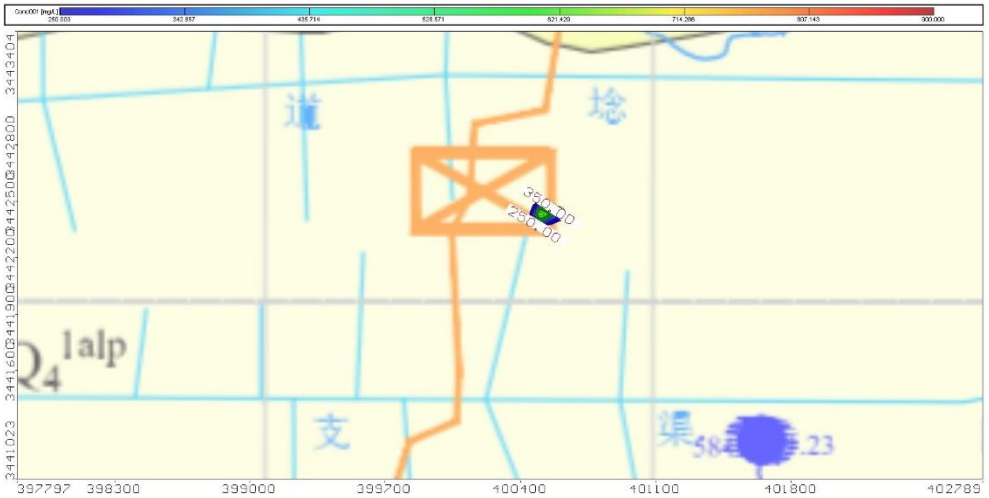


（1000d）

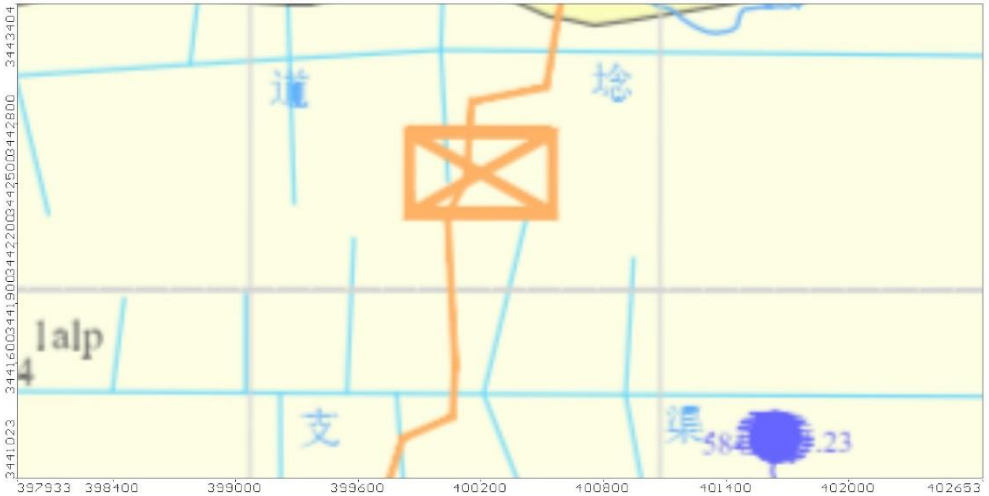
图 8.3-4　彭州 6 钻井工程钻井液泄漏后 COD 在含水层中的运移状态



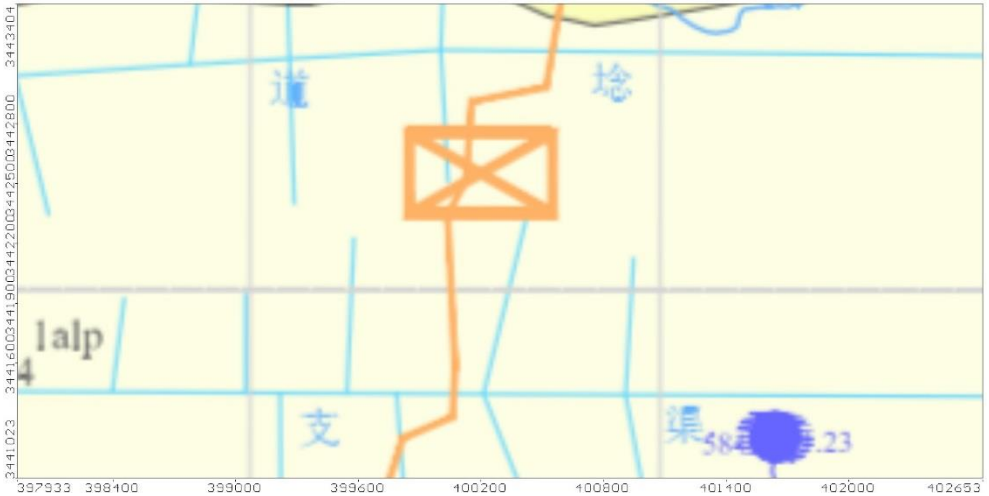
（1d）



（100d）

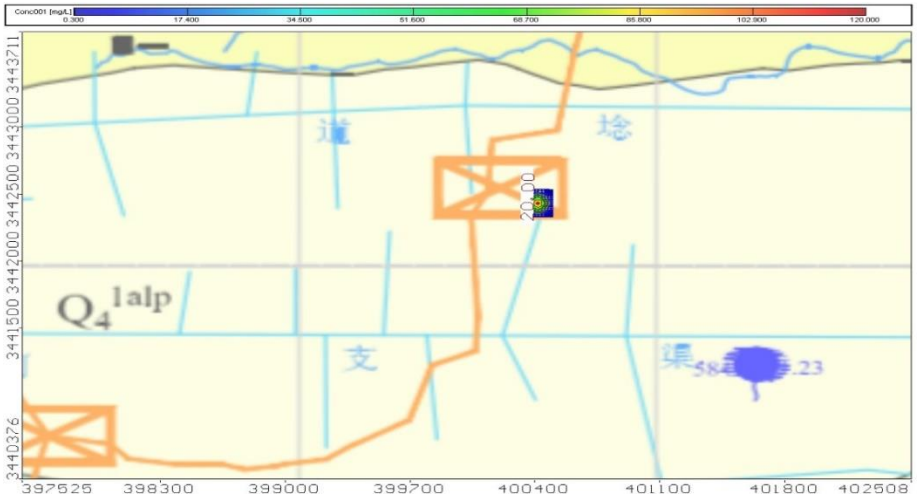


（500d）



（1000d）

图 8.3-5　彭州 6 钻井工程钻井液泄漏后氯化物在含水层中的运移状态



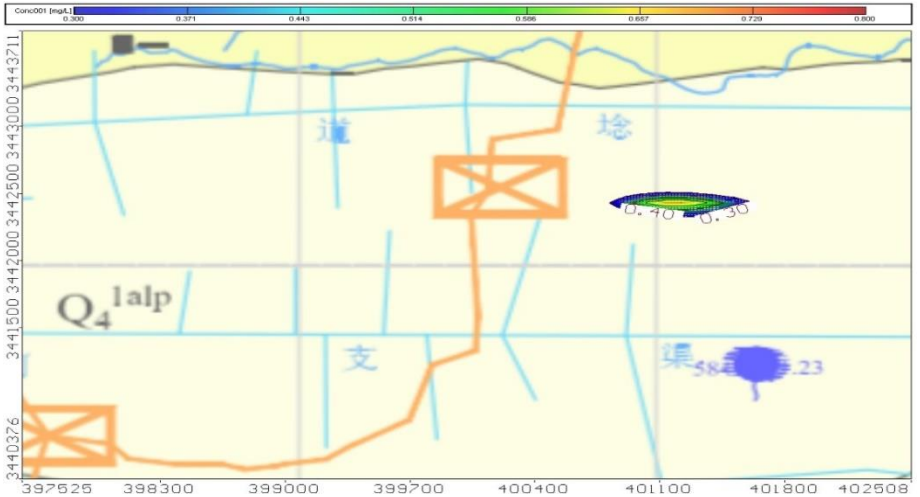
（1d）



（100d）



（500d）



（1000d）

图 8.3-6　彭州 6 钻井工程钻井液泄漏后石油类在含水层中的运移状态

8.3.1.4 小结

表 8.3-1 和图 8.3-7～8.3-12 给出了基于数值法的各平台一开段钻井液泄漏条件下的 COD、氯化物的超标范围和受影响的地下水环境保护目标。

（1）彭州 5 平台一开段钻井液泄漏条件下的 COD 最远超标距离为 1500m，影响周围地下水用户 853 户 2803 人；氯化物最远超标距离为 220m，影响周围地下水用户 22 户 77 人；石油类最远超标距离为 1190m，影响周围地下水用户 373 户 1363 人。

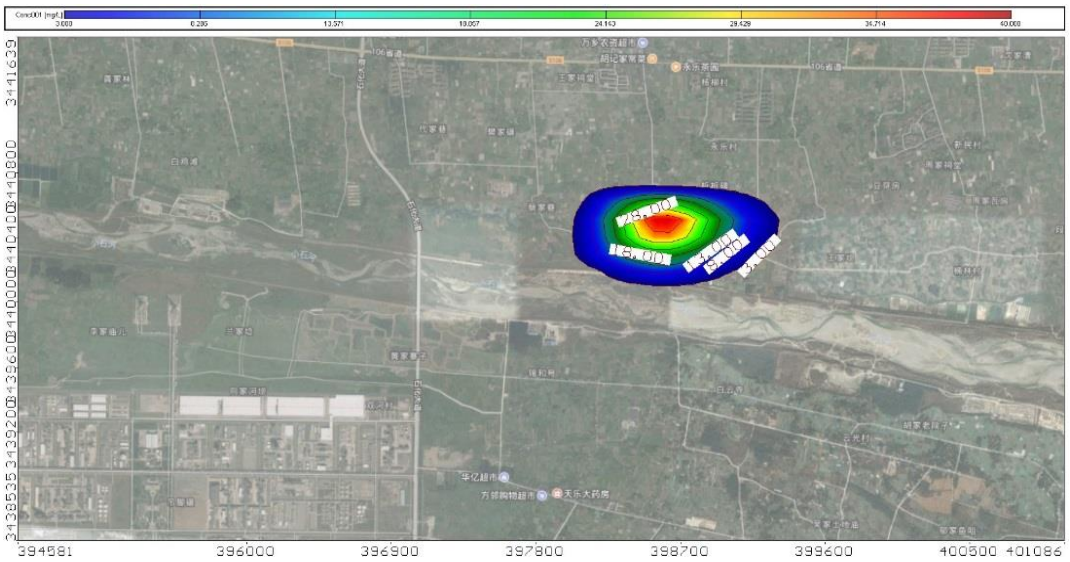


图 8.3-7　彭州 5 一开段钻井液泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

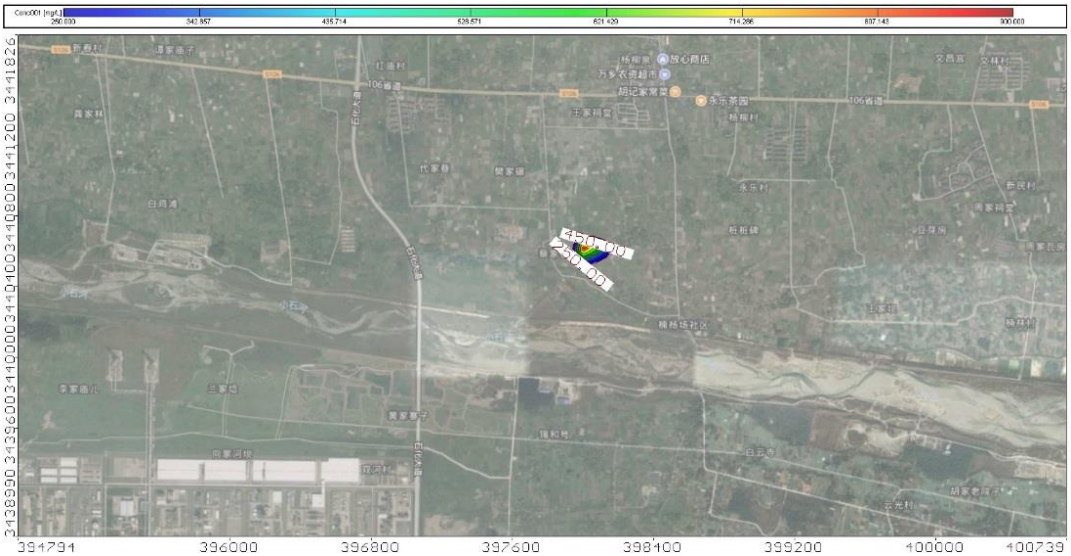


图 8.3-8　彭州 5 一开段钻井液泄漏条件下氯化物最远超标距离遥感图

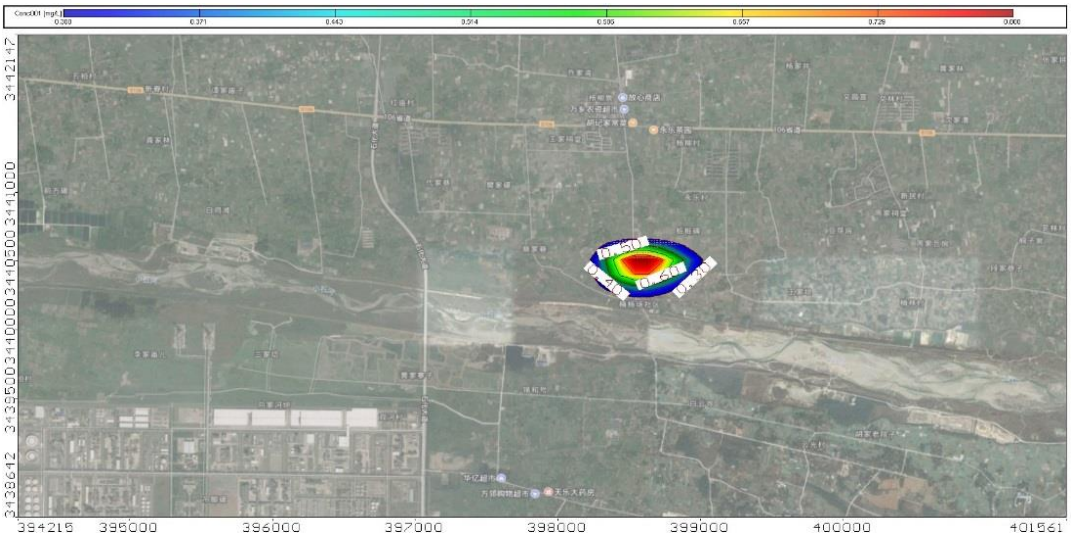


图 8.3-9　彭州 5 一开段钻井液泄漏条件下石油类最远超标距离遥感图

（2）彭州 6 平台一开段钻井液泄漏条件下的 COD 最远超标距离为 1700m，影响周围地下水用户 2262 户 7293 人；氯化物最远超标距离为 220m，影响周围地下水用户 3 户 11 人；石油类最远超标距离为 1320m，影响周围地下水用户 2262 户 7293 人。

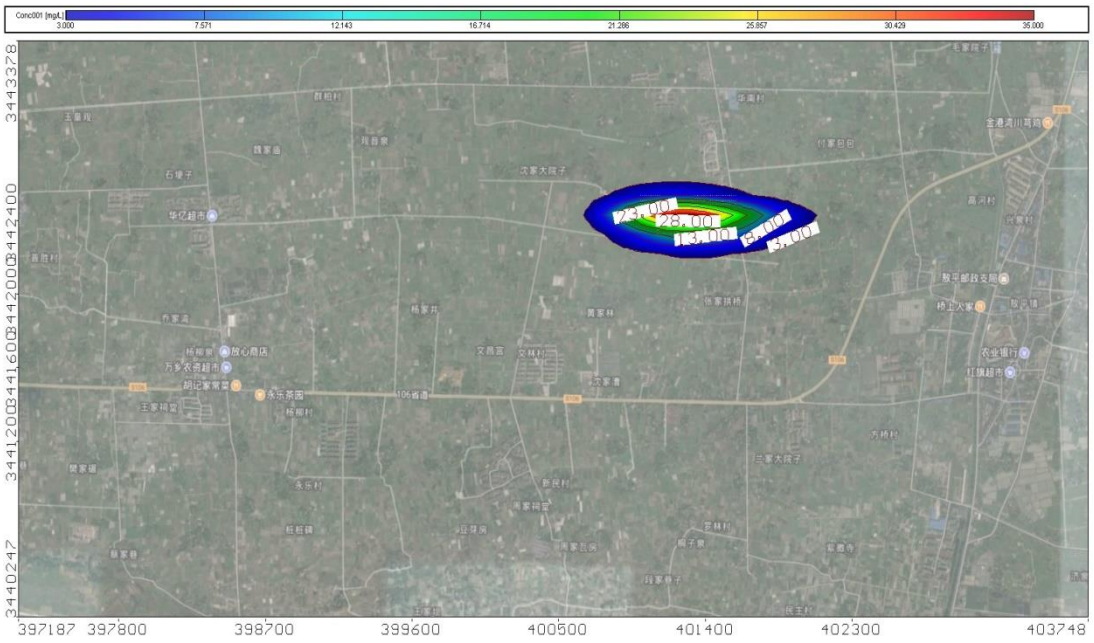


图 8.3-10　彭州 6 一开段钻井液泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

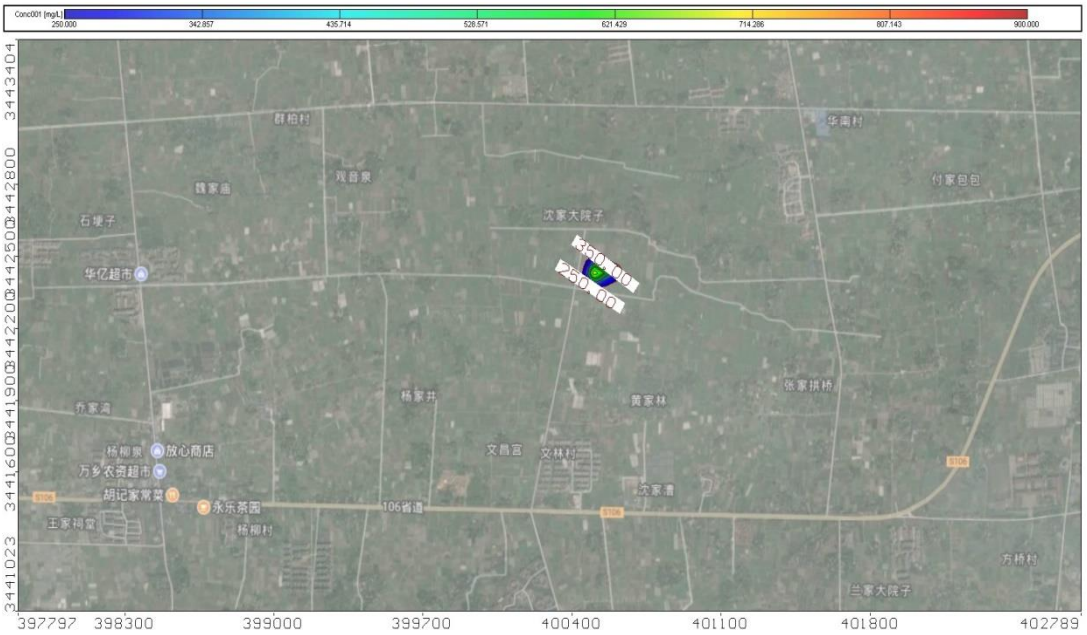


图 8.3-11　彭州 6 一开段钻井液泄漏条件下氯化物最远超标距离遥感图

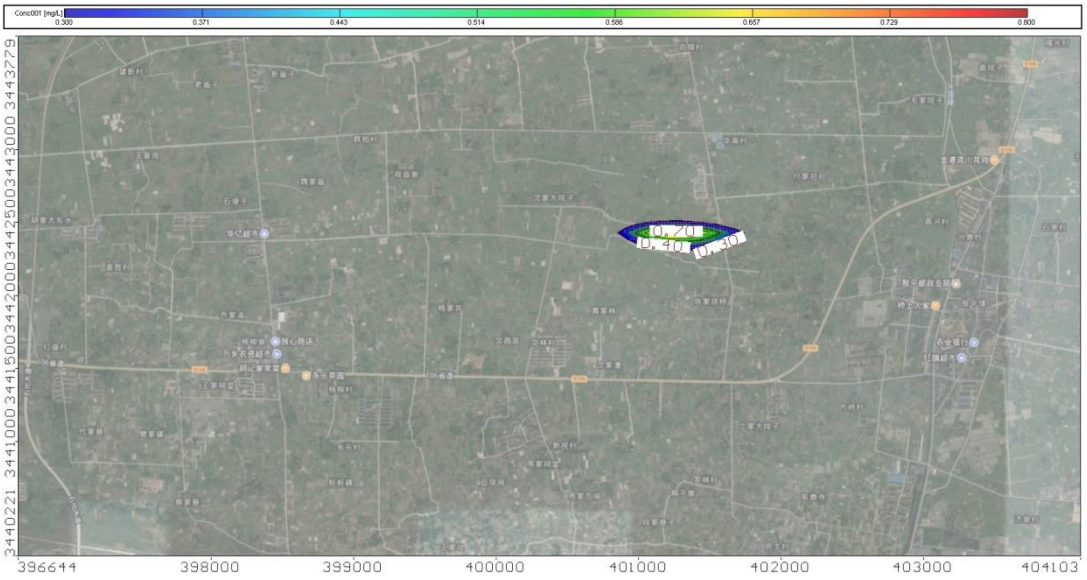


图 8.3-12　彭州 6 一开段钻井液泄漏条件下石油类最远超标距离遥感图

根据数值法预测结果，如果钻井液发生泄漏，会引起严重的地下水污染事故，威胁地下水下游多个乡村的地下水用水安全。因此，在钻井工程施工过程中，应该严格遵守各项规章制度，配备钻井液液化循环系统、废油品回收专用罐、容量足够的污水池等各项工程环保措施，并对钻井废弃泥浆及岩屑进行无害化处理。

表 8.3-1　基于数值解的钻井液发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表

平台位置	预测因子		COD 超标距离/m	氯化物超标距离/m	石油类超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
彭州 5 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.44	7.5	ND	-	-
	迁移时间	1d	130	100	80	/	0
		100d	510	220	310	杨柳村、红庙村	118 户 413 人
		500d	1010	0	700	杨柳村、红庙村、楠木村	373 户 1363 人
		1000d	1500	0	1190	杨柳村、红庙村、楠木村	853 户 2803 人
彭州 6 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.99	18.3	ND	-	-
	迁移时间	1d	130	100	100	文林村	0
		100d	460	220	360	文林村	12 户 43 人
		500d	1130	0	900	文林村、华南村、八井村、善群村、群柏村、永乐村、楠新村	762 户 2293 人
		1000d	1700	0	1320	文林村、华南村、八井村、善群村、群柏村、永乐村、楠新村	2262 户 7293 人

8.3.2 钻井废水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测

8.3.2.1 情景设定

在钻井施工过程中，大斜度井钻井周期为 270d，平均机械钻速 2.55m/h，平均每天进尺 61.2m，平均每米进尺废水量 0.06m^3，所以平均每天产生钻井废水 3.672m^3。钻井废水主要储存在污水缓冲罐中，污水缓冲罐体直径 2m，长 8m，体积为 25.13m^3。假设在钻井期间储存钻井废水的污水缓冲罐体发生破裂，在一天之内泄漏 10m^3 的钻井废水，钻井废水的污染物浓度为 COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L。各平台均采用数值模型进行预测。由于各平台所处地层及参数选取有所不同，需要逐一对每个平台做地下水环境影响预测评价。

表 8.3-2 钻井废水泄漏情景

工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长
钻井工程	非正常状况	钻井废水在集污罐池中发生泄漏	10m^3	COD：5000mg/L，石油类：110mg/L，氯化物：8000mg/L	1d

8.3.2.2 参数取值

基于解析法的地下水环境影响预测中，参数选取参照原《川西气田产能建设项目环境影响报告书》（2018.9）的参数取值，根据资料搜集整理、水文地质资料参考以及本次实际踏勘，现将各个平台参数取值整理见表 8.3-3。

表 8.3-3 模型参数取值表

平台	含水层厚度单位/m	有效孔隙度（无量纲）	地下水流速/（m/d）	纵向弥散系数/（m^2/d）	横向弥散系数/（m^2/d）
彭州 5（鸭深 1 井）	25	0.25	2.38	23.8	2.38
彭州 6	6.6	0.23	0.77	41.85	19.69

8.3.2.3 彭州 5 平台场地地下水污染物预测

（1）COD 预测结果

图 8.3-13 反映了彭州 5 平台钻井废水污染物 COD 在含水层 1d、100d、200d、1000d 之后 COD 的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，钻井废水污染物 COD 向小石河方向迁移。1d 之后浓度最高达 50mg/L，超标距离为 90m；100d 之后 COD 最大浓度达 25mg/L，超标距离为 225m；500d 之后 COD 浓度达 2.5mg/L，不超标；1000d 后，COD 浓度衰减至 0.9mg/L，基本低于限值，不超标。

（2）石油类预测结果

图 8.3-14 反映了彭州 5 平台钻井废水污染物石油类在含水层 1d、50d、100d 之后石油类的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，钻井废水污染物石油类向小石河方向迁移。1d 之后浓度最高达 1.2mg/L，超标距离为 100m；100d 之后浓度最高达 0.45mg/L，超标距离为 25m；500d 后石油类浓度衰减至 0.06mg/L，不超标。

（3）氯化物预测结果

图 8.3-15 反映了彭州 5 平台钻井废水污染物氯化物在含水层 1d、100d 之后氯化物的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，钻井废水污染物氯化物向小石河方向迁移。1d 之后浓度最高达 80mg/L，未达超标限值，超标距离为 0；100d 之后氯化物浓度为 35mg/L，不超标；500d 后氯化物浓度为 4mg/L，不超标；1000d 后氯化物浓度为 1.4mg/L，不超标。

8.3.2.4 彭州 6 平台场地地下水污染物预测

（1）COD 预测结果

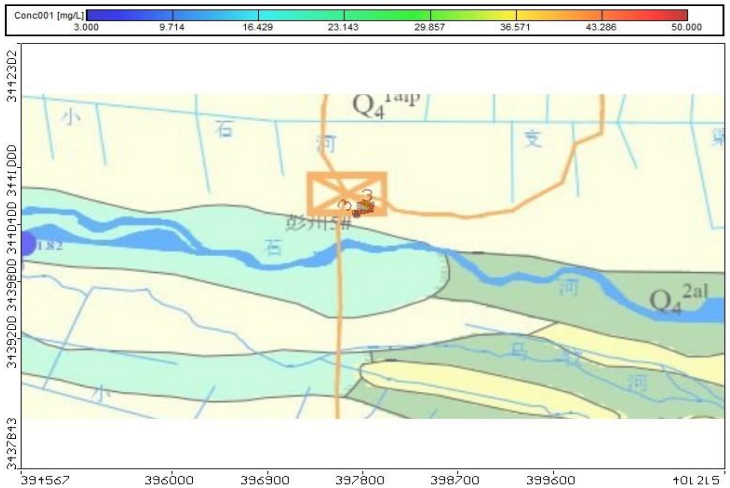
图 8.3-16 反映彭州 6 钻井工程钻井废水污染物 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后 COD 的迁移范围，1d 之后浓度最高达 50mg/L，超标距离为 150m；100d 之后 COD 浓度为 25mg/L，超标距离为 280m；500d 后污染物浓度为 3.5mg/L，不超标；1000d 后氯化物浓度为 1.2mg/L，不超标。

（2）石油类预测结果

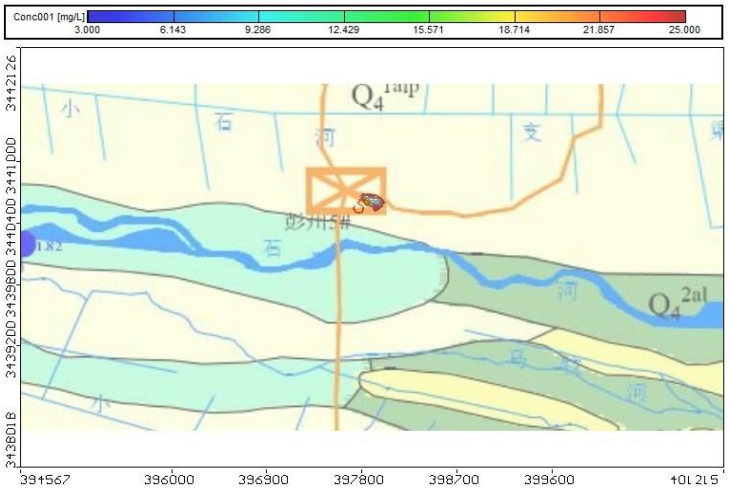
图 8.3-17 反映彭州 6 钻井工程钻井废水污染物石油类在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后 COD 的迁移范围，1d 之后浓度为 1.2mg/L，超标距离为 100m；100d 之后石油类浓度为 0.5mg/L，超标距离为 120m；500d 后污染物浓度为 0.08mg/L，不超标；1000d 后石油类浓度为 0.025mg/L，不超标。

（3）氯化物预测结果

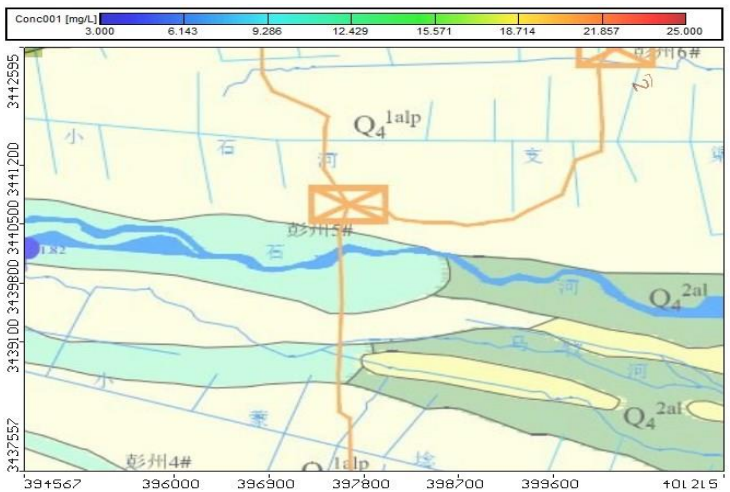
图 8.3-18 反映彭州 6 钻井工程钻井废水污染物氯化物在含水层 1d、100d 之后氯化物的迁移范围，1d 之后浓度为 80mg/L，不超标；100d 之后氯化物浓度为 35mg/L，不超标；500d 后氯化物浓度为 6mg/L，不超标；1000d 后氯化物浓度为 1.8mg/L，不超标。



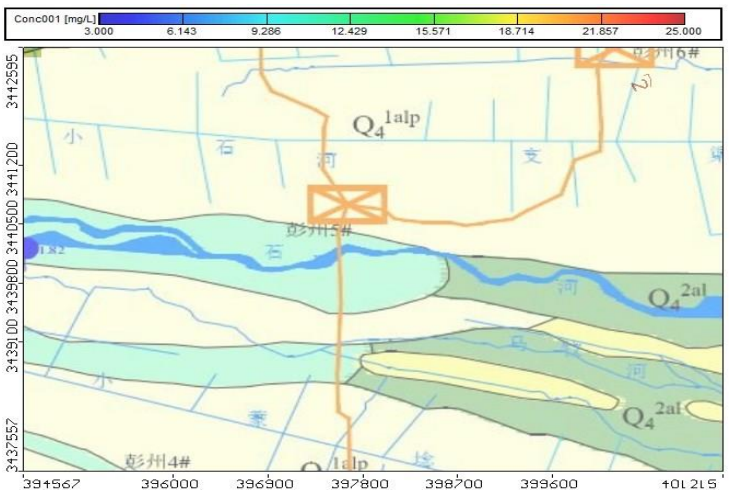
（1d）



（100d）

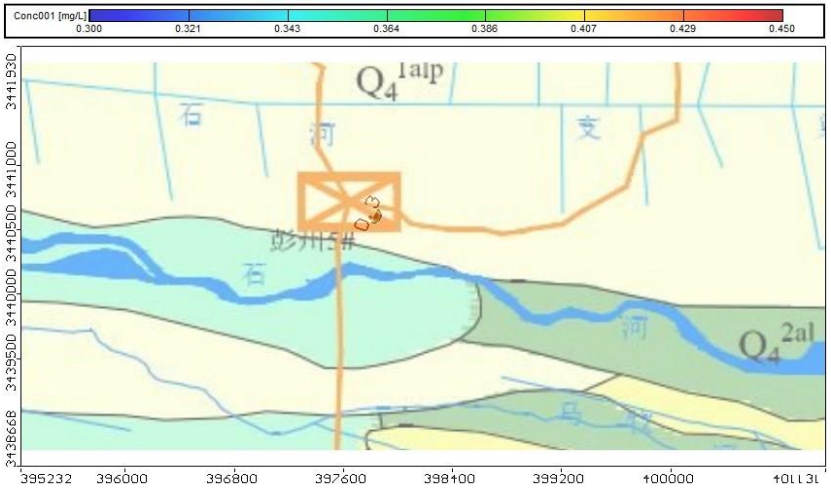


（500d）

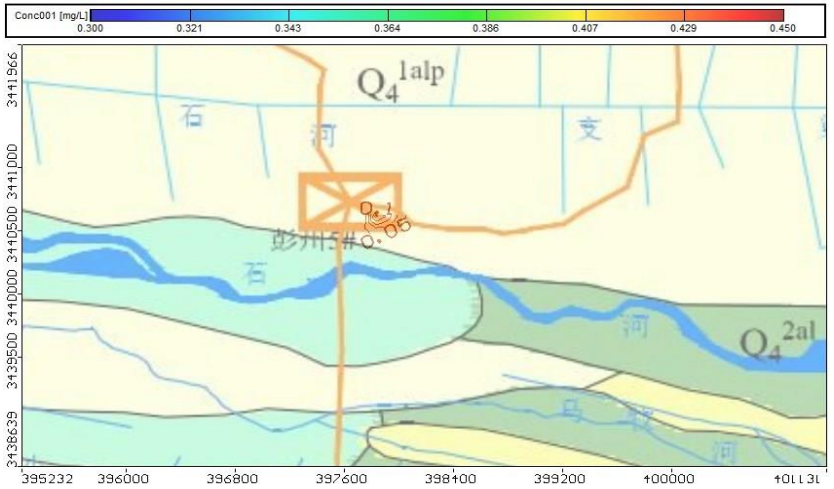


（1000d）

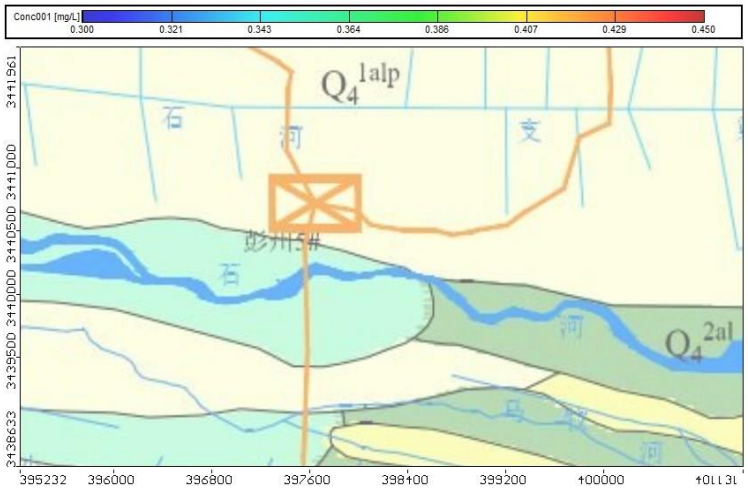
图 8.3-13　彭州 5 平台钻井废水泄漏后 COD 在含水层中的运移状态



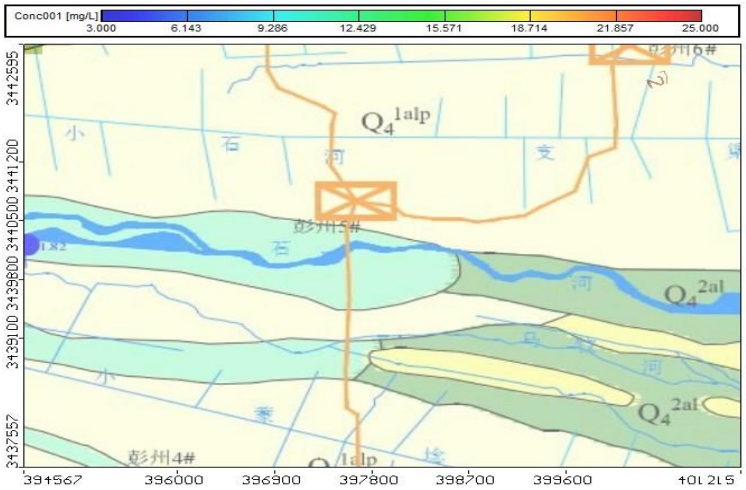
（1d）



（100d）

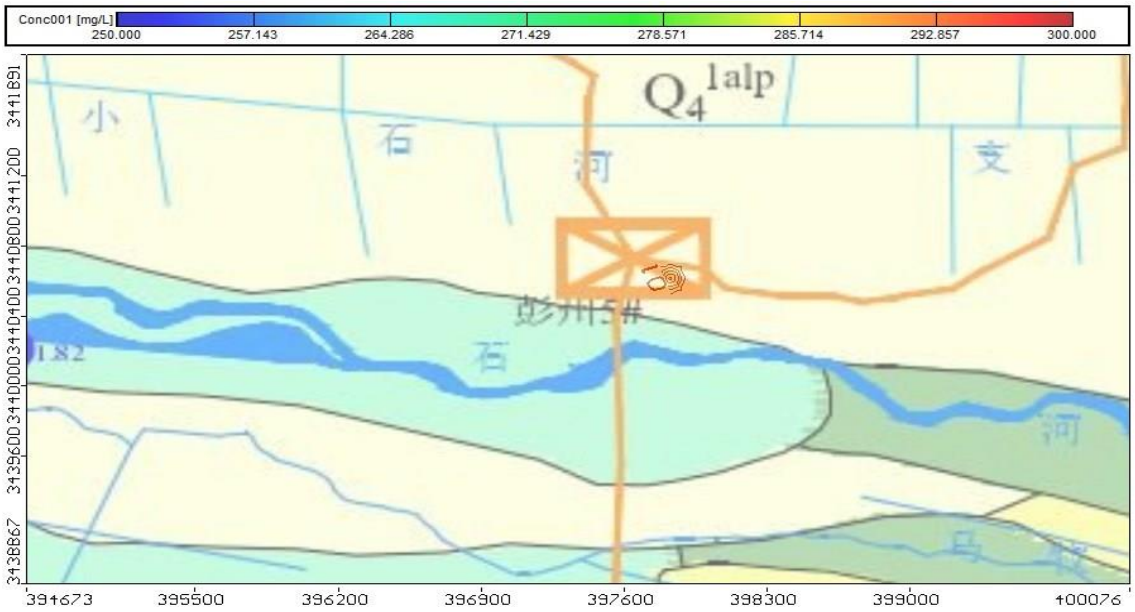


（500d）

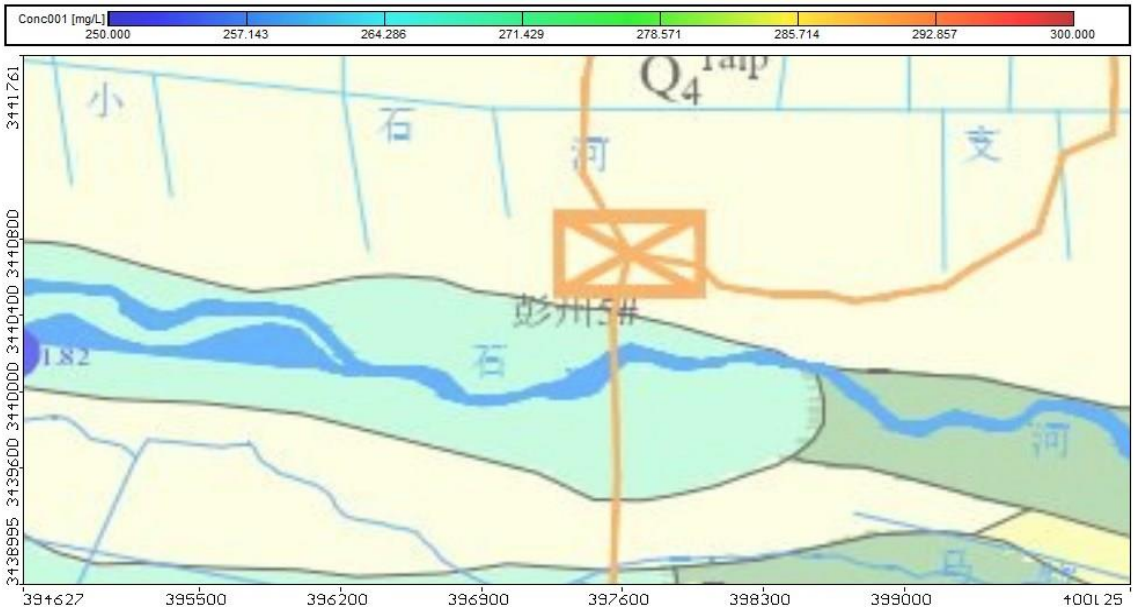


（1000d）

图 8.3-14　彭州 5 平台钻井废水泄漏后石油类在含水层中的运移状态



（1d）

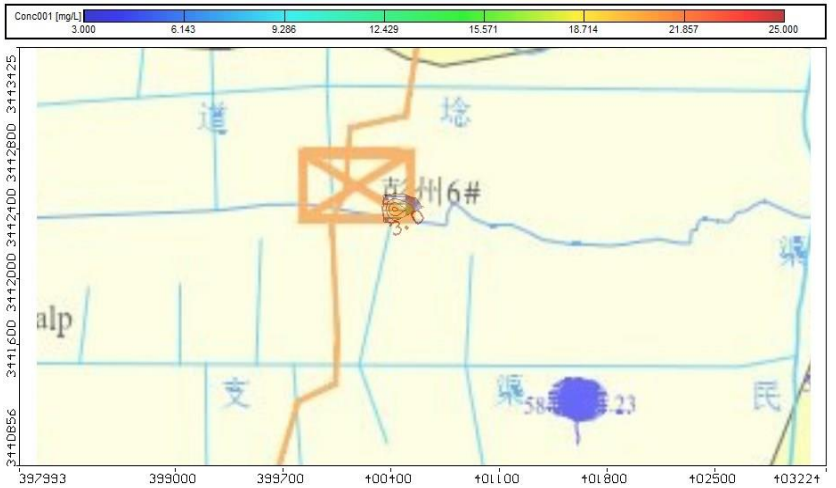


（100d）

图 8.3-15　彭州 5 平台钻井废水泄漏后氯化物在含水层中的运移状态



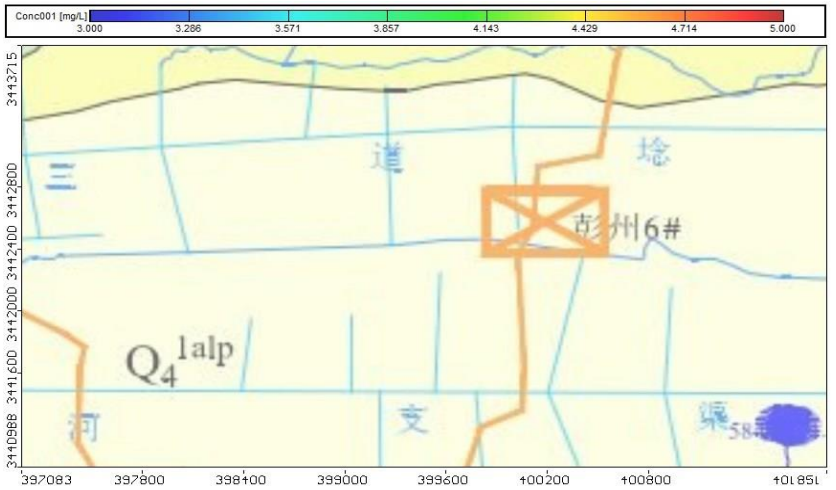
（1d）



（100d）

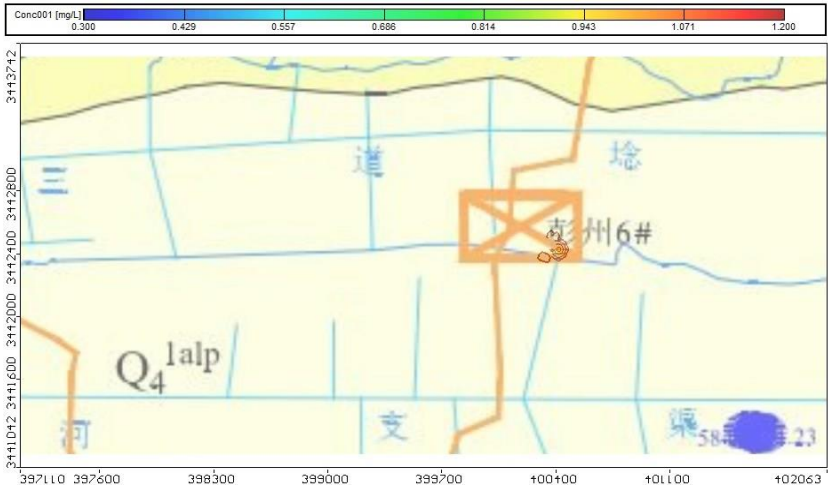


（500d）

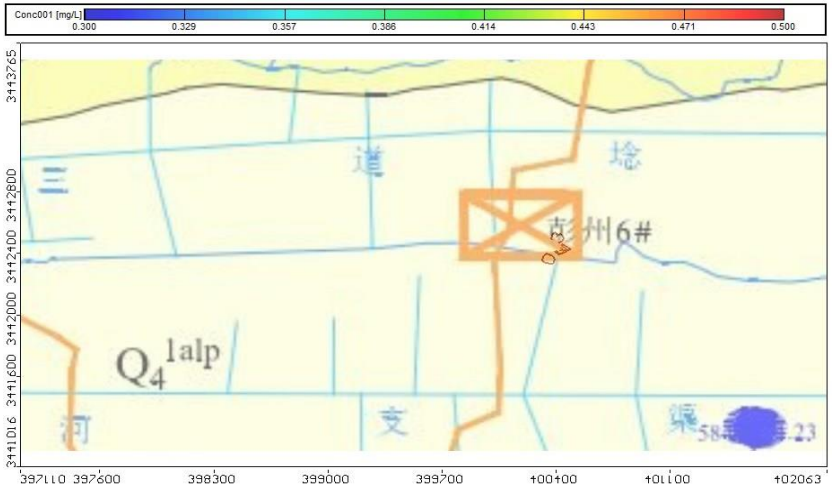


（1000d）

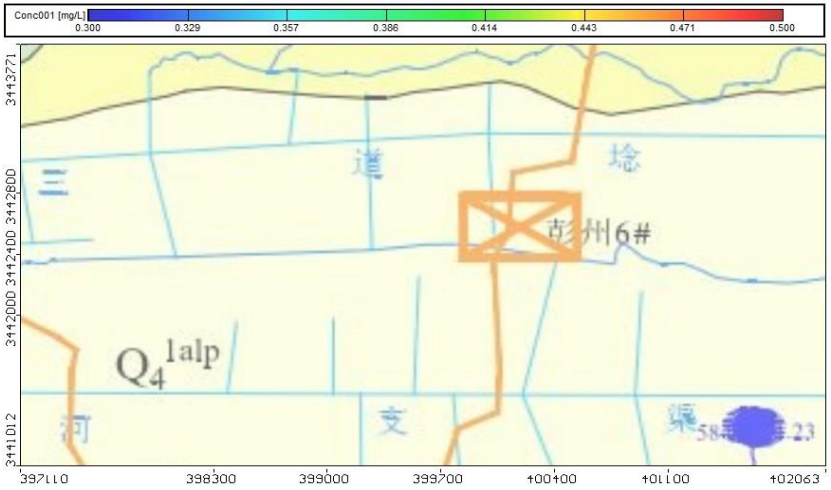
图 8.3-16　彭州 6 平台钻井废水泄漏后 COD 在含水层中的运移状态



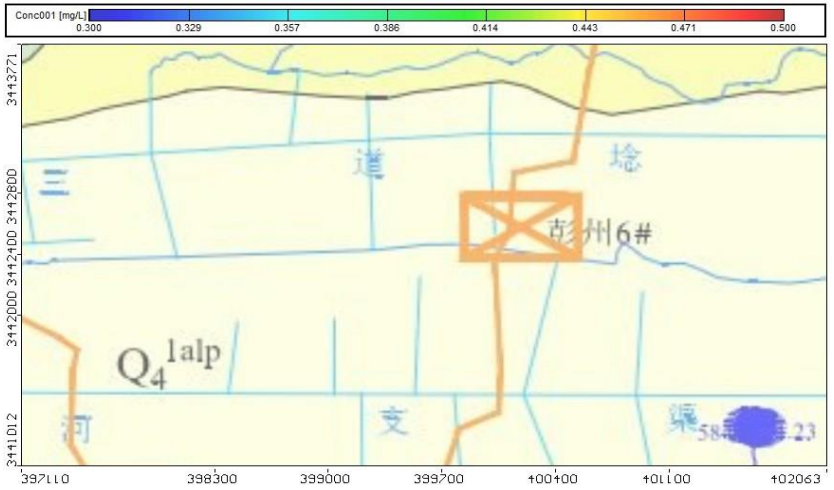
（1d）



（100d）

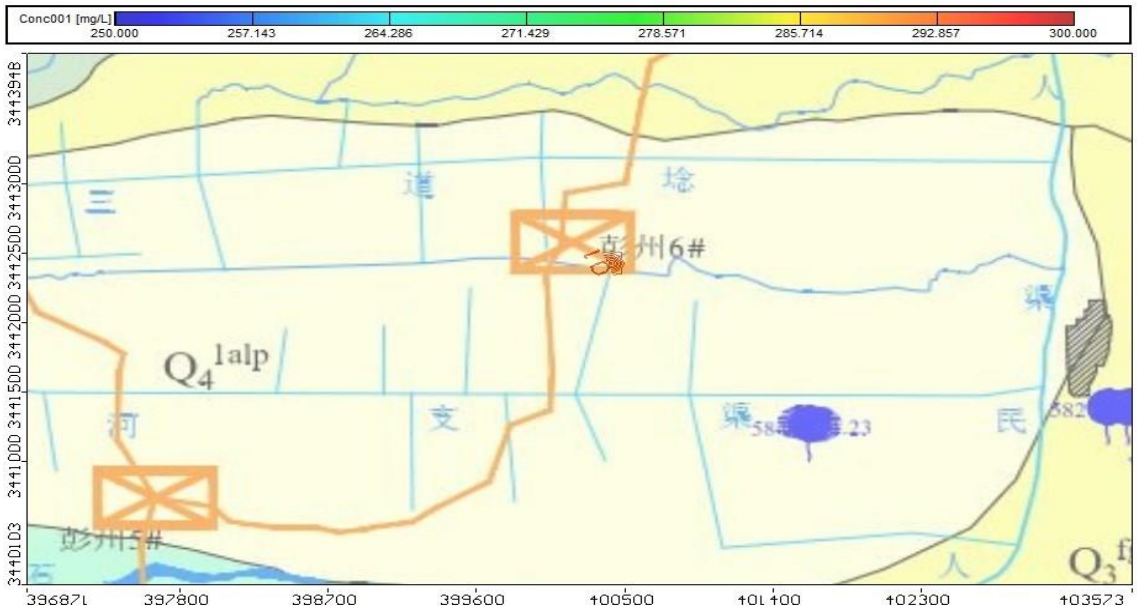


（500d）

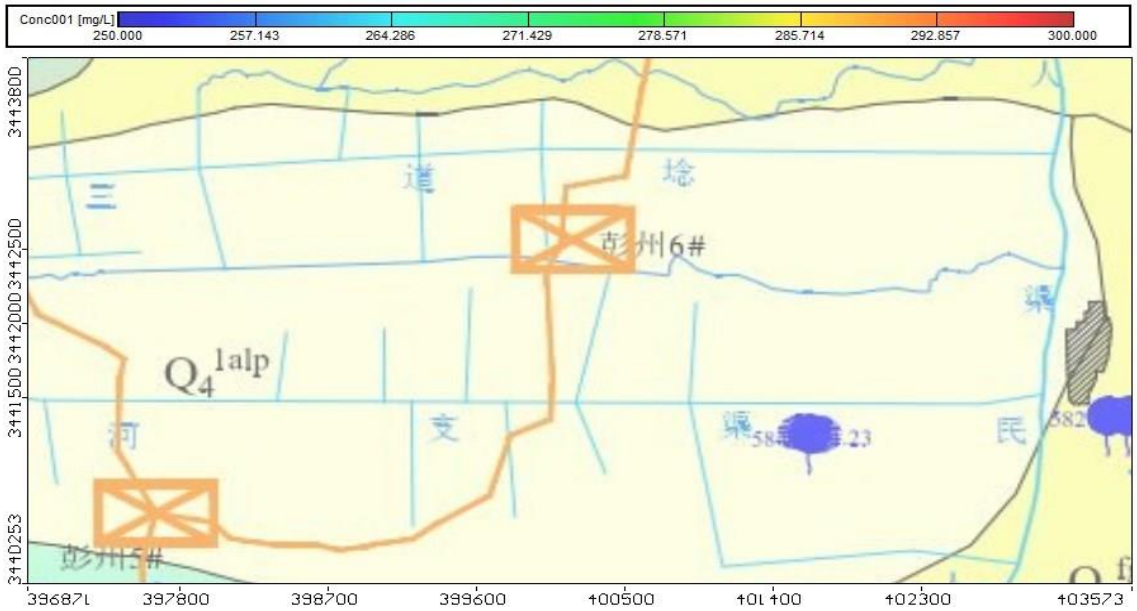


（1000d）

图 8.3-17　彭州 6 平台钻井废水泄漏后石油类在含水层中的运移状态



（1d）



（100d）

图 8.3-18　彭州 6 平台钻井废水泄漏后氯化物在含水层中的运移状态

8.3.2.5 小结

图 8.3-19～8.3-21 给出了基于数值法的平台一开段钻井液泄漏条件下的 COD、氯化物的超标范围和受影响的地下水环境保护目标。

（1）彭州 5 平台 COD 污染物在 100d 时最远超标距离为 225m，会影响周边地下水用户 22 户 77 人；石油类污染物最远超标距离为 100m，小于装置区边界 200m 范围，不会影响周边的地下水用户；氯化物污染物不超标，不会影响周边的地下水用户。

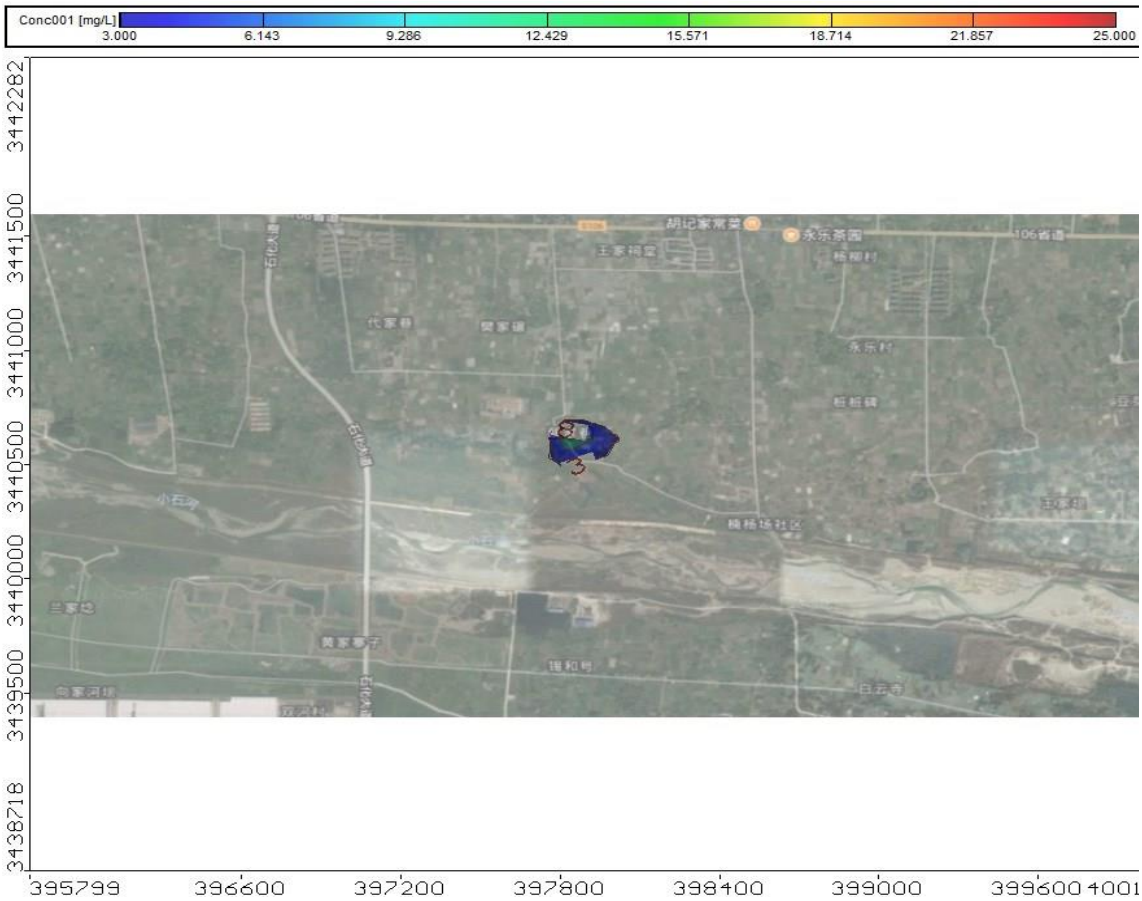


图 8.3-19　彭州 5 平台钻井废水泄漏条件下 COD 最远超标距离

（2）彭州 6 平台 COD 污染物在 100d 时最远超标距离为 280m，会影响周边的地下水用户 3 户 11 人；石油类污染物最远超标距离为 120m，小于装置区边界 200m 范围，不会影响周边的地下水用户；氯化物污染物不超标，不会影响周边的地下水用户。

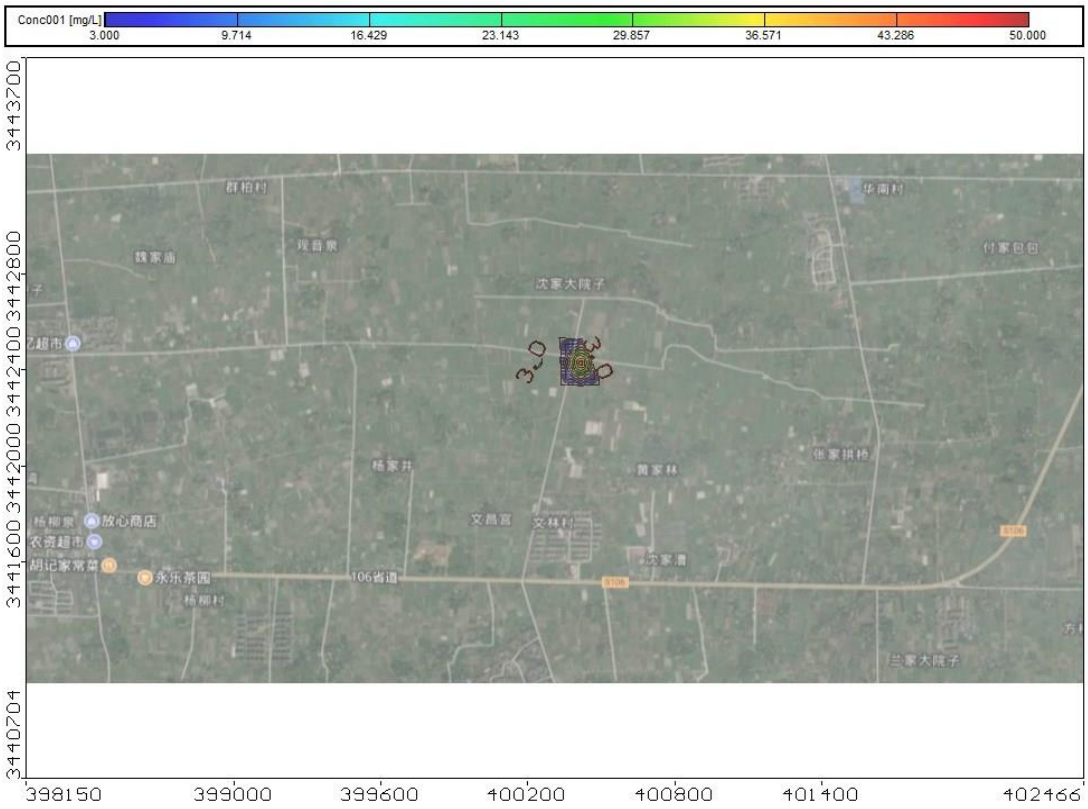


图 8.3-20　彭州 6 平台钻井废水泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

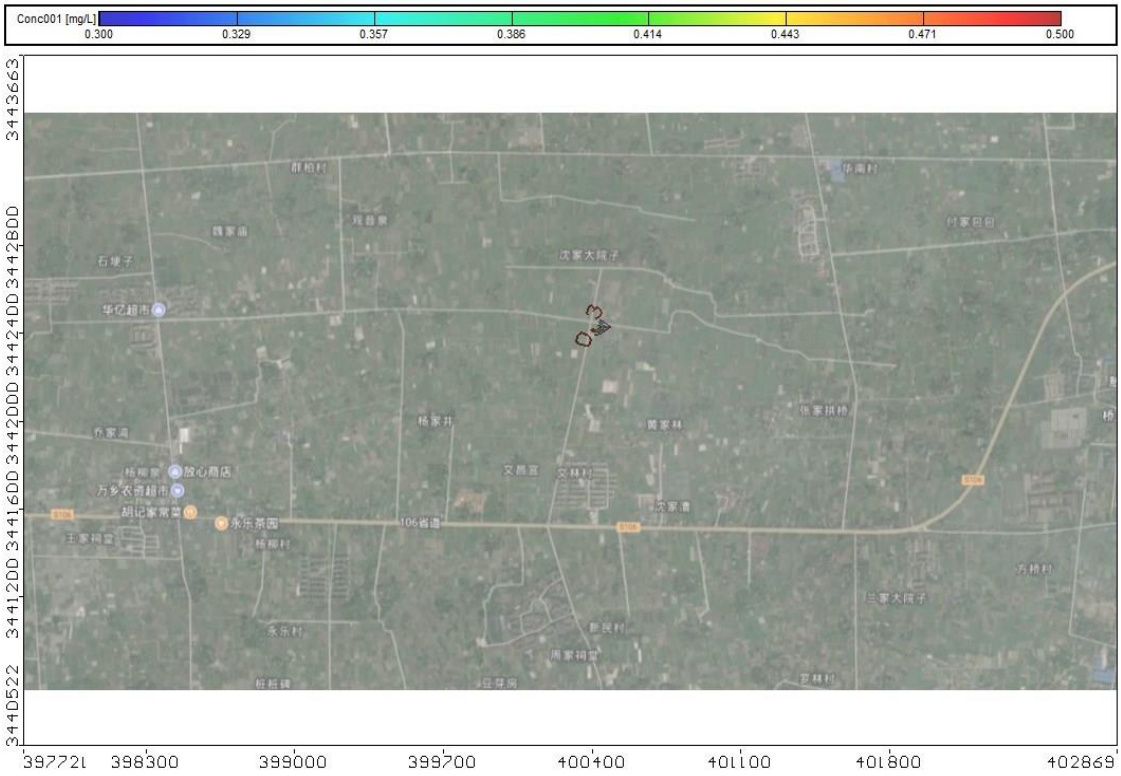


图 8.3-21　彭州 6 平台钻井废水泄漏条件下石油类最远超标距离遥感图

表 8.3-4 给出了钻井废水在地表集污罐池中泄漏 10m^3 条件下的地下水环境影响。

表 8.3-4 钻井废水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表

平台位置	预测因子		COD 超标距离/m	石油类 超标距离/m	氯化物 超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
彭州 4 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.4	ND	13.4	-	-
	迁移时间	1d	110	120	0	隆丰镇富集村	0
		100d	200	0	0		0
		500d	0	0	0		0
		1000d	0	0	0		0
彭州 5 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.44	ND	7.5	-	-
	迁移时间	1d	90	100	0	葛仙山镇杨柳村	0
		100d	225	25	0		22 户 77 人
		500d	0	0	0		0
		1000d	0	0	0		0
彭州 6 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.99	ND	18.3	-	-
	迁移时间	1d	150	100	0	葛仙山镇文林村	0
		100d	280	120	0		3 户 11 人
		500d	0	0	0		0
		1000d	0	0	0		0

8.3.3 压裂返排液发生泄漏条件下的地下水环境影响预测

8.3.3.1 情景设定

当钻井压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，返排液单井产生量约为 500m^3，返排周期约为两天，返排液进入已做防渗处理的缓冲罐暂存，在缓冲罐内废水达到放喷池容积的 80%时，用密闭罐车运至袁家环保处理站预处理后交依托回注站回注处置，不外排。假设缓冲罐发生返排液泄漏，在 8h 之内泄漏 90m^3 的返排液，返排液的污染物浓度为 COD：2600mg/L，石油类：30mg/L。各平台采用数值解进行影响预测分析。由于各平台所处地层及参数选取有所不同，需要逐一对每个平台做地下水环境影响预测评价。

表 8.3-5 压裂返排液泄漏情景

工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长
采气工程	非正常状况	压裂返排液在放喷池中发生的泄漏	90m^3	COD：2600mg/L，石油类：30mg/L	8h

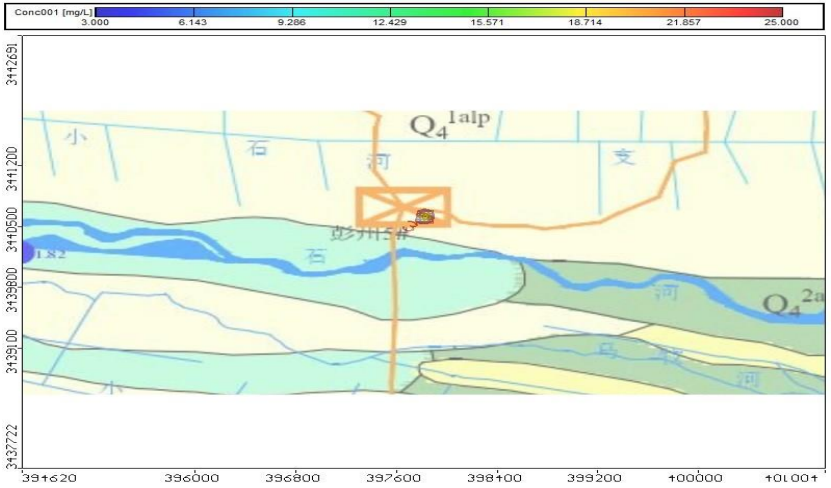
8.3.3.2 彭州 5 平台场地地下水污染物预测

（1）COD 预测结果

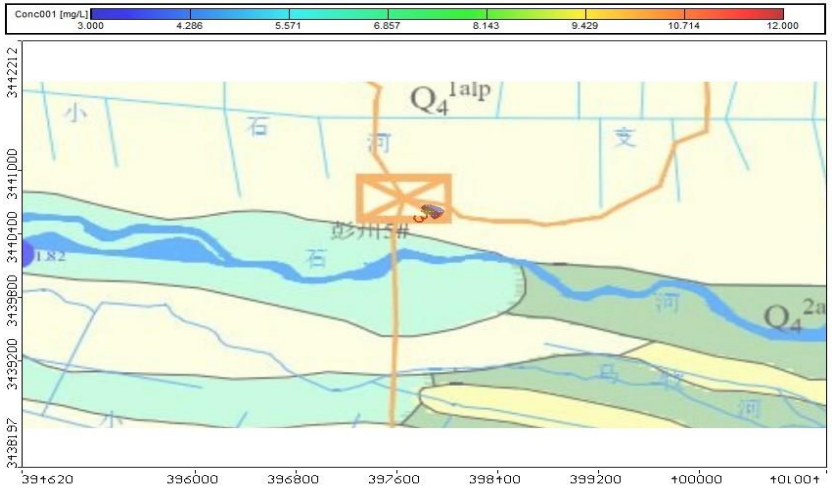
图8.3-22反映了彭州5钻井工程压裂返排液污染物COD在含水层1d、100d、500d、1000d 之后 COD 的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，压裂返排液污染物 COD 向小石河方向迁移。1d 之后浓度最高达 25mg/L，超标距离为 90m；100d 之后 COD 最大浓度达 12mg/L，超标距离为 200m；500d 之后 COD 浓度已衰减至 1.4mg/L，浓度较小，且已基本低于限值；1000d 后 COD 浓度为 0.45mg/L，不超标。

（2）石油类预测结果

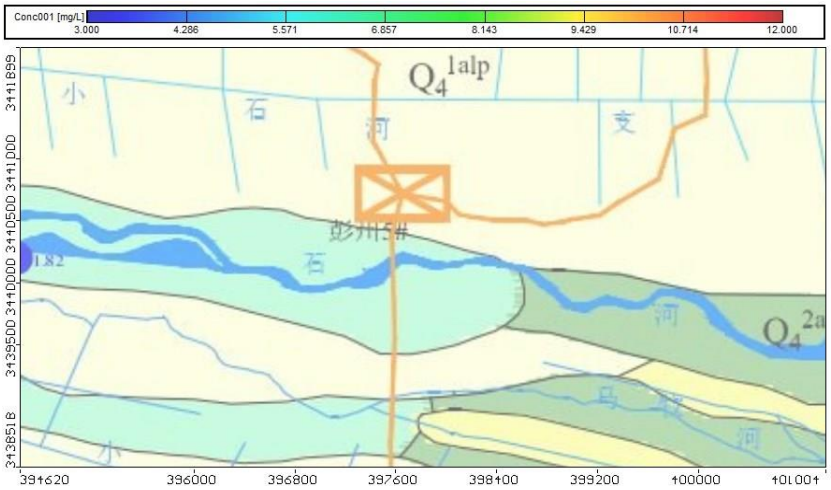
图 8.3-23 反映了彭州 5 钻井工程压裂返排液污染物石油类在含水层 1d、100d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，压裂返排液污染物石油类向小石河方向迁移。1d 之后浓度最高达 0.3mg/L，未超过限值，超标距离为 0m；100d 之后石油类浓度衰减至 0.14mg/L，超标距离为 0；500d 之后石油类浓度衰减至 0.014mg/L，不超标；1000d 之后石油类浓度衰减至 0.0005mg/L，不超标。



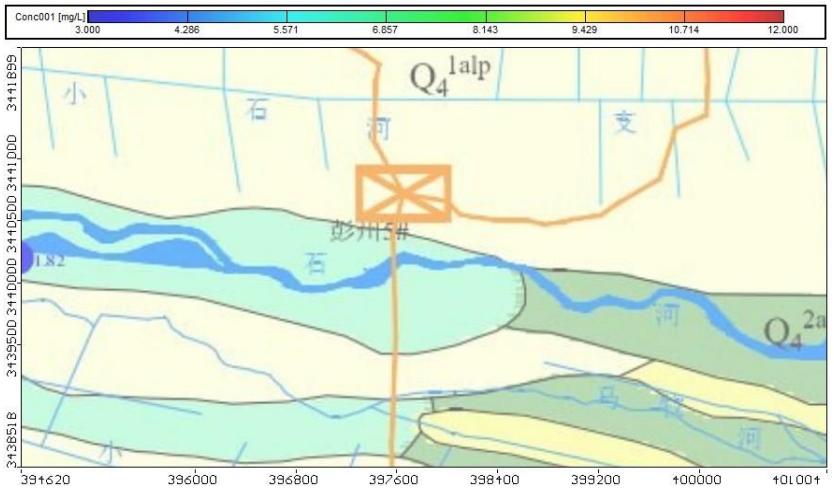
（1d）



（100d）

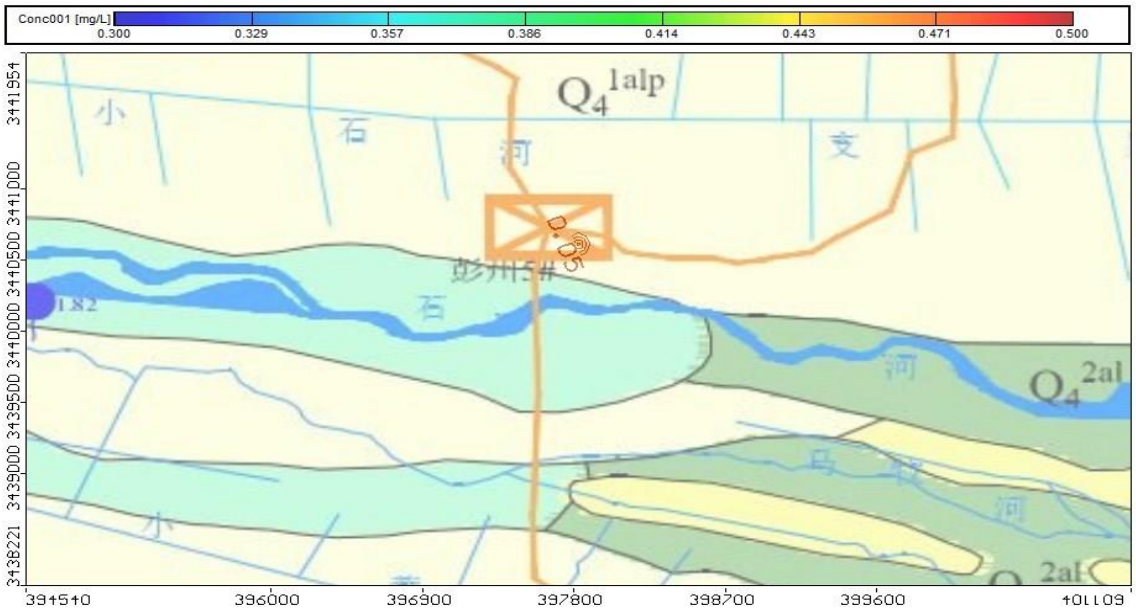


（500d）

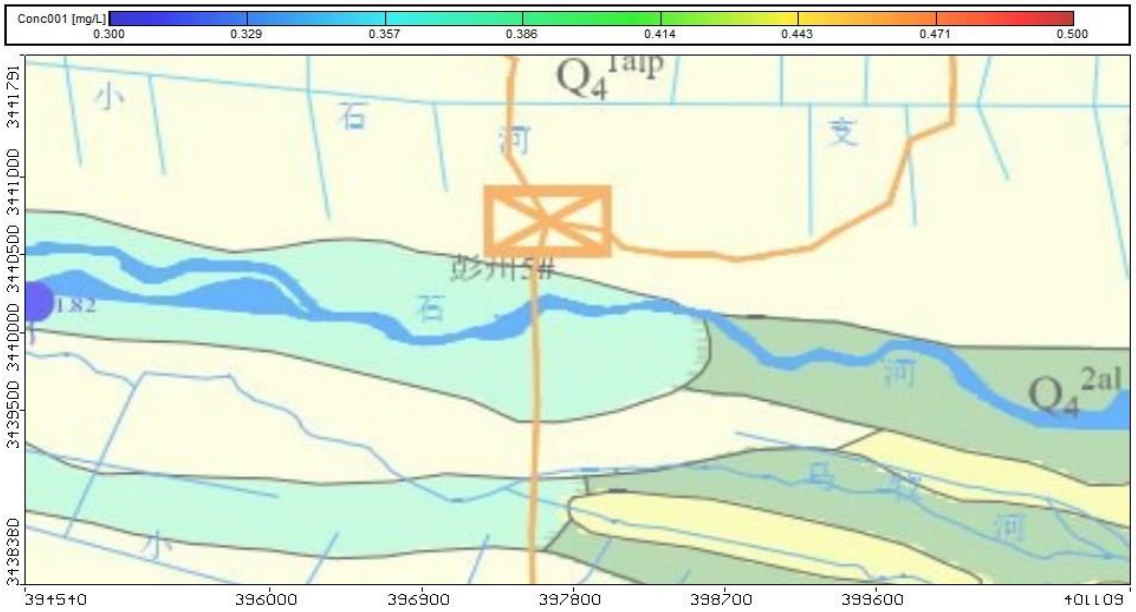


（1000d）

图 8.3-22　彭州 5 平台压裂返排液泄漏后 COD 在含水层中的运移状态



（1d）



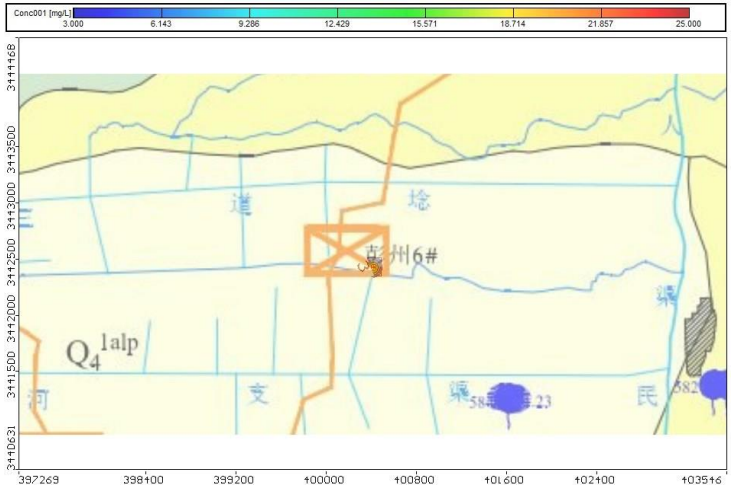
（100d）

图 8.3-23　彭州 5 平台压裂返排液泄漏后石油类在含水层中的运移状态

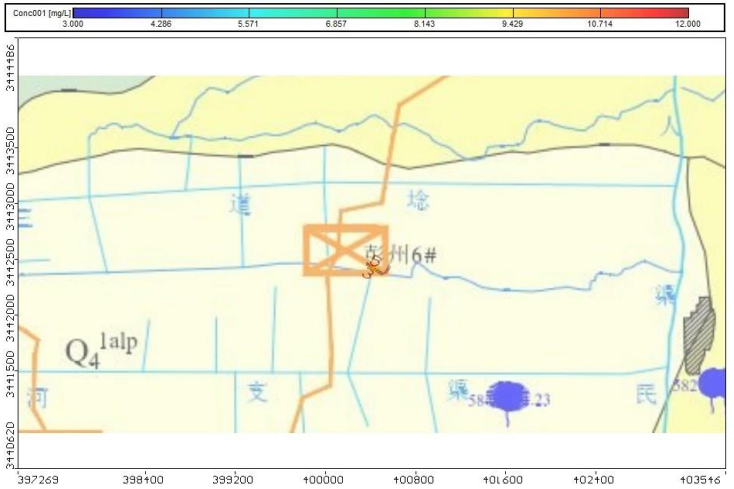
8.3.3.3 彭州 6 平台场地地下水污染物预测

（1）COD 预测结果

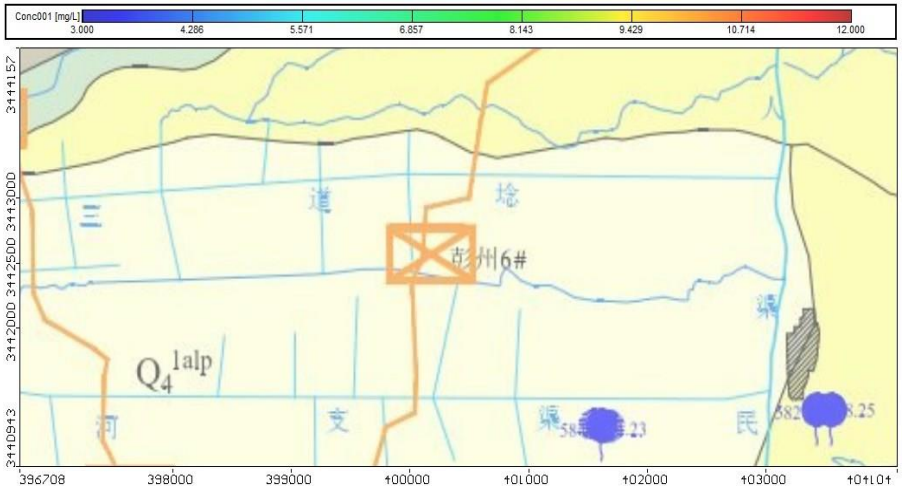
图8.3-24反映了彭州6钻井工程压裂返排液污染物COD在含水层1d、100d、500d、1000d 后 COD 的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，压裂返排液污染物 COD 向小石河方向迁移。1d 之后浓度最高达 25mg/L，超标距离为 120m；100d 之后 COD 最大浓度达 12mg/L，超标距离为 200m；500d 之后 COD 浓度已衰减至 1.8mg/L，浓度较小，且已基本低于限值；1000d 后 COD 浓度为 0.6mg/L，不超标。



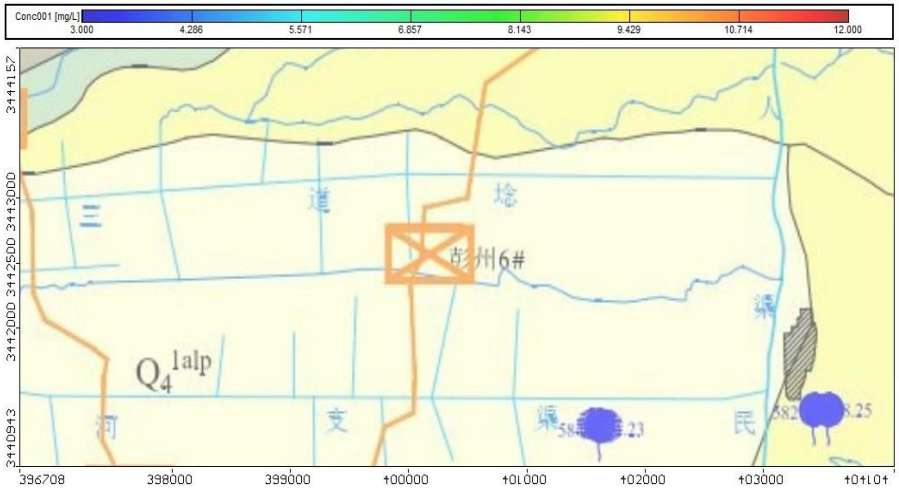
（1d）



（100d）



（500d）

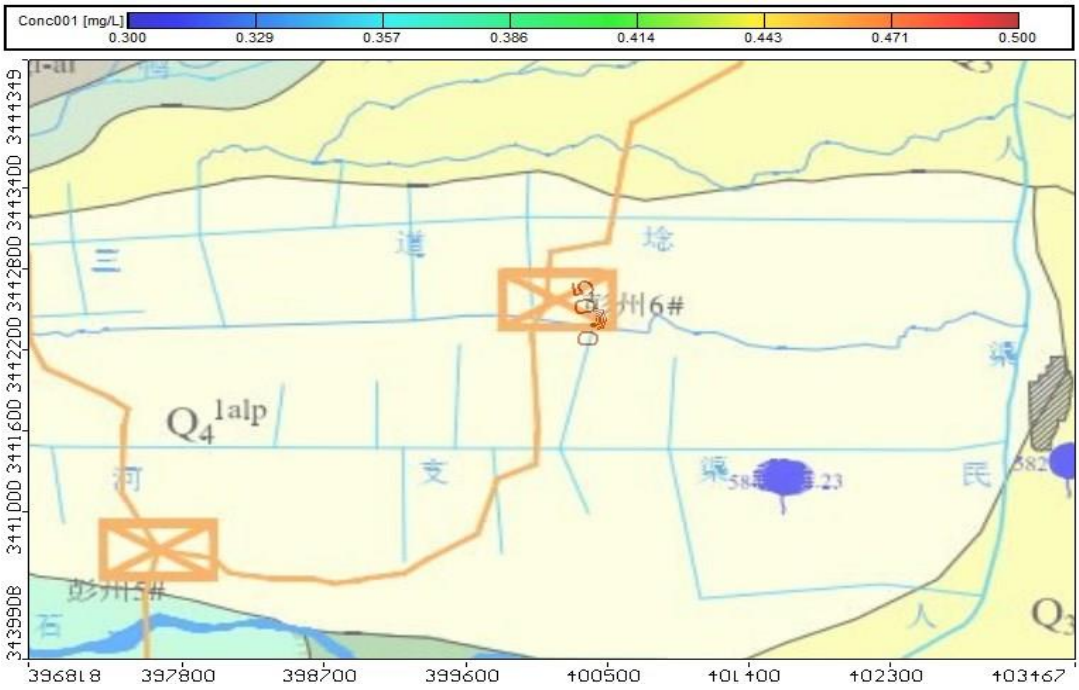


（1000d）

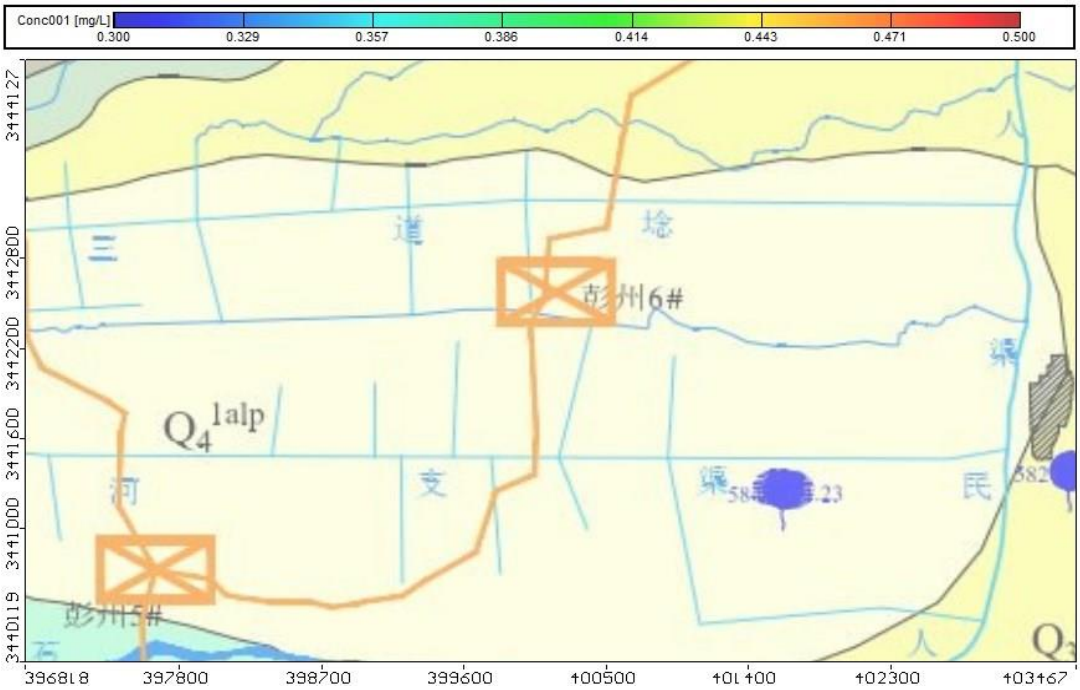
图 8.3-24　彭州 6 平台压裂返排液泄漏后 COD 在含水层中的运移状态

（2）石油类预测结果

图 8.3-25 反映了彭州 6 钻井工程压裂返排液污染物石油类在含水层 1d、100d 后石油类的迁移范围。1d 之后浓度最高达 0.3mg/L，不超标；100d 之后污染物最大浓度达 0.14mg/L，不超标；500d 之后污染物浓度已衰减至 0.02mg/L，浓度较小，且已基本低于限值；1000d 后 COD 浓度为 0.007mg/L，不超标。



（1d）



（100d）

图 8.3-25　彭州 6 平台压裂返排液泄漏后石油类在含水层中的运移状态

8.3.3.4 小结

（1）彭州 5 平台 COD 最远超标距离为 200m，不影响周围地下水用户；石油类在预测时段内均不超标，不影响周围地下水用户。

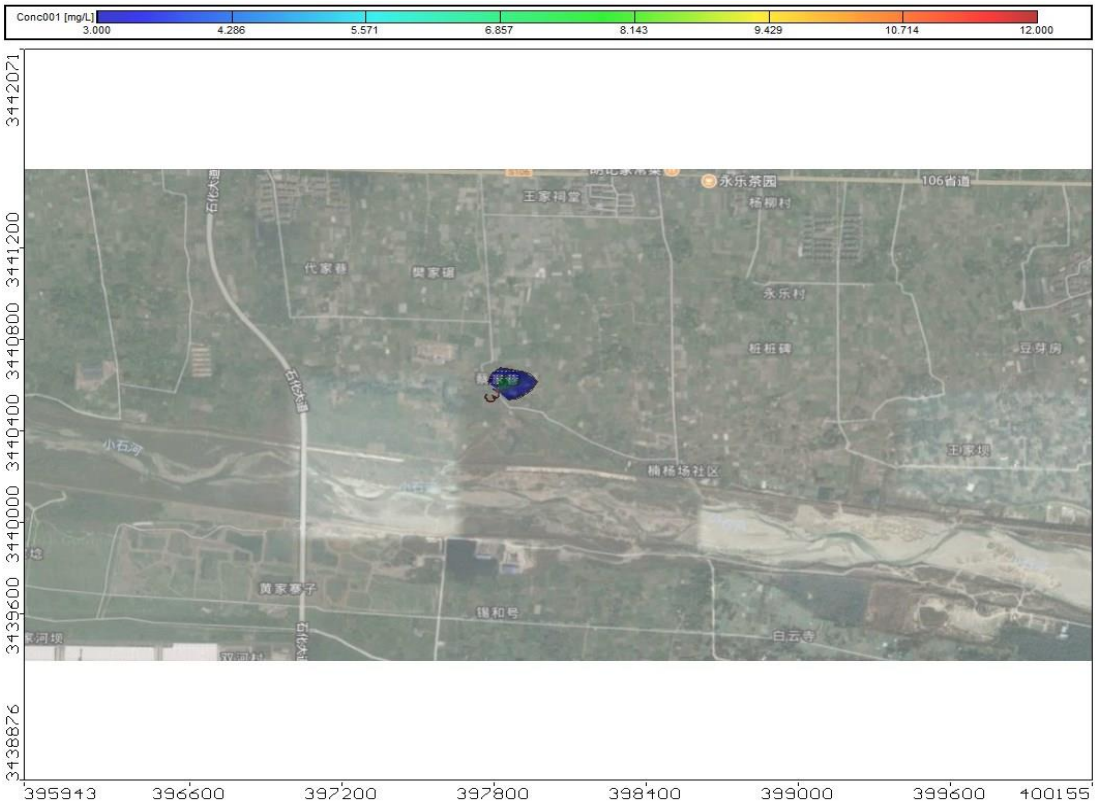


图 8.3-26　彭州 5 压裂返排液泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

（2）彭州 6 平台 COD 最远超标距离为 200m，不影响周围地下水用户；石油类在预测时段内均不超标，不影响周围地下水用户。

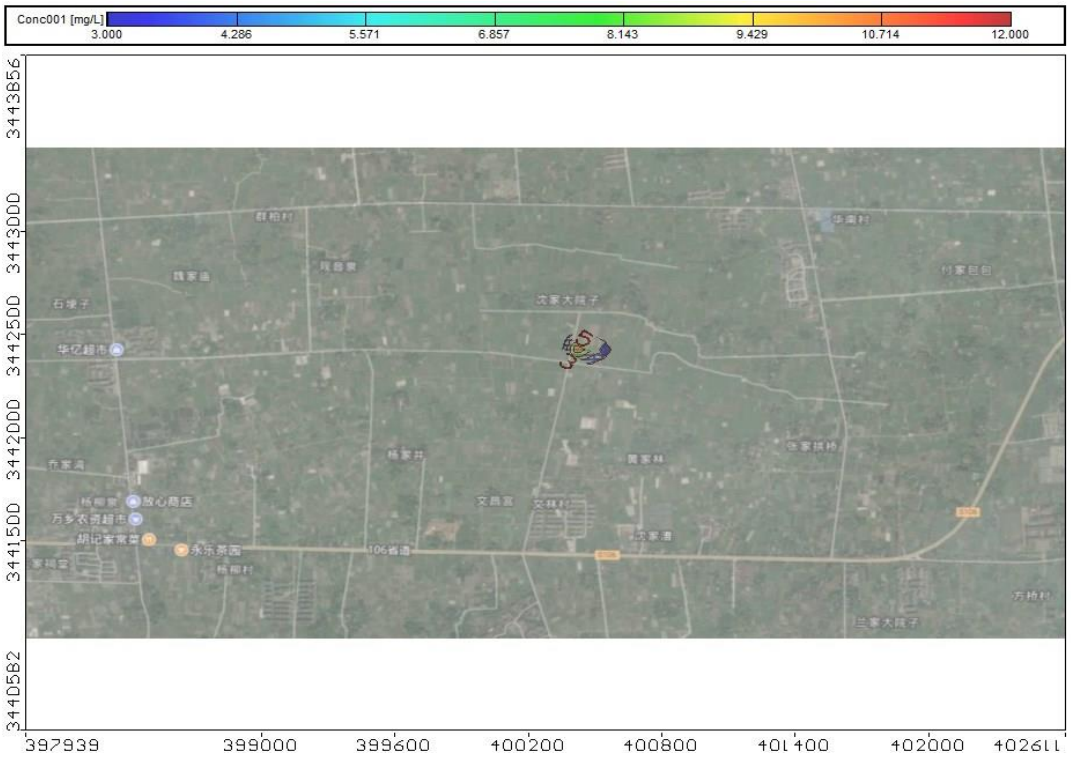


图 8.3-27　彭州 6 压裂返排液泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

施工期压裂返排液在 8h 内泄漏 90m^3 条件下的地下水环境影响预测结果见表 8.3-6。

表 8.3-6　压裂返排液发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表

平台位置	预测因子		COD 超标距离/m	石油类超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
彭州 4 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.4	ND	-	-
	迁移时间	1d	105	0	隆丰镇富集村	0
		100d	125	0		0
		500d	0	0		0
		1000 d	0	0		0
彭州 5 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.44	ND	-	-
	迁移时间	1d	90	0	葛仙山镇杨柳村	0
		100d	200	0		0
		500d	0	0		0
		1000d	0	0		0
彭州 6 平台	地下水本底值/（mg/L）		0.99	ND	-	-
	迁移时间	1d	120	0	葛仙山镇文林村	0
		100d	200	0		0
		500d	0	0		0
		1000d	0	0		0

8.4 运营期地下水环境影响预测

8.4.1 气田采出水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测

8.4.1.1 情景设定

运营期 4 个脱硫站气田采出水量为 376m^3/d，运营过程中，需要对气田采出水进行除硫、除 COD 等有机组分、水质软化、脱盐处理等，之后通过污水管道输送至气田水综合利用装置进行深度处理。假设气田采出水处理设备发生故障，发生气田采出水泄漏，泄漏时长为 8h，泄漏量为 10m^3。参照鸭深 1 井气田采出水水质结果，气田采出水的污染物浓度为硫化物：687.5mg/L，氯化物：13806.56mg/L，硫酸盐：12060mg/L，COD：3732.4mg/L（表 8.4-1）。彭州 3 脱硫站采用瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源模型进行预测，其余脱硫站采用数值解进行影响预测分析。各脱硫站的污染源强一致，但各脱硫站所处地层及参数选取有所不同，将逐一对每个脱硫站做气田采出水泄漏地下水污染预测。

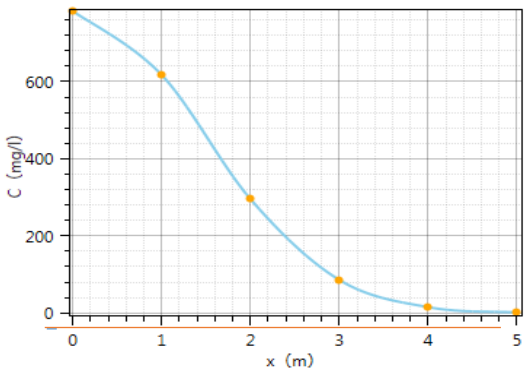
表 8.4-1 非正常状况下气田采出水发生泄漏特征值

工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长
采气工程	非正常状况	气田采出水发生泄漏	10m^3	硫化物：687.5mg/L，氯化物：13806.56mg/L，硫酸盐：12060mg/L，COD：3732.4mg/L	8h

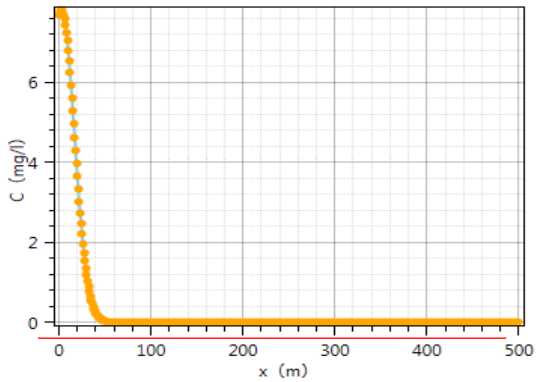
8.4.1.2 彭州 3 脱硫站地下水污染物预测

（1）硫化物预测结果

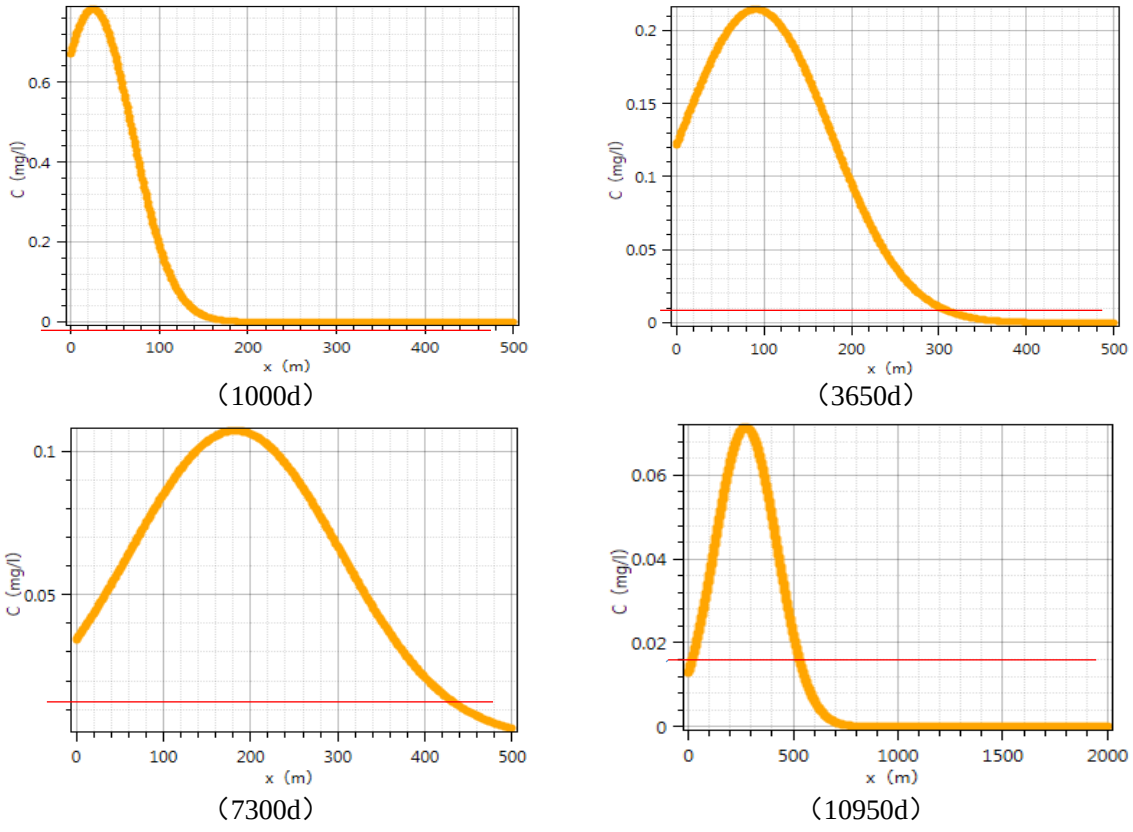
彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后硫化物迁移见图 8.4-1。



（1d）



（100d）



（1000d）　　（3650d）

（7300d）　　（10950d）

图 8.4-1　彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后硫化物迁移距离示意图

由图 8.4-1 可以看出，泄漏后第 1d，硫化物污染物最大浓度为 782.8mg/L，浓度大于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值 0.02mg/L，最远超标距离为 7.03m，随着时间的推移，浓度逐渐减小。在泄漏发生第 100d，硫化物污染物最大浓度为 7.83mg/L，最远超标距离为 51.5m；在泄漏发生第 1000d，硫化物污染物最大浓度为 0.78mg/L，最远超标距离为 147m；在泄漏发生第 3650d，硫化物污染物最大浓度为 0.21mg/L；最远超标距离为 278.3m，影响地下水用户为 7 户 25 人；在泄漏发生第 7300d，硫化物污染物最大浓度为 0.11mg/L；最远超标距离为 404.5m，影响地下水用户为 32 户 113 人；在泄漏发生第 10950d，硫化物污染物最大浓度为 0.07mg/L，最远超标距离为 510.7m，影响地下水用户为 32 户 113 人。

（2）氯化物预测结果

彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后氯化物迁移见图 8.4-2。

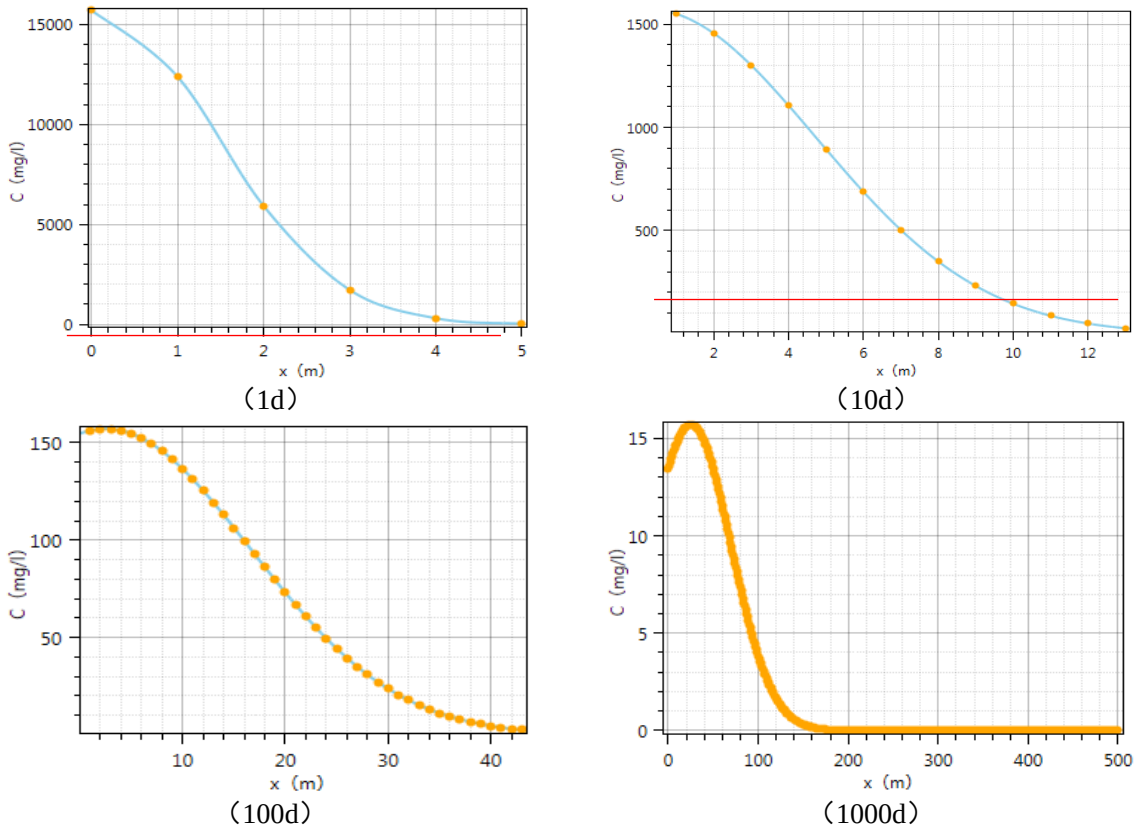


图 8.4-2　彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后氯化物迁移距离示意图

随着时间的推移，污染物最大浓度逐渐降低，并且不断向下游迁移。在《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中，III类水的氯化物污染物标准限值 250mg/L。由图 8.4-2 可知，污染物的最大浓度出现在水处理区池泄漏的第 1d，为 15721.12mg/L，超出限值 62 倍，随着时间的推移，浓度逐渐减小，到第 100d 后污染物浓度已经完全低于III类水的标准限值。

泄漏后第 1d，氯化物污染物最大浓度为 15721.12mg/L，最远超标距离为 5.03m；在泄漏发生第 10d，氯化物污染物最大浓度为 1569.66mg/L，最远超标距离为 9.25m；在泄漏发生第 100d，氯化物污染物最大浓度为 157.21mg/L，未超标，迁移距离为 2.5m；在泄漏发生第 1000d，氯化物污染物最大浓度为 15.72mg/L，未超标，迁移距离为 25m，随着距离的增大，浓度趋于 0。

预测时段内（1000d），污染物最远超标距离为 9.25m，小于装置区边界 200m 范围，因此彭州 3 脱硫站场地气田采出水泄漏 $10m^3$ 的非正常状况条件下氯化物污染物不会影响周边的地下水保护目标。

（3）硫酸盐预测结果

彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后硫酸盐迁移见图 8.4-3。

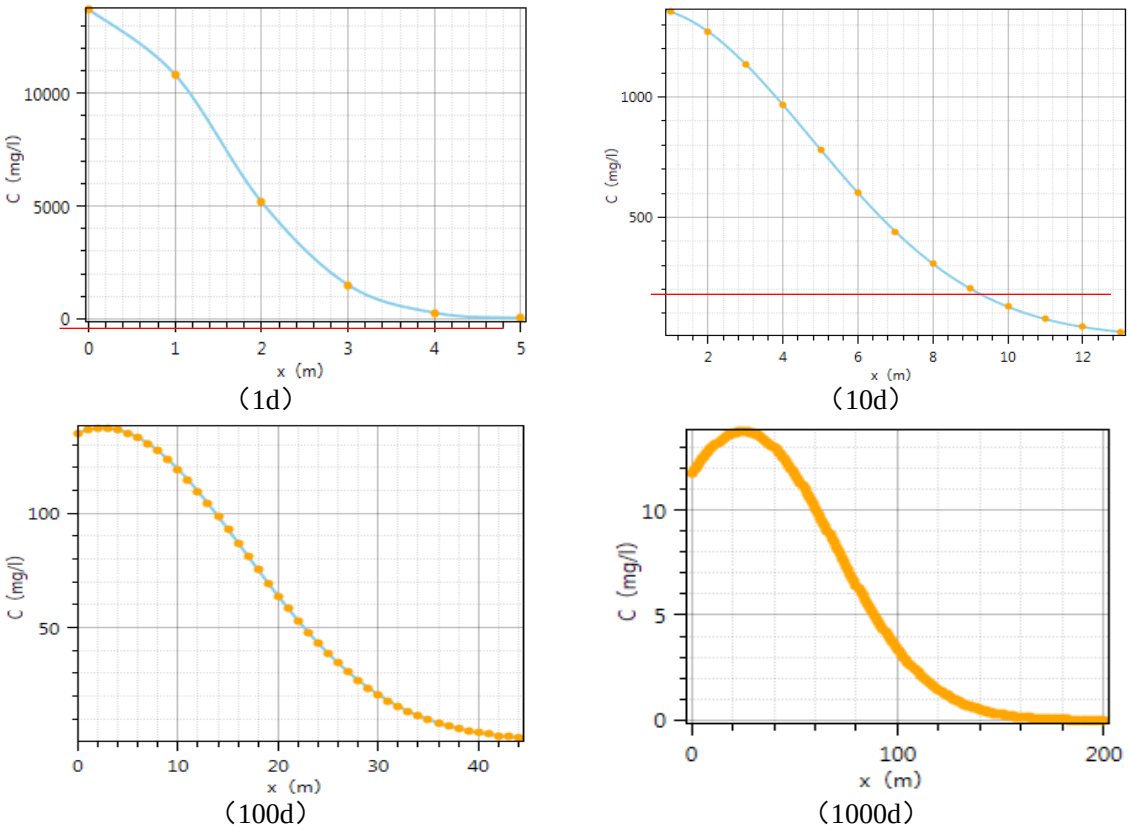


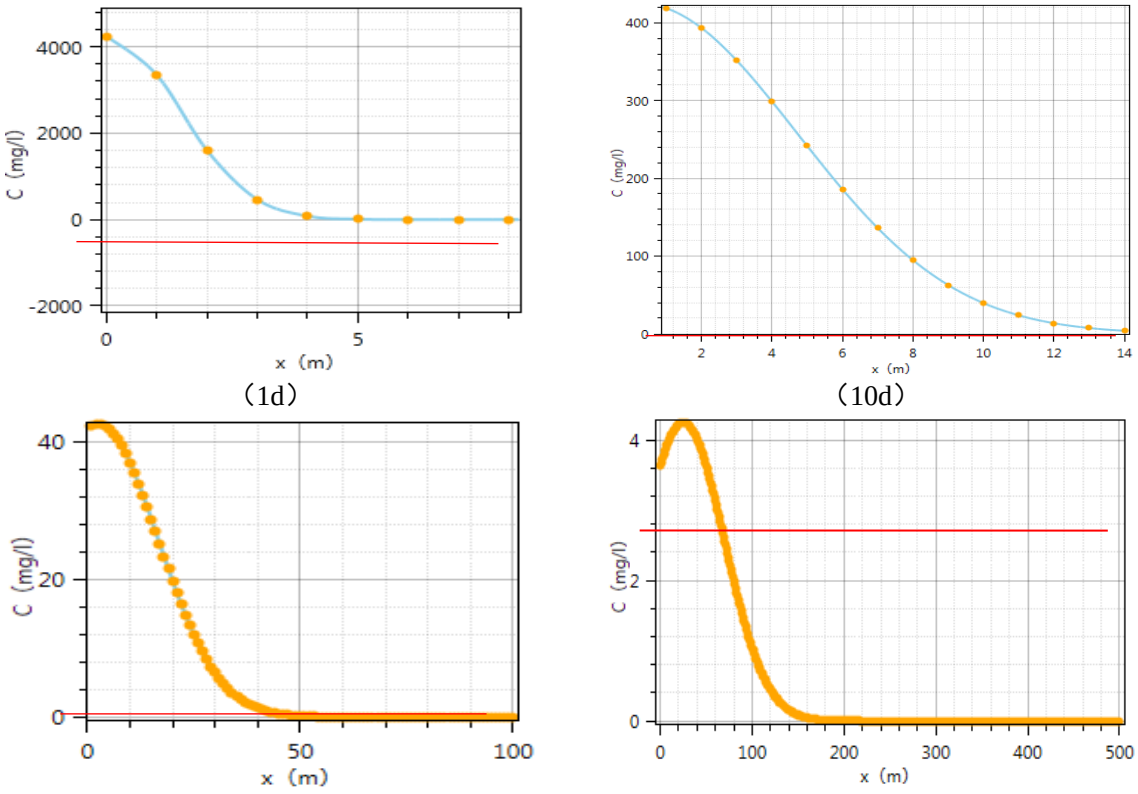
图 8.4-3　彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后硫酸盐迁移距离示意图

在《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中，Ⅲ类水的硫酸盐污染物标准限值250mg/L。由图 8.4-3 可以看出，泄漏后第 1d，硫酸盐污染物最大浓度为 13732.36mg/L，最远超标距离为 5.03m；在泄漏发生第 10d，硫酸盐污染物最大浓度为 1373.24mg/L，最远超标距离为 9.25m；在泄漏发生第 100d，硫酸盐污染物最大浓度为 137.32mg/L，未超标，迁移距离为 2.5m；在泄漏发生第 1000d，硫酸盐污染物最大浓度为 13.73mg/L，未超标，迁移距离为 25m，随着距离的增大，浓度趋于 0。

预测时段内（1000d），污染物最远超标距离为 9.25m，小于装置区边界 200m 范围，因此彭州 3 脱硫站场地气田采出水泄漏 $10m^3$ 的非正常状况条件下硫酸盐污染物不会影响周边的地下水保护目标。

（4）COD 预测结果

彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后 COD 迁移见图 8.4-4。



（1d）　　（10d）

（100d）　　（1000d）

图 8.4-4　彭州 3 脱硫站气田采出水泄漏后 COD 迁移距离示意图

参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准，COD 污染物标准限值 3mg/L。由图 8.4-4 可以看出，泄漏后第 1d，COD 污染物最大浓度为 4249.97mg/L，最远超标距离为 6.03m；在泄漏发生第 10d，COD 污染物最大浓度为 425mg/L，最远超标距离为 15.25m；在泄漏发生第 100d，COD 污染物最大浓度为 42.50mg/L，最远超标距离为 35.5m；在泄漏发生第 1000d，COD 污染物最大浓度为 4.30mg/L，最远超标距离为 63m。

预测时段内（1000d），污染物最远超标距离为 63m，小于装置区边界 200m 范围，因此彭州 3 脱硫站场地气田采出水泄漏 $10m^3$ 的非正常状况条件下 COD 污染物不会影响周边的地下水保护目标。

8.4.1.3 彭州 4 脱硫站场地地下水污染物预测

（1）硫化物预测结果

图 8.4-5 反映了彭州 4 脱硫站气田采出水污染物硫化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后硫化物浓度最高达 4mg/L，超标距离为 120m；100d 之后硫化物浓度为 1.6mg/L，超标距离为 420m；500d

以后硫化物浓度为 0.4mg/L，超标距离为 900m；1000d 以后硫化物浓度为 0.05mg/L，超标距离为 1700m。在预测时段内，污染物硫化物浓度最大为 4mg/L，最远超标距离为 1700m，影响地下水用水户数为 448 户 1357 人。

（2）氯化物预测结果

图 8.4-6 反映了彭州 4 脱硫站气田采出水污染物氯化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后浓度最高达 140mg/L，没超标；100d 之后氯化物浓度为 60mg/L，没超标；500d 以后氯化物浓度为 7mg/L，没超标；1000d 以后氯化物浓度为 2.5mg/L，没超标。在预测时段内，污染物氯化物浓度最大为 140mg/L，对周围地下水用户不产生影响。

（3）硫酸盐预测结果

图 8.4-7 反映了彭州 4 脱硫站气田采出水污染物硫酸盐在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后浓度最高达 120mg/L，没超标；100d 之后硫酸盐浓度为 50mg/L，没超标；500d 以后硫酸盐浓度为 6mg/L，没超标；1000d 以后硫酸盐浓度为 2mg/L，没超标。在预测时段内，污染物硫酸盐浓度最大为 140mg/L，对周围地下水用户不产生影响。

（4）COD 预测结果

图 8.4-8 反映了彭州 4 脱硫站气田采出水污染物 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后浓度最高达 20mg/L，超标距离为 100m；100d 之后 COD 浓度为 8mg/L，超标距离为 200m；500d 以后 COD 浓度为 2mg/L，没超标；1000d 以后 COD 浓度为 0.9mg/L，没超标。在预测时段内，污染物 COD 浓度最大为 20mg/L，最远超标距离为 200m，不会对周围地下水用户产生影响。



（1d）



（100d）

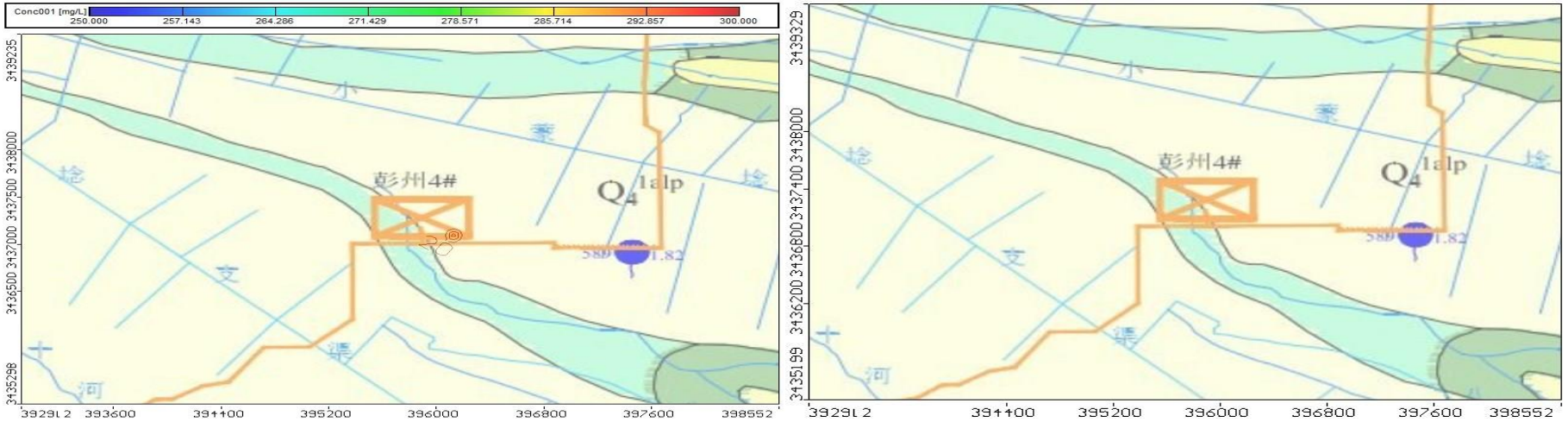


（500d）



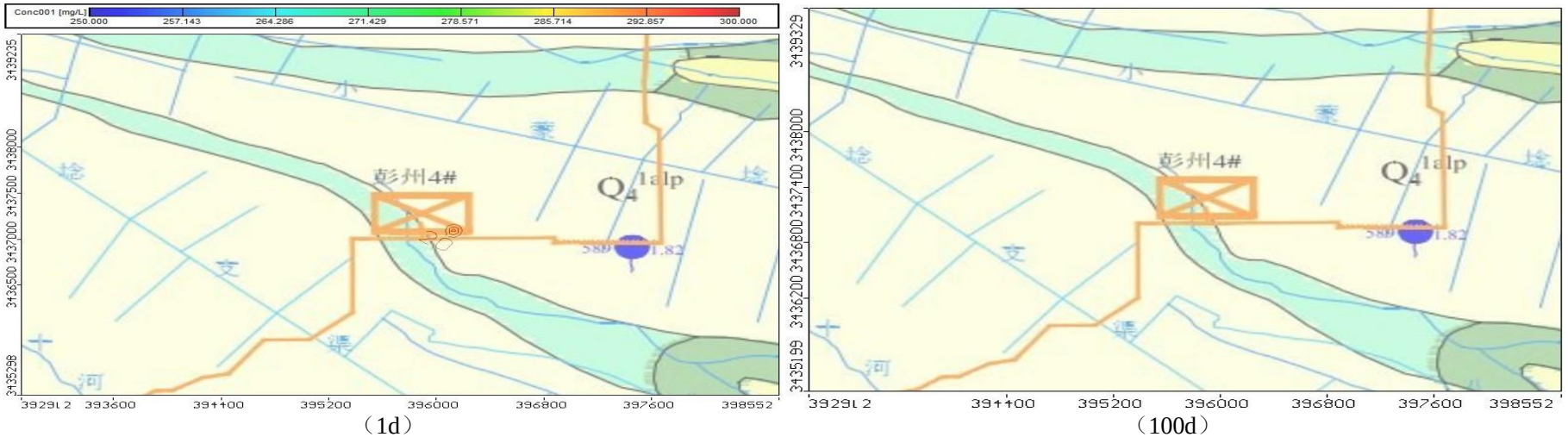
（1000d）

图 8.4-5　彭州 4 脱硫站气田采出水泄漏后硫化物在含水层中的运移状态



（1d）　　（100d）

图 8.4-6　彭州 4 脱硫站气田采出水泄漏后氯化物在含水层中的运移状态



（1d）　　（100d）

图 8.4-7　彭州 4 脱硫站气田采出水泄漏后硫酸盐在含水层中的运移状态

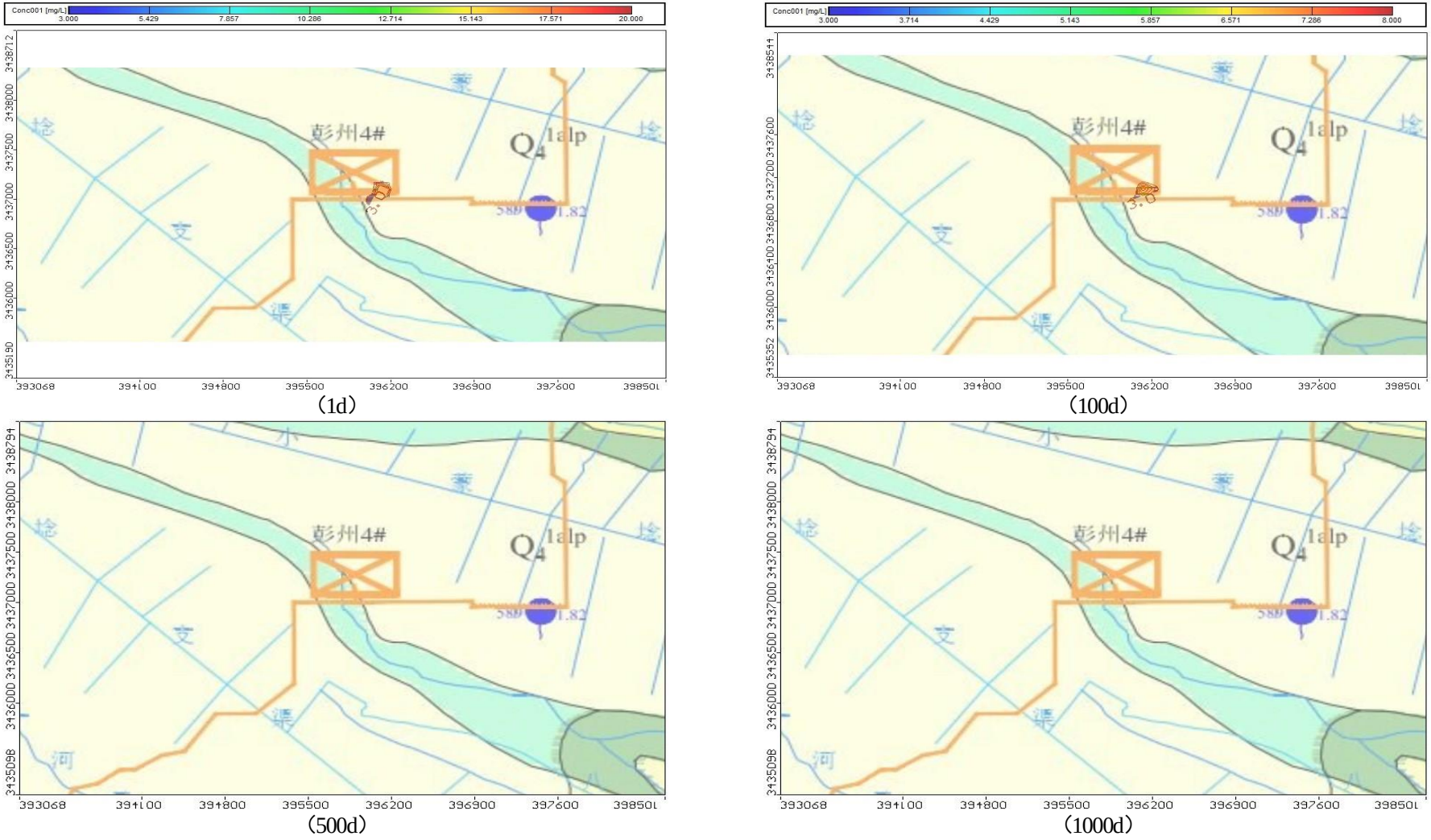


图 8.4-8　彭州 4 脱硫站气田采出水泄漏后 COD 在含水层中的运移状态

8.4.1.4 彭州 5 脱硫站场地地下水污染物预测

（1）硫化物预测结果

图 8.4-9 反映了彭州 5 脱硫站气田采出水污染物硫化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可知，1d 之后硫化物浓度最高达 5mg/L，超标距离为 220m；100d 之后硫化物浓度为 1.5mg/L，超标距离为 580m；500d 以后硫化物浓度为 0.3mg/L，超标距离为 900m；1000d 以后硫化物浓度为 0.07mg/L，超标距离为 1600m。在预测时段内，污染物硫化物浓度最大为 5mg/L，最远超标距离为 1600m，影响地下水用水户数为 853 户，共 2803 人。

（2）氯化物预测结果

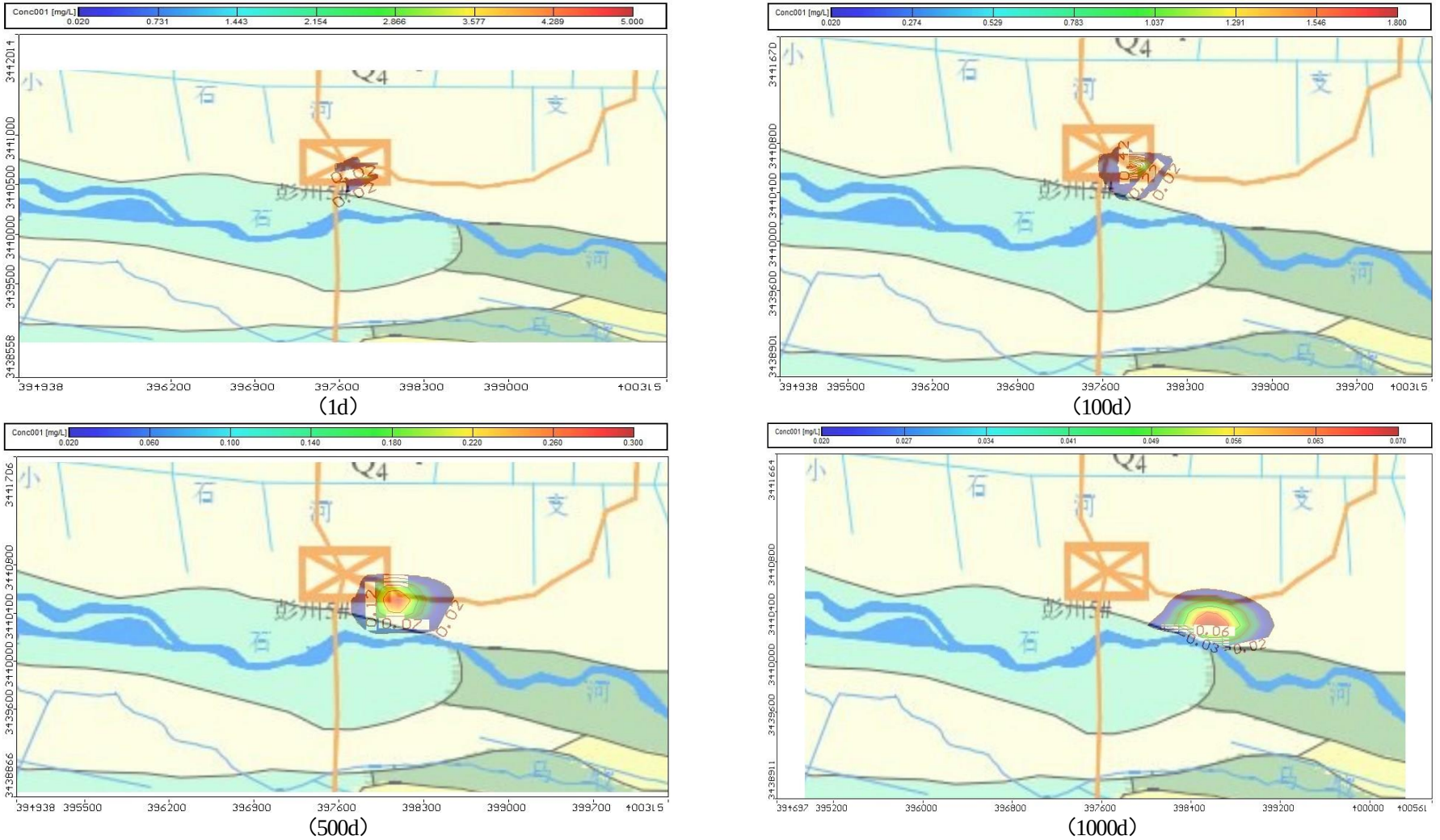
图 8.4-10 反映了彭州 5 脱硫站气田采出水污染物氯化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后氯化物浓度最高达 100mg/L，没超标；100d 之后氯化物浓度为 35mg/L，没超标；500d 以后氯化物浓度为 1.6mg/L，没超标；1000d 以后氯化物浓度为 0.025mg/L，没超标。在预测时段内，污染物氯化物浓度最大为 100mg/L，对周围地下水用户不产生影响。

（3）硫酸盐预测结果

图 8.4-11 反映了彭州 5 脱硫站气田采出水污染物硫酸盐在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可知， 1d 之后硫酸盐浓度最高达 90mg/L，没超标；100d 之后硫酸盐浓度为 30mg/L，没超标；500d 以后硫酸盐浓度为 1.2mg/L，没超标；1000d 以后硫酸盐浓度为 0.4mg/L，没超标。在预测时段内，污染物硫酸盐浓度最大为 90mg/L，对地下水用户不产生影响。

（4）COD 预测结果

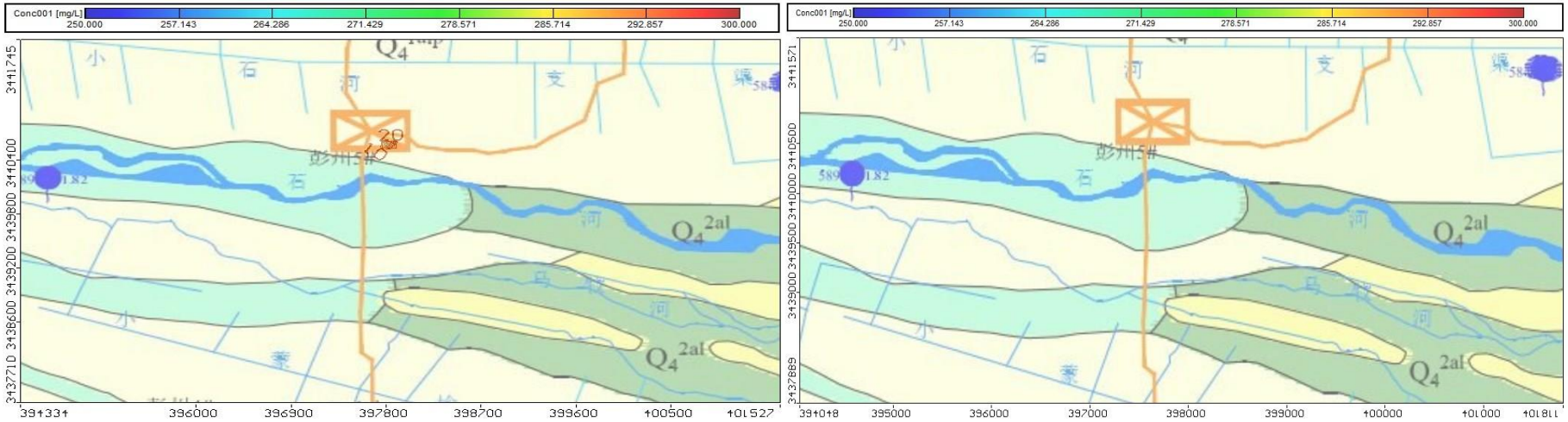
图 8.4-12 反映了彭州 5 脱硫站气田采出水污染物 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后 COD 浓度最高达 30mg/L，超标距离为 90m；100d 之后 COD 浓度为 10mg/L，超标距离为 210m；500d 以后 COD 浓度为 3.5mg/L，超标距离为 150m；1000d 以后 COD 浓度为 0.007mg/L，没超标。在预测时段内，污染物 COD 浓度最大为 30mg/L，最远超标距离为 210m，不影响地下水用水户。



（1d） （100d）

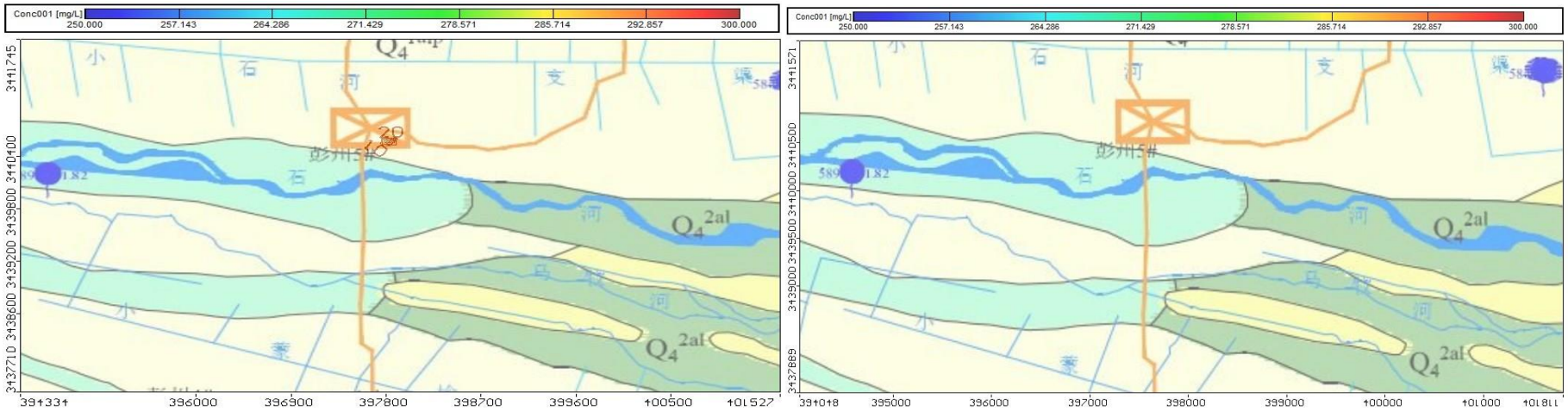
（500d） （1000d）

图 8.4-9　彭州 5 脱硫站气田采出水泄漏后硫化物在含水层中的运移状态



（1d）　　（100d）

图 8.4-10　彭州 5 脱硫站气田采出水泄漏后氯化物在含水层中的运移状态



（1d）　　（100d）

图 8.4-11　彭州 5 脱硫站气田采出水泄漏后硫酸盐在含水层中的运移状态



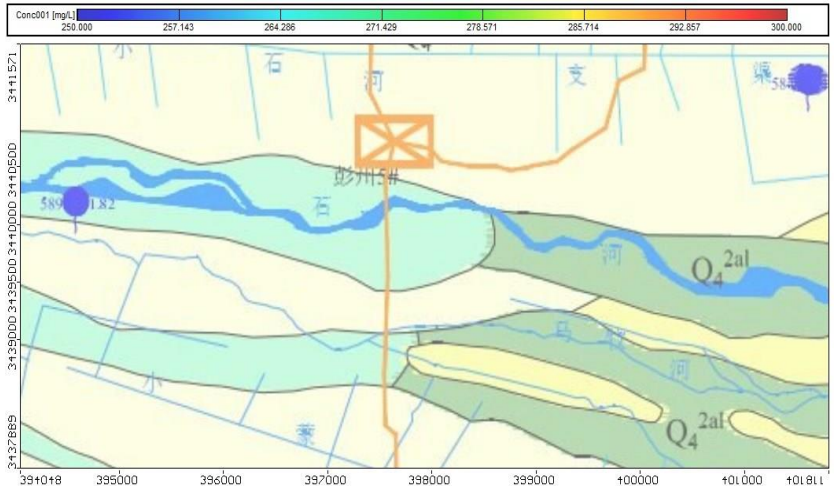
（1d）



（100d）



（500d）



（1000d）

图 8.4-12　彭州 5 脱硫站气田采出水泄漏后 COD 在含水层中的运移状态

8.4.1.5 彭州 6 脱硫站场地地下水污染物预测

（1）硫化物预测结果

图 8.4-13 反映了彭州 6 脱硫站气田采出水污染物硫化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后硫化物浓度最高达 7mg/L，超标距离为 120m；100d 之后硫化物浓度为 3mg/L，超标距离为 580m；500d 以后硫化物浓度为 0.3mg/L，超标距离为 1100m；1000d 以后硫化物浓度为 0.07mg/L，超标距离为 2100m。在预测时段内，污染物硫化物浓度最大为 7mg/L，最远超标距离为 2100m，影响地下水用水户数为 2262 户 7293 人。

（2）氯化物预测结果

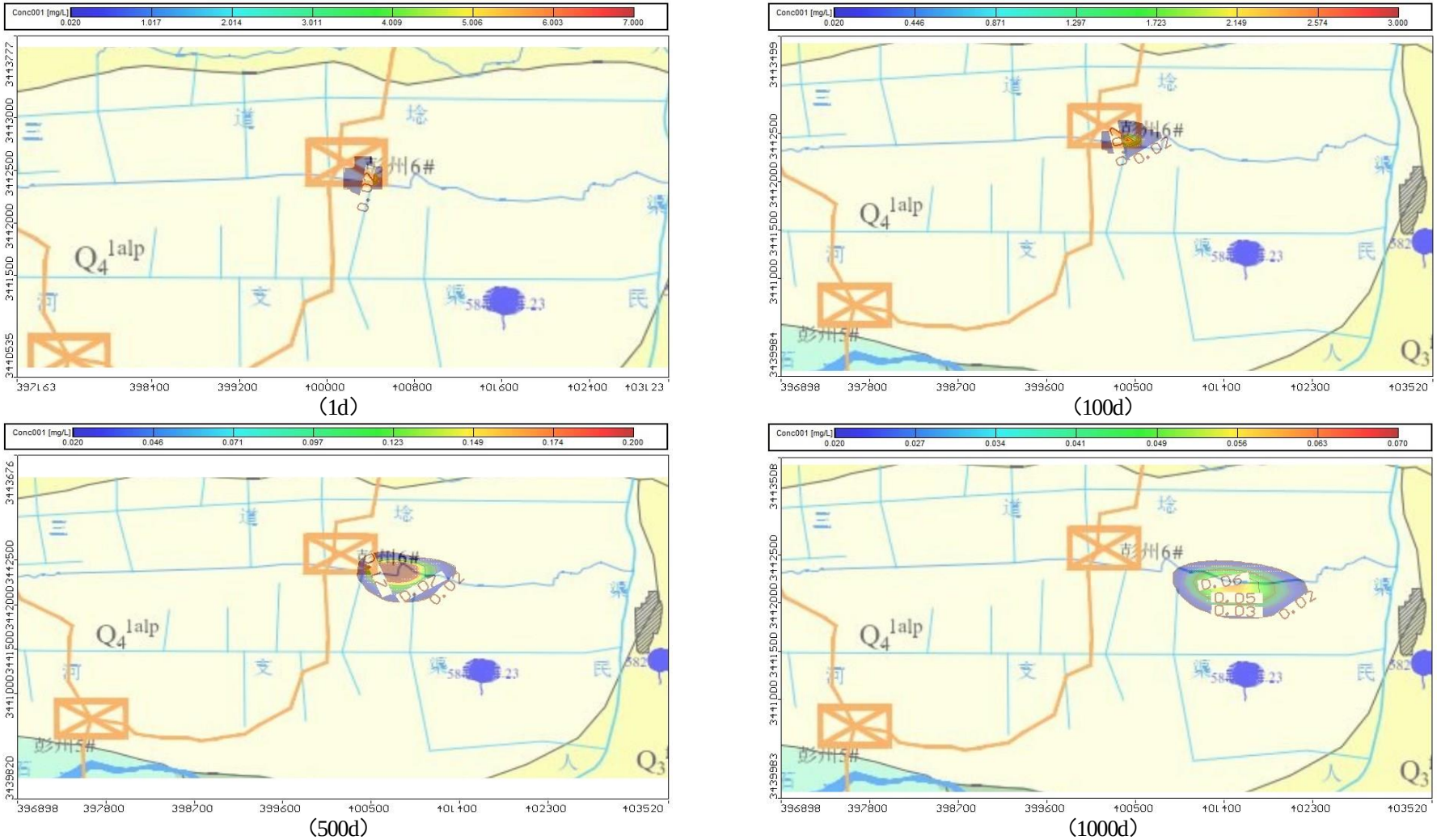
图 8.4-14 反映了彭州 6 脱硫站气田采出水污染物氯化物在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可知，1d 之后氯化物浓度最高达 140mg/L，没超标；100d 之后氯化物浓度为 35mg/L，没超标；500d 以后氯化物浓度为 1.6mg/L，没超标；1000d 以后氯化物浓度为 0.025mg/L，没超标。在预测时段内，污染物氯化物浓度最大为 140mg/L，对周围地下水用户不产生影响。

（3）硫酸盐预测结果

图 8.4-15 反映了彭州 6 脱硫站气田采出水污染物硫酸盐在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可知， 1d 之后硫酸盐浓度最高达 120mg/L，没超标；100d 之后硫酸盐浓度为 50mg/L，没超标；500d 以后硫酸盐浓度为 8mg/L，没超标；1000d 以后硫酸盐浓度为 3mg/L,没超标。在预测时段内，污染物硫酸盐浓度最大为 120mg/L，对周围地下水用户不产生影响。

（4）COD 预测结果

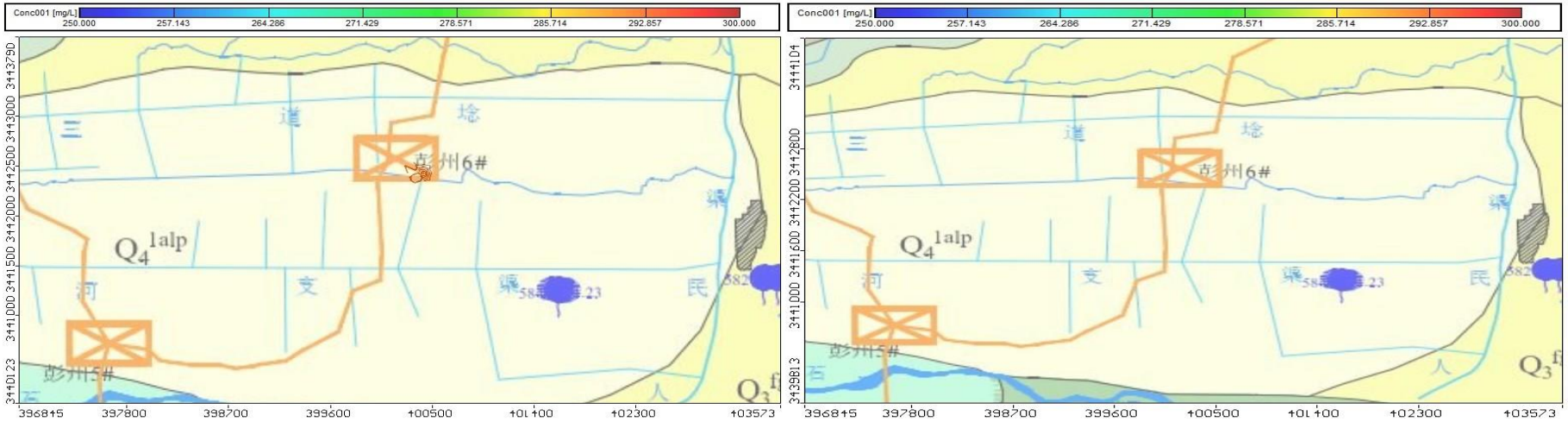
图 8.4-16 反映了彭州 6 脱硫站气田采出水污染物 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出，随着时间的推移，1d 之后 COD 浓度最高达 40mg/L，超标距离为 120m；100d 之后 COD 浓度为 16mg/L，超标距离为 220m；500d 以后 COD 浓度为 2.5mg/L，不超标；1000d 以后 COD 浓度为 0.9mg/L，不超标。在预测时段内，污染物 COD 浓度最大为 40mg/L，最远超标距离为 220m，不影响地下水用水户。



（1d）　（100d）

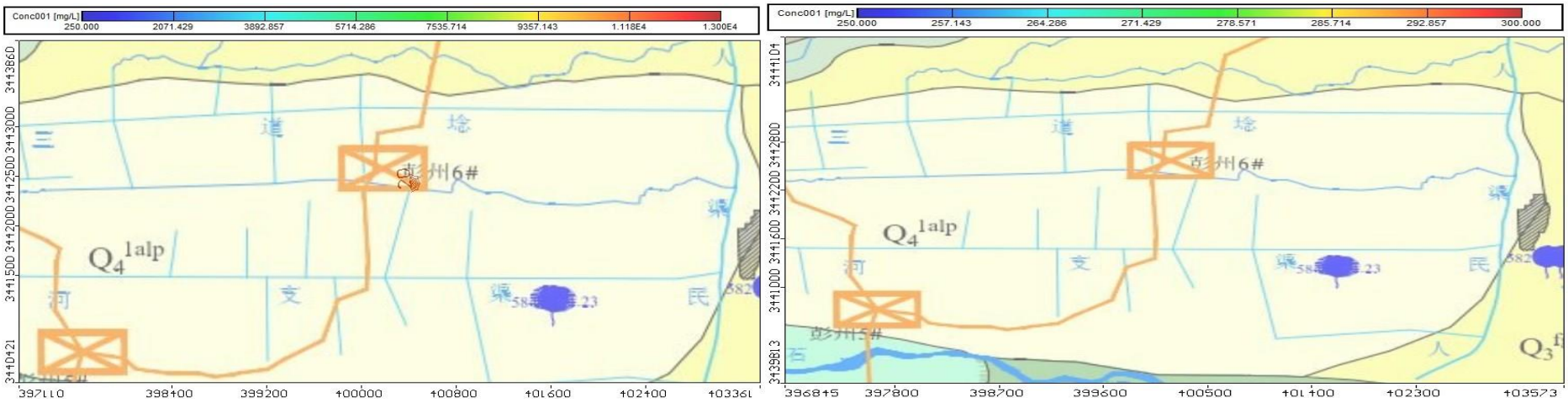
（500d）　（1000d）

图 8.4-13　彭州 6 脱硫站气田采出水泄漏后硫化物在含水层中的运移状态



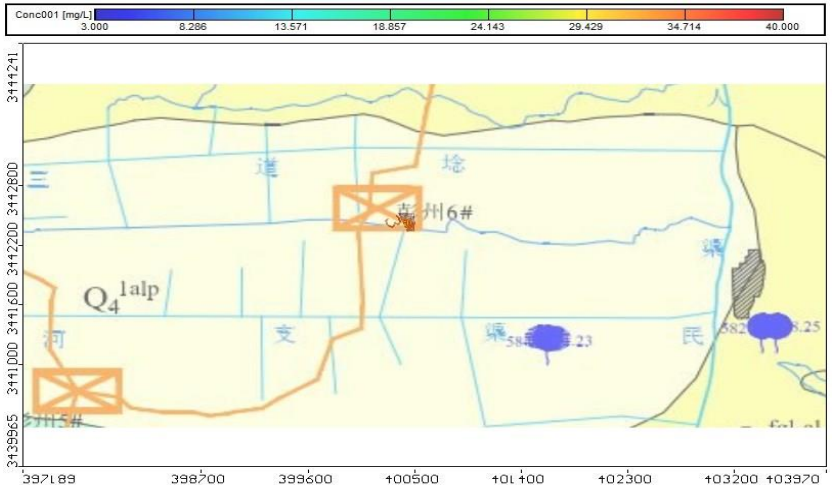
（1d）　　（100d）

图 8.4-14　彭州 6 脱硫站气田采出水泄漏后氯化物在含水层中的运移状态

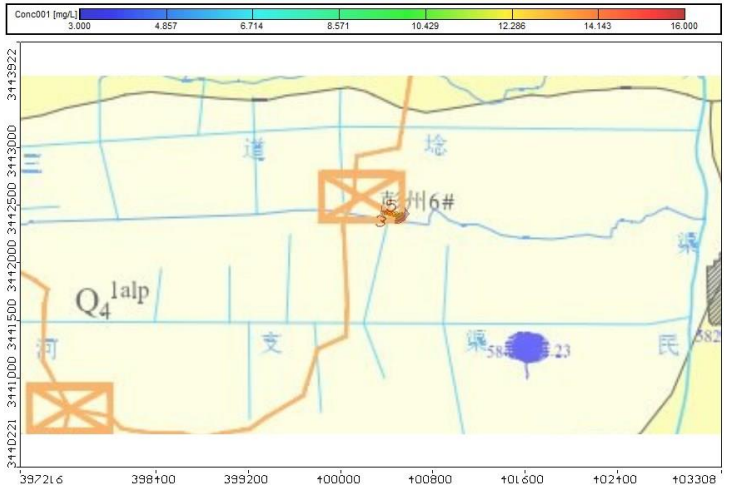


（1d）　　（100d）

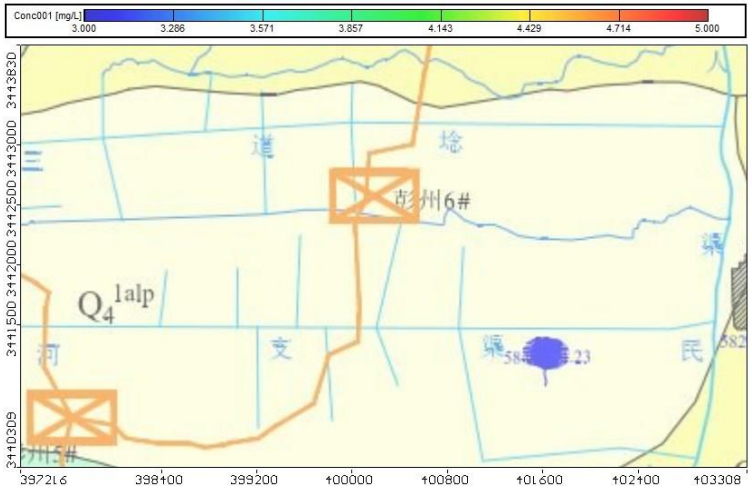
图 8.4-15　彭州 6 脱硫站气田采出水泄漏后硫酸盐在含水层中的运移状态



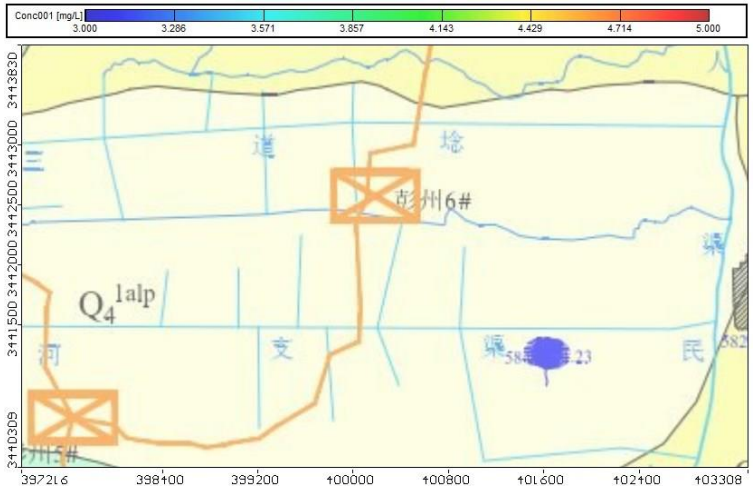
（1d）



（100d）



（500d）



（1000d）

图 8.4-16　彭州 6 脱硫站气田采出水泄漏后 COD 在含水层中的运移状态

8.4.1.6 小结

（1）彭州 3 脱硫站在 10950d 硫化物污染物最远超标距离为 510.7m，会影响周边地下水用户 32 户 113 人；氯化物污染物最远超标距离为 9.25m，不会影响周边地下水用户；硫酸盐污染物最远超标距离为 9.25m，不会影响周边地下水用户；COD 污染物最远超标距离为 63m，不会影响周边地下水用户。

（2）彭州 4 脱硫站在 1000d 硫化物污染物最远超标距离为 1700m，会影响周边地下水用户 448 户 1357 人；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标；COD 污染物最远超标距离为 200m，不会影响周边地下水用户。

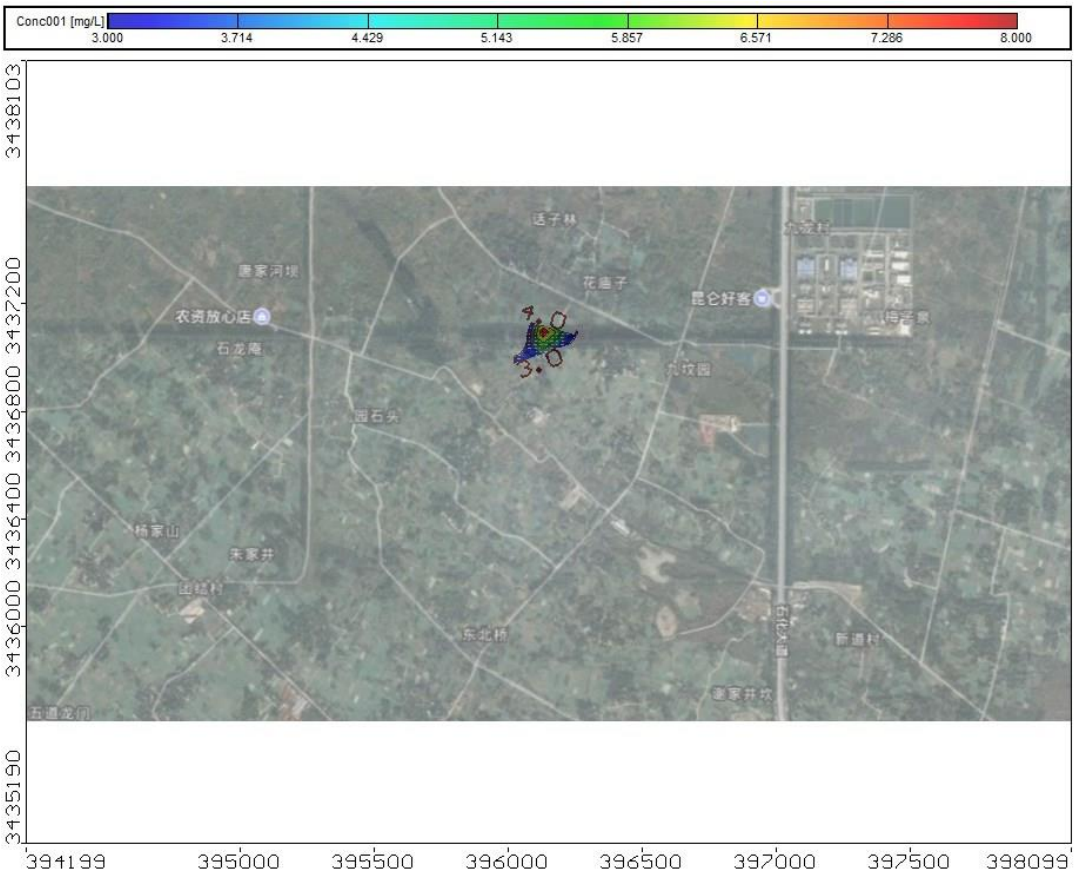


图 8.4-17　彭州 4 气田采出水泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

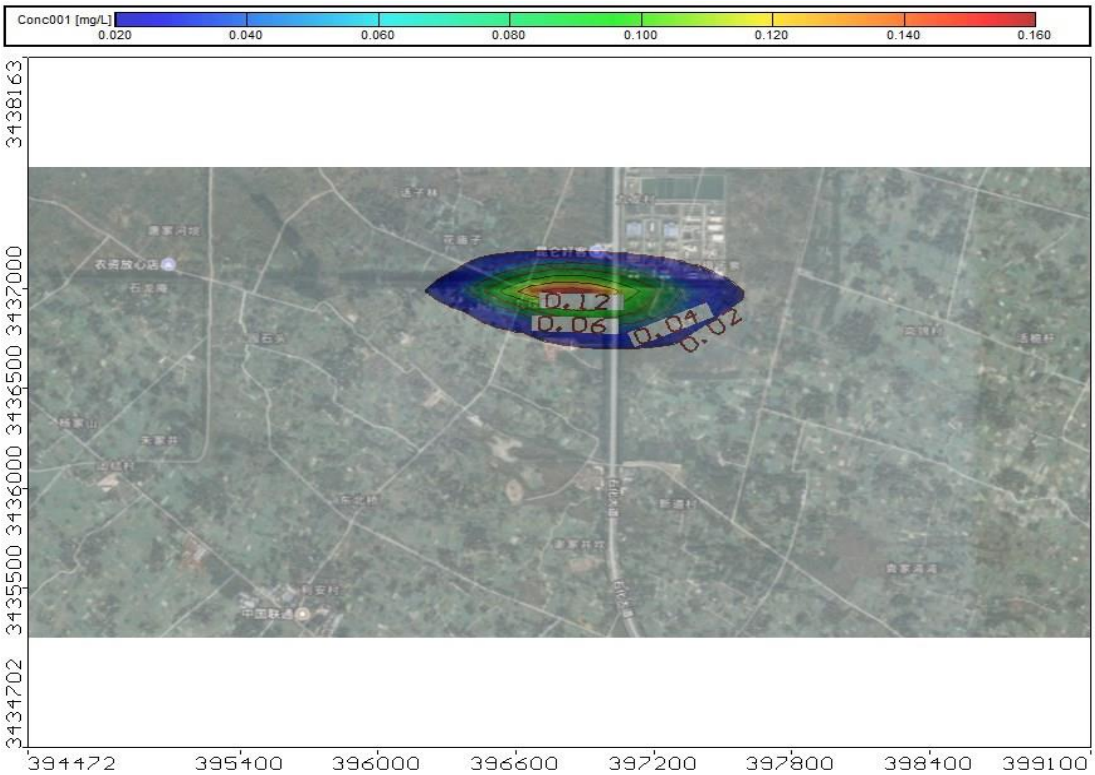


图 8.4-18　彭州 4 气田采出水泄漏条件下硫化物最远超标距离遥感图

（3）彭州 5 脱硫站在 1000d 硫化物污染物最远超标距离为 1600m，会影响周边地下水用户 853 户 2803 人；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标，不会影响周边地下水用户；COD 污染物最远超标距离为 210m，不会影响周边地下水用户。

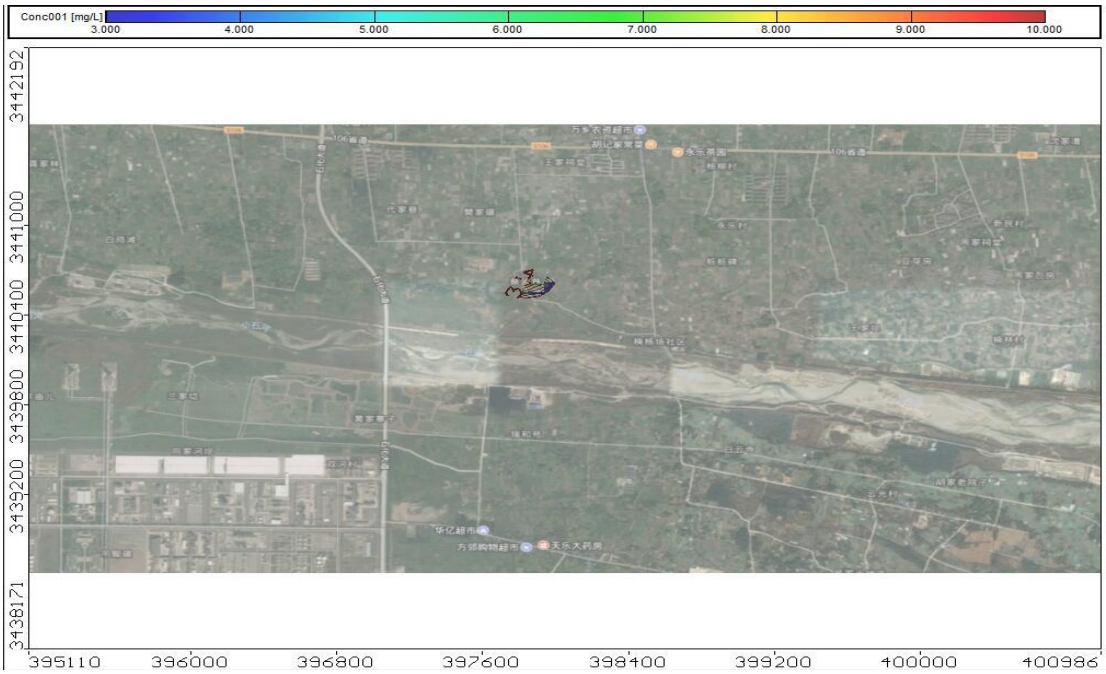


图 8.4-19　彭州 5 脱硫站气田采出水泄漏条件下 COD 最远超标距离遥感图

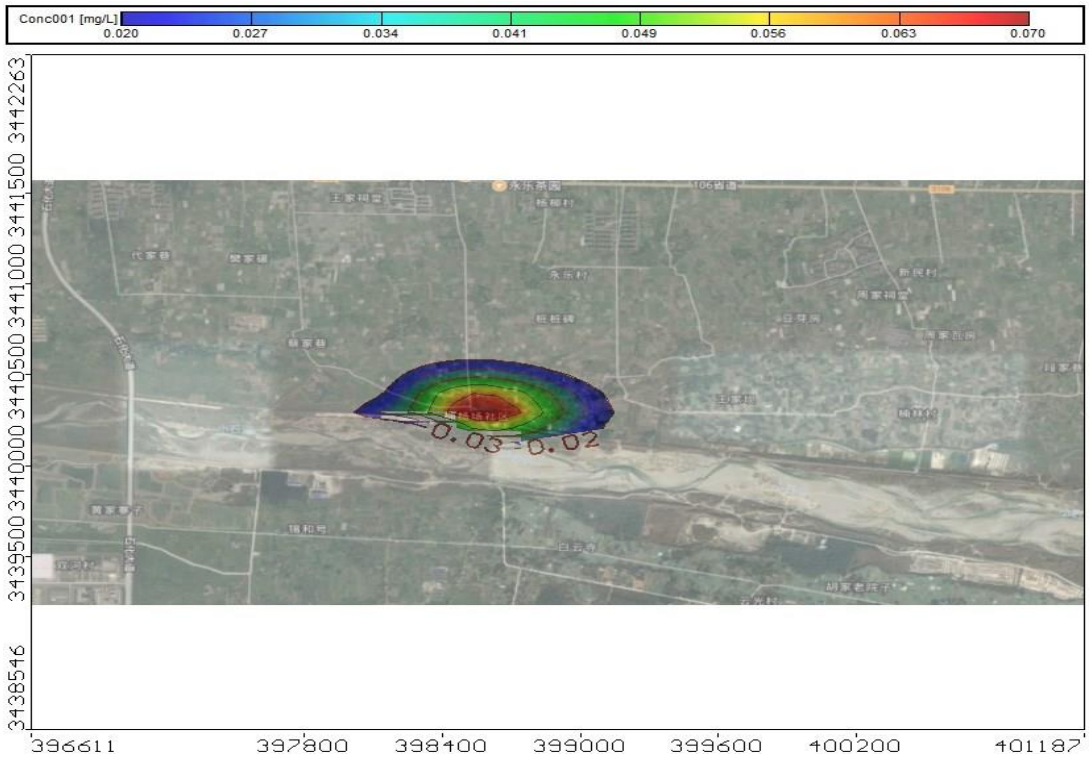


图 8.4-20　彭州 5 脱硫站气田采出水泄漏条件下硫化物最远超标距离遥感图

（4）彭州 6 脱硫站在 1000d 硫化物污染物最远超标距离为 2100m，会影响周边地下水用户 2262 户 7293 人；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标；COD 污染物最远超标距离为 220m，不会影响周边地下水用户。

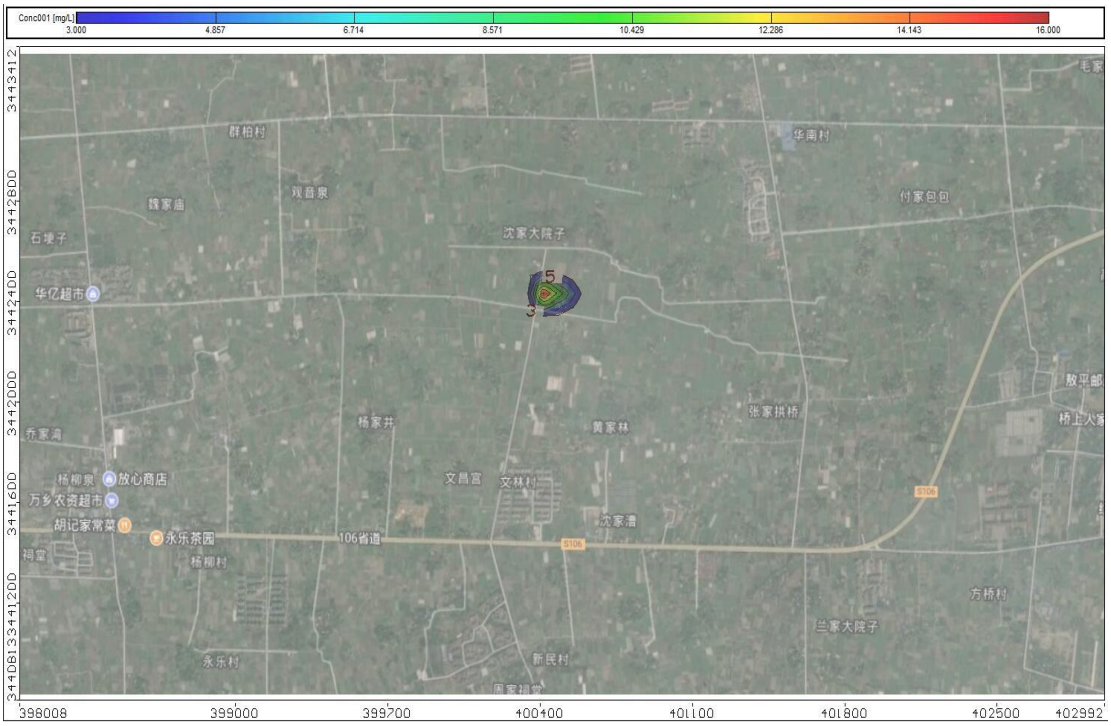


图 8.4-21　彭州 6 脱硫站气田采出水泄漏条件 COD 最远超标距离遥感图

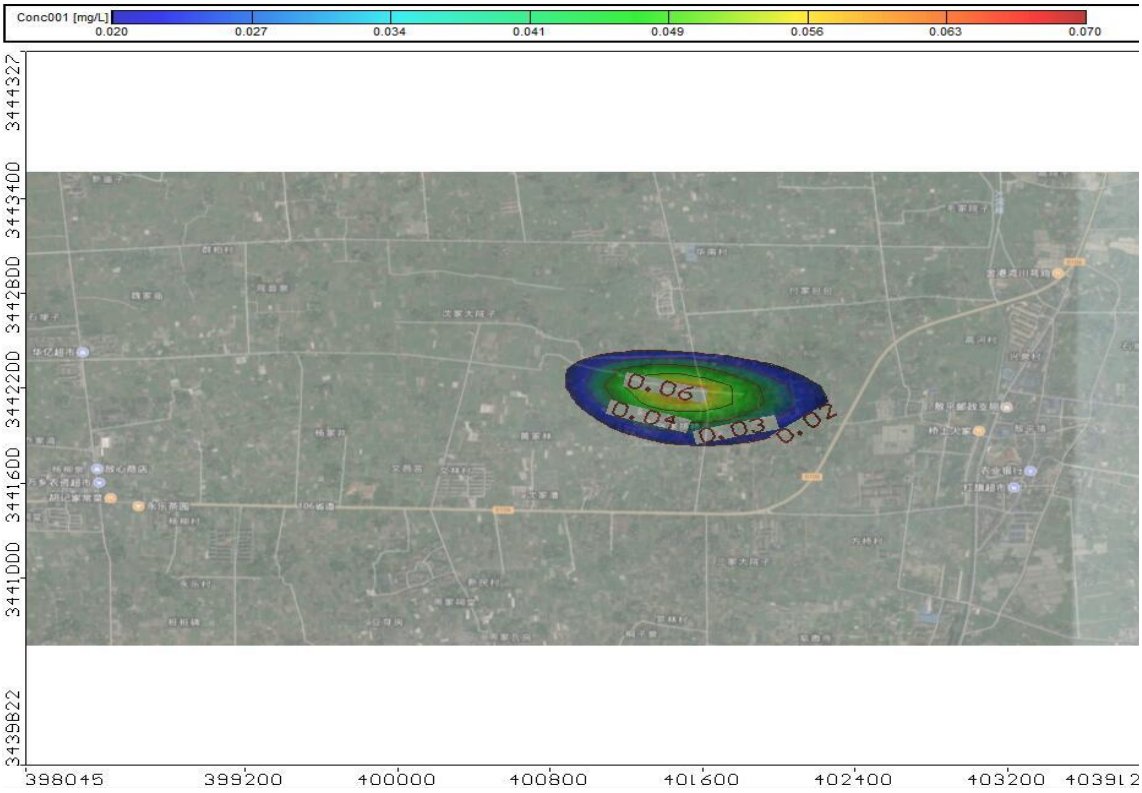


图 8.4-22　彭州 6 脱硫站气田采出水泄漏条件硫化物最远超标距离遥感图

表 8.4-2　气田采出水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表

脱硫站	预测因子		硫化物超标距离/m	氯化物超标距离/m	硫酸盐超标距离/m	COD 超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
彭州 3	地下水本底值/（mg/L）		ND	22.4	52.6	0.31	-	-
	迁移时间	1d	7.03	5.03	5.03	6.03	东风村	0
		100d	51.5	9.25	9.25	35.5		0
		1000d	147	0	0	63		0
		3650d	278.3	0	0	0		7 户 25 人
		7300d	404.5	0	0	0		32 户 113 人
		10950d	510.7	0	0	0		32 户 113 人
彭州 4	地下水本底值/（mg/L）		ND	13.4	49.3	0.4	-	-
	迁移时间	1d	120	0	0	100	富集村	0
		100d	420	0	0	200		6 户 21 人
		500d	900	0	0	0	富集村、九龙村	98 户 297 人
		1000d	1700	0	0	0	富集村、团结村、利安村、高皇村、九龙村、新道村	448 户 1357 人
彭州 5	地下水本底值/（mg/L）		ND	7.5	42.6	0.44	-	-
	迁	1d	220	0	0	220	杨柳村	0

脱硫站	预测因子		硫化物超标距离/m	氯化物超标距离/m	硫酸盐超标距离/m	COD超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
	移时间	100d	580	0	0	210	杨柳村、红庙村	118 户 413 人
		500d	900	0	0	150	杨柳村、红庙村、楠木村	373 户 1363 人
		1000d	1600	0	0	0	杨柳村、红庙村、楠木村、新春村、普胜村、永乐家园	853 户 2803 人
彭州6	地下水本底值/（mg/L）		ND	18.3	58.8	0.99	-	-
	迁移时间	1d	120	0	0	120-	文林村	0
		100d	580	0	0	220		12 户 43 人
		500d	1100	0	0	0	文林村、百顺村、群柏村	762 户 2293 人
		1000d	2100	0	0	0	文林村、华南村、八井村、善群村、群柏村、永乐村、楠新村	2262 户 7293 人

8.4.2 气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测

8.4.2.1 情景设定（一）

前端预处理进水主要来自气田采出水和烟气脱硫产生的碱性废水。假设气田水综合利用装置出现故障，发生污水泄漏，泄漏时长 8h，泄漏量为 100m^3。污水的浓度参照气田水利用装置进水水质，污染物浓度为氨氮：141mg/L；COD:2477mg/L；氯离子：9178mg/L；硫酸根：14386mg/L（表 8.4-3）。采用数值法进行预测。

表 8.4-3 气田水综合利用装置污水泄漏情景

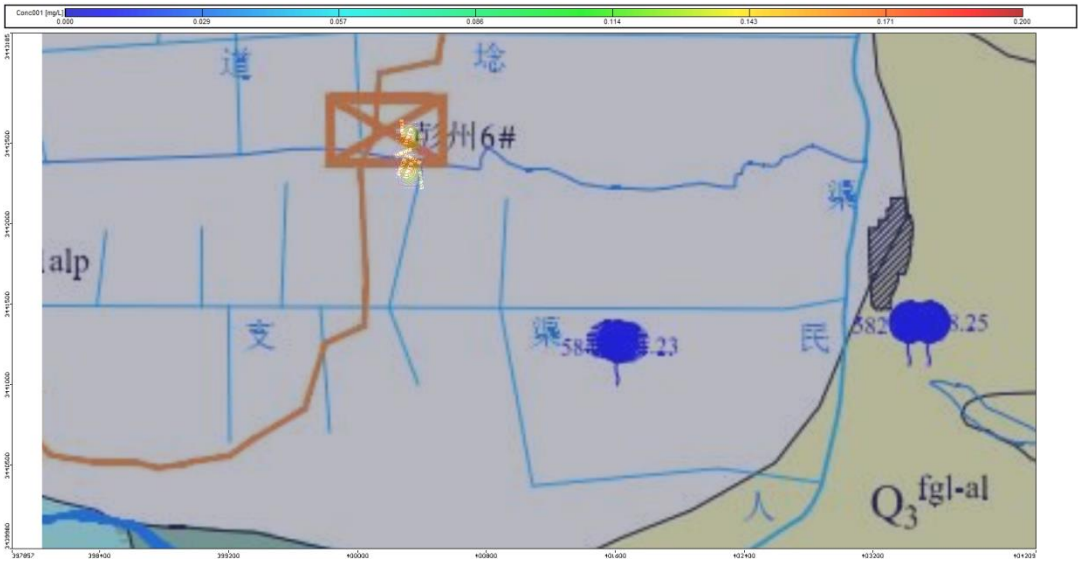
工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长
气田水综合利用装置	非正常状况	污水发生泄漏	100m^3	氨氮：141mg/L；COD:2477mg/L；氯离子：9178mg/L；硫酸根：14386mg/L	8h

8.4.2.2 影响预测

（1）氨氮预测结果

根据预测，气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下氨氮在含水层中 1d 之后浓度最高为 0.19mg/L，不超标；100d 之后氨氮浓度为 0.05mg/L，不超标；500d 以后氨氮浓度衰减至 0.025mg/L，不超标；1000d 以后浓度为 0.013mg/L，不超标。气田水综

合利用装置污水发生泄漏条件下氨氮在含水层 1d、100d 之后的迁移范围见图 8.4-23。



（1d）

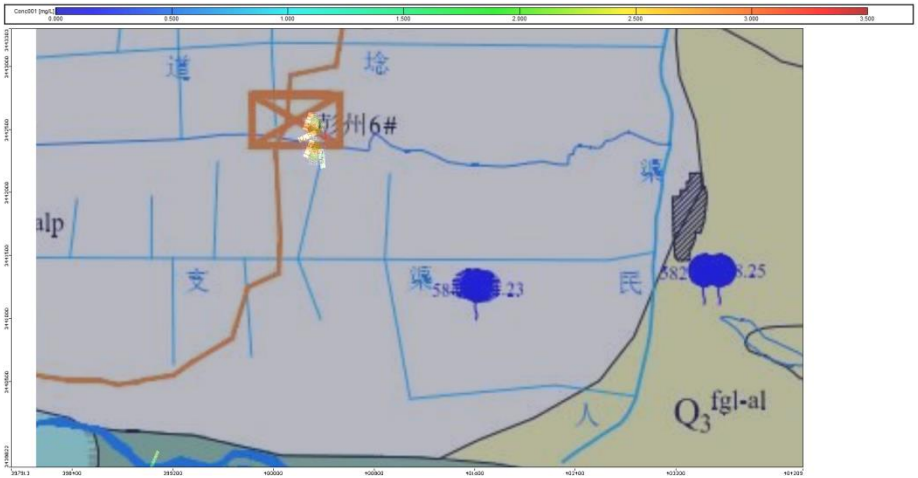


（100d）

图 8.4-23 气田水综合利用装置污水泄漏后氨氮在含水层中运移状态

（2）COD 预测结果

图 8.4-24 反映了气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出随着时间的推移，COD 污染物扩散范围逐渐扩大。1d 之后污染物最大浓度为 3.5mg/L，超标距离约为 300m。100d 之后污染物最大浓度为 1mg/L，不超标。500d 之后污染物浓度衰减至 0.3mg/L，不超标。1000d 后，污染物已基本衰减至 0.12mg/L，浓度较小，低于标准限值。



（1d）



（100d）



（500d）

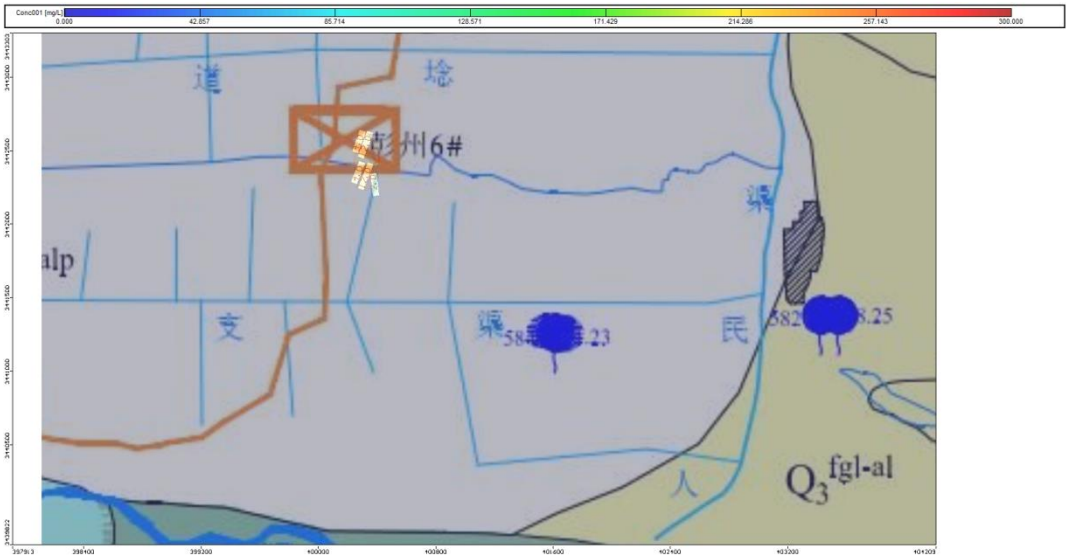


（1000d）

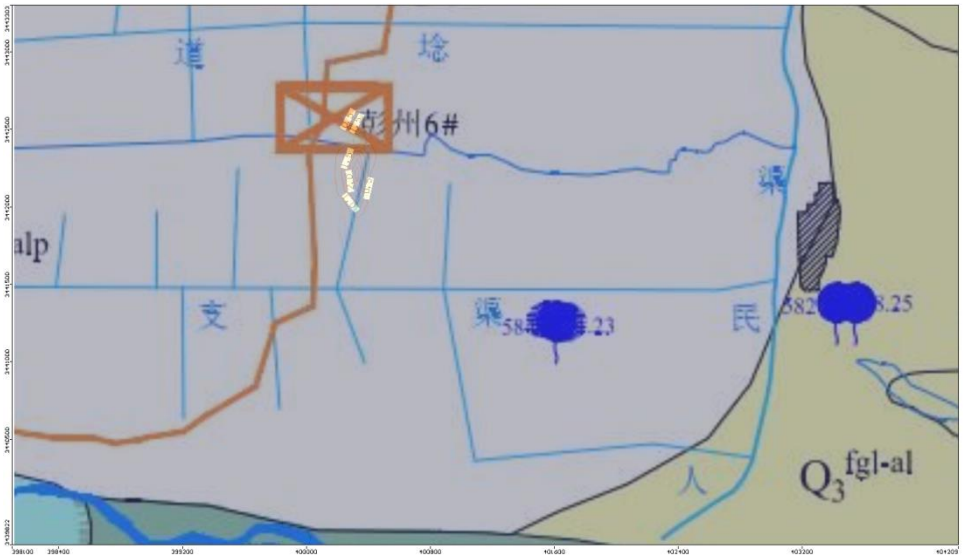
图 8.4-24 气田水综合利用装置污水泄漏后 COD 在含水层中运移状态

（3）氯化物预测结果

图 8.4-25 反映了气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下氯化物在含水层 1d、100d 之后的迁移范围，1d 之后污染物最大浓度为 14mg/L，不超标；100d 之后污染物最大浓度为 3.5mg/L，不超标；500d 之后污染物浓度衰减至 0.8mg/L，不超标；1000d 后，污染物已基本衰减至 0.3mg/L，不超标。



（1d）

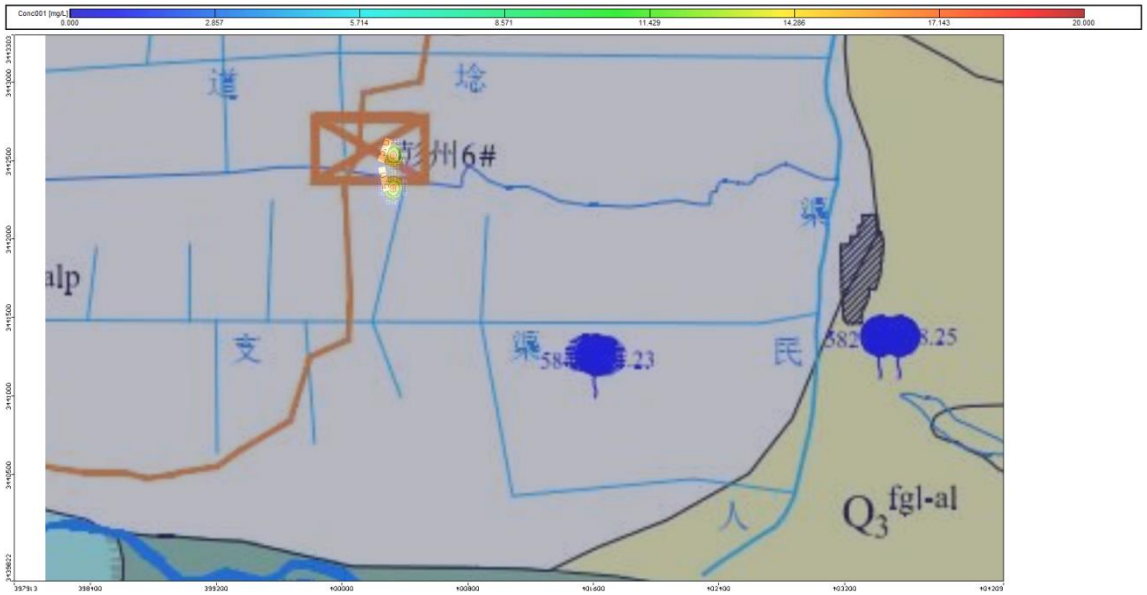


（100d）

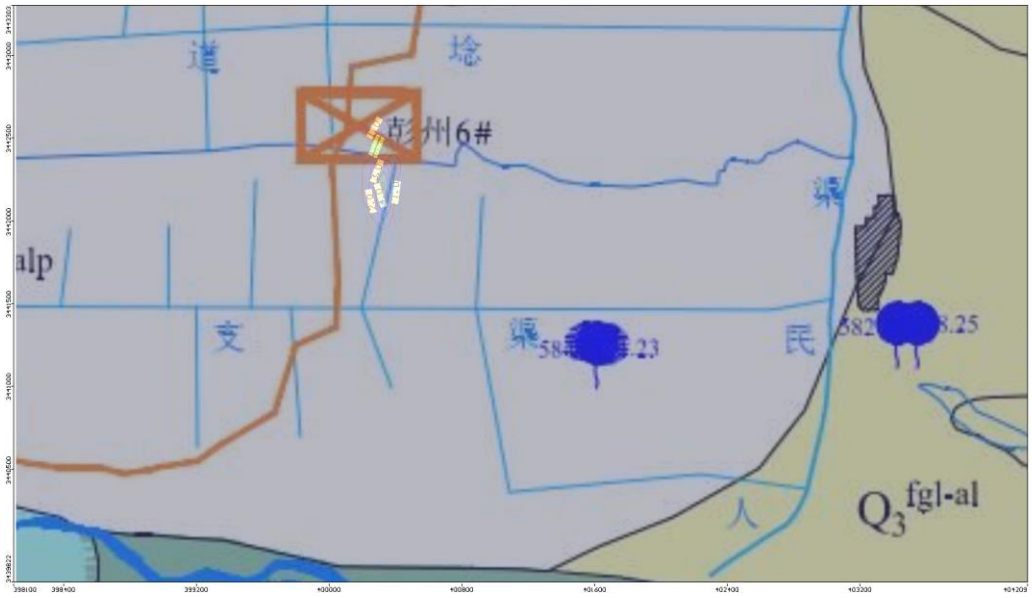
图 8.4-25 气田水综合利用装置污水泄漏后氯化物在含水层中运移状态

（4）硫酸盐预测结果

图 8.4-26 反映了气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下硫酸盐在含水层 1d、100d 之后的迁移范围， 1d 之后污染物最大浓度为 20mg/L，不超标。100d 之后污染物最大浓度为 6mg/L，不超标。500d 之后污染物浓度衰减至 1.6mg/L，不超标。1000d 后，污染物衰减至 0.5mg/L，不超标。



（1d）



（100d）

图 8.4-26 气田水综合利用装置污水泄漏后氨氮在含水层中运移状态

8.3.2.3 情景设定（二）

假设气田水综合利用装置出现故障，发生母液泄漏，泄漏时长 8h，泄漏量为 100m^3。污水的污染物浓度为 COD：9000mg/L；氯离子：187000mg/L（表 8.4-4）。采用数值法进行预测。

表 8.4-4 气田水综合利用装置污水泄漏情景

工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长
气田水综合利用装置	非正常状况	污水发生泄漏	100m^3	COD:9000mg/L；氯离子：187000mg/L；	8h

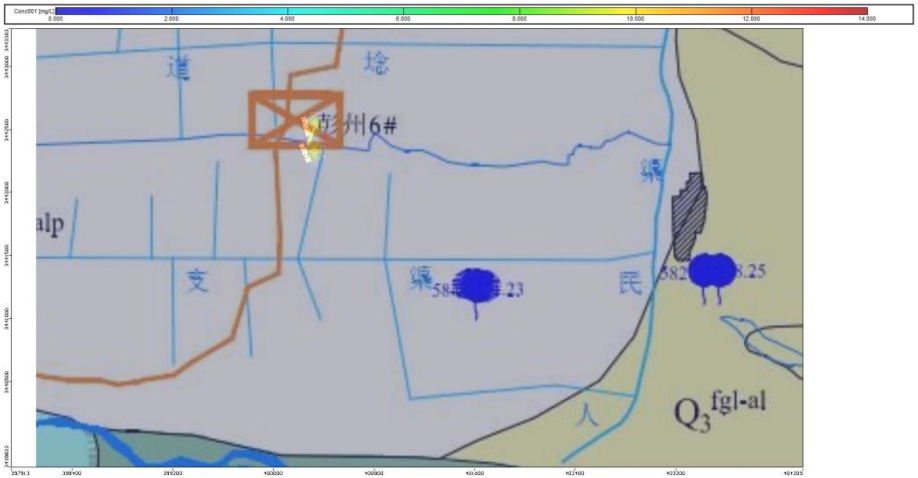
8.4.2.4 影响预测

（1）COD 预测结果

图 8.4-27 反映了气田水综合利用装置母液发生泄漏条件下 COD 在含水层 1d、100d、500d、1000d 之后的迁移范围，由图可以看出随着时间的推移，COD 污染物扩散范围逐渐扩大。1d 之后污染物最大浓度为 14mg/L，超标距离约为 270m。100d 之后污染物最大浓度为 3.5mg/L，超标距离约为 560m。500d 之后污染物浓度衰减至 0.9mg/L，不超标。1000d 后，污染物衰减至 0.35mg/L，低于标准限值。

（2）氯化物预测结果

图 8.4-28 反映了气田水综合利用装置母液发生泄漏条件下氯化物在含水层 1d、100d 之后的迁移范围，1d 之后污染物最大浓度为 300mg/L，超标距离约为 290m。100d 之后污染物最大浓度为 70mg/L，不超标。500d 之后污染物浓度衰减至 25mg/L，不超标。1000d 后，污染物已基本衰减至 7mg/L，浓度较小，基本低于限值，不超标。



（1d）



（100d）

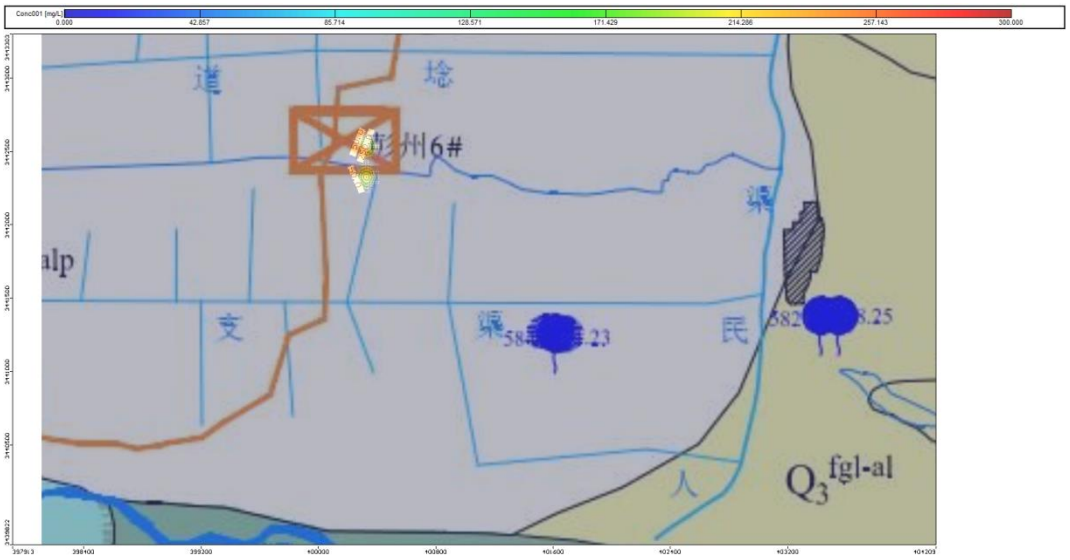


（500d）



（1000d）

图 8.4-27　气田水综合利用装置母液泄漏后 COD 在含水层中运移状态



（1d）



（100d）

图 8.4-28　气田水综合利用装置母液泄漏后氯化物在含水层中运移状态

8.4.2.5 小结

情景一中彭州 6 脱硫站 COD 污染物最远超标距离为 300m，会影响周边地下水用户 3 户 11 人；氨氮污染物不超标；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标。

情景二中彭州 6 脱硫站 COD 污染物最远超标距离为 560m，会影响周边地下水用户 9 户 32 人；氯化物污染物最远超标距离为 290m，会影响周边地下水用户 3 户 11 人；氨氮污染物不超标。

表 8.4-5 气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表（情景一）

位置	预测因子		氨氮超标距离/m	COD超标距离/m	氯化物超标距离/m	硫酸盐超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
彭州6脱硫站	地下水本底值/（mg/L）		ND	0.4	13.4	49.3	-	-
	迁移时间	1d	0	300	0	0	文林村	3户11人
		100d	0	0	0	0	-	0
		500d	0	0	0	0		0
		1000d	0	0	0	0		0

表 8.4-6 气田水综合利用装置污水发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表（情景二）

位置	预测因子		COD超标距离/m	氯化物超标距离/m	受影响村庄	受影响地下水用户
彭州6脱硫站	地下水本底值/（mg/L）		0.4	13.4	-	-
	迁移时间	1d	300	290	文林村	9户32人
		100d	560	0		
		500d	0	0	-	0
		1000d	0	0		0

8.4.3 污水管道发生泄漏条件下的地下水环境影响预测

8.4.3.1 情景设定

根据本项目地面工程方案，场地布置有 4.5km 的污水管道。污水的预计产生量167m^3/d。污水管道考虑采用 20#无缝钢管，可以减少泄漏点。但在实际运行过程中，因交通施工等原因可能会造成污水管道的泄漏。因此，假设污水管道穿越 S106 省道段发生泄漏，泄漏时长为 8h，泄漏量为 30m^3（表 8.4-7）。具体位置如图 8.4-29 所示。

表 8.4-7 污水管道穿越公路段泄漏情景

工程部位	工况条件	地下水污染情景	废水泄漏量	污染物源强（按最高浓度给定）	事故时长
污水管道穿越 S106 省道段	非正常状况	污水发生泄漏	30m^3	氨氮：200mg/L；COD:3000mg/L；氯离子：2000mg/L；硫酸根：2000mg/L	8h

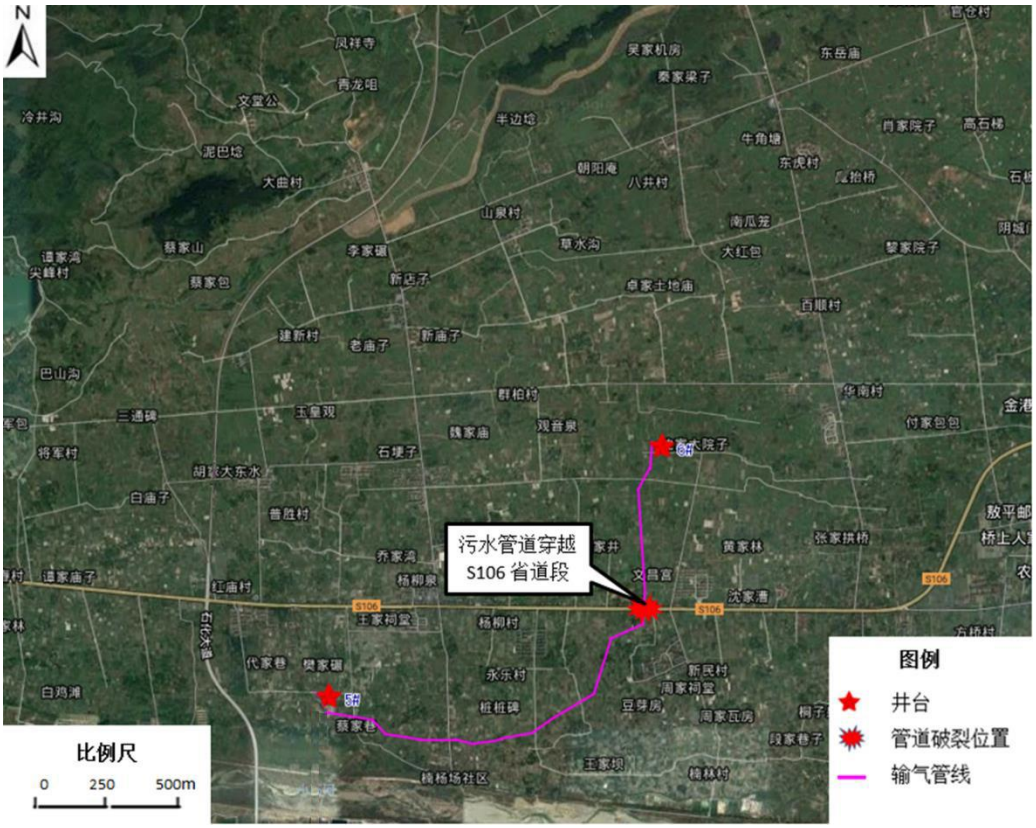


图 8.4-29　污水管道穿越 S106 省道段

8.4.3.2 影响预测

1）氨氮预测结果

污水管道泄漏后氨氮在地下水中迁移情况见图 8.4-30。

参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，氨氮污染物的标准限值为 0.5mg/L。由图 8.4-30 可以看出，随着时间的增加、距离的增大，污染物不断在下游运动，浓度值逐渐减小，直至消失。在预测的时间段的第 1d，污染物浓度值达到最大，为 0.46mg/L。

非正常工况污水管道发生泄漏情况下，在第 1d，氨氮污染物最大浓度为 0.46mg/L，未超标，其迁移距离为 0.77m；在泄漏发生第 10d，污染物最大浓度为 0.046mg/L，其迁移距离距离为 7.7m；在第 100d，污染物最大浓度为 0.0046mg/L，其迁移距离为 77m；在第 1000d，污染物最大浓度为 0.00045mg/L，其迁移距离为 770m。

预测时段内（1000d），污染物浓度均没有超标现象，因此 S106 污水管道泄漏 30m^3 的非正常状况条件下氨氮不会影响周边的地下水保护目标。

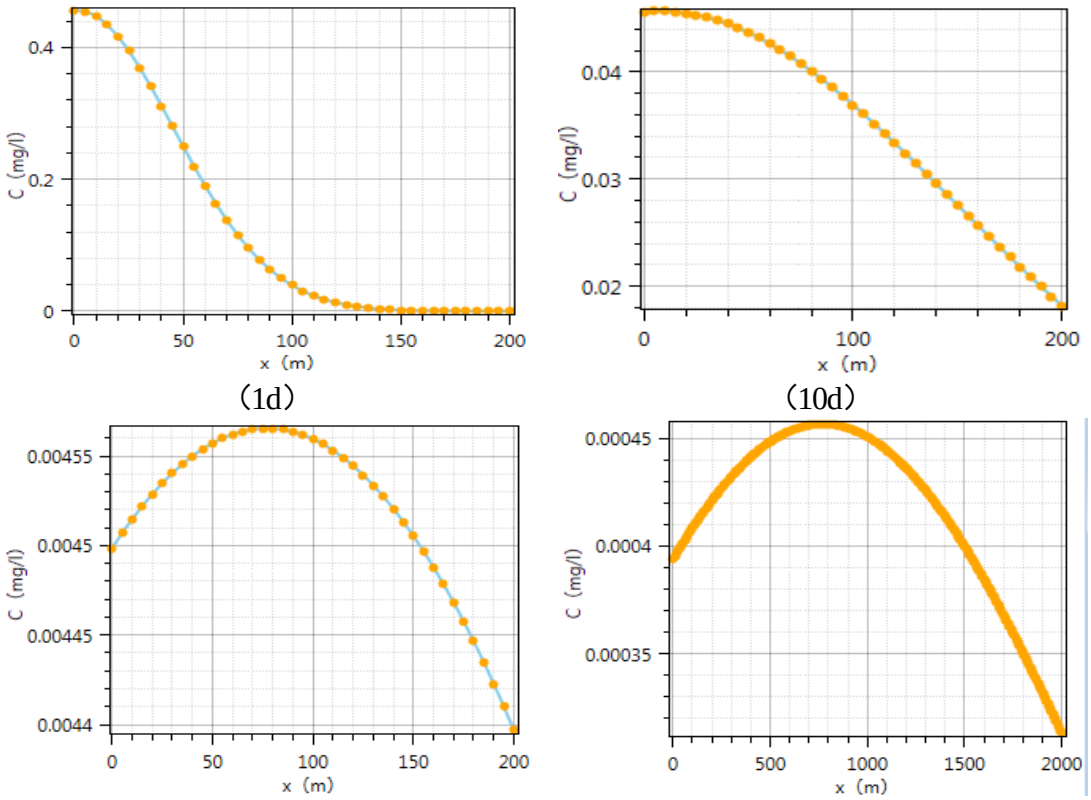


图 8.4-30　污水管道泄漏后氨氮在地下水中迁移情况

2）COD 预测结果

污水管道泄漏后 COD 在地下水中迁移情况见图 8.4-31。

参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，COD 污染物的标准限值为 3mg/L。由图 8.4-31 可以看出，随着时间的增加、距离的增大，污染物不断在下游运动，浓度值逐渐减小，直至消失。在预测的时间段的第 1d，污染物浓度值达到最大，为 6.85mg/L。

非正常工况污水管道发生泄漏情况下，在第 1d，COD 污染物最大浓度为 6.85mg/L，最远超标距离为 58.77m；在泄漏发生第 10d，污染物最大浓度为 0.69mg/L，迁移距离为 7.7m；在第 100d，污染物最大浓度为 0.068mg/L，迁移距离为 77m；在第 1000d，污染物最大浓度为 0.0068mg/L，其迁移距离为 770m。

预测时段内（1000d），污染物最远超标距离为 58.77m，污水管道穿越 S106 段污水泄漏 30m^3 的非正常状况条件下 COD 会影响周边 2 户 10 口人的地下水用水安全。

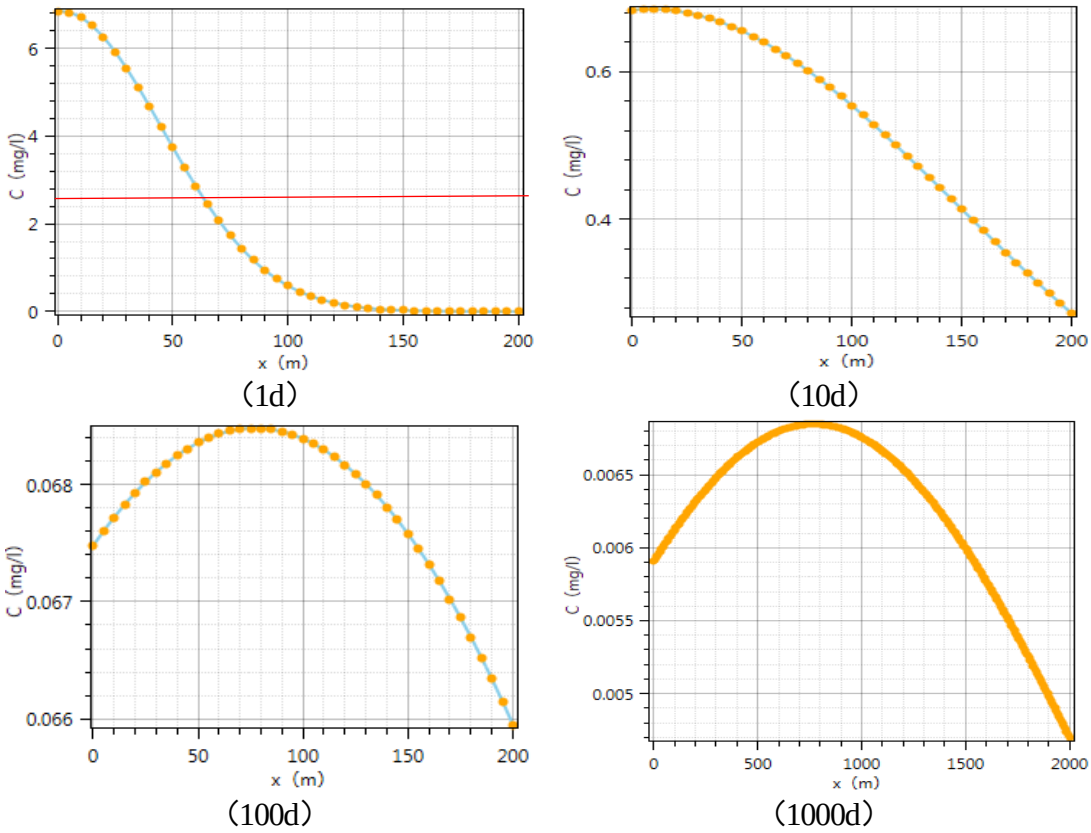


图 8.4-31　污水管道泄漏后 COD 在地下水中迁移情况

3）氯化物预测结果

污水管道泄漏后氯化物在地下水中迁移情况见图 8.4-32。

参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，氯化物污染物的标准限值为 250mg/L。由图 8.4-32 可以看出，随着时间的增加、距离的增大，污染物不断在下游运动，浓度值逐渐减小，直至消失。

非正常工况污水管道发生泄漏情况下，在第 1d，氯化物污染物最大浓度为 4.57mg/L，迁移距离为 0.77m；在泄漏发生第 10d，污染物最大浓度为 0.46mg/L，迁移距离为 7.7m；在第 100d，污染物最大浓度为 0.046mg/L，未超标，其迁移距离为 77m；在第 1000d，污染物最大浓度为 0.0046mg/L，其迁移距离为 770m。

在预测的时间段内（1000d），污染物浓度均没有超标现象，因此污水管道穿越 S106 段污水泄漏 30m^3 的非正常状况条件下氯化物不会影响周边的地下水保护目标。

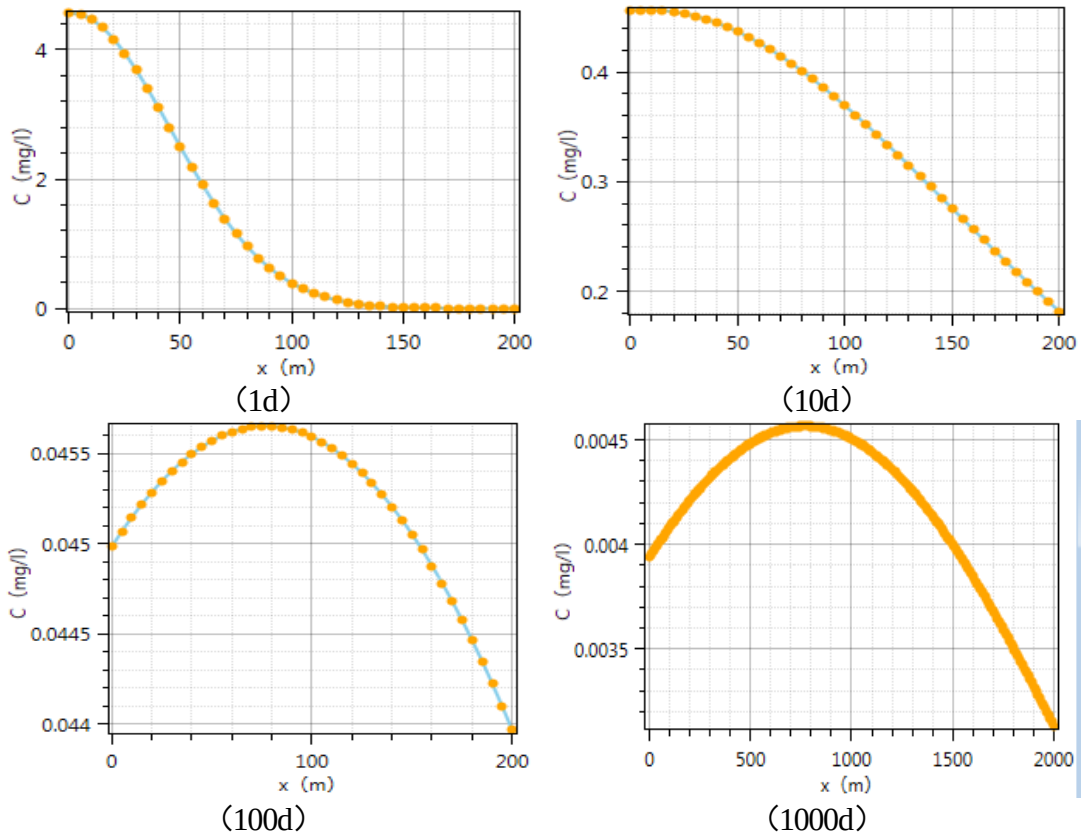


图 8.4-32　污水管道泄漏后氯化物在地下水中迁移情况

4）硫酸盐预测结果

参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，硫酸盐污染物的标准限值为 250mg/L。由图 8.4-33 可以看出，随着时间的增加、距离的增大，污染物不断在下游运动，浓度值逐渐减小，直至消失。

非正常工况污水管道发生泄漏情况下，在第 1d，硫酸盐污染物最大浓度为 4.57mg/L，迁移距离为 0.77m；在泄漏发生第 10d，污染物最大浓度为 0.46mg/L，迁移距离为 7.7m；在第 100d，污染物最大浓度为 0.046mg/L，未超标，其迁移距离为 77m；在第 1000d，污染物最大浓度为 0.0046mg/L，其迁移距离为 770m。

在预测的时间段内（1000d），污染物浓度均没有超标现象，因此污水管道穿越 S106 段污水泄漏 30m^3 的非正常状况条件下硫酸盐不会影响周边的地下水保护目标。

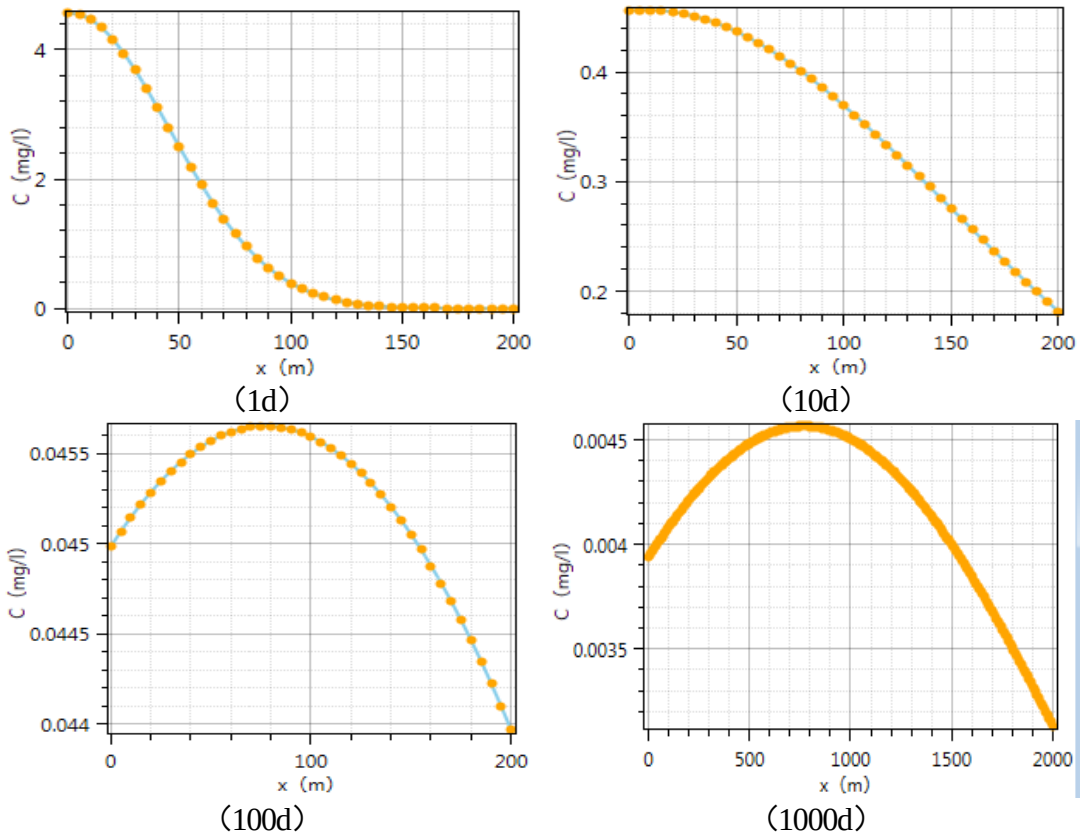


图 8.4-33　污水管道泄漏后硫酸盐在地下水中迁移情况

8.4.3.3 小结

表 8.4-8 给出了假设污水管道穿越 S106 省道段发生泄漏，泄漏时长为 8h，泄漏量为 30m^3 条件下的地下水环境影响，可以看出，污染物会对污水管道穿越 S106 省道段附近 2 户 10 人的地下水用水安全产生威胁。

表 8.4-8 污水管道发生泄漏条件下的地下水环境影响预测表

位置	预测因子		氨氮超标距离/m	COD超标距离/m	氯化物超标距离/m	硫酸盐超标距离/m	受影响地下水用户
S106	地下水本底值/（mg/L）		0.054	0.99	18.3	58.8	-
	迁移时间	1d	0	58.77	0	0	2 户 10 人
		10d	0	0	0	0	0
		100d	0	0	0	0	0
		1000d	0	0	0	0	0

8.5 地下水环境保护措施与对策

在项目实施过程中，完全避免地下水环境质量受到影响是不可能的。如不采取合理的地下水污染防治措施，废水中的污染物有可能渗入地下潜水，从而影响地下水环

境质量。只有采用先进的生产工艺，加强生产管理，防止或减少污染物通过各种污染途径污染地下水，才能减小工程建设对地下水环境的影响程度和影响范围。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》的相关规定，建议本项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，突出饮用水安全的原则确定。从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

8.5.1 源头控制措施

脱硫站污染源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏。

钻井平台按照清污分流设计，优化排水系统设计，工艺废水、地面冲洗废水、初期污染雨水等在场区内进行有组织收集和处理，严格分区硬化防渗措施。

施工期钻井工程采取水基钻井液等清洁生产方案和各类废物（钻井废水、钻井泥浆）的循环利用，减少污染物的产生量和排放量，加强事故工况下的地下水污染监控和应急响应，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

本环评建议：

（1）搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术，并提高钻井泥浆抑制能力和固相控制效率，防止钻井事故，避免因处理钻井事故而增加钻井废液的排放量。

（2）浅层导管长度应足够穿过浅表地下水层，在下入导管前的钻井液用水基钻井液且不含钻井液添加剂，最好是清水作业。做好泥浆池、槽、处理池的防漏工作。

（2）加强钻井作业 HSE 管理，完井后根据废弃钻井液的数量和有害成分,对废弃钻井液实施/量最小化、循环再利用、妥善处理的处理原则，采用绿色环保的处理技术。

（3）现代钻井技术的新发展趋势是：井眼更小、设备更智能、井身垂直距离更深、水平距离更远、作业更环保，解决钻井作业对环境的影响问题有效的办法是加强同行业之间的交流与合作，对国内外先进的技术和设备不断引进、吸收和创新。

8.5.2 分区防渗控制措施

本项目防渗技术要求主要参照《石油化工工程防渗技术规范》(GBT 50934-2013)，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。根据各生产单元可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将项目建设场地划分为重点污染防渗区、一般污染防渗区。

重点污染防渗区：对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位。

一般污染防渗区：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。

一般污染防渗区防渗层的防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，重点污染防渗区防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。同时严格执行《中国石油天然气集团公司石油化工企业水污染应急防控技术指南》的相关规定，做好清污分流和三级防控措施，定期对厂区周围地下水环境进行监测和废水转运管道进行常规巡查，防止废水外溢、池体垮塌、废水渗漏和泄漏等环境污染事故。

根据以上原则，本项目分区防渗方案见表 8.5-1，典型钻井井场防渗分区图见图 8.5-5，各脱硫站防渗分区图见附图 8-1~8-3。

表 8.5-1　本项目防渗分区方案

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设项目场地	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
重点污染防渗区	防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	钻井平台	钻井基础区域（含井口）	地面
			应急池	池底及池壁
			放喷池	池底及池壁
			柴油发电机	地面
			油基泥浆及油基岩屑暂存罐区	地面
		脱硫站	液硫池	池底及池壁
			污水处理处理场装置区	地面，池体池底及池壁
			气田水预处理装置区	地面
			气田水综合处理利用装置区	地面，池体池底及池壁
			检修污水池	池底及池壁
			化粪池	池底及池壁

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设项目场地	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
一般污染防渗区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	脱硫站	分析化验室	地面
			维修间及库房	地面
			循环水系统装置区	地面
			动力中心装置区	地面
			压缩机区	地面
			气田水预处理装置区	地面
			硫黄成型装置及仓库区	地面
			脱水、脱硫、硫黄回收及尾气处理装置区	地面
			材料堆场	地面
		钻井平台	水基泥浆储备罐	地面、围堰四周及底部
			泥浆不落地生产工艺区	装置区的地面
			油水罐	地面、围堰四周及底部
			工艺装置区	地面
			截断阀组	地面

（1）重点防渗区

1）重点防渗区地面

重点防渗区地面结构示意图见图 8.5-1。

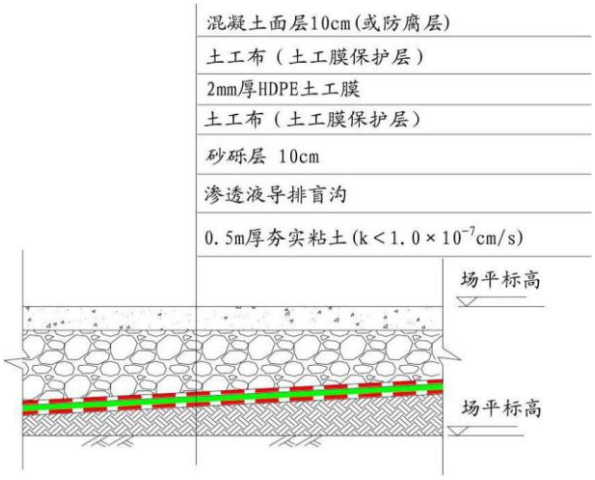


图 8.5-1　重点防渗区地面结构示意图

2）重点防渗区池体

防渗混凝土要求：①材料要求：42.5R 普通硅酸盐水泥，洁净级配 2~4cm 砾石，洁净中砂；水灰比不得大于 0.55，塌落度在 100mm~150mm 之间；②防渗剂：掺 6%的膨胀剂，掺 1.4%的缓凝减水剂，参考《地下工程防水技术规范》（GB50108-2008）。

防渗防腐处理：对该池池底和内壁采用 1:3 水泥砂浆抹面后，采用水泥基渗透结晶型防水涂料涂刷 2 遍作防渗防腐处理。重点防渗区典型池体结构示意图见图 8.5-2。

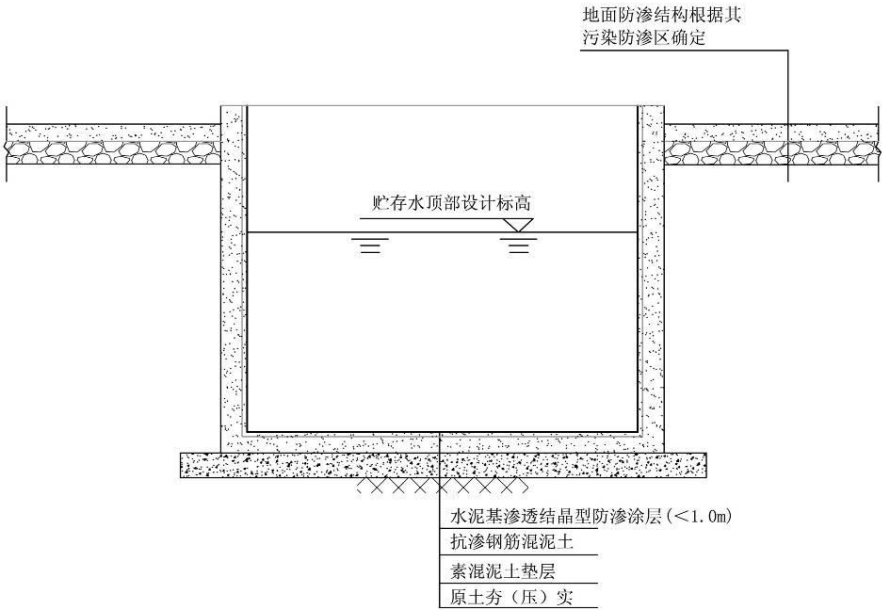


图 8.5-2　重点防渗区典型池体结构示意图

3）重点防渗区罐区

① 高密度聚乙烯膜的厚度不宜小于 1.5mm；

② 膜上、膜下应设置保护层，保护层可采用长丝无纺土工布，膜下保护层也可采用不含尖锐颗粒的砂层，砂层厚度不应小于 100mm；

③ 高密度聚乙烯膜铺设应有中心坡向四周，坡度不小于 1.5%。

罐区罐区基础防渗示意图见图 8.5-3。

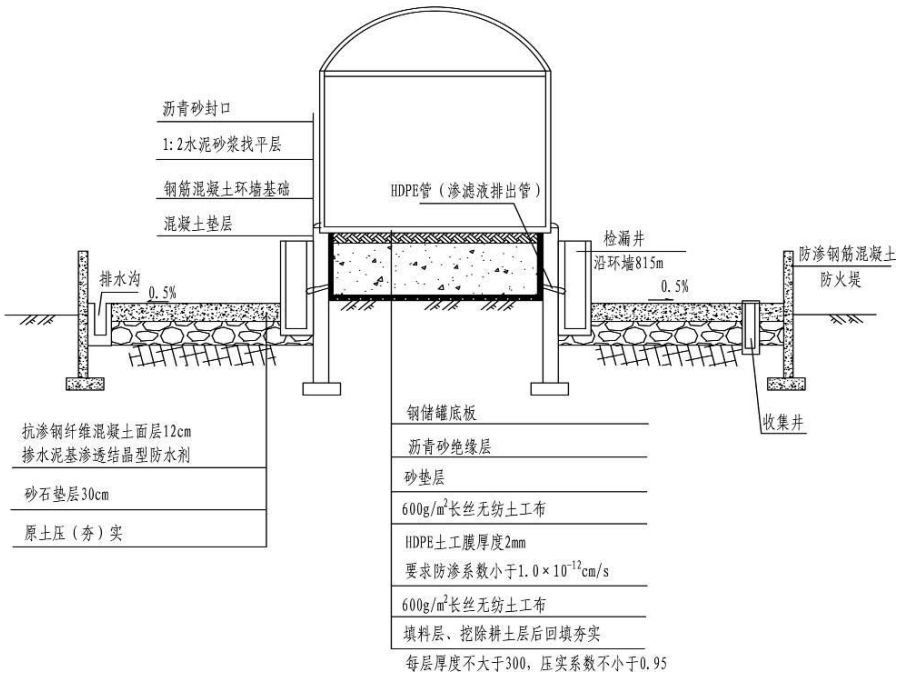


图 8.5-3　罐区基础防渗示意图

（2）一般防渗区

一般防渗区地面防渗结构示意见图 8.5-4。

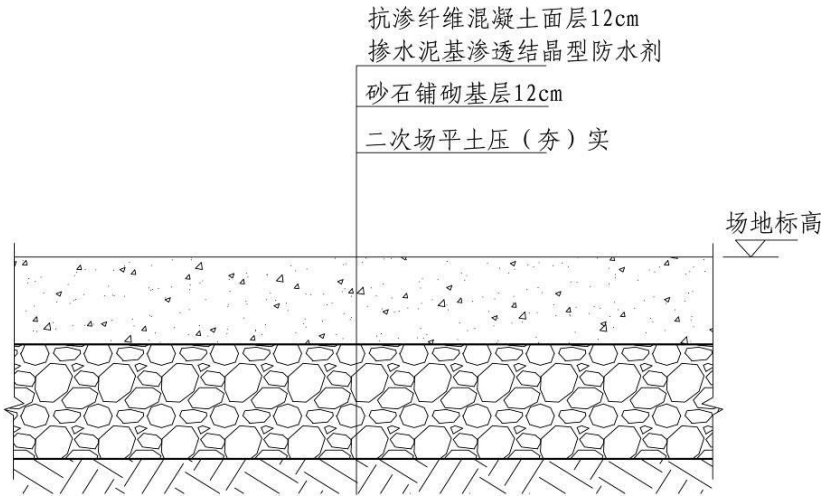


图 8.5-4　一般污染区防渗结构示意图

（3）简单防渗区

适用于天然包气带防污性能为为中~强，且污染控制程度易和污染物类型为非重金属及持久性有机物污染物类别的区域。考虑值班室、综合室、停车区及道路区等区域，基本不会产生污染物，本项目包气带防污性能等级为中，故对上述区域推荐采用抗渗素混凝土进行一般地面硬化即可达到防渗的要求，抗渗等级不应小于 P6。

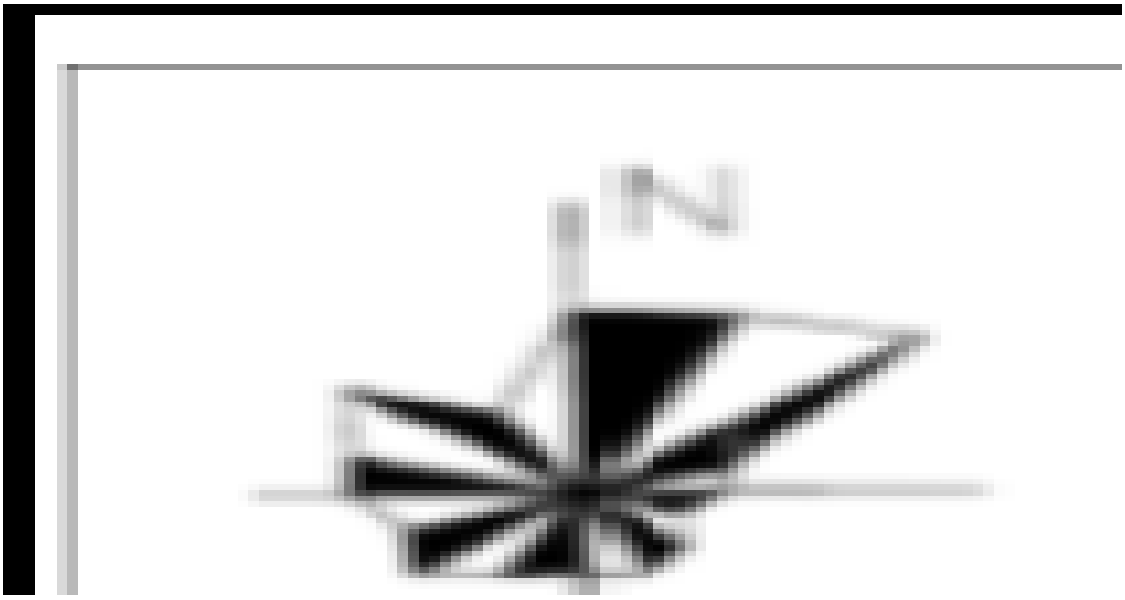


图 8.5-5 典型钻井井场防渗分区图

本项目各站场分区防渗面积及费用见表 8.5-2。

表 8.5-2 本项目分区防渗面积及费用

站场编号	重点防渗区面积（m^2）	一般防渗区面积(m^2)	重点防渗区费用（万元）	一般防渗区费用(万元)	总费用(万元)
彭州 3、彭州 4	21330	30174	307.1520	247.4268	554.5788
彭州 5	27194	29354	391.5936	240.7028	632.2964
彭州 6	81455	106020	1172.952	869.364	2042.316
合计	129979	165548	1871.6976	1357.4936	3229.1912

8.5.3 地下水环境管理措施

（1）加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放，引发环境污染与纠纷。

（2）针对平台各存储池和存储罐，必须按下列要求进行管理：

1）应严格按工程设计进行施工，确保各类罐体和池体有足够的容积满足工程建设的需要，应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止废水外溢。

2）对平台临时储存的废水进行及时转运，减少储存周期，降低外溢风险，特别在汛期来临前，要腾空清水池。

3）为避免突降大雨引起雨水进入清水池，从而引发废水外溢，应在雨季对水池加盖防雨蓬布或架设雨蓬。在暴雨季节，加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险。

4）现场应设兼职人员进行监督管理，重点是监督各项环保措施的落实情况，确

保废水不外溢和渗漏。

5）各类储备罐，如废水收集罐、泥浆储备罐、柴油罐等均置于防渗处理的地面上，应加强日常监管，一旦有物料泄漏，可及时发现并采取应急措施。

（3）严格执行回注水运输保障的“三联单”制度（即出站单据、进站单据和回注量单据），运输车辆安装 GPS，防止回注水随意排放引发环境污染事件，确保回注水运输安全性。

（4）用罐车运送废水时，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。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

8.5.4 应急响应

8.5.4.1 风险快速评估及决策

地下水污染风险快速评估方法与决策由连续的 3 个阶段组成：

第 1 阶段为事故与场地调查：主要任务为搜集事故与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第 2 阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断事故对地下水影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第 3 阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

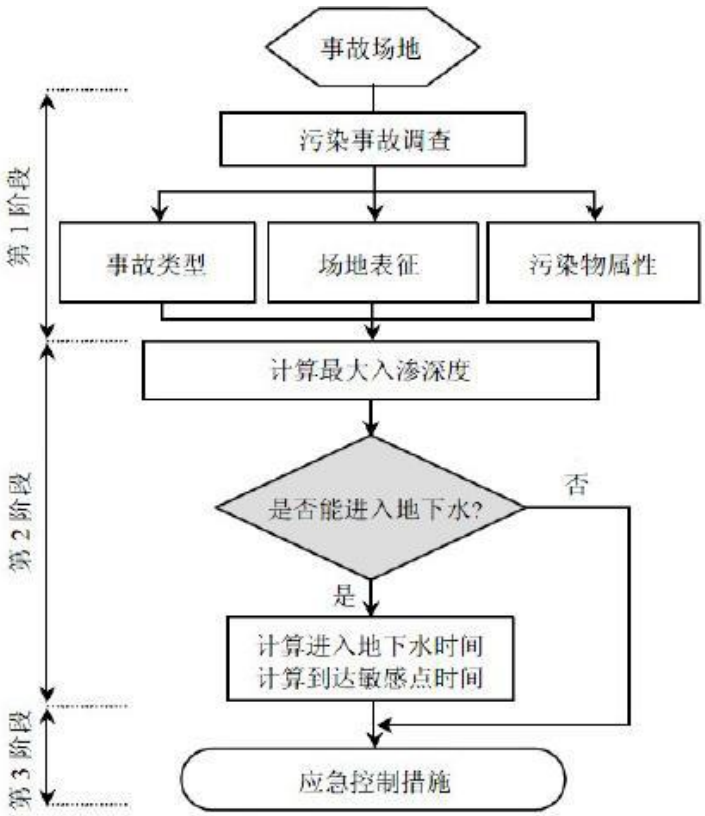


图 8.5-6 地下水污染风险快速评估与决策过程

8.5.4.2 风险应急预案

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，因此，必须制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取封闭、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。

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。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 8.5-7。

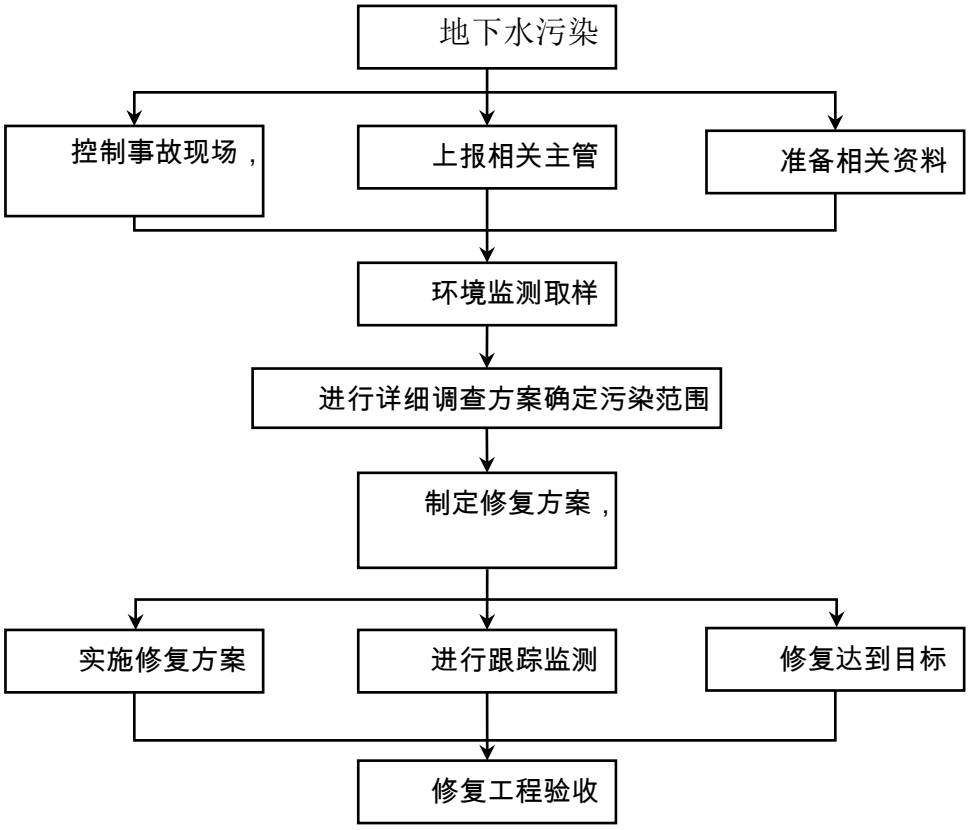


图 8.5-7　地下水污染应急治理程序

8.5.4.3 风险应急措施

一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，并采取相应应急措施，包括：1）查明并切断污染源；2）探明地下水污染深度、范围和污染程度；3）依据探明的地下水污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染水体进行抽排工作；4）将抽取的受污染地下水进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；5）当地下水中污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水并开展土壤修复工作。

应急截渗工程可采用的方式包括抽水井（截渗井）和集水廊道（截渗沟）。

本项目拟采取利用本次地下水环境监测方案中布设的监控井作抽水井（截渗井）作为地下水截渗措施。施工可以采用钻井机械施工，人工开挖大口井施工。大口井可以一边开挖一边下井筒的方式施工，施工较安全。

本项目地下水应急措施采取抽水井截获的方式，首先利用潜在污染源地下水下游长期监测井进行抽水，同时依据抽水设计方案进行施工钻孔。

具体地下水污染应急预案措施如下：

（1）如厂区发生地下水污染事故，立即启动应急预案。

（2）迅速控制厂区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上

报相关部门。

（3）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，控制污染晕，并监测地下水污染物浓度，同时，依据抽水设计方案进行施工及各井孔出水情况进行调整，下面以彭州 3 平台为例，进行抽水量计算。

一级截获井影响半径根据下式计算：

$$R=2S\sqrt{HK}$$

单井抽水量根据下式计算：

$$Q=\frac{K\times\pi\left(H^2-h^2\right)}{\ln\frac{R}{r}}$$

K—渗透系数，根据环境水文地质抽水试验为 0.053~0.715m/d，本次计算保守考虑选取 0.72m/d；

H—含水层自然时厚度，取 25m；

S—抽水稳定后，水位降深，取 11.77m；

r—抽水孔半径，取 0.225m。

计算得影响半径为 99.87m，相应的单井抽水量为 170.07m^3/d。

同上可得，彭州 4 平台计算影响半径为 727.55m，相应的单井抽水量为 7547.35m^3/d，彭州 5-彭州 6 平台计算影响半径均为 675.21m，相应的单井抽水量为 6561.09m^3/d。一旦发生污染物泄漏，立即启用 8.5.3.2 节中地下水监测方案布设的监控井作为应急抽水井开展抽水，阻止污染羽的进一步扩散。

（4）如抽水水质超标，将抽出的超标地下水送回站场内的集污罐池或事故水池中进行污水处理后连同池中已有废水统一收集运送至回注井回注，严禁随意排放。

（5）当应急截获井地下水染物含量低于区域背景值浓度后停止抽水，继续加强地下水水质监测。

（6）参照不同污染情景条件下的地下水环境影响预测结果来保障和恢复受影响地下水用户的用水安全，在受污染期间，为污染物迁移范围内的居民提供应急用水，保障居民正常生活饮用水需求，并继续监测民井水质，地下水染物含量低于区域背景值浓度后才可停止供应应急用水。

8.5.5 地下水污染治理措施

8.5.5.1 地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：制度控制、工程控制、物理修复技术、化学修复技术、生物修复技术等。

（1）制度控制

因为污染的地下水对人类健康产生影响的主要途径为体表接触，挥发气体吸入，和意外摄入等。针对受污染的地下水，可以暂时停止其使用，并在污染场地边界处建立警示牌和栅栏以防止人员进入，从而有效地减少或完全杜绝人通过体表接触，挥发气体吸入和意外摄入等途径受到污染物的影响。

（2）工程控制

工程控制主要立足于切断污染物和受体之间的暴露途径和控制污染物的迁移扩散。本工程主要污水管线、污水处理设施和污水储罐均建设于地上，减少了污水渗漏进入地下水的风险。但仍做好工程控制措施如地面隔离、覆盖，气体侵入控制和地下水防渗墙围堵等。

（3）物理修复技术

物理修复技术包括地下水抽提处理、多相抽提和原位加热解析处理等。

（4）化学修复技术

化学修复技术主要依赖于向污染的地下水中通过一定的工程手段加入化学药剂，利用外加药剂的化学特性与污染物反应以实现污染物的去除或者分解的目的。现在主流的化学修复技术包括化学氧化、化学还原、渗透反应墙、表面活性剂和助溶剂萃取等。

（5）生物修复技术

生物修复技术主要包括强化生物修复、植物修复、监测自然衰减等。

8.5.5.2 地下水污染管理措施

本项目对浅层地下水的主要污染途径为污水泄漏事故，浅层地下水的排泄为邻近地表水体。一旦污染发生，污染物首先渗透到不饱和带，然后依据污染物的特性、土壤结构以及场地状况等因素，污染物可能渗透至含水层，而污染地下水。尤其是当渗漏的污染物量非常大时，污染物将吸附在土壤中，并缓慢脱附而形成一长期之污染源，对地下水水质造成长期的危害。

本项目通过日常的环境管理体系加强预防，可以将污水对地下水的污染途径切断，

并实施地下水监测计划进行核实。一旦在监测中发现地下水的污染，将立即启动应急监测和地下水污染控制措施。本项目中的污染控制措施建议为水力控制。即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散。

8.5.5.2.1 施工期地下水环境保护方案

（1）施工期清洁生产措施

1）推行能耗、水耗、原材料消耗低的生产工艺，控制各种资源的使用量，实现清洁生产，进而从源头上削减地下水环境的 “三废”污染负荷。此外，采用能提高钻井机械速度、稳定井壁、低密度的绿色清洁钻井液，在提高钻井效率的同时减小对地下水的污染。

2） 钻井过程中优先使用无毒无害或毒害较小的化学添加剂，逐步淘汰有毒有害的化学添加剂，如含铬的钻井液添加剂，从源头上削减废有毒有害材料的产生数量和毒性。

3）地层孔隙大产生钻井液漏失通道，可采用抗高温钻井液聚合物增粘剂、自胶结化学堵漏剂等对孔隙和裂缝产生有效封堵，防止油气层泄漏。钻井液使用不当也会产生较大压差以及压力激动，可采用自适应防漏堵漏钻井液，提高地层承压力。此外钻井措施不当使钻杆的管套受到很大的破坏性，可采用多层的抗高温抗高压抗腐蚀的管套隔离含水层，提高管套的耐受能力。提高钻井施工质量，特别应提高各井身质量，钻井时可选用能有效降低钻井液表面张力、增加钻井液与页岩接触角的表面活性剂，改变钻井液的润湿性能，降低钻井液侵入页岩的程度从而增强页岩井壁的稳定性。

（2）平台的污染防治

现场调查结果显示，钻井液、水泥浆、完井液等含多种添加剂的流体潜入地下水层，其中大量的氯化物、石油、硫化物和 Pb 等有害元素部分被周边植物吸收、富集，通过食物链对人体的健康产生影响，存放于废水池中的气田水储存不当发生外溢、泄漏或在回注过层中发生窜层从而潜入浅水层，发生离子交换作用，导致地下水的永久硬度升高，不利于开采。因此，对平台的废水储存池、泥浆池均加强防渗设施，建设防渗围堰，对回注情况进行实时监测与分析，减小对地下水的污染。此外，可采用好养生物法、厌氧生物法、生物絮凝法和自然生物处理法对泥浆废水进行无害化处理。

（3）内部生活污染源的污染防治

由于气田区生活污水无法纳入当地管网，又因为各脱硫站值班人员少，生活污水量少，无法满足二级生化处理装置的运行条件，因此，在各脱硫站设防渗化粪池，生

活污水经收集和化粪池处理后，定期运往周边城镇污水处理厂进行处理处置。

8.5.5.2.2 运营期地下水环境保护方案

（1）脱硫站的污染防治

脱硫站污染防治包括对气田采出水、检修污水、生产污水、生活污水等的治理。应将污水分类收集后，分类进行处理，处理设施做好防渗及防泄漏措施，确保各项废污水均能有效处理、处置。

（2）井下作业的污染防治

井下作业产生的酸化污水、压裂污水及其它类型的污水，具有间歇排放、一次性排放量大的特点，建议现场收集后，运往袁家环保处理站处理后回注。

8.5.5.2.3 污水管道沿线地下水环境保护方案

管道铺设工作主要在距地表较浅的地层中进行，一般不会直接穿越地下含水层，不会引起地下水质与水量的变化，对沿线的水环境影响很小。但污水管道一旦发生泄漏，将对地下水造成污染。根据本项目输气管道工程特点，以及管道沿线的地质地貌环境，并结合管道工程建设的经验和教训，为最大限度地减少对地下水环境的影响，防止地下水环境污染，应采取以下措施：

（1）对管道施工过程中可能产生的环境影响以预防为主，加强环境管理，预防对地下水环境产生不利影响；

（2）在地下水埋深小于 2-3m 的区域埋设管道时，应在管道上部填充砂砾，以尽量减少地下水流的阻力，增加渗透率，最大限度地减少地下水位上升，从而达到减轻地下水环境影响的目的；

（3）可用混凝土修筑保护通道将污水管线包裹其中，可最大限度保护污水管线，防止上部荷载影响导致管线压裂污水泄漏；

（4）制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取的封闭、截流等措施以防止受污染的地下水扩散。

8.6 地下水环境影响评价结论

川西气田产能建设项目评价范围内主要涉及地下水分散式饮用水水源地，区域地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类水质标准。建设项目的地下水环境因素主要为钻井废水、返排液、气田采出水、尾气脱硫废水等。地下水环境影响的评价因子主要为硫酸盐、硫化物、COD、石油类、氯化物、氨氮。地下水保护目标为隆丰镇集中式饮用水水源地和区域 35 个乡村的分散民井，其中隆丰镇集中

式饮用水水源地位于项目场地的上游，不受项目影响。

地下水按其含水介质及赋存条件可分为松散岩类孔隙水和红层基岩裂隙水两种类型，前者在评价区内大面积分布。松散岩类孔隙水分为砂卵石层孔隙潜水和含泥砂卵砾石孔隙水。砂卵石层孔隙潜水进一步划分为：山前冲洪积层（Q_4^{al+pl}）砂砾卵石层孔隙潜水、河流漫滩一级阶地冲积层（Q_4^{al}）砂砾卵石层孔隙潜水。该含水层组分布普遍，厚度稳定，一般 10～30m，平均 15～20m，但在山前湔江冲洪积扇顶部，基岩埋藏浅，且局部缺失上更新统以及中更新统上段冰水流水堆积层，含水层厚度仅 3～5m。富水性总体分布规律是河道带（及附近）大于河间地块，河间地块大于山前洪积扇掩盖区，洪积扇前缘大于洪积扇顶。第四系上更新统冰水——流水堆积层（Q_3^{fgl-al}）上部为浅黄、褐黄色粉砂质粘土，厚度一般 1～4m，由上而下颗粒变粗，粘粒减少，透水、含水性稍差，为相对弱含水层。

评价区地下水主要为农户分散型浅井开采，开采层以 Q_4 冲洪积层为主，次为 Q_3 冰水-流水堆积层；城镇集中供水取水次之，农灌用水则为临时性开采地下水；厂矿企业用水较少，开采层为 Q_4 冲洪积层及 Q_3 冰水-流水堆积层，少量为 Q_2 冰水-流水堆积层（扇顶区）。

评价区最高水位出现在 6～9 月，以 8 月份最高，最低水位出现在 12 月至翌年 4 月，以 3 月份最低。评价区含水层的水位在 590~732m 范围内，总体上北西高，南东低。水位平均变幅 0.18～14.2m。水位年内变幅大小由扇顶向扇前缘减小，二级阶地比一级阶地大。

在钻井过程中，导管段施工阶段穿越第四系~蓬莱镇组，钻井液为普通高坂含钻井液，基本配方为 80～100kg/m^3 膨润土+4%纯碱(土量)。膨润土的主要成分为蒙脱石，无臭、无味、无毒，遇水膨胀，吸附性能很强，能吸附有色物质、有机物质。纯碱的成分为 Na_2CO_3，不存在污染因子。因此，钻孔导管穿越地下含水层段不会对地下水产生影响。

在非正常状况下，采用数值法预测分析各平台钻井工程一开段发生钻井液泄漏条件下的场地地下水环境影响程度。结果表明，一开段钻井液泄漏工况下：

（1）彭州 5 平台一开段钻井液泄漏条件下的 COD 最远超标距离为 1500m，影响周围地下水用户 853 户 2803 人；氯化物最远超标距离为 220m，不影响周围地下水用户；石油类最远超标距离为 1190m，影响周围地下水用户 373 户 1363 人；

（2）彭州 6 平台一开段钻井液泄漏条件下的 COD 最远超标距离为 1700m，影

响周围地下水用户 2262 户 7293 人；氯化物最远超标距离为 220m，不影响周围地下水用户；石油类最远超标距离为 1320m，影响周围地下水用户 762 户 2293 人。

根据数值法预测结果，如果钻井液发生泄漏，会引起较严重的地下水污染事故，威胁地下水下游多个乡村的地下水用水安全。因此，在钻井工程施工过程中，应该严格遵守各项规章制度，配备钻井液液化循环系统、容量足够的污水池等各项工程环保措施，并对钻井废弃泥浆及岩屑进行无害化处理。

在非正常状况下，采用数值法预测分析了彭州 5、彭州 6 平台钻井工程的钻井废水和压裂返排液泄漏工况，彭州 3~彭州 6 气田采出水泄漏以及彭州 6 平台气田水综合利用装置污水泄漏对地下水环境的影响。

结果表明，在钻井废水 1d 内泄漏 10m³条件下：

（1）彭州 5 平台 COD 污染物在 100d 时最远超标距离为 225m，会影响周边地下水用户 22 户 77 人；石油类污染物最远超标距离为 100m，不会影响周边的地下水用户；氯化物污染物不超标，不会影响周边的地下水用户；

（2）彭州 6 平台 COD 污染物在 100d 时最远超标距离为 280m，会影响周边的地下水用户 3 户 11 人；石油类污染物最远超标距离为 120m，不会影响周边的地下水用户；氯化物污染物不超标，不会影响周边的地下水用户。

在压裂返排液 8h 内泄漏 90m³条件下：

（1）彭州 5 平台 COD 最远超标距离为 200m，影响周围地下水用户 6 户 18 人，石油类在预测时段内均不超标，不影响周围地下水用户；

（2）彭州 6 平台 COD 最远超标距离为 200m，不影响周围地下水用户；石油类在预测时段内均不超标，不影响周围地下水用户。

在气田采出水 8h 泄漏 10m³条件下：

（1）彭州 3 脱硫站在 10950d 硫化物污染物最远超标距离为 510.7m，会影响周边地下水用户 32 户 113 人；氯化物污染物最远超标距离为 9.25m，不会影响周边地下水用户；硫酸盐污染物最远超标距离为 9.25m，不会影响周边地下水用户；COD 污染物最远超标距离为 9.25m，不会影响周边地下水用户；

（2）彭州 4 脱硫站在 1000d 硫化物污染物最远超标距离为 1700m，会影响周边地下水用户 448 户 1357 人；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标；COD 污染物最远超标距离为 200m，不会影响周边地下水用户；

（3）彭州 5 脱硫站在 1000d 硫化物污染物最远超标距离为 1600m，会影响周边

地下水用户 853 户 2803 人；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标，不会影响周边地下水用户；COD 污染物最远超标距离为 210m，不会影响周边地下水用户；

（4）彭州 6 脱硫站在 1000d 硫化物污染物最远超标距离为 2100m，会影响周边地下水用户 2262 户 7293 人；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标；COD 污染物最远超标距离为 220m，不会影响周边地下水用户。

在气田综合利用处理站进水 8h 泄漏 100m³条件下：

1000d 内 COD 污染物最远超标距离为 300m，会影响周边地下水用户 3 户 11 人；氨氮污染物不超标；氯化物污染物不超标；硫酸盐污染物不超标。

在气田综合利用处理站母液 8h 泄漏 100m³条件下：

1000d 内 COD 污染物最远超标距离为 560m，会影响周边地下水用户 9 户 32 人；氯化物污染物最远超标距离为 290m，会影响周边地下水用户 3 户 11 人；氨氮污染物不超标。

假设污水管道穿越 S106 省道段发生泄漏，泄漏时长为 8h，泄漏量为 30m³条件下，污染物分别会对污水管道穿越 S106 省道段附近 2 户 10 人的地下水用水安全产生威胁。

根据数值法预测结果，如果钻井液发生泄漏，会引起严重的地下水污染事故，威胁地下水下游多个乡村的地下水用水安全。因此，在钻井工程施工过程中，应该严格遵守各项规章制度，配备钻井液液化循环系统、容量足够的污水池等各项工程环保措施，并对钻井废弃泥浆及岩屑进行无害化处理。

从“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”方面提出了地下水环境保护措施与对策。钻井平台按照清污分流设计，优化排水系统设计，工艺废水、地面冲洗废水、初期污染雨水等在场区内进行有组织收集和处理，严格分区硬化防渗措施；施工期钻井工程各类废物（钻井废水、钻井泥浆）的循环利用，减少污染物的产生量和排放量。脱硫站污染源头控制措施包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏。加强事故工况下的地下水污染监控和应急响应，将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

根据本项目各个建设项目场地装置、单元的特点和所处的区域及部位，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）将脱硫站和天然气集输站划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区。施工期对集污罐池、放喷池、井口作

业区、柴油罐和污水罐周围设置围堰、泥浆循环系统区域分别提出了防渗措施，并对钻进过程中钻井液的漏失情况保持密切监测。运营期对溶剂罐、三甘醇储罐区设置围堰，规范建设危废暂存间，将液硫池、污水处理处理场装置区、气田水预处理装置区、气田水综合处理利用装置区、检修污水池、化粪池设置为重点防渗区。

从风险快速评估及决策、风险应急预案、风险应急措施三个方面提出了应急响应措施，并从地下水污染治理技术和地下水污染管理措施两方面提出了地下水污染治理措施。

综上所述，在采取以上源头控制、分区防渗、污染监控及应急措施后，项目建设对地下水环境影响总体可控。

9 环境风险评价

9.1 环境风险评价依据

9.1.1 环境风险评价的目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以将风险可能性和危害程度降至最低。

9.1.2 评价原则

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

本次评价以中华人民共和国环境保护行业标准《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的相关要求为依据，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，按照表 1 确定评价工作等级：风险潜势为IV及以上，进行一级评价；风险潜势为III，进行二级评价；风险潜势为II，进行三级评价；风险潜势为I，可开展简单分析。

9.1.3 工作流程

本项目环境风险评价工作程序见下图：

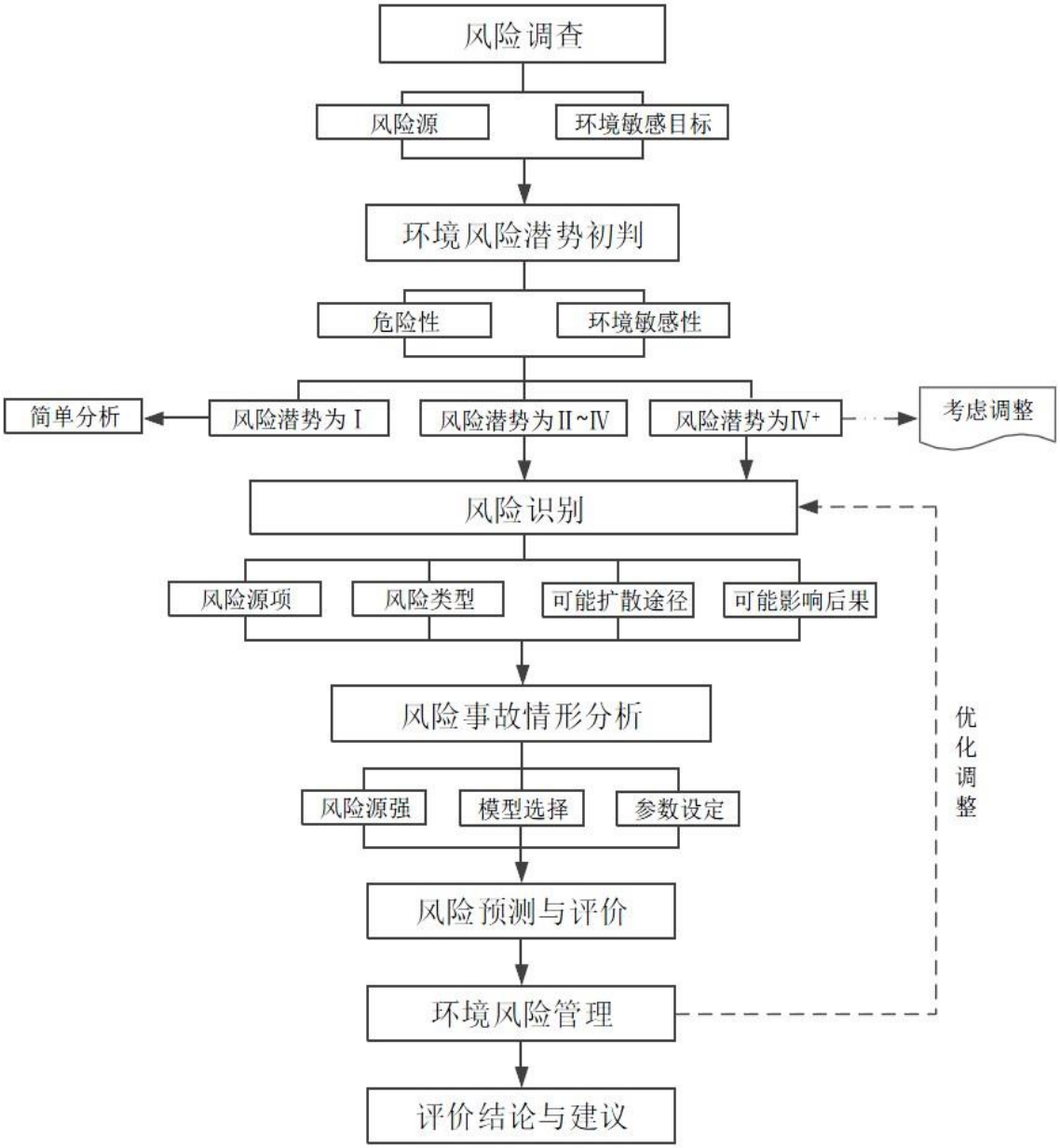


图 9.1-1　环境风险评价工作流程

9.2 环境风险调查

风险防范是企业安全生产的前提和保障，本评价将对项目危险化学品使用及储运等过程和非危化品（如含硫化氢废水、高含盐采出水、油基钻屑等）的收集、贮存、运输、处理处置中可能发生的潜在危险进行分析，找出主要危险环节，识别危险程度，进而针对性地采取预防和应急措施，尽可能将风险可能性和危险性降到最低程度。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）规定，在进行风险评价时，首先要调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，确定项目中哪些物质应该进行危险性评价。同时对含硫化氢废水、高含盐采出水、油基钻屑等的处置

过程提出相应的风险防范措施。

生产设施风险识别范围：主要生产装置、贮运系统、公用工程系统、工程环保设施及辅助生产设施等，目的是确定重大危险源。物质风险识别范围：主要原材料及辅助材料、燃料、中间产品最终产品以及生产过程排放的“三废”污染物等，目的是确定环境风险因子。

通过对本项目生产中主要原辅材料及分布情况、生产工艺特点进行分析，主要危险化学品为施工期的柴油、白油、氢氧化钠、天然气（甲烷）、硫化氢，运营期天然气（甲烷）、硫化氢、硫黄、液硫、醇胺脱硫溶剂、TEG 溶剂、氢氧化钠、盐酸、双氧水、碳酸钠、次氯酸钠等。

主要危险化学物质储存状况见后文“9.3.2 P 的分级确定”小结，主要物质的危险、有害因素见下表。

表 9.2-1　部分主要物质的危险、有害因素

物质名称	爆炸极限或闪点	火灾危险特征	存在部位及生产过程	火灾危险性类别	危险有害因素分类
甲烷	5%～15%	爆炸下限小于 10%	井口、集输设备、管线、脱硫、脱水单元	甲 B 类	易燃气体
硫化氢	4%～46%	爆炸下限小于 10%	井口、集输设备、管线、脱硫、硫回收单元	甲 B 类	有毒品
二氧化硫	-	-	井喷、放空燃烧产生	-	有毒品
醇胺脱硫溶剂	135.5℃	闪点＞60℃的液体	脱硫、尾气处理、储罐	丙 A 类	易燃液体
三甘醇	165℃	闪点＞60℃的液体	脱水单元、储罐	丙 B 类	可燃液体
柴油	38℃	易燃液体	柴油发电机、储罐	乙 B 类	易燃液体
硫黄	2.3%～46%	易燃	脱硫站	乙类	易燃固体、液体

9.3 环境风险潜势初判

9.3.1 环境风险潜势划分

根据本项目实际情况，项目各个站场间彭州 3 脱硫站与彭州 4 脱硫站距离最远，距离约 10km，因此本次风险评价将各个站场统一进行考虑。

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV、IV+级。根据建设项目设计的物质和工艺系数的危险性及其所在地的敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 9.3-1 确定环境风险潜势。

表 9.3-1　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P_1）	高度危害（P_2）	中度危害（P_3）	轻度危害（P_4）
环境高度敏感区（E_1）	IV^+	IV	III	III
环境中度敏感区（E_2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E_3）	III	III	II	I
注：IV^+为极高环境风险。				

9.3.2 P 的分级确定

（1）危险物质数量与临界量的比值（Q）

分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，参见 HJ 169-2018 中附录 B 确定危险物质的临界量，并参照附录 C 进行判定。

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当企业只涉及一种风险物质时，该物质的数量与其临界量比值，即为 Q。

当企业存在多种风险物质时，则按下式计算：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+...+q_n/Q_n$$

式中：q_1，q_2，...，q_n——每种风险物质的存在量，t；

Q_1，Q_2，...，Q_n——每种风险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I级。

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）附录 B，油类物质、硫、硫化氢、次氯酸钠、甲烷属于突发环境事件风险物质，CAS 号分别为/、63705-05-5、7783-06-4、7647-01-0、7681-52-9、74-82-8，其临界量分别为 2500t、10t、2.5t、5t、10t。综上分析，本项目油类物质、硫、硫化氢、次氯酸钠、甲烷属于突发环境事件风险物质。

①钻井施工期

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，钻井期间涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）、H_2S、油类物质（柴油或白油）。

彭州 5 平台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。

则彭州 6 平台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 9.3-2　彭州 5 平台危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	天然气（以甲烷计）	300t	2500t	0.120	Q≈0.120

表 9.3-3　彭州 6 平台危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	油类物质	300t	2500t	0.120	Q≈0.120

②运营期

分为彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站、彭州 5~彭州 6 脱硫站管线分别进行计算。

表 9.3-4　彭州 3 脱硫站危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	硫	1810t	10t	181.000	211.244
2	硫化氢	12.76t	2.5t	5.104	
3	次氯酸钠	1.95t	5t	0.390	
4	天然气（以甲烷计）	247.5t	10t	24.750	
保守考虑：甲烷存储量按天然气存储量计；次氯酸钠暂存量参照盐酸暂存量核算；硫黄中硫含量为 99.8%，此表中直接按 100%考虑；川西气田原料气 H_2S 最大含量为 5.59%，CO_2 对应含量为 5.44%，保守考虑天然气中 90%均为甲烷；硫化氢、甲烷的最大存量为根据后文事故情景设定确定的最大量。					

表 9.3-5　彭州 4 脱硫站危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	硫	1810t	10t	181.000	220.494
2	硫化氢	17.01t	2.5t	6.804	
3	次氯酸钠	1.95t	5t	0.390	
4	天然气（以甲烷计）	323.0t	10t	32.300	
保守考虑：甲烷存储量按天然气存储量计；次氯酸钠暂存量参照盐酸暂存量核算；硫黄中硫含量为 99.8%，此表中直接按 100%考虑；川西气田原料气 H_2S 最大含量为 5.59%，CO_2 对应含量为 5.44%，保守考虑天然气中 90%均为甲烷；硫化氢、甲烷的最大存量为根据后文事故情景设定确定的最大量。					

表 9.3-6　彭州 5 脱硫站危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	硫	1810t	10t	181.000	211.244
2	硫化氢	52.45t	2.5t	5.104	
3	次氯酸钠	1.95t	5t	0.390	
4	天然气（以甲烷计）	247.5t	10t	24.750	
保守考虑：甲烷存储量按天然气存储量计；次氯酸钠暂存量参照盐酸暂存量核算；硫黄中硫含量为 99.8%，此表中直接按 100%考虑；川西气田原料气 H_2S 最大含量为 5.59%，CO_2 对应含量为 5.44%，保守考虑天然气中 90%均为甲烷；硫化氢、甲烷的最大存量为根据后文事故情景设定确定的最大量。					

表 9.3-7　彭州 6 脱硫站与天然气集输站危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	硫	5210t	10t	521.000	558.134
2	硫化氢	12.76t	2.5t	5.104	
3	次氯酸钠	3.90t	5t	0.780	
4	天然气（以甲烷计）	247.5t	10t	24.750	
保守考虑：甲烷存储量按天然气存储量计；次氯酸钠暂存量参照盐酸暂存量核算；硫黄中硫含量为 99.8%，此表中直接按 100%考虑；川西气田原料气 H_2S 最大含量为 5.59%，CO_2 对应含量为 5.44%，保守考虑天然气中 90%均为甲烷；硫化氢、甲烷的最大存量为根据后文事故情景设定确定的最大量。					

表 9.3-8　彭州 5~彭州 6 脱硫站管线危险物质数量与临界量比值表

序号	物质名称	最大储存量（q）	临界量（Q）	比值（Q）	合计
1	天然气（以甲烷计）	68.69t	10t	6.869	6.869

③各单元 Q 值

综上所述，本项目危险物质最大储存量与临界量的比值之和 Q 具体见下表。

表 9.3-9　本项目危险物质最大储存量与临界量的比值之和 Q 值一览表

序号	名称	Q 值	区间	备注
1	彭州 5 平台	0.120	Q＜1	钻井施工期
2	彭州 6 平台	0.120	Q＜1	钻井施工期
3	彭州 3 脱硫站	211.244	Q≥100	运营期
4	彭州 4 脱硫站	220.494	Q≥100	运营期
5	彭州 5 脱硫站	212.144	Q≥100	运营期
6	彭州 6 脱硫站	558.134	Q≥100	运营期
7	彭州 5~彭州 6 脱硫站管线	6.869	1≤Q＜10	运营期

由上表可知，本项目单个厂界危险物质最大储存量与临界量的比值之和Q≈558.134＞100。

（2）行业及生产工艺（M）

本项目属于“石油天然气”中“天然气净化”，不涉及重点监管危险化工工艺，但项目储罐区涉及重点关注的危险物质的储存。M 值确定见下表。

表 9.3-10　M 值确定表

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化反应、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质储存罐区	5/套（罐区）
管道、码头/港口等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

根据上表可知，本项目各工艺单元的行业及生产工艺得分情况见下表。

表 9.3-11　项目各工艺单元的 M 值确定表

序号	项目	评估依据	得分情况	M 值
1	彭州 5 平台	石油、天然气、页岩气开采（含净化）	10	M3（5＜M≤10）
2	彭州 6 平台		10	M3（5＜M≤10）
3	彭州 3 脱硫站		10	M3（5＜M≤10）
4	彭州 4 脱硫站		10	M3（5＜M≤10）
5	彭州 5 脱硫站		10	M3（5＜M≤10）
6	彭州 6 脱硫站		10	M3（5＜M≤10）
7	彭州 5~彭州 6 脱硫站管线	天然气输送	10	M3（5＜M≤10）

（3）P 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169－2018）附录 C 中 P 的确定依据，项目危险物质及工艺系统危害性（P）的等级判定见下表。

表 9.3-12　危险物质及工艺系统危害性等级判断

危险物质数量与临界量的比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本项目各工艺单元的危险物质及工艺系统危害性（P）具体见下表。

表 9.3-13　本项目危险物质及工艺系统危害性等级判断

序号	项目	评估依据	P
1	彭州 5 平台	Q＜1，M3	/
2	彭州 6 平台	Q＜1，M3	/
3	彭州 3 脱硫站	Q≥100，M3	P2
4	彭州 4 脱硫站	Q≥100，M3	P2
5	彭州 5 脱硫站	Q≥100，M3	P2
6	彭州 6 脱硫站	Q≥100，M3	P2
7	彭州 5~彭州 6 脱硫站管线	1≤Q＜10，M3	P4

9.3.3 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境

本项目彭州 3 厂址周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，无其他需要特殊保护的地区。大气环境敏感程度为环境高度敏感区 E1。

本项目彭州 4 厂址周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，无其他需要特殊保护的地区。大气环境敏感程度为环境高度敏感区 E1。

本项目彭州 5 厂址周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 5 万人，大于 1 万人，无其他需要特殊保护的地区；周边 500m 范围内人口总数为小于 500 人。大气环境敏感程度为环境中度敏感区 E2。

本项目彭州 6 厂址周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，无其他需要特殊保护的地区。大气环境敏感程度为环境高度敏感区 E1。

管线（4.5km 长）每千米管段 200m 范围内人口数大于 100 人，小于 200 人。大

气环境敏感程度为环境中度敏感区 E2。

（2）地表水环境

本项目彭州 5~彭州 6 脱硫站管线将穿越小石河支渠，小石河支渠在穿跨越点下游约 3.4km 处汇入人民渠，汇入口处位于人民渠水源地准保护区，汇入口下游约 11.1km 处为人民渠水源地二级保护区，人民渠水源地二级保护区下游约 11.8km 处为人民渠水源地一级保护区。

本项目发生彭州 5~彭州 6 脱硫站管线泄漏事故时，排放点进入地表水水域环境功能为III类，故地表水功能敏感性分区为 F2；排放点下游 10km 范围内有人民渠水源地准保护区，故环境敏感目标分级为 S1。因此根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D，项目彭州 5~彭州 6 脱硫站管线部分地表水环境敏感程度为环境高度敏感区（E1）。其余 6 个部分发生风险事故后不会对区域地表水环境造成污染影响。

（3）地下水环境

本项目 7 个部分所在区域地下水敏感程度为较敏感（G2），包气带防污性能分级为 Mb≥1.0m，1×10^{-6}cm/s≤K≤1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定（D2）。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D，项目 7 个部分的地下水环境敏感程度均为环境中度敏感区（E2）。

9.3.4 风险潜势划分

综上，本项目各环境要素环境敏感程度分级及根据导则要求的环境风险潜势划分情况见下表。

表 9.3-14　彭州 5 平台（钻井期）环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险 潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	/			
敏感度（E）	E2	/	E2	E2
环境风险潜势	III	/	II	II
备注：Q 小于 1，简单分析。				

表 9.3-15　彭州 6 平台（钻井期）环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	/			
敏感度（E）	E2	/	E2	E2
环境风险潜势	III	/	III	III
备注：Q 小于 1，简单分析。				

表 9.3-16　彭州 3 脱硫站环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	P2			
敏感度（E）	E1	/	E2	E1
环境风险潜势	IV	/	III	IV
备注：建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级相对高值。				

表 9.3-17　彭州 4 脱硫站环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	P2			
敏感度（E）	E1	/	E2	E1
环境风险潜势	IV	/	III	IV
备注：建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级相对高值。				

表 9.3-18　彭州 5 脱硫站环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	P2			
敏感度（E）	E2	/	E2	E2
环境风险潜势	III	/	III	III
备注：建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级相对高值。				

表 9.3-19　彭州 6 脱硫站环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	P2			
敏感度（E）	E1	/	E2	E1
环境风险潜势	IV	/	III	IV
备注：建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级相对高值。				

表 9.3-20　彭州 5 ~彭州 6 脱硫站管线环境风险潜势表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	环境风险潜势综合等级
危险物质及工艺系统危险性（P）	P4			
敏感度（E）	E2	E1	E2	E1
环境风险潜势	II	III	II	III
备注：建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级相对高值。				

9.4 环境风险评价等级、范围

9.4.1 项目风险评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018）中的有关规定，本次评价根据各个环境要素及项目环境风险潜势综合等级情况，按导则要求确定评价等级及工作内容见下表。

表 9.4-1　彭州 5 平台（钻井期）各环境要素环境风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
Q 小于 1，简单分析。				

表 9.4-2　彭州 6 平台（钻井期）各环境要素环境风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
Q 小于 1，简单分析。				

表 9.4-3　彭州 3 脱硫站各环境要素环境风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	IV	/	III	IV
环境风险工作评价等级	一级	/	二级	一级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 9.4-4　彭州 4 脱硫站各环境要素环境风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	IV	/	III	IV
环境风险工作评价等级	一级	/	二级	一级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 9.4-5　彭州 5 脱硫站各环境要素环境风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	III	/	III	III
环境风险工作评价等级	二级	/	二级	二级
工作内容	选取最不利气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 9.4-6　彭州 6 脱硫站各环境要素环境风险评价等级划分情况及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	IV	/	III	IV
环境风险工作评价等级	一级	/	二级	一级
工作内容	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件进行分析预测，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	/	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围与程度	/

表 9.4-7　彭州 5 ~彭州 6 脱硫站管线各环境要素环境风险评价等级划分及工作内容

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境	项目综合评价等级
环境潜势	II	III	II	III
环境风险工作评价等级	三级	二级	三级	二级
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	预测地表水环境风险，给出风险事故情境下可能造成的影响范围和程度	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）预测地下水环境风险	/

9.4.2 项目风险评价范围

（1）大气环境评价范围

根据环境风险导则确定各生产单元各要素评价等级及评价范围，当大气毒性终点浓度预测到达距离超出评价范围时，应根据预测到达距离进一步调整评价范围。其中彭州 5 平台、彭州 6 平台、彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站评价范围为半径 5km，大于大气环境影响范围，评价范围无需调整；彭州 5~彭州 6 脱硫站管线评价范围为 200m，大于大气环境影响范围，评价范围无需调整。具体范围见下图。

表 9.4-8　各生产单元大气环境的评价等级及评价范围

工艺单元	大气环境敏感性分级	物质及工艺系统危险性分级 P	风险潜势	评价等级	评价范围
彭州 5 平台	/	/	/	简单分析	/
彭州 6 平台	/	/	/	简单分析	/
彭州 3 脱硫站	E1	P2	IV	一级	5km
彭州 4 脱硫站	E1	P2	IV	一级	5km
彭州 5 脱硫站	E2	P2	III	二级	5km
彭州 6 脱硫站	E1	P2	IV	一级	5km
彭州 5~彭州 6 脱硫站管线	E2	P4	II	三级	200m

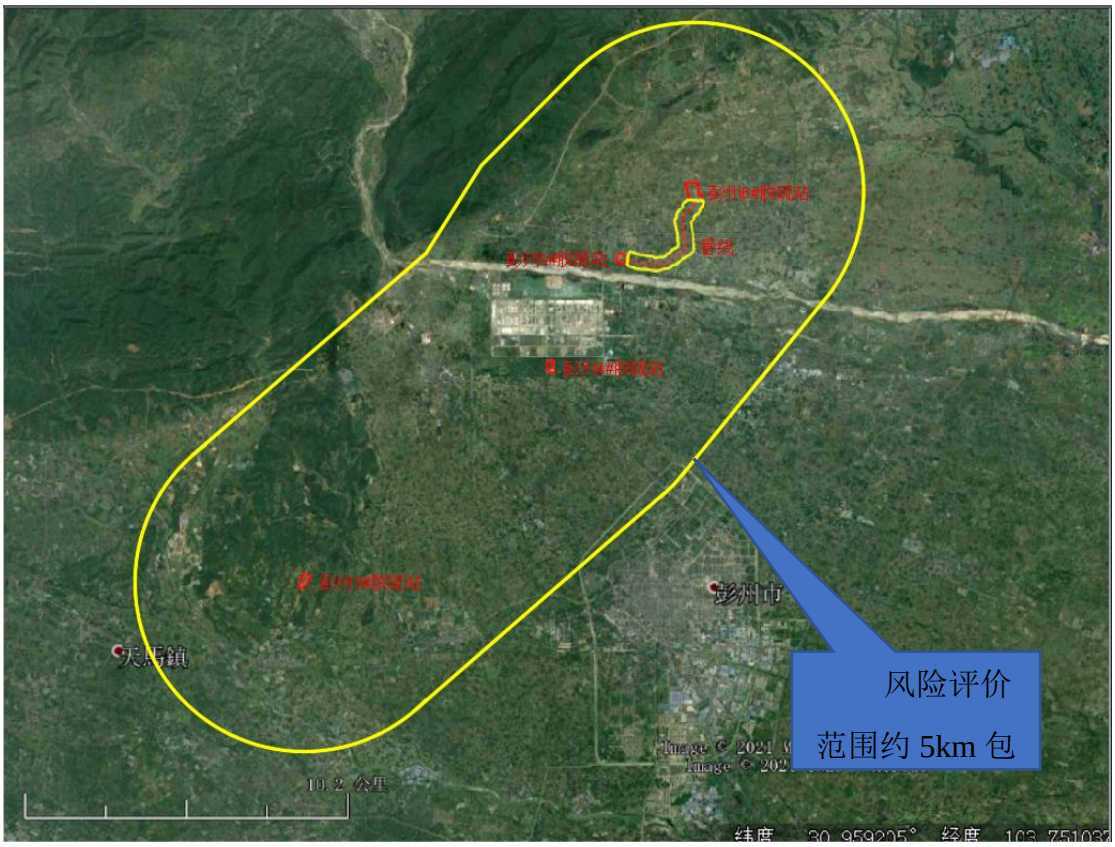


图 9.4-1　项目大气环境风险评价范围图

（2）地表水环境评价范围

本项目彭州 5~彭州 6 脱硫站管线将穿越小石河支渠，小石河支渠在穿跨越点下游约 3.4km 处汇入人民渠，汇入口处位于人民渠水源地准保护区，汇入口下游约 11.1km 处为人民渠水源地二级保护区，人民渠水源地二级保护区下游约 11.8km 处为人民渠水源地一级保护区。因此本项目地表水环境评价范围为本项目汇入小石河支渠处上游 100m 至小石河支渠与人民渠交汇处（约 3.4km）、小石河支渠与人民渠交汇处上游 100m 至人民渠水源地一级保护区下游（约 23km）。

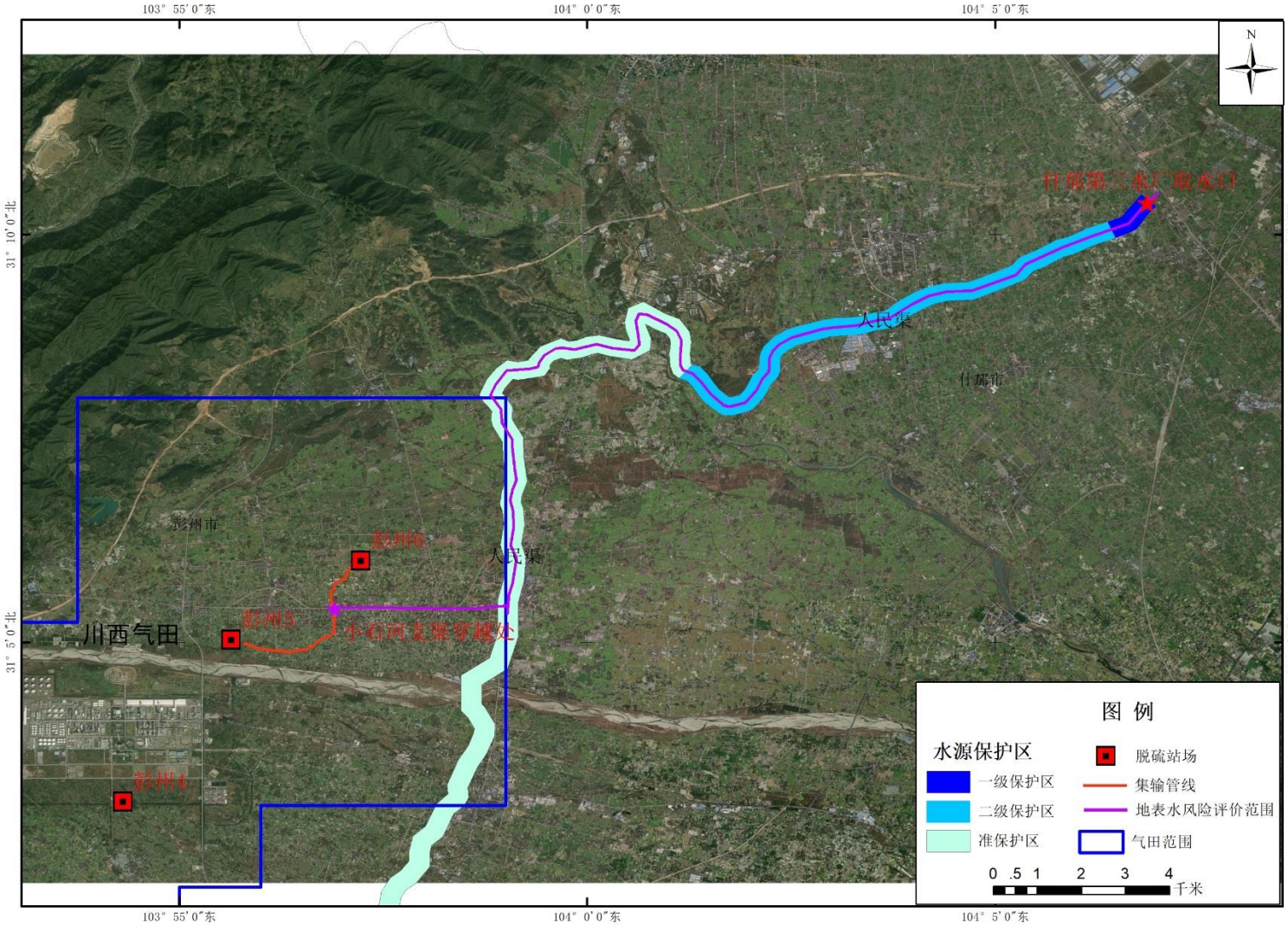


图 9.4-2　项目地表水风险评价范围图

（3）地下水环境评价范围

本项目地下水环境评价范围与地下水环境影响评价章节设置的评价范围一致。

9.5 环境风险识别

本项目存在一定的安全危险因素，风险防范是企业安全生产的前提和保障，本评价将对本工程涉及的有毒、有害化学品的使用及储运等过程中可能发生的潜在危险进行分析，以找出主要危险环节，认识危险程度，从而针对性地采取预防和应急措施，尽可能将风险可能性和危害程度降至最低。

风险识别主要包括物质危险性识别、生产系统危险性识别和危险物质向环境转移的途径识别等。

9.5.1 物质危险性识别

根据本项目建设内容，本项目开采、集输、净化主要产品为天然气。通过对本项目生产中主要原辅材料及分布情况、生产工艺特点进行分析，主要危险物质为油类物质、硫、硫化氢、盐酸（≥37％）、次氯酸钠、甲烷等，本项目化学品危险特性如下。

（1）天然气

天然气属甲类易燃、易爆气体，与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸，在相对密闭空间内有窒息危险。天然气中各主要烃组分基本性质见表 8.2-2。

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）对石油天然气火灾危险性分类：天然气生产属于甲 B 类火灾危险性。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》（GB 13690-2009）中的气相爆炸物质，在爆炸极限范围内遇点火源可引起爆炸。

表 9.5-1　天然气中各主要烃组分基本性质

组份 / 项目	甲烷 CH_4	乙烷 C_2H_6	丙烷 C_3H_8	正丁烷 C_4H_{10}	异丁烷 i-C_4H_{10}	其它 C_5-C_{11}
密度(kg/m^3)	0.72	1.36	2.01	2.71	2.71	3.45
爆炸上限 %(V)	5.0	2.9	2.1	1.8	1.8	1.4
爆炸下限 %(V)	15.0	13.0	9.5	8.4	8.4	8.3
自燃点(℃)	538	530	510	490	/	/
理论燃烧温度(℃)	1830	2020	2043	2057	2057	/
燃烧 1m^3 气需空气量(m^3)	9.54	16.7	23.9	31.02	31.02	38.18
最大火焰传播速度(m/s)	0.67	0.86	0.82	0.82	/	/

（2）盐酸、硫黄、次氯酸钠

表 9.5-2　本项目化学品危险特性一览表

序号	名称	主（次）危险性类别	危险特性
1	盐酸	腐蚀性	盐酸是氢氯酸的俗称，是氯化氢(HCl）气体的水溶液，为无色透明的一元强酸。盐酸具有极强的挥发性，因此打开盛有浓盐酸的容器后能在其上方看到白雾，实际为氯化氢挥发后与空气中的水蒸气结合产生的盐酸小液滴。
2	硫黄	易燃、易爆性	硫黄别名硫、胶体硫、硫黄块。外观为淡黄色脆性结晶或粉末，有特殊臭味。分子量为 32.06，蒸汽压是 0.13kPa，闪点为 207℃，熔点为 119℃，沸点为 444.6℃，相对密度(水=1）为 2.0。硫黄不溶于水，微溶于乙醇、醚，易溶于二硫化碳。作为易燃固体，硫黄主要用于制造染料、农药、火柴、火药、橡胶、人造丝等。 硫黄是无机农药中的一个重要品种。商品为黄色固体或粉末，有明显气味，能挥发。硫黄水悬液呈微酸性，不溶于水，与碱反应生成多硫化物。硫黄燃烧时发出青色火焰，伴随燃烧产生二氧化硫气体。生产中常把硫黄加工成胶悬剂用于防治病虫害，它对人、畜安全，不易使作物产生药害。 硫黄燃烧后产生二氧化硫，二氧化硫溶于水形成化合物亚硫酸。 健康危害：对眼睛、皮肤、粘膜和呼吸道有强烈的刺激作用。 急救措施：皮肤接触，脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触，提起眼睑，用流动的清水或生理盐水冲洗。就医。吸入中毒，迅速离开现场，到空气清新处。
3	次氯酸钠	腐蚀性	①理化特性：是钠的次氯酸盐。化学式 NaClO，分子量 74.44。微黄色溶液，有似氯气的气味。熔点-6℃、沸点 102.2℃，相对密度（水=1）1.10.易溶于水并且有强烈的吸水性，能吸收空气里的水分而潮解（溶于水时会释放大量热，并产生一个咖色的酸性溶液），不溶于甘油，易溶于甲醇、乙醇、丙酮、乙醚。 ②危险特性：腐蚀性 ③毒害性及健康危害：经常用手接触本品的工人，手掌大量出汗，指甲变薄，毛发脱落。本品有致敏作用。本品放出的氯气有可能引起中毒。 ④急救措施：皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。食入：饮足量温水，催吐。就医。 ⑤泄漏处理：应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入；建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防酸碱工作服。不要直接接触泄漏物；尽可能切断泄漏源。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

硫黄一般呈固体状态，分为块状和粉状。当硫黄的温度达到熔点时，成为熔融的液体状态。硫黄虽然没有毒性，但硫黄粉尘对皮肤、眼睛黏膜具有刺激性，所以认为是一种有害的粉尘。人体吸入高浓度硫黄的粉尘可对呼吸系统产生有害的影响,其表现为鼻黏膜炎症、呼吸困难、咳嗽；刺激眼睛而引起流泪、畏光、结膜炎；经常接触

皮肤可患红斑、湿疹及溃疡。人体长期吸入硫黄粉尘的症状，主要是气管、支气管和肺部等的疾病。

液体硫黄在氧气的存在下，容易发生硫黄火灾。液体硫黄为高温液体，易引发烫伤事故。液硫中残余的 H_2S 挥发出来将造成人员中毒。固体硫黄为易燃固体，正常情况下燃烧缓慢，与氧化剂混合时燃烧速度剧增；与氧化剂混合可形成爆炸性混合物；遇明火、高温易发生火灾；硫黄粉尘易带高达数千伏乃至上万伏静电；摩擦产生的高温和明火等均可导致硫黄粉尘爆炸和火灾；一般情况下硫黄粉尘比易燃气体更易发生爆炸，但燃烧速度和爆炸压力比易燃气体小。

工程固体硫黄产品为粒状，根据《危险货物品名表》（GB12268-2012）的规定："硫黄如做成某种形状（如小球、颗粒、丸状、锭状或薄片），即不作为危险货物运输"，因此可按普通货物进行运输。

（3）甲烷

表 9.5-3　甲烷危险、有害特性表

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH_4	分子量	16.04
	ICSC 编号	0291	IMDG 规则页码	2156
	CAS 号	74-82-8	RTECS 号	PA1490000
	UN 编号	1971	危险货物编号	21007
	EC 编号	601-001-00-4		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚.		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
	熔点(℃）	-182.5	相对密度(水=1）	0.42/-164℃
	沸点(℃）	-161.5	相对密度(空气=1）	0.55
	饱和蒸汽压(kpa）	53.32(-168.8℃）		
	临界温度(℃）	-82.6	临界压力(Mpa）	4.59
	燃烧热(KJ/mol）	889.5	最小引燃能量(mJ）	0.28
毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
		美国 TWA	ACGIH 窒息性气体	
		美国 STEL	未制定标准	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	1、当空气中甲烷浓度达 25—30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等； 2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		

燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃）	-188	爆炸下限(v%）	5
	自然温度(℃）	538	爆炸上限(v%）	15
	危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定		
	聚合危害	不会出现聚合危害		
	禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等		
	灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。		
包装储运	危险性类别	第 2.1 类(UN 类别）易燃气体		
	危险货物包装标志	4		
包装储运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过 30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴）等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。		
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。		
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。		
防护措施	工程控制	全面通风。		
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩带供气式呼吸器。		
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。		
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。		
	其它	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触； 3、进入罐区或其它高浓度区作业时须有人监护。		
泄漏处理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排(室内）或强力通风(室外）。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。			

（4）柴油

表 9.5-4　柴油特性表

第一部分　危险性概述			
危险性类别	第 3.3 类　高闪点易燃液体。		
侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收		
健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头痛。		
第二部分　急救措施			
皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。		
眼睛接触	立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少 15min。就医。		
吸入	脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防治吸入性肺炎。		
误服	误服者饮牛奶或植物油，洗胃并灌肠，就医。		
第三部分　消防措施			
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。		
灭火方法灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。		
第四部分　泄漏应急处理			
应急处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。		
第五部分　操作处置与储存			
储存注意事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。		
第六部分　接触控制/个体防护			
工程控制	密闭操作，注意通风。		
眼睛防护	必要时戴安全防护眼镜。		
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。		
身体防护	穿工作服。		
手防护	必要时戴防护手套。		
其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		
第七部分　理化特性			
外观及性状	粘性棕色液体。	闪点(℃）	55
相对密度	0.87～0.9(水=1）	爆炸下限(V%）	1.5
相对密度	3.5(空气=1）	爆炸上限(V%）	4.5
引燃温度(℃）	257	用　途	用作柴油机的燃料。
溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇，易溶于脂肪。		
第八部分　稳定性及化学活性			
稳定性	稳定	避免接触的条件	明火、高热
禁配物	强氧化剂、卤素	聚合危害	不能出现。
分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		

（5）硫化氢

硫化氢是一种有特殊刺激性气味的有毒气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高温会引起燃烧、爆炸，其爆炸极限范围为 4.0%～46%（体积比）。

H_2S 为强烈的神经性毒物，对粘膜有强烈的刺激作用。

阈限值：不会对人身健康产生伤害的最大硫化氢浓度为 15mg/m3 (10ppm)。安全临界浓度：未采取任何防护措施情况下，8h 内可接受的硫化氢最高浓度为 30mg/m^3(20ppm)。危险临界浓度：未采取任何防护措施情况下，对人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的最小硫化氢浓度为 150mg/m^3(100ppm)。

在含硫化氢气田开发中，井下工具、井口装置、地面工艺设备及管道的硫化物应力腐蚀开裂（SSC）、应力腐蚀开裂（SCC）和氢致开裂（HIC）可导致设备、管线腐蚀穿孔，造成含硫天然气泄漏事故。在有 CO_2 存在的情况下会加速金属材料的腐蚀。

H_2S 溶于水后形成弱酸，对金属的腐蚀形成有电化学腐蚀、氢脆和硫化物应力腐蚀开裂，以后两者为主。

根据美国腐蚀工程师协会 MR-01-75 和《天然气地面设施抗硫化物应力开裂金属材料要求》（SY/T0599-2018）的说明：如果 H_2S 分压等于或大于 0.3kPa，就存在硫化物应力腐蚀开裂（SSC）。本项目气藏 H_2S 分压大于 0.3MPa，地面设施分压为 1.54MPa，因此除存在常见的电化学腐蚀外，还存在硫化物应力腐蚀开裂。如果介质中还含有其它腐蚀性组分如 CO_2、Cl^-、元素硫、残酸等时，H_2S 对钢材的腐蚀速率将大幅度增高。

气田开发生产过程中，硫化氢一般主要出现在以下几个环节：

1）钻井进入含硫储层，硫化氢侵入钻井液，这是钻井液中硫化氢的主要来源。

2）站场内设备、集输管线泄漏。

3）气田水在处理、输送、回注过程中发生泄漏事故释放 H_2S。

4）腐蚀产物 FeS 遇酸性环境反应分解产 H_2S。

硫化氢对人的生理影响及危害见表 9.5-5。

表 9.5-5　硫化氢理化性质

标识	中文名：硫化氢		英文名：hydrogen sulfide
	分子式：H_2S		分子量：34
	危规号：21006	UN 编号：1053	CAS 号：7783-06-4
理化性质	外观与形状：无色有恶臭气体		溶解性：溶于水、乙醇
	熔点（℃）：- 85.5		沸点（℃）：- 60.4

	相对密度：(水=1）	相对密度：(空气=1） 1.19
	饱和蒸汽压(kPa） 2026.5(-24.5℃）	禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa）：9.01	临界温度(℃）：100.4
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃）：260	闪点(℃）：无意义
	爆炸下限(%）：4.0	爆炸上限(%）：46.0
	最小点火能(MJ）：0.077	最大爆炸压力(kPa）：0.490
	燃烧热(MJ/mol）：3524kcal/kg	燃烧(分解）产物：硫氧化物
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。	
	急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m^3 以上）然时可在数分钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃殇。	
	长期低浓度接触，引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。	
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=10mg/m^3	
急救	眼睛接触:提起眼险，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源，建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。从上风向进入现场，尽可能切断泄漏源。合理通风，加强扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气溶器要妥善处理、修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内；仓内温度不宜超过 30℃；远离火种、热源；防止阳光直射；保持容器密封；配备相应品种和数量的消防器材；禁止使用易产生火花的机械设备和工具。	

硫化氢对人的生理影响及危害见表 9.5-6。

表 9.5-6　硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
%（V）	ppm	mg/m^3	
0.000013	0.13	0.18	通常在大气中含量为 0.18mg/m^3（0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m^3（4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。推荐的阈限值（8h）。
0.0015	15	21.61	推荐的 15min 短期暴露范围平均值

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
%（V）	ppm	mg/m^3	
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激。
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m^3（50ppm）将会出现肺浮肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	144.14	3min～15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。在 5min～20min 过后，呼吸就会变样、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。
0.03	300	432.40	明显的结膜炎和呼吸道刺激。
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10＋	1000＋	1440.98＋	立即丧失知觉，会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

注：表中数据来源于《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）。

（7）二氧化硫

井喷、钻井测试放喷、站场放空燃烧时，会向周围环境排放 SO_2，放空一般为短时排放。

二氧化硫为有毒气体，阈限值：5.4mg/m^3(2ppm)。中毒症状主要由于其在粘膜上生成亚硫酸和硫酸的强烈刺激作用所致。可引起支气管和肺血管的反射性收缩，或引起分泌增加及局部炎症反应，甚至腐蚀组织引起坏死。

二氧化硫对人的生理反应见表 9.5-7。

表 9.5-7　二氧化硫对人的生理反应

在空气中的浓度			暴露于二氧化硫的典型特性
%（V）	ppm	mg/m^3	
0.0001	1	2.71	具有刺激性气味，可能引起呼吸改变
0.0002	2	5.4	阈限值
0.0005	5	13.50	灼伤眼睛，刺激呼吸，对嗓子有较小的刺激
0.0012	12	32.49	刺激嗓子咳嗽，胸腔收缩，流眼泪和恶心
0.010	100	271.00	立即对生命和健康产生危险的浓度
0.015	150	406.35	产生强烈的刺激，只能忍受几分钟
0.05	500	1354.50	即使吸入一口，就产生窒息感。应立即救治，提供人工呼吸或心肺复苏技术（CPR）
0.10	1000	2708.99	如不立即救治会导致死亡，应马上进行人工呼吸或心肺复苏（CPR）

注：表中数据来源于《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）。

（8）二氧化碳

二氧化碳可以溶解在水中，生成碳酸，引起电化学腐蚀。钢材中二氧化碳腐蚀的产物都是易溶的，不易形成保护膜，特别是随二氧化碳浓度的增加，腐蚀速度增加很快。

根据 NACE（美国腐蚀工程师协会）有关 CO_2 分压腐蚀的标准，CO_2 分压大于 0.2MPa 就属于严重腐蚀区，本项目气藏 CO_2 分压大于 0.2MPa。CO_2 腐蚀的主要形态为点蚀、台地状腐蚀、环状腐蚀和冲刷腐蚀等，且腐蚀穿孔的速度很快。在影响 CO_2 腐蚀速率的各个因素中，CO_2 分压和温度是最重要的两个参数。CO_2 分压越高，其腐蚀产物 $FeCO_3$ 膜的保护性越差，且 CO_2 的腐蚀速度随温度升高而增加，60℃～110℃为 CO_2 腐蚀的敏感区域，本项目深层气藏地层平均温度＞110℃，因此井下设备存在 CO_2 腐蚀的风险。

二氧化碳是一种窒息性气体，对人的最低毒性浓度体积分数为 2%，超过此浓度可引起呼吸器官的损害，达到 10%会使人窒息。

（9）气田水

气田水溶有氯离子（来自盐类）、氢离子和其他矿物质，当与金属表面接触时，会发生电化学反应，导致管道、设备腐蚀，丧失承载能力。气田水腐蚀破坏主要表现为裂缝腐蚀，孔蚀，磨损腐蚀，水线腐蚀等形状的局部腐蚀。 Cl- 可降低金属材质表面钝化膜形成的可能或加速钝化膜的破坏。由于 Cl- 具有离子半径小、穿透能力强，并且能够被金属表面较强吸附的特点， Cl- 浓度越高，水溶液的导电性就越强，电解质的电阻就越低， Cl- 就越容易到达金属表面，加快局部腐蚀的进程。同时 Cl- 对缝隙腐蚀还具有催化作用，从而加剧设备、管道的腐蚀。

气田水在输送、处理及回注过程中，一旦发生泄漏，溶解的硫化氢气体溢散出来或气田水随地表水和地下水渗流至人畜水源地，可能引起中毒和环境污染事故。

（10）三甘醇

三甘醇（ TEG ）为无色粘稠液体，有吸水性；熔点： -7℃ ；沸点： 285℃ ；相对密度（水 =1 ）： 1.12 （ 25℃ ）；相对蒸气密度（空气 =1 ）： 5.2 ；饱和蒸气压（ kpa ）： 0.0013 （ 20℃ ）；闪点（ ℃ ）： 260 ；引燃温度： 371℃ ；爆炸上限（ V/V ）： 9.2% ；爆炸下限（ V/V ）： 0.9% ；溶解性：可混溶于醇、苯，与水混溶，微溶于醚，不溶于石油醚。三甘醇为可燃物质，具刺激性。吸入其蒸汽易引发咳嗽，直接接触易刺激皮肤，并可能产生深度灼伤等。

9.5.2 生产系统危险性识别

根据项目各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本项目分为钻（完）井工程（包括建产过程的钻、完井工程方案及钻前准备、钻井、固井等各阶段的施工作业过程），采气及井下作业工程（包括试气、气层改造、采气生产和修井作业过程）、管道（包括单井采气管道、集气支线及其附属设施等）、站场（包括天然气脱硫站、天然气外输站及配套的其他设施等）几个功能单元。

钻（完）井工程、采气及井下作业工程、管道工程危险性识别如下：

表 9.5-8　各功能单元潜在的危害分析

功能单元	主要事故类型	产生原因
钻(完)井	井喷和井喷失控	钻井进入高压流体的地层后，因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故
	火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸；现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故
	井漏	水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失
	钻井泥浆渗漏	泥浆发生渗漏
采气及井下作业	井喷	射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试气作业时未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采气作业时因井控失效发生井喷
	火灾、爆炸	井喷失控可导致火灾爆炸事故；试气过程中流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，泄漏油气遇火源着火、爆炸
管道	天然气泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂
	火灾、爆炸	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误，导致带压的天然气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故
	采出水、脱盐水、生产污水及初期雨水、处理后回用水、碱性废水泄漏	输送管线因事故发生破裂，导致采出水、脱盐水、生产污水及初期雨水、处理后回用水、碱性废水泄漏

生产设施风险识别包括主要生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护设施等危险性识别。具体如下：

（1）生产设施风险识别

1）停水、停电

本项目生产装置在天然气脱硫过程中的任意时刻，如发生停水、停电，均可自动停止运行。

2）火灾、爆炸

①待处理的原材料（天然气）为易燃物料，在储存等过程中，若因其逸出、泄漏造成积聚等，遇明火或激发能量，有引起火灾、爆炸的危险。

②在硫黄成型和回收区若遇明火或激发能量，有引起火灾、爆炸的危险。

③电气老化、绝缘破损、短路、私拉乱接、超负荷用电、过载、接线不规范、发热、电器使用管理不当等易引起电缆着火，若扑救不及时，有烧毁电器、仪表，使火灾蔓延的可能。

④因自然灾害（如雷电）等其它因素的影响，也有可能引起火灾、爆炸事故。

3）中毒、窒息

①原料气中含较高浓度的氯化氢等气体具有不同程度的毒性，因泄漏或长期吸入，有引起窒息或中毒的危险。

②发生火灾时产生的一氧化碳、二氧化碳、二氧化硫及其它有毒有害气体，可造成人员的二次伤害。

4）运输物品泄漏

拟建项目的硫黄及药剂运输过程中若发生交通事故，将会对周围地表水、地下水、土壤、大气等环境造成一定影响。运输过程风险因素主要来源于人为因素、车辆因素、客观因素等。

①人为因素

人为因素主要由驾驶员、押运员、装卸管理人员的违规工作引起，在运输过程中疲劳驾驶、盲目开快车、强行会车、超车、酒后驾车等极容易引起撞车、翻车事故。

②车辆因素

运输车辆的安全状况是引起事故的一个重要因素，车辆技术状况的好坏，是安全运输的基础，如果车况不好会严重影响行车安全，导致事故发生。

③客观因素

客观因素指道路状况、天气状况等。当运输车辆通过地面不平整的道路时会剧烈震动，可能使车辆机件损坏，使包装容器之间发生碰撞而损坏；在泥泞的道路上，在山道、弯道较多的路段容易发生侧滑而引发事故；大雨天、大雾天或冰雪天会因为视线不清、路滑造成车辆碰撞或撞车而引发事故。

本项目硫黄及药剂装车前，根据信息单（卡）的内容对运输无的种类应进行检查、核对；运输过程中设置防渗漏、防溢出、防扬散措施；不得超载；严格按照设定的运输路线行进，避开人群密集区；当发生翻车事故时，应立即使用随车的应急器材进行清理并妥善处置。

5）硫黄及药剂泄漏

项目进厂的药剂分类存放，硫黄及药剂暂存过程风险因素主要为泄漏和火灾。

①泄漏

硫黄及药剂在暂存的过程中，储罐可能因老化等原因发生破损，而液硫池、硫黄仓库与药剂棚地面防渗层因长时间的压放，局部可能因施工不良造成破裂，以上情况发生后，项目暂存的硫黄、药剂的地面冲洗水可能通过裂缝等进入到土壤，危害地下水安全。

②火灾

拟建项目原材料及硫黄为易燃性物质，在发生火灾的情况下，危险废物不完全燃烧可能产生大量的烟尘及有毒物质，主要为 CO、SO_2、NO_x 等，火灾事故下产生的二次污染物将对厂区及周边大气环境产生影响。

本项目在贮存区铺设有防渗系统。防渗系统通过防渗层防止渗滤液污染周围的生态环境。经以上地下水防护措施后，可有效防止液硫池、硫黄仓库、药剂棚、生产区等被雨水淋湿，防止产生渗滤液下渗并污染地下水，不会对地下水环境造成不利影响。

在车辆密封良好的情况下，运输过程中可有效控制运输车的渗滤液泄漏问题，对运输车所经过的道路两旁水体水质影响不大。但是，若运输车出现沿路洒漏，则会由雨水冲刷路面而对附近水体造成污染。

6）废水处理设施非正常排放

项目污水预处理单元环境风险主要包括污水管道的破裂、废水处理设施不正常运转。

①污水输送管道破裂

在污水处理的收集、输送及处理过程中需要管道，如遇不可抗拒之自然灾害（如地震、地面沉降等）原因，可能使管道破裂而废水溢流于附近地区和水域，造成严重的局部污染。此外，污水管道系统由于管道堵塞、破裂和接头处的破损，会造成大量废水外溢，污染地表水和地下水。

②废水处理系统不正常运转，如设备故障等。出现设备故障的原因很多，如停电

导致机器设备不能运转，污水处理设施、设计、施工等质量问题或养护不当，有故障的设备不能及时得到维修，日常保养不好等。

7）废气处理设施事故排放

本项目各废气在处理过程中，由于抽风设备故障、人员操作失误、废气治理设施故障等导致废气治理设施运行故障，会造成大量未处理达标的废气直接排入空气中，短时间内将对周边大气环境产生不良影响，其中氧化塔烟气事故性排放产生的环境风险最大。

8）生产过程中的风险事故情况

生产过程中发生的风险事故及其原因如下：

①因操作不当所造成的风险事故；

②生产过程中发生火灾爆炸事故；

9）管理问题

主要由于规章制度不全、安全设施配备不合格、事故防范意识薄弱、应急措施不够以及其他管理方面的问题或人为的原因间接造成环境污染。

10）其它因素

可能引发事故风险的还有：①战争，②自然灾害，③人为破坏等因素。第一个因素为不可抗拒因素，后两个因素只要从设计和管理加强防范还是可以避免和减缓影响的。

（2）物料储运过程风险识别

1）废水转运过程泄漏

本项目废水转运过程中可能存在罐体泄漏、运输车侧翻导致污水外溢的风险。如途径集中式饮用水水源地、水产种质保护区等特别敏感区域时发生泄漏，将产生一定的影响。

2）硫黄外运过程泄漏

本项目产生的硫黄定期外售处置，外运过程中若运输车侧翻可能导致硫黄外溢的风险，如途径集中式饮用水水源地、水产种质保护区等特别敏感区域时发生泄漏，将产生一定的影响。

3）站场及集输管线天然气泄漏

本项目天然气泄漏情形包括站场内部的管线或设备泄漏及集输管线泄漏。井场可能存在天然气泄漏的设备主要为各类生产设备。本项目集输管线为天然气管线（输出，

不含硫）管线和设备破裂原因为内、外腐蚀作用，母体材料缺陷或焊口缺陷隐患，意外重大的机械损伤或地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。管线或设备破裂会造成天然气泄漏，本项目集输天然气基本不含硫，天然气泄漏对空气影响较小，站内天然气含硫量较高，泄漏后对环境空气有一定的影响。

4）贮存系统的风险识别

①仓库设置

项目原辅材料暂存于药剂棚内，硫黄暂存于液硫池、硫黄仓库内，各个库房均按《建筑设计防火规范》（GB50016-2012）中要求，液体库房设置相应的防止液体流散的设施。

②物料包装方式

项目仓库储存物料包装形式按物料性质分类，液体采用铁桶或塑料桶密封包装，固体主要采用塑料袋包装。

（3）公用工程风险识别

项目生产用的动力能源较多，如火源、电源、热源交织使用，这些动力能源如果设置不当或管理不善，便可直接成为火灾爆炸事故的引发源。

当发生火灾时，项目给水设施发生故障，不能提供足量的消防用水用于储罐及装置的降温和灭火，会使火灾事故无法控制、扩大。此外，被污染的消防水不能及时有效的收集、处理，大量排出厂外，将造成污染的二次事故。

电气设备若不按规程操作或设备本身质量问题，规格不符合要求，易引起触电伤害事故，甚至引发二次事故，造成中毒、燃烧、爆炸事故发生。

9.5.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据气田开采经验，工程建设和生产过程中潜在的环境风险因素包括井喷、井漏、井口至脱硫站管道泄漏、脱硫站原料天然气泄漏、管道腐蚀穿孔和开裂等造成天然气泄漏、液硫池、硫黄仓库发生燃烧事故、集气站事故放空、污水管道泄漏事故等风险。

（1）井喷失控造成含硫天然气释放

钻井过程中主要事故类型为井喷、钻井废水和柴油外溢等，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，以及泄漏的气田水等对生态环境的影响等。

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下图。

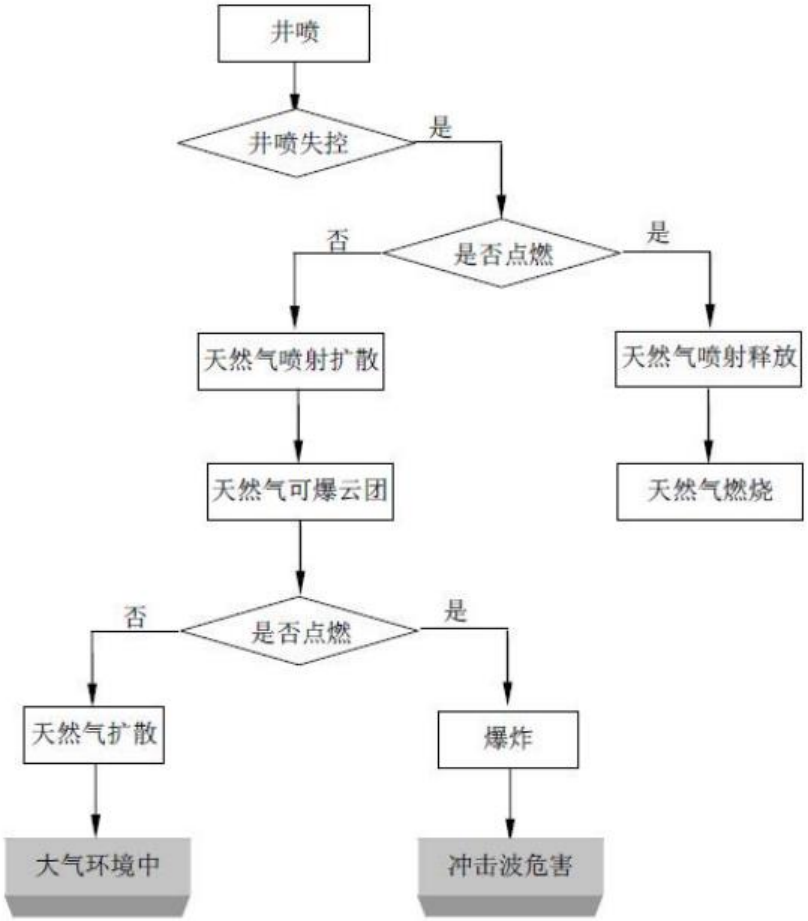


图 9.5-1　井喷失控事故树

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响。项目为高含硫气井，井喷将产生 H_2S 气体，15min 后将通过点燃装置将 H_2S 点燃生产危害性较小的 SO_2 气体。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

1）地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

2）遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

3）压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

4）操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

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，高含硫天然气释放后 H_2S 对周围环境与人群的危害，或天然气遇火燃烧后 SO_2 对周围环境与人群的危害。

（2）井口至脱硫站管道泄漏

井口至脱硫站管道长约 100m，管道内输送原料天然气，管道事故主要包括天然气管道腐蚀穿孔事故和管道破裂事故两种。

1）国外管道事故调查，评价收集统计了欧洲、美国、加拿大和前苏联输气管道事故。其中：欧洲输气管道事故数据库储存了荷兰、比利时、法国、德国、意大利和英国等六家国家输气公司经营的陆上输气管道（设计压力大于 1.5MPa）事故，所覆盖的管道长度与运行时间之积为 97×10^4km•a；美国的输气管线长 45×10^4km；加拿大的油气输送管道长 54×10^4km；前苏联输气管道长约 20.7×10^4km。其中以加拿大事故概率最高，这主要是由于加拿大高含硫气田开采较多，其硫化氢量最高达 60%。管道事故统计结果见下表。

表 9.5-9　管道事故统计结果

地区	管道事故发生率（次/千公里 年）	事故主要原因	统计年限
欧洲	0.673	外部干扰、局部腐蚀、施工缺陷或材料缺陷	1964～1973
美国	0.89	外部腐蚀、挖掘破坏、自然灾害、材料或焊接缺陷	1970～1978
加拿大	2.0	裂纹或孔洞	1975～1982
前苏联	0.36	内外腐蚀、焊接和管材缺陷、外部干扰	1981～1990

2）泄漏概率计算

因此，根据国内外管道事故的统计，含硫天然气集输管线的管道事故发生概率为 0.00067～0.002 次/km 年，其中管道断裂事故约占管道事故发生概率的 5%。本项目井口至脱硫站管道长约 100m，根据调查类比数据，管道事故发生概率为 0.0002 次/年，管道断裂事故约 0.00001 次/年。

（3）脱硫站泄漏

脱硫站运行中需要重点关注管道、压力容器因窜气、超压和腐蚀引发的潜在危险。

脱硫站单元危险有害因素分析见下表。

表 9.5-10　天然气脱硫站危险有害因素分析

分类		主要原因	主要危险、有害性
窜气及超压	节流阀	失效或压差过大	火灾，其他爆炸，容器爆炸，中毒和窒息，灼烫
	吸收塔与闪蒸罐间	吸收塔液位过低	闪蒸罐爆炸中毒
		设备间联锁阀损坏	
		联锁阀无气源	
	闪蒸罐与氧化塔间	闪蒸罐液位过低	
		闪蒸罐液位暴涨	
	酸气分离器	酸气分离器液位较低时，酸气可能经排污管线直接进入火炬系统	导致火炬系统酸气燃烧量增加，SO_2 及热辐射增加，影响周围环境
腐蚀泄漏	原料气管线	硫化氢、二氧化碳、物料水等的腐蚀而造成泄漏	泄漏的原料天然气、脱硫富液、未脱硫闪蒸气和酸气均可能引发硫化氢中毒
	分离器		
	吸收塔		
	焊缝		
	接头、垫圈		
	仪表、阀门		

（4）管道天然气泄漏

1）火灾、爆炸

集输净化系统设计压力为 6.3Mpa，天然气集输管线因管线上方违章施工、管线的内外腐蚀、管线质量缺陷、施工中的缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管线破裂，导致天然气泄漏，遇点火源可能发生火灾、爆炸事故。天然气管线失效形成的危害种类和潜在影响区域取决于管线失效模式、气体释放、扩散条件和点燃方式。对于天然气管线泄漏，由于气体的浮力阻止了在地表形成持久的易燃气云，远处延迟点燃使发生闪火的可能性较低。因此，主要的危险来自喷射火热辐射和受限气云产生的爆炸超压。火灾、爆炸事故是管道运行期的主要危险。

2）中毒、窒息危害

天然气主要成分为甲烷，属于低毒性物质，但是空气中甲烷浓度过高能使人无知觉地窒息、死亡。因此，当发生泄漏事故出现高浓度天然气环境时，也属于一种风险事故类型，需要重视。

天然气集输管道的天然气主要成分是甲烷，不含硫化氢，因此硫化氢中毒伤害不作为输气管线的潜在事故危害因素考虑。

3）事故的次生环境影响

天然气集输管道发生天然气泄漏，极易引发火灾。天然气瞬时大量泄漏，易产生不完全燃烧，会产生一氧化碳，气体中有害杂质，如硫化物会转化为含硫氧化物，火焰温度超过 800℃时，会产生氮氧化物。

本项目净化气集气管线泄漏燃烧产生的二氧化硫污染物浓度有限（≯120mg/m^3），不会产生伤害阈值浓度和造成事故周围环境二氧化硫污染物显著增加和超标；由于泄漏事故发生时，天然气不完全燃烧，产生的一氧化碳污染物量较大，事故地区周围有限范围内的环境空气中一氧化碳浓度会有增高；本项目集输管道处于环境开放空间，火灾事故不会产生大量氮氧化物。

综上分析，本次环评主要预测泄漏事故甲烷窒息的环境风险影响和火灾事故产生的一氧化碳的影响，给出其影响范围。

管线泄漏事故树见下图。

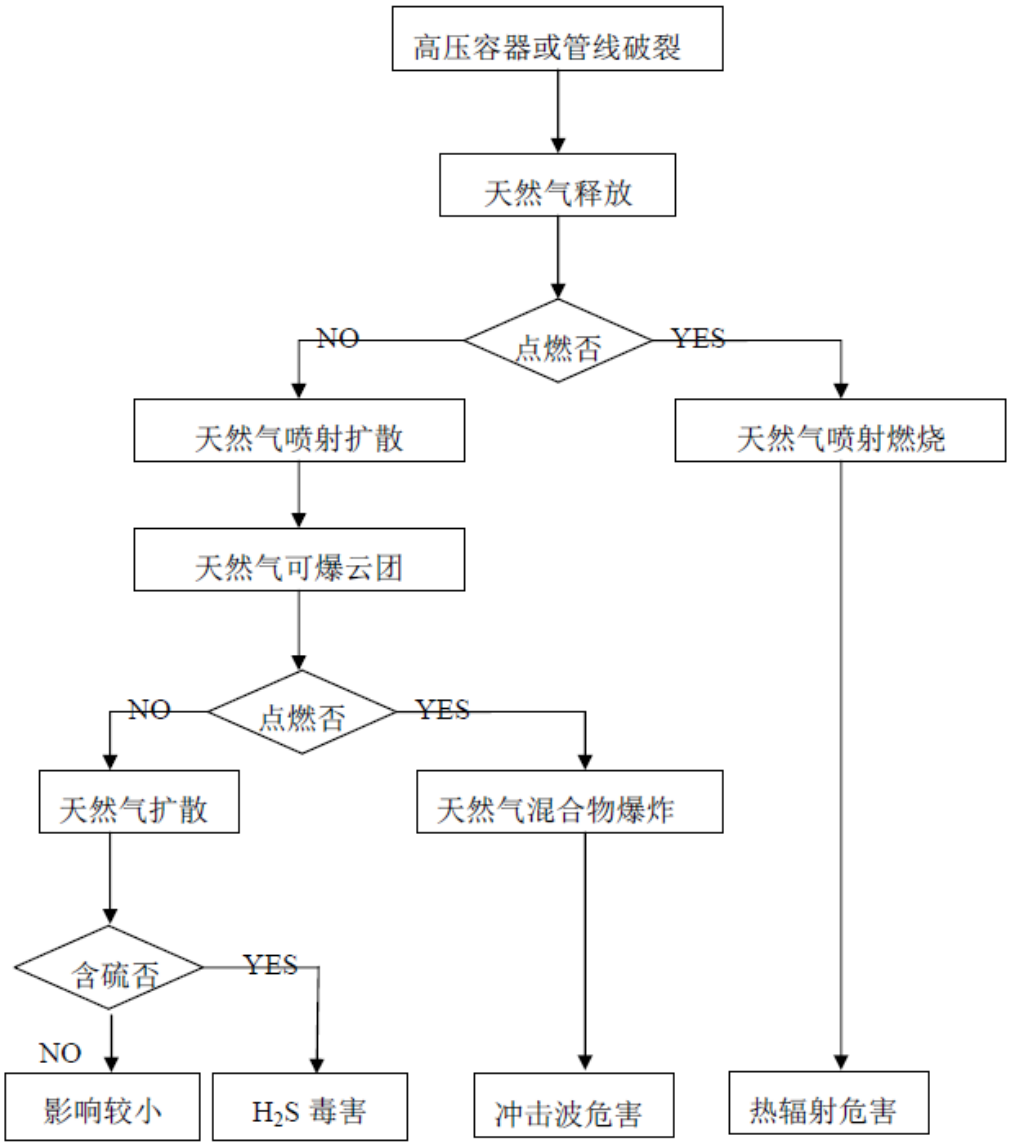


图 9.5-2　管线泄漏事故树

（5）事故放空

发生管道事故时，关断相应上游井口，然后管道截断阀关断，需时 30s 左右，关断后上游管段内残余气体引至最近的集气站放空，放空量仅为集输管道 30s 流量和在线量，相对较少。

当脱硫站出现系统波动或大面积停电时，可能对原料气进行点火放空。

管道发生事故时集气站要放空相应的管段，根据本项目可研，本项目在 4 座脱硫站各设置一套高压放空火炬系统，共 4 座。

（6）井漏事故

井筒渗漏事故，主要是指发生地层渗漏或者窜层。某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，钻井过程中，当套管的深度不足，即没有达到特定地层时，就容易

出现泥浆的窜层，或天然气泄漏点一旦与水体相连，就会出现影响水环境的风险事故。但这些事故无有毒物质，不属重大风险源。

（7）天然气脱水单元

湿净化气脱水时，脱水工艺设备等在不同压力下运转，在出现液位过低、相关阀门未关闭或紧急停电等情况下，可能造成高压气窜入较低压力容器，从而引发管线或压力容器破裂事故。

脱水塔液位过低，且在联锁阀损坏或联锁阀无气源的情况下，有可能发生脱水塔内天然气窜入闪蒸罐而导致闪蒸罐爆炸。脱水塔超压运行可能使脱水塔爆炸。闪蒸罐液位过低，有可能发生闪蒸罐内闪蒸气窜入 TEG 再生塔。闪蒸罐液位暴涨有可能夹带富液至燃料气罐或导致闪蒸气量过大而冲坏安全阀。

（8）硫黄回收单元（富液再生）

硫黄回收工艺单元中主要危险有害因素见下表。

表 9.5-11　硫黄回收工艺单元危险有害因素分析

分类	主要危险、有害因素
酸气分离器	酸气分离器液位较低时，酸气可能经排污管线窜入污水池，从而致使污水池边工作人员酸气中毒。
主燃烧炉	1、紧急停电时，主燃烧炉供风突然停止，如果酸气关闭不及时或泄漏，则酸气可能通过空气管线从风机入口倒出造成酸气中毒。
	2、点火时可能发生点火爆炸。
	3、熄火时可能发生熄火爆炸。
	4、回火时可能发生回火爆炸。
余热锅炉	1、余热锅炉爆炸。
	2、陶瓷保护管套堵塞及炉管和管板连接处金属出现高温硫化腐蚀，造成蒸汽泄漏以及炉膛超压爆炸。
	3、锅炉水循环不好，引起管壁超温、过热、爆裂。
	4、锅炉给水水质不好或工艺气中含有腐蚀性组分，使炉管管壁发生高温腐蚀。
腐蚀泄漏	1、高浓度酸气易对设备、管线以及各焊缝或接头处造成腐蚀、穿孔破裂，泄漏的高浓度酸气易造成严重中毒事故。
其它危害	1、液硫池、硫黄仓库内硫黄遇火易燃，易于引发火灾。
	2、主风机噪声危害。

（9）污水管道泄漏事故

污水外输管道主要负责将彭州 5 脱硫站脱硫后的污水输送至位于彭州 6 脱硫站的气田水综合利用装置。污水管道发生泄漏事故，会污染泄漏点附近土壤、地表水和地下水环境。

（10）辅助生产设施及公用工程

辅助生产设施和公用工程中的危险有害因素情况见下表。

表 9.5-12　辅助生产设施和公用工程中的危险有害因素

公用工程辅助设施	主要危险、有害因素
蒸汽凝结水系统	1、蒸汽管线水击事故。
	2、锅炉点火时可能发生点火爆炸。
	3、锅炉熄火可能发生熄火爆炸。
	4、锅炉还可能发生汽包爆炸、炉膛爆炸。
	5、锅炉房内噪声危害。
火炬及放空系统	1、放空的管线水击事故。
	2、放空火炬热辐射危害、噪声危害。
	3、放空火炬未点燃造成的人员中毒等潜在危害。
供电系统	1、电源进线柜遭雷击。
	2、站用变压器跌落保险打火放电。
	3、10KV 开闭所瞬间失电。

（11）开、停工和检修期的危险、有害因素

据调查和咨询，脱硫站事故往往发生在开、停工和检修期间，特别是有限空间作业时的中毒事故。

开工时由于设备制造缺陷或现场焊接施工缺陷，出现阀门、法兰、焊缝等部位泄漏或破裂，导致含硫天然气泄漏释放，引起人员中毒或燃烧爆炸事故。由于装置内存留的垢物和腐蚀产物中会含有硫化氢气体，如果装置停产检修前吹扫、置换不彻底，或催化剂除硫活化操作不良，或检修部位与有毒介质隔离不好，均可能造成检修人员在有限空间内中毒或窒息。

检修期间从设备或管线清扫出的硫化铁与空气接触，容易自燃着火，甚至可能发生爆炸事故。

9.5.4 环境风险识别结果

根据对本项目物质危险性识别、生产系统危险性识别和危险物质向环境转移的途径识别结果，本项目环境风险识别结果见下表。

表 9.5-13　项目环境风险识别结果一览表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险事故类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻采井场	钻井等	天然气	井喷	污染大气	井场周边居民点
		天然气井	废水	井漏/套外返水	污染地下水水质	周边地下水
		柴油罐	柴油	泄漏	污染土壤	周边土壤
1	生产装置	天然气脱硫区	天然气	泄漏、火灾、爆炸	大气、地表水、地下水、土壤	周边居民、土壤、地表水地下水
		硫黄成型区	硫黄	泄漏、火灾、爆炸	大气、地表水、地下水、土壤	周边居民、土壤、地表水地下水
		硫黄回收区	硫黄	泄漏、火灾、爆炸	大气、地表水、地下水、土壤	周边居民、土壤、地表水地下水
2	贮存系统	药剂棚	药剂	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边居民、土壤、地表水、地下水
		液硫池、硫黄仓库	硫黄、液硫	泄漏、火灾、爆炸	大气、地表水、地下水、土壤	周边居民、土壤、地表水、地下水
3	运输系统	厂区外运输车辆、管线	天然气、硫黄、废水、药剂	泄漏、火灾、爆炸	大气、地表水、地下水、土壤	周边居民、土壤、地表水、地下水
4	污染控制系统	废水处理系统、废气处理系统	废水、NO_x、SO_2、H_2S等	泄漏	大气、地表水、地下水	周边居民、土壤、地表水、地下水

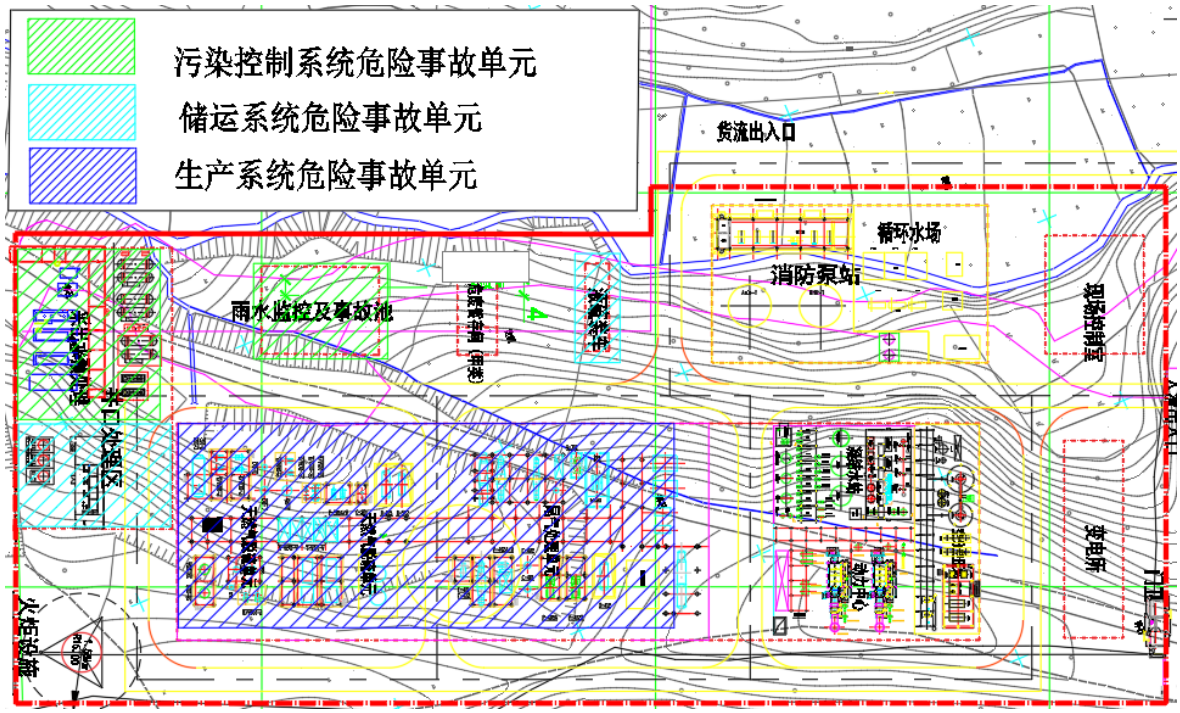


图 9.5-3　彭州 3 脱硫站危险单元分布图

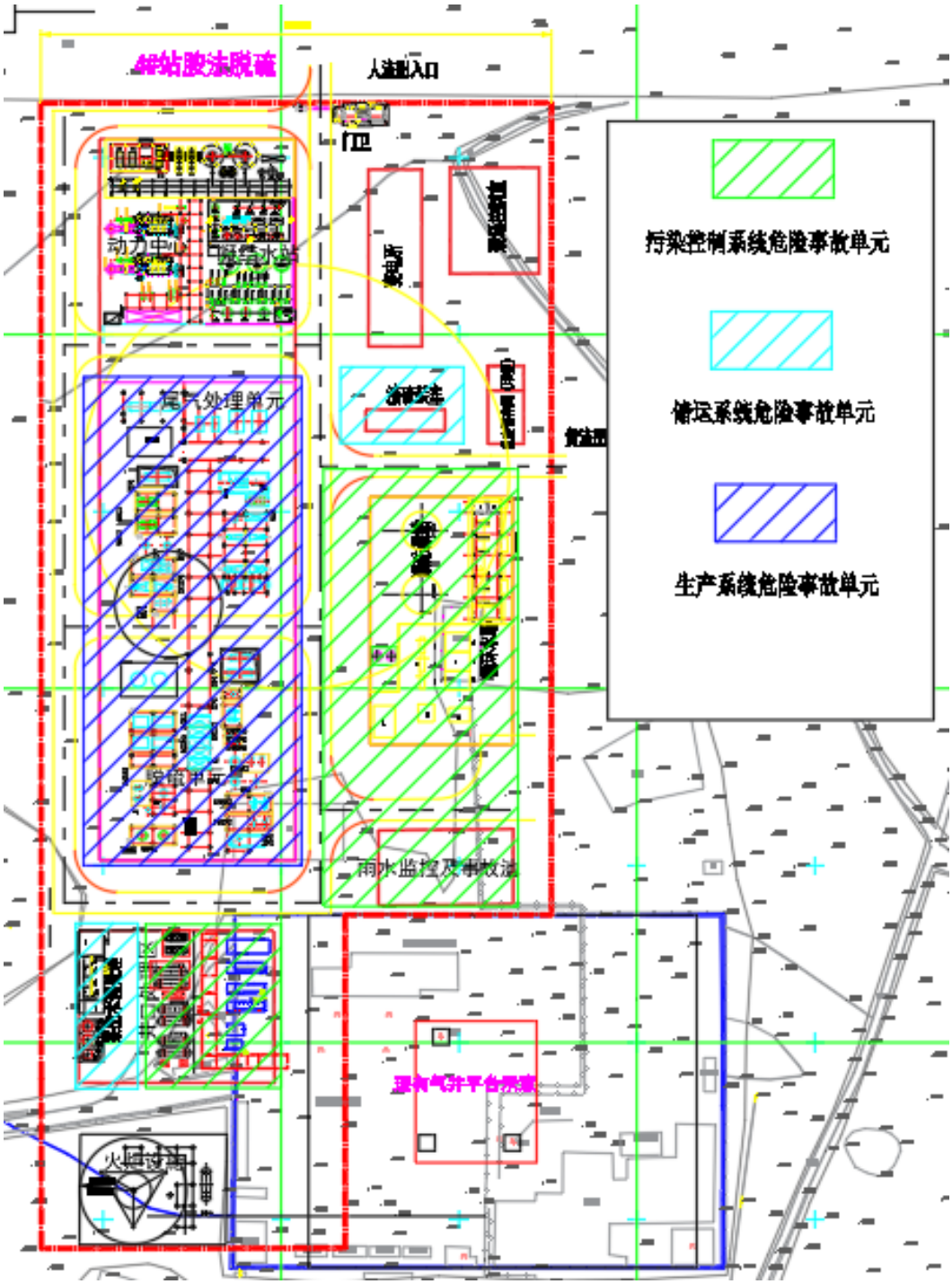


图 9.5-4　彭州 4 脱硫站危险单元分布图

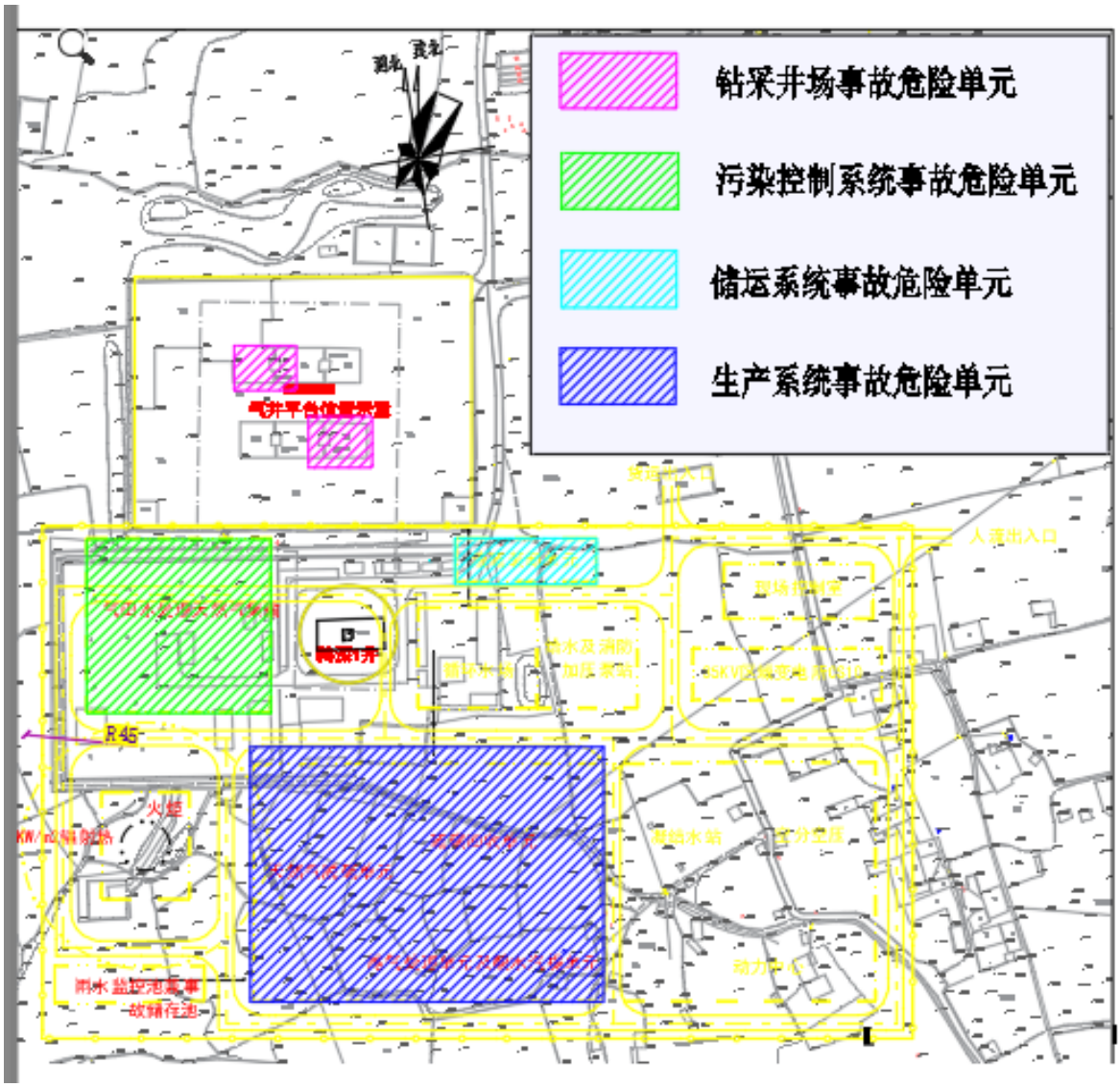


图 9.5-5　彭州 5 脱硫站危险单元分布图

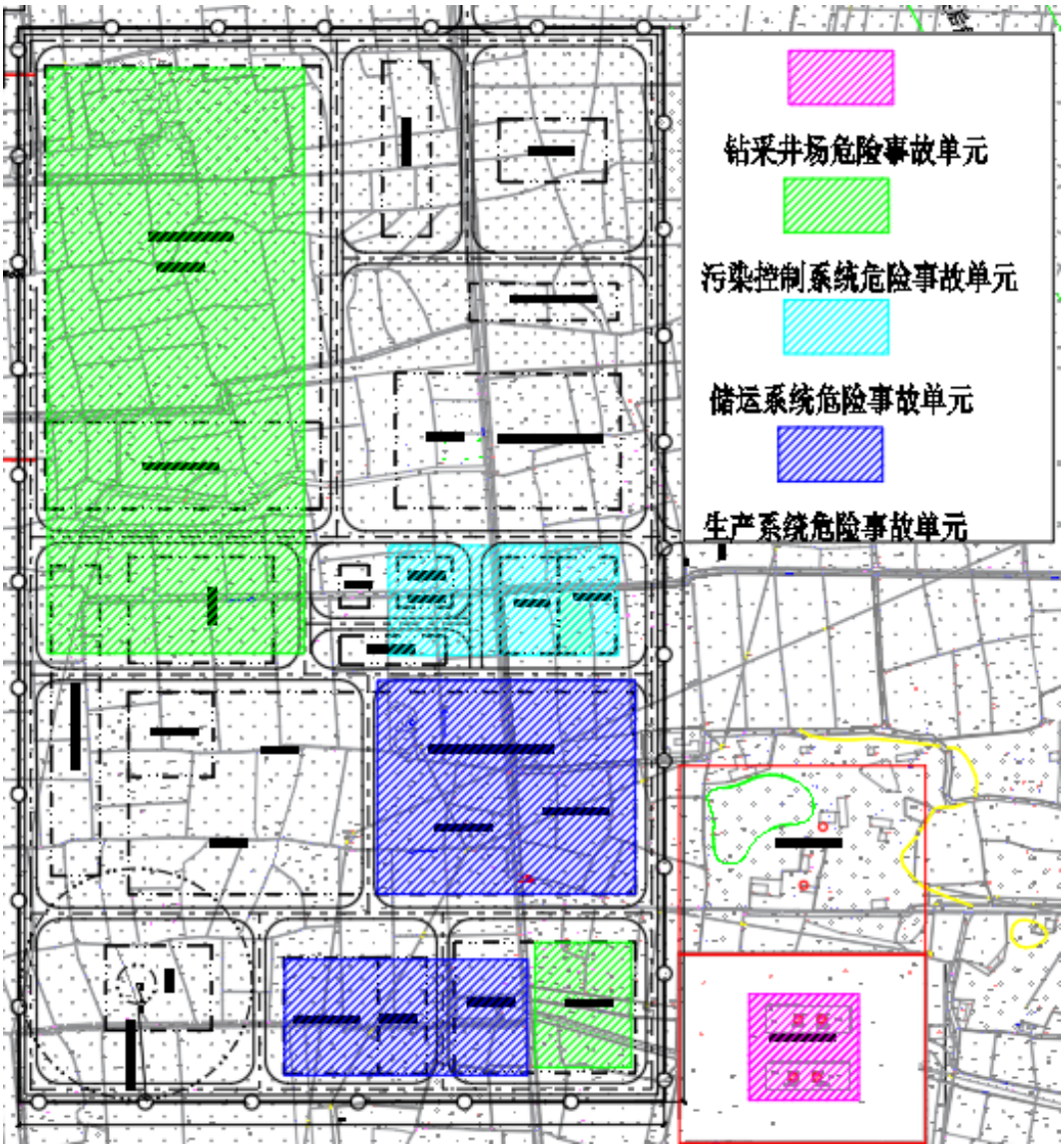


图 9.5-6　彭州 6 脱硫站危险单元分布图

9.6 风险事故情形分析

9.6.1 风险事故情形设定

本项目生产、贮存、运输等过程中，存在诸多事故风险因素，风险评价不可能面面俱到，在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。

由于事故触发因素具有不确定性，因此事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险，但通过对具有代表性的事故情形分析可为风险管理提供科学依据。

表 9.6-1　泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
反应器/工艺储罐/气体储罐/塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/a
	10min 内储罐泄漏完	5.00×10^{-6}/a
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/a
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/a
	10min 内储罐泄漏完	5.00×10^{-6}/a
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/a
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.40×10^{-6}/（m a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-7}/（m a）
泵体和压缩机	泵体和压缩机最大连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	5.00×10^{-4}/a
	泵体和压缩机最大连接管全管径泄漏	1.00×10^{-4}/a
装卸臂	装卸臂连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	3.00×10^{-7}/h
	装卸臂全管径泄漏	3.00×10^{-8}/h
装卸软管	装卸软管连接管泄漏孔径为10%孔径（最大50mm）	4.00×10^{-5}/h
	装卸软管全管径泄漏	4.00×10^{-6}/h

本项目涉及处置工序较多、液硫池、硫黄仓库暂存量较大，因此无论在生产区还是在贮存区均存在一定的风险隐患。一般来说，物料存储量越大、物料对人体或生物的毒害性越大，发生风险事故时对环境造成不利影响的几率越大。

（1）井喷

在钻井或修井过程中，若出现井喷失控，气藏内的天然气在地层压力作用下，将以极高的动能速度从井口喷出，若自始自终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H_2S 毒性云团。天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于

井的最大无阻流量。井喷点火后产生的主要污染物为 SO_2，虽然持续时间可能较长，但国内外目前并没有发生过高含硫气田井喷释放的 SO_2 致死的情况，因此从井喷的角度考虑，SO_2 的危险程度远低于 H_2S。

据不完全统计，我国 1970 年至 2009 年共发生井喷及井喷失控事故 129 起，其中钻井作业 76 起，井下作业 47 起，测井作业 3 起，其他 3 起。

井喷失控发生的机率虽然较小，但往往造成巨大损失、影响恶劣的灾难性事故，其危害主要表现在：

（1）造成重大人员伤亡，尤其是含硫气井井喷失控；

（2）污染环境，喷出的油气随风四散，影响范围大，对环境造成污染；

（3）导致气井和钻井设备报废，财产损失；

（4）社会影响大，对企业声誉造成严重影响。

1976 年 6 月 25 日 0:15 分，位于河北省晋县周头乡赵兰庄的赵 1 井泥浆中散发出了强烈的硫化氢气体，0:36 分当钻进至井深 2435.80 米时，发生了第一次井喷，0:45 分发生第二次井喷，由于当时没有井控制度及井控设备，职工无井控知识，从井内喷出了大量的原油及天然气，继第二次井喷后，井架严重坍塌，井喷停止，在这次井喷事故中，先后 3 人死亡，6 人昏迷，2424.60 米钻具被卡。

1982 年 10 月 17 日下午 2:30 分，加拿大阿尔伯塔省中西部 Rocky 山脚一个叫 Lodgepole 的小村庄发生高含硫（硫化氢含量体积比 25%）勘探井井喷失控事故，共持续 67 天。井喷失控期间，大量的凝析物和含硫天然气从井口喷出，并时而伴随着喷射火焰。此次事故导致 2 名来自美国德克萨斯州的井控专家死亡，并对井场附近居民健康和环境造成了较大影响。

2003 年 12 月 23 日 21:55 罗家 16H 发生强烈井喷，从井喷到放喷管线点火近 18h，井口喷出含 H_2S 浓度极高的天然气随空气流动大面积扩散，造成了人民生命财产的重大损失。根据国务院事故调查组最终认定：事故造成 243 人死亡，2142 人住院治疗，65000 人疏散，直接经济损失 6423.31 万元。

罗家 16H 井位于重庆市开县高桥镇小阳村 1 组，目的层是飞仙关段鲕粒溶孔性白云岩，富含硫化氢（H_2S 含量 151g/m^3）、中含二氧化碳（10g/m^3）。国务院事故调查组调查报告认为事故直接原因是：

（1）起钻前泥浆循环时间严重不足。没有按照规定在起钻前进行 90min 泥浆循环，仅循坏 35min 就起钻，没有将井下气体和岩石钻屑全部排出，使起密封作用的泥

浆液柱密度降低，影响密封效果。

（2）长时间停机检修后没有充分循环泥浆即进行起钻。没有排出气侵泥浆，影响泥浆液柱的密度和密封效果。

（3）起钻过程中没有按规定灌注泥浆。没有遵守每提升 3 柱钻杆灌满泥浆 1 次的规定，其中有 9 次是超过 3 柱才进行灌浆操作的，最多至提升 9 柱才进行灌浆，造成井下没有足够的泥浆及时填补钻具提升后的空间，减小了泥浆柱的密封作用。

（4）未能及时发现溢流征兆。当班人员工作疏忽，没有认真观察录井仪，及时发现泥浆流量变化等溢流征兆。

（5）卸下钻具中防止井喷的回压阀。有关负责人违反作业规程，违章指挥卸到回压阀，致使发生井喷时无法进行控制，导致井喷失控。

（6）未能及时采取放喷管点火，将高浓度的硫化氢焚烧处理，造成大量硫化氢喷出扩散，导致人员中毒伤亡。

运营期可能造成环境危害的事故主要为设备及管道泄漏后硫化氢扩散。场站主要设备为分离器，其存在泄漏的可能，泄漏概率 10^{-6}～10^{-4}；内部集输管道存在泄漏的可能，泄漏概率为 10^{-3}/千米.年；净化厂主要工艺装置分离器、吸收塔、过滤器及工艺管道存在泄漏可能，泄漏概率为 10^{-8}～10^{-4}。上述泄漏事故发生后，均可能造成硫化氢扩散。

根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 5087-2005）8.3.3 规定：“井喷失控后，在人员的生命受到巨大威胁、人员撤离无望、失控井无希望得到控制的情况下，作为最后手段应按抢险作业程序对油气井井口实施点火。”川西气田为高含硫气田，一旦发生井喷失控事故，大量硫化氢释放到环境中，对周围人群的生命安全造成巨大威胁。因此，只要发生井喷失控无法控制，即井下闸板无法关断，就应当立即采取点火措施，以免造成不必要的人员伤亡。

发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。根据气田开发方案和设计单位的解释，在钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 $1m^3$ 时报警，达到 $2m^3$ 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。由此看出，井喷不是突如其来的，由发生溢流开始一直到天然气从井口喷出，这段时间大约在 20～60min。在发生井涌开始，井下安全阀自动关断时间大约在一分半至三分钟左右。因此可以说，在工程上，天然气从井口喷出后即可通过井场的自动点火装置立即点火；若井场自动点火装置失灵，也可以通过远距离向井场放火枪实施点火，

由于从井涌到井喷至少要 20min，足够井场工作人员安全撤离并且做好远距离点火准备。

本次评价重点作 H_2S 对人体毒害的分析，现以同层位已钻井情况为类比对象对工程进行天然气泄漏量计算。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），含硫化氢天然气井发生井喷，至少应在 15min 内实施井口点火，则点火前主要污染物是 H_2S、CH_4。点火后，主要污染物是 SO_2。井喷点火后一直到采取压井等措施控制住的时间，正常情况下，较快控制用时 4 小时，长耗时为开县境内罗家 16H 井 16 小时，随着社会的发展，事故处理能力、处理工艺等的进步，工程取 12 小时对 SO_2 进行估算。

（2）井口至脱硫站管道泄漏

根据设计单位提供的资料，在事故状态，保守考虑，事故发生 30s 内，由于管道压力的急降，井口装置能及时截断气源。井口至脱硫站管道内输送原料天然气，管道事故主要包括天然气管道腐蚀穿孔事故和管道破裂事故两种。

（3）脱硫站原料天然气泄漏事故

当脱硫站内原料天然气出现事故泄漏时，工艺参数超出正常工况范围，紧急关断系统（ESD）会立刻采取联锁保护措施，如紧急关断阀门、开启放空阀等，截断气源，控制和减少事故的发生。考虑联锁系统反应滞后事故，确定危险性最大脱硫单元源强。

脱硫站发生泄漏事故，装置的工艺参数如压力、温度和流量会发生突变，现场设置的 H_2S 报警器也会迅速报警，装置将随即自动联锁切断泄漏源头，根据经验，通常 10~15 秒可完成切断工作，但为保守考虑，取 15S 进行泄漏量计算。脱硫站设备连接的最大管线管径 100mm，按照最不利考虑，泄漏管径取 100mm。

（4）净化气管道天然气泄漏事故

假定事故状态（最不利状态，管道断裂），由于站场和管道压力的急降，站场进出站截断阀室能紧急截断气源，脱硫站场内管道和设备内天然气通过放空火炬燃烧排放。天然气泄漏事故排放的 CH_4 的源项考虑为事故发生 30S 后两侧截断阀完全截断，管线内剩余天然气通过 15min 全部泄漏。

（5）污水管道泄漏事故

根据本次环评地下水影响评价，彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道废水输送量按 $167m^3/d$ 计算，当发生泄漏时，泄漏时长为 1h，泄漏量为 $6.96m^3$，污染物会对污水管道沿线居民的地下水用水安全产生威胁。具体分析见地下水环境评价章节。

本项目彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道穿越小石河支渠。运营期假设发生污水外输管道发生泄漏，废水可能进入小石河支渠，进而进入人民渠，泄漏时长按 1h 计，泄漏量为 6.96m^3，保守考虑废水全部进入小石河支渠。

（6）事故废水排放源强分析

本项目一旦发生火灾等事故，主要采用干粉、泡沫灭火剂和水；且烃类燃烧分解后产生 CO_2 和水，SO_2 和 H_2S 溶解后为硫酸盐和硫化物，毒性大大降低。

由于发生事故的随机性、不可预测性，发生事故有可能正处于降雨时段，故该期间内关键生产装置区、危险化学品罐区等地方的雨水将受污染，亦必须将其收集和处置。

彭州 3 污染区面积为 17550m^2，初期雨水量 500m^3，可能外溢有机溶剂 200m^3，消防水量为 108m^3。事故水量=500+200+108=808m^3。

彭州 4 污染区面积为 19390m^2，初期雨水量 580m^3，可能外溢有机溶剂 200m^3，消防水量为 108m^3。事故水量=580+200+108=888m^3。

彭州 5 污染区面积为 24980m^2，初期雨水量 875m^3，可能外溢有机溶剂 384m^3，消防水量为 200m^3。事故水量=875+384+200=1459m^3。

彭州 6 和集输站污染区面积为 75415m^2，初期雨水量 2650m^3，可能外溢有机溶剂 481m^3，消防水量为 328m^3。事故水量=2650+481+328=3459m^3。

（7）硫黄暂存期的危险、有害因素

本项目彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站分别设置一个 10×25×4m（1000m^3）的液硫池暂存液硫，液硫密度按 1808kg/m^3（115.207℃条件下）核算，则彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站单个站场液硫暂存量为 1808t，彭州 6 脱硫站设置有液硫池、硫黄仓库暂存硫黄，硫黄仓库存储周期为 10d，存储规模为 3200t，考虑单个站场各类容器装置内硫黄暂存量为 2t，纯度为 99.8%，则本项目硫黄厂区总的最大暂存量为 10440t（绝对值 10419.2t），主要存在火灾风险。硫黄仓库与液硫池采取了重点防渗措施，厂区内进行严格管理，禁止明火等措施，有效的降低了火灾风险发生的概率。本项目主要考虑其火灾爆炸伴生污染物等事故对周边环境造成的影响。

表 9.6-2　本项目各厂区硫黄暂存情况统计一览表

序号	厂区名称	存储区域	存储量/t	存储状态	绝对存储量/t
1	彭州 3 脱硫站	液硫池	1808	液态	1804.4
		装置区	2	液态	2.0
2	彭州 4 脱硫站	液硫池	1808	液态	1804.4
		装置区	2	液态	2.0
3	彭州 5 脱硫站	液硫池	1808	液态	1804.4
		装置区	2	液态	2.0
4	彭州 6 脱硫站	液硫池	1808	液态	1804.4
		液硫仓库	3200	固态	3193.6
		装置区	2	液态	2.0
合计	/	/	10440	/	10419.2

综合本项目拟暂存的各类可燃液物性质与发生事故后可能造成的环境影响，本次评价针对液硫池、硫黄仓库设置的风险情景为：液硫池、硫黄仓库发生火灾爆炸事故。

根据泄漏频率表，本次评价设定最大可信事故为：液硫池、硫黄仓库发生风险事故后燃烧，项目设置有必要的消防设施，且为有人值守站场，一般来说，火灾事故发生后 30min 内可有效控制，故本次风险评价取火灾燃烧持续时间为 30min，事故发生概率按 2×10^{-6}/a 计。硫黄火灾爆炸事故主要考虑事故造成硫黄燃烧后伴生/次生 SO_2 进入大气环境；同时考虑火灾爆炸破坏防渗层，导致部分消防废水（主要污染物为 H_2SO_3）等进入地下水环境和部分消防废水（主要污染物为 H_2SO_3）经地表径流进入地表水环境。

（8）开、停工和检修期的危险、有害因素

在加强生产运营的管理后，此环节发生风险事故的概率可大大降低，因此本次风险评价不再考虑开、停工和检修期的风险事故。

（9）盐酸、次氯酸钠储罐泄漏

本项目运营期彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站均设置有盐酸储罐，彭州 3~5 脱硫站盐酸储罐盐酸最大存储量为 9.75t（折算浓度为 37％），彭州 6 脱硫站盐酸储罐盐酸最大存储量为 19.50t（折算浓度为 37％）。

本项目运营期彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站均设置有次氯酸钠，彭州 3~5 脱硫站次氯酸钠最大存储量为 1.95t，彭州 6 脱硫站次氯酸钠最大存储量为 3.90t。为固体状态，不易挥发。

故本次风险评价针对原料暂存间环境风险主要考虑盐酸储罐泄漏，泄漏物质液池

蒸发进入大气环境的风险情景。

本次风险评价主要考虑盐酸储罐中物料泄漏蒸发进入大气环境情景。

根据本项目盐酸的特性，并结合事故发生后可能造成的环境影响，本次风险评价针对原料暂存间设定风险情景为：彭州 6 脱硫站盐酸储罐储罐中所有盐酸（折算后37%盐酸，19.50t）泄漏事故，泄漏发生后，盐酸在围堰内形成液池，氯化氢经蒸发进入大气环境。

根据泄漏频率表，储罐泄漏孔径为 10mm 孔径频率为 1.00×10^{-4}/a，10min 内储罐泄漏完和储罐全破裂事故概率为 5.00×10^{-6}/a，本次评价设定最大可信事故为盐酸储罐内盐酸 10min 内泄漏完，事故概率为 5.00×10^{-6}/a，泄漏后的盐酸在围堰内形成液池，挥发进入大气。一般情况下，蒸发时间可按 15~30min 计。本次评价取蒸发时间为 30min。

9.6.2 风险事故源项分析

（1）大气源项分析

1）井喷事故

①井喷事故有毒有害物质释放量估算

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B，钻井期间涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）、油类物质（柴油或白油）。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。根据《川西气田雷口坡组气藏开发建设一期方案调整报告》可知彭州 5-4D 井天然气最大无阻流量为 $113.01\times10^4m^3/d$，彭州 6-2D 井天然气最大无阻流量为 $157.2\times10^4m^3/d$，最大 H_2S 含量为 $84848mg/m^3$，最大 CH_4 含量为 $651.93g/m^3$。天然气相对密度为 0.6364，实际密度为 $0.77\sim0.78kg/m^3$（本次风险评价取 $0.78kg/m^3$ 进行计算）。

根据《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）附录 C 硫化氢释放速率计算公式（计算公式如下）。

$$RR=A\cdot q_{AOF}\cdot C_{H_2S}$$

式中：RR——气井硫化氢释放速率，m^3/s；

A——常数，$7.716\times10^{-8}m^3/(mg\ s)$；

q_{AOF}——气井绝对无阻流量最大值，$10^4m^3/d$；

C_{H2S}——天然气中硫化氢含量，mg/m^3。

本次评价重点为 H_2S 对人体毒害的分析，现以同层位已钻井情况为类比对象对工程进行天然气泄漏量计算。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），含硫化氢天然气井发生井喷，至少应在 15min 内实施井口点火，则点火前主要污染物是 H_2S、CH_4。点火后，主要污染物是 SO_2。井喷点火后一直到采取压井等措施控制住的时间，正常情况下，较快控制用时 4 小时，长耗时为开县境内罗家 16H 井 16 小时，综合考虑工程取 12 小时对 SO_2 进行估算。

则彭州5平台15分钟内可燃气体天然气泄漏量最大为8.99t（12.80m^3/s，10.53kg/s），15 分钟内硫化氢泄漏量最大为 0.99t（1.09kg/s），15 分钟内甲烷泄漏量最大为 7.51t（8.34kg/s）。

则彭州 6 平台 15 分钟内可燃气体天然气泄漏量最大为 12.77t（18.19m^3/s，14.19kg/s），15 分钟内硫化氢泄漏量最大为 1.39t（1.54kg/s），15 分钟内甲烷泄漏量最大为 10.67t（11.86kg/s）。

预测源强见下表。

表 9.6-3　井喷事故燃烧废气污染物产排情况一览表

时段	污染物名称	排放时长	排放速率/（kg/s）	排放高度/m	废气温度/℃	井筒内径/mm
彭州 5 平台点火前	H_2S	15min	1.09	2.0	25	193.7
	CH_4	15min	8.34	2.0	25	193.7
彭州 6 平台点火前	H_2S	15min	1.39	2.0	25	193.7
	CH_4	15min	11.86	2.0	25	193.7

②火灾伴生/次生污染物产生量估算

a、原料气燃烧产生的 SO_2

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中的公式计算 SO_2 产生量，根据燃烧速率计算公式计算单位时间内物质。计算公式如下：

$$G_{二氧化硫}=2BS$$

式中 $G_{二氧化硫}$——二氧化硫排放速率，kg/h；

B——物质燃烧量，kg/h；

S——物质中硫的含量，%；

根据上述公式，计算结果如下：

彭州 5 平台原料气火灾燃烧情景下，根据计算可得参与燃烧的硫化氢的质量为1.09kg/s，因此火灾伴生/次生 SO_2 源强为 2.05kg/s。本次评价考虑火灾持续时长为 12h，故伴生/次生 SO_2 总产生量为 88560kg。

彭州 6 平台原料气火灾燃烧情景下，根据计算可得参与燃烧的硫化氢的质量为1.39kg/s，因此火灾伴生/次生 SO_2 源强为 2.62kg/s。本次评价考虑火灾持续时长为 12h，故伴生/次生 SO_2 总产生量为 113184kg。

b、原料气燃烧产生的 CO

点火后原料气燃烧产生的有毒有害污染物主要为 CO。原料气燃烧伴生 CO 产生量如下：

$G_{一氧化碳}=2330qCQ$

式中：

$G_{一氧化碳}$——一氧化碳的产生量，kg/s；

C——物质中碳的含量，取 75%；

q——化学不完全燃烧值，取 6.0%；

Q——参与燃烧的物质量，t/s，根据上文计算，彭州 5 平台甲烷泄漏速率为 8.34kg/s，彭州 6 平台甲烷泄漏速率为 11.86kg/s。

经计算，井喷事故燃烧废气污染物产排情况一览表见下表。

表 9.6-4　井喷事故燃烧废气污染物产排情况一览表

时段	污染物名称	排放时长	排放速率/（kg/s）	排放高度/m	废气温度/℃	初始燃烧面积/m^2
彭州 5 平台点火后	SO_2	720min	2.05	2.0	600	3.14
	CO	720min	0.87	2.0	600	3.14
彭州 6 平台点火后	SO_2	720min	2.62	2.0	600	3.14
	CO	720min	1.24	2.0	600	3.14

2）井口至脱硫站管道泄漏

本次评价为保守考虑，选取 H_2S 泄漏量最大的事故状态进行分析，即单井最大生产规模约为 60 万 m^3/d，井口至脱硫站管段 H_2S 泄漏速率按 0.59kg/s 最大值进行计算，天然气泄漏量为 5.42kg/s，泄漏时长为 30S。

3）脱硫站原料天然气泄漏事故

脱硫站内原料天然气泄漏事故情景考虑为各生产设备之间管线等破损或断裂，直

径考虑为 100mm，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中有关气体的泄漏公式计算天然气初始泄漏速率。气体泄漏速度 Q_G 按下式计算：

$$Q_G = YC_dAP\sqrt{\frac{Mk}{RT_G}\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}}$$

式中：Q_G——气体泄漏速度，kg/s；

C_d——气体泄漏系数，当裂口形状为圆形时取 1.00；

A——裂口面积，m^2，假设管道全部断裂；

P——容器压力，Pa；

M——分子量，主要成分是甲烷；

R——气体常数，J/（mol ŧ）；

T_G——气体温度，K；

Y——流出系数；临界流，Y=1.0；

k——气体的绝热指数（热容比）。

本评价设定在事故状态下输气管线全管径断裂，管线两端截断阀立即启动，关闭完成时间为 30s。截断阀关闭时间内，管道内压强恒定，天然气泄漏为临界泄漏状态，天然气泄漏量按照导则推荐的气体泄漏公式计算。

本评价设定天然气管道全管径断裂，裂口断面呈圆形，管道温度为 53℃，运用气体泄漏速率公式计算天然气泄漏量，具体见下表。

表 9.6-5　截断阀启动前输气管道天然气泄漏速率

管线	P/Pa	P_0/Pa	C_d	A/m^2	M/（kg/mol）	R/（J/（mol•k））	T_G/K	K	Q_G/（kg/s）
站内各生产装置间连接管线	5.4×10^6	101325	1	0.0079	0.02	8.314	326	1.314	77.62

则硫化氢泄漏速率为 7.13kg/s。

4）输气管道净化天然气泄漏事故

天然气泄漏事故排放的 CH_4 的源项考虑为事故发生 30S 后两侧截断阀完全截断，管线内剩余天然气通过 15min 全部泄漏，泄漏物质总量即 30S 输气流量（流量为 22.57m^3/s，密度为 0.7174kg/m^3，即泄漏速率为 16.19kg/s，则 30S 泄漏量为 485.7kg）与管线内在线流量，以两个阶段的平均排放速率作为预测源强。

表 9.6-6　天然气泄漏事故排放源项

管段名称	情景	压力/MPa	长度/km	泄漏口直径/mm	天然气平均泄漏速率/(kg/s）	持续时间/min	甲烷存量/kg
彭州5-天然气集输站	30S 输气流量	/	/	/	16.19	0.5	485.7
	管线内在线流量	6.3	4.5	250	11.09	15	9978.5
	合计（平均值）	/	/	/	11.25	/	10464.2

5）液硫池、硫黄仓库发生火灾爆炸事故

①火灾爆炸事故有毒有害物质释放量估算

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 与附录 H，本项目发生风险事故时，硫黄本身不会构成致死，故本次风险评价不预测硫黄火灾爆炸时硫黄释放量。

②火灾伴生/次生污染物产生量估算

本次评价考虑硫黄发生火灾伴生/次生 SO_2，采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中的公式计算 SO_2 产生量，根据燃烧速率计算公式计算单位时间内物质。计算公式如下：

$$G_{二氧化硫}=2BS$$

式中 $G_{二氧化硫}$——二氧化硫排放速率，kg/h；

B——物质燃烧量，kg/h；

S——物质中硫的含量，%；本项目硫黄中 S 的含量取 99.8%；

$$Q = A \times \frac{0.001He}{C\mathrm{p}(Tb - T0) + \mathrm{H}}$$

式中：

Q——单位时间参与燃烧的物质的量，kg/s；

A——燃烧表面积，m^2；本次取 $10m^2$；

H_e——燃烧热，J/kg；硫燃烧热为 9288437.5J/kg

C_p——定压比热容，J/kg·℃；本项目取 1000J/kg·℃

T_b——沸点，℃；硫黄沸点为 444.6℃；

T_0——环境温度，℃；环境温度取 25℃和 15.9℃；

H——汽化热，J/kg。S 的汽化热为 326000J/kg

根据上述公式，计算结果如下：

硫黄火灾情景下，最不利气象条件（F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%）下，根据上式计算可得参与燃烧的硫黄的质量为 0.124kg/s，因此火灾伴生/次生 SO_2 源强为 0.247kg/s。本次评价考虑火灾持续时长为 30min，故伴生/次生 SO_2 总产生量为 444kg。

最常见气象条件（D 类稳定度，1.3m/s 风速，温度 15.9℃，相对湿度 80%）下，根据上式计算可得参与燃烧的硫黄的质量为 0.123kg/s，因此火灾伴生/次生 SO2 源强为 0.245kg/s。本次评价考虑火灾持续时长为 30min，故伴生/次生 SO_2 总产生量为 441kg。

6）盐酸储罐泄漏事故

①盐酸储罐泄漏量

本次风险预测设定事故情景为：彭州 6 脱硫站盐酸储罐储罐中所有盐酸（折算后 37%盐酸，19.50t）泄漏事故，本次评价取泄漏时间为 10min，泄漏速率为 32.50kg/s。

②泄漏液体蒸发量

盐酸泄漏后在围堰内形成液池，根据导则推荐，一般情况下，蒸发时间可按 15~30min 计，本次评价保守按蒸发时间为 30min 计算。泄漏液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，其蒸发总量为这三种蒸发之和。

1）闪蒸蒸发估算

液体闪蒸蒸发速率 Q1 按下式计算：

$$Q_1=F_v\ Q_L$$

$$F_V=CP(T_t-T_b）\ /\ H_v$$

式中：

F_v——泄漏液体的闪蒸比；

T_t——储存温度，K;

T_b——泄漏液体的沸点，K;

H_V——泄漏液体的蒸发热，J/kg;

C_p——泄漏液体的定压比热容，J/（kg·K）；

Q_1——过热液体闪蒸蒸发速率，kg/s；

Q_L——物质泄漏速率，kg/s；

2）热量蒸发估算

热量蒸发的蒸发速度 Q_2 按下式计算：

$$Q_2 = \frac{\lambda S \times (T_0 - T_b)}{H}$$

式中：

Q_2——热量蒸发速度，kg/s；

T_0——环境温度，K；

T_b——沸点温度，K；

S——液池面积，m^2；

H——液体的气化热，J/kg）；

λ——表面热导系数，W/m ｋ；

α——表面热扩散系数，m^2/s；

t——蒸发时间，s。

地面的热传递性质见下表。

表 9.6-7　地面的热传导性质

地面情况	γ[w/(m.k）]	α/(m^2/s）
水泥	1.1	1.29×10^{-7}
土地（含水 8%）	0.9	4.3×10^{-7}
干涸土地	0.3	2.3×10^{-7}
湿地	0.6	3.3×10^{-7}
砂砾地	2.5	11.0×10^{-7}

盐酸储罐储存地为水泥地面，因此 λ 取 1.1W/m ｋ，α 为 1.29×10-7m^2/s；

3）质量蒸发计算

质量蒸发速率 Q_3 按下式计算：

$$Q_3 = \alpha p \frac{M}{RT_0} \mu^{\frac{(2-n)}{(2+n)}} r^{\frac{(4+n)}{(2+n)}}$$

式中：

Q_3——质量蒸发速度，kg/s；

α，n——大气稳定度系数；

p——液体表面蒸气压，Pa；

R——气体常数，J/mol ｋ；

T_0——环境温度，k；

u——风速，m/s；

r——液池半径，m。

表 9.6-8　液池蒸发模式参数表

大气稳定度	*n*	*α*
不稳定（A,B）	0.2	3.846×10^{-3}
中性（D）	0.25	4.685×10^{-3}
不稳定（E,F）	0.3	5.285×10^{-3}

最不利气象条件下，大气稳定度为 F，因此 α 为 5.285×10^{-3}，n 取 0.3；最常见气象条件下，大气稳定度为 D，因此 α 为 4.685×10^{-3}，n 取 0.25。

4）液体蒸发总量的计算

$WP=Q_1t_1+Q_2t_2+Q_3t_3$

式中：　WP——液体蒸发总量，kg；

Q_1——闪蒸蒸发液体量，kg/s；

Q_2——热量蒸发速率，kg/s；

t_1——闪蒸蒸发时间，s；

t_2——热量蒸发时间，s；

Q_3——质量蒸发速率，kg/s；

t_3——从液体泄漏到液体全部处理完毕的时间，s。

最不利气象条件（F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%）下，泄漏液体氯化氢总蒸发速率=6.779E-03 (kg/s)，本次评价取蒸发时间为 30min，故总蒸发量为 12.2kg。

最常见气象条件（D 类稳定度，1.3m/s 风速，温度 15.9℃，相对湿度 80%）下，泄漏液体氯化氢总蒸发速率=1.3E-02 (kg/s)，取蒸发时间 30min，故总蒸发量为 23.4kg。

（2）地下水源项分析

根据本次环评地下水影响评价，彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道废水输送量按 $167m^3/d$ 计算，当发生泄漏时，泄漏时长为 8h，泄漏量为 $55.67m^3$，污染物会对污水管道沿线居民的地下水用水安全产生威胁。具体分析见地下水环境评价章节。

（3）地表水源项分析

本项目彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道穿越小石河支渠。运营期假设发生污水外输管道发生泄漏，废水可能进入小石河支渠，进而进入人民渠，泄漏时长按 1h 计，泄漏量为 $6.96m^3$，保守考虑废水全部进入小石河支渠。

9.6.3 事故发生的环境影响

环境风险的环境影响后果评价选用风险矩进行风险排序定性分析，见下表：

表 9.6-9　矩阵法风险评价表

严重级别	后果				事故发生几率				
					A	B	C	D	E
	人员	财产	环境	声誉	在工业界未听说	在工业界发生过	在作业队发生过	每年在作业队发生多次	每年在所在地发生多次
0	无伤	无损坏	无影响	无影响	一级、加强				
1	轻微	轻微	轻微	轻微					
2	小伤	小损坏	小影响	有限	管理			二级、引入	
3	重伤	局部	局部	很大	不断		风险		三级
4	一人死	重大	重大	全国	改进	削减		不能	
5	多人死	特大	巨大	国际	措施		承受		

本工程环境风险的排序分析结果见下表：

表 9.6-10　环境风险的排序分析结果

序号	主要生产活动	主要环境风险因素	环境风险的大小
1	井喷失控	1、大气污染	B5
		2、当地居民硫化氢、二氧化硫中毒	B4~B5
2	井口至脱硫站管道泄漏或装置区含硫天然气或酸气泄漏	1、放空引起的大气污染	C3
		2、当地居民硫化氢、二氧化硫中毒	B4~B5
3	集输管道天然气泄漏后火灾爆炸事故	当地居民伤亡	C4
4	硫黄储运过程火灾、交通事故对大气或水环境的影响	1、大气污染	B3
		2、水环境污染	B3
5	脱硫站（含集气站）装置区塔器/反应器/储罐内有机溶剂的泄漏	水环境污染	B2
6	脱硫站（含集气站）原料仓库盐酸溶液泄漏	1、大气污染	C1
		2、水环境污染	C1
7	气田水管线泄漏	水环境污染	B4

由上表可知，环境风险评价为 B3（B4、B5、C3、C4）以上更严重的事故符合对风险事故情形的设定原则，即为类型 1、2、3 和 7。一旦触发事故，可能通过大气和水环境扩散（地表水和地下水），泄漏的危险物质硫化氢也可能引起当地居民中毒，具有环境危害方面的代表性。

9.6.4 风险事故源项汇总

综上分析，本次风险评价设定的风险事故情形源强见下表：

表 9.6-11　风险事故情形源强一览表

序号	风险事故情景描述	危险单位	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率/（kg/s）	释放或泄漏时间/min	最大释放或泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg	火灾爆炸事故有毒有害物质释放量/kg	火灾伴生/次生污染物产生量/kg	物料经破损的防渗结构进入地下水环境量/kg	泄漏物质经雨水管道进入地表水环境/kg
1	井喷事故	彭州 6 脱硫站井口	H_2S	大气	1.39	15	1251	/	/	/	/	/
			CH_4	大气	11.86	15	10674	/	/	/	/	/
			SO_2	大气	2.62	720	/	/	/	113184	/	/
			CO	大气	1.24	720	/	/	/	53568	/	/
2	井口至脱硫站管道泄漏	彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道	H_2S	大气	0.59	0.5	17.7	/	/	/	/	/
3	脱硫站原料天然气泄漏	彭州 6 脱硫站	H_2S	大气	7.13	0.5	214.03	/	/	/	/	/
4	集气管道净化天然气泄漏	集输管道	CH_4	大气	11.25	15.5	10464.2	/	/	/	/	/
5	盐酸储罐泄漏事故	原料库	盐酸	大气	32.50	10	19530	12.2（最不利气象）	/	/	/	/
								23.4（最常见气象）	/	/	/	/
6	彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道泄漏事故	彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道	/	地表水	1.93	60	6960	/	/	/	/	6960
7	彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道泄漏事故	彭州 5 脱硫站~彭州 6 脱硫站污水管道	/	地下水	1.93	60	6960	/	/	/	6960	/

根据上表计算的源强结果进行综合考虑，本次评价主要针对井喷事故产生的 H_2S、CH_4、SO_2、CO（以彭州 6 平台进行预测），井口至脱硫站管道泄漏的 H_2S、CH_4，脱硫站原料天然气泄漏 H_2S、CH_4，输气管道净化天然气泄漏的 CH_4，盐酸储罐泄漏事故的盐酸、彭州 5~彭州 6 脱硫站污水管线泄漏事故的废水进入地表水和地下水等几种事故情景进行预测分析。

9.7 大气环境风险预测与评价

9.7.1 预测模式

大气环境风险后果预测主要采用导则推荐的模型。重质气体排放的扩散模型选用 SLAB 模型，中性气体和轻质气体排放以及液池蒸发气体的扩散模拟选用 AFTOX 模型。重质气体和轻质气体采用理查德森数进行判定。井喷事故发生 15min 后点燃，其产生的二氧化硫、一氧化碳对周边敏感点的影响采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中的 CALPUFF 模式。

本次评价根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 T_d 和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T=2X/U_r$$

式中 X——事故发生地与计算点的距离，m。本项目保守考虑，选取彭州 6 脱硫站西南侧 510m 较为集中居民点作为该距离。

U_r——10m 高处风速，m/s。假设风速风向在 T 时间段内保持不变。本项目最不利气象条件取 1.5m/s，最常见气象条件取 1.3m/s。

当 $T_d>T$ 时，可被认为是连续排放的；当 $T_d\leq T$ 时，可被认为是瞬时排放的。

经计算可得 T=680s（最不利气象条件），T=785s（最常见气象条件）；

井喷事故产生的 H_2S 时间为 900s，为连续排放；

井喷事故产生的 CH_4 时间为 900s，为连续排放；

井口至脱硫站管道泄漏的 H_2S 和 CH_4 时间为 30s，为瞬时排放；

脱硫站原料天然气泄漏 H_2S、CH_4 时间为 15s，为瞬时排放；

盐酸储罐泄漏事故的盐酸时间为 600s，为瞬时排放；

管道沿线最近集中居民点距离取 250m，经计算可得 T=333s（最不利气象条件），T=385s（最常见气象条件）。

输气管道净化天然气泄漏的 CH_4 时间为 9300s，为连续排放。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相应要求判定后，井喷事故产生的 H_2S（密度约 1.537kg/m^3）的理查德森数 Ri=0.8781258（最不利气象条件）、Ri=1.013222（最常见气象条件），Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。井喷事故发生时，本项目原料气的压力大于常压，其密度大于 1.537kg/m^3，属于重质气体，以混合气体进行预测的模式也适用于 SLAB 模式，因此针对井喷事故，预测 H_2S 对环境的影响，本次评价采用原料气在 SLAB 模式下，给出不同距离的最大落地浓度，然后以硫化氢在原料天然气中所占的质量分数比来作为硫化氢的落地浓度。并对上述两种预测情景下的结果进行对比。井喷事故产生的 CH_4 的烟团初始密度大于空气密度，Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。

盐酸储罐泄漏事故的盐酸的理查德森数 Ri=0.861334，Ri≥1/6（最不利气象条件）Ri=1.270532，Ri≥1/6（最常见气象条件），为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。

集气管道净化天然气输送压力约 6.3MPa，泄漏产生的 CH_4 的烟团初始密度大于空气密度，Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。

因井喷事故发生 15min 后点燃，点燃后气体气量极大，组分复杂，其产生的二氧化硫、一氧化碳对周边敏感点的影响不适用于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）推荐的 SLAB 模式与 AFTOX 模式，更适用于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中的 CALPUFF 模式，因此本次评价井喷事故点火后 SO_2、CO 对周边敏感目标的影响以 CALPUFF 模式进行预测。

9.7.2 预测范围及计算点

预测范围彭州 5 平台、彭州 6 平台钻井期取事故源（保守考虑以厂界为边界）5km 范围的范围，彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站、彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站运营期取事故源（保守考虑以厂界为边界）5km 范围的范围，彭州 5~彭州 6 脱硫站管线运营期取事故源（以管线两侧外径为边界）200m 范围的范围，距离风险源 500m 范围内设置 50m 间距，大于 500m 范围设置 100m 间距。

9.7.3 预测气象参数

最不利气象：采用《建设项目项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中规定的最不利气象条件：F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。

最常见气象：根据彭州气象数据统计结果，最常见气象条件为：D 类稳定度，1.3m/s 风速，温度 15.9℃，相对湿度 80%。

CALPUFF 模式收集了彭州市所在地国控站点的 2020 年气象数据。

9.7.4 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度即为预测评价标准，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H，确定危险物质大气毒性终点浓度值见下表。

表 9.7-1　危险物质大气毒性终点浓度值一览表

物质	项目	浓度/（mg/m^3）
SO_2	毒性终点浓度-1	79
	毒性终点浓度-2	2
H_2S	毒性终点浓度-1	70
	毒性终点浓度-2	38
CH_4	毒性终点浓度-1	260000
	毒性终点浓度-2	150000
CO	毒性终点浓度-1	380
	毒性终点浓度-2	95
HCl	毒性终点浓度-1	150
	毒性终点浓度-2	33
NaClO	毒性终点浓度-1	1800
	毒性终点浓度-2	290

9.7.5 预测结果

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，选取最不利气象条件及事故发生地的最常见气象条件分别进行后果预测。依据最大可信事故源强的分析，利用风险预测模型，经过模拟计算得到以下结果：

9.7.5.1 井喷事故产生的 H_2S 事故预测结果

根据类比彭州 6 平台天然气最大无阻流量为 $157.2\times10^4m^3/d$，H_2S 含量为 $84848mg/m^3$，实际密度为 $0.78kg/m^3$，则 H_2S 质量占比为 10.88％。

因项目为多组分气体混合，故选用原料气井喷混合气体预测结果并折算 H_2S 进行评价分析。

（1）泄漏污染物达到关注限值距离

最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 平台井喷事故产

生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 1250m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 1299m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 平台井喷事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 1070m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 1185m。

具体预测参数选取为：环境地表粗糙度 14cm、排放方式为垂直喷射或烟筒排出、排放时长为 15min、混合气体产生速率为 14.19kg/s、初始气团温度为 25℃、源面积为 2m^2、源高度为 2m，选取的混合气体分子量为 19（以甲烷与硫化氢所占比例核算）。

表 9.7-2　井喷事故产生的 H_2S 预测浓度达到关注限值最大影响范围

污染物	气象条件	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
H_2S	最不利气象条件	毒性终点浓度-1	70	1250
	最不利气象条件	毒性终点浓度-2	38	1299
	最常见气象条件	毒性终点浓度-1	70	1070
	最常见气象条件	毒性终点浓度-2	38	1185

（2）下风向不同距离污染物浓度预测值

混合气体采用 SLAB 模式预测结果如下：

表 9.7-3　井喷事故下风向不同距离混合气体预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	7.7079E+00	7.2035E+04	7.6216E+00	1.4520E+05
60	8.8627E+00	3.1290E+04	8.2975E+00	3.8660E+04
110	1.0017E+01	1.9212E+04	8.9734E+00	2.1052E+04
160	1.1172E+01	1.3933E+04	9.6493E+00	1.2803E+04
210	1.2327E+01	1.0802E+04	1.0325E+01	8.7063E+03
260	1.3482E+01	8.8735E+03	1.1001E+01	6.3818E+03
310	1.4649E+01	7.5219E+03	1.1677E+01	4.9154E+03
360	1.5649E+01	6.5923E+03	1.2353E+01	3.9541E+03
410	1.5512E+01	5.9029E+03	1.3029E+01	3.3143E+03
460	1.5361E+01	5.3712E+03	1.3704E+01	2.8712E+03
510	1.5181E+01	4.9434E+03	1.4387E+01	2.5500E+03
610	1.9755E+01	4.0267E+03	1.5665E+01	2.0563E+03
710	2.1259E+01	3.3744E+03	1.6834E+01	1.7444E+03
810	2.2706E+01	2.9035E+03	1.7979E+01	1.4074E+03
910	2.4104E+01	2.0537E+03	1.9099E+01	1.0682E+03
1010	2.5462E+01	1.9523E+03	2.0197E+01	8.2131E+02

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
1070	/	/	1.9846E+01	6.5233E+02
1110	2.6771E+01	1.6792E+03	2.0275E+01	5.2692E+02
1185	/	/	2.1069E+01	3.5459E+02
1210	2.8024E+01	9.5350E+02	2.1330E+01	3.1801E+02
1250	2.8510E+01	6.4992E+02	/	/
1299	2.9103E+01	3.4773E+02	/	/
1310	2.9220E+01	3.0078E+02	2.2357E+01	2.2761E+02
1410	3.0351E+01	5.1774E+01	2.4362E+01	1.7976E+02
1510	3.1392E+01	8.2969E+00	2.5349E+01	1.4621E+02
2010	3.4925E+01	1.2011E-03	3.0092E+01	6.6405E+01

按 10.88%折算后井喷事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度见下表：

表 9.7-4　井喷事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	7.7079E+00	7.84E+03	7.6216E+00	1.58E+04
60	8.8627E+00	3.40E+03	8.2975E+00	4.21E+03
110	1.0017E+01	2.09E+03	8.9734E+00	2.29E+03
160	1.1172E+01	1.52E+03	9.6493E+00	1.39E+03
210	1.2327E+01	1.18E+03	1.0325E+01	9.47E+02
260	1.3482E+01	9.65E+02	1.1001E+01	6.94E+02
310	1.4649E+01	8.18E+02	1.1677E+01	5.35E+02
360	1.5649E+01	7.17E+02	1.2353E+01	4.30E+02
410	1.5512E+01	6.42E+02	1.3029E+01	3.61E+02
460	1.5361E+01	5.84E+02	1.3704E+01	3.12E+02
510	1.5181E+01	5.38E+02	1.4387E+01	2.77E+02
610	1.9755E+01	4.38E+02	1.5665E+01	2.24E+02
710	2.1259E+01	3.67E+02	1.6834E+01	1.90E+02
810	2.2706E+01	3.16E+02	1.7979E+01	1.53E+02
910	2.4104E+01	2.23E+02	1.9099E+01	1.16E+02
1010	2.5462E+01	2.12E+02	2.0197E+01	8.94E+01
1070	/	/	1.9846E+01	7.10E+01
1110	2.6771E+01	1.83E+02	2.0275E+01	5.73E+01
1185	/	/	2.1069E+01	3.86E+01
1210	2.8024E+01	1.04E+02	2.1330E+01	3.46E+01
1250	2.8510E+01	7.07E+01	/	/
1299	2.9103E+01	3.78E+01	/	/
1310	2.9220E+01	3.27E+01	2.2357E+01	2.48E+01
1410	3.0351E+01	5.63E+00	2.4362E+01	1.96E+01

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
1510	3.1392E+01	9.03E-01	2.5349E+01	1.59E+01
2010	3.4925E+01	1.31E-04	3.0092E+01	7.22E+00

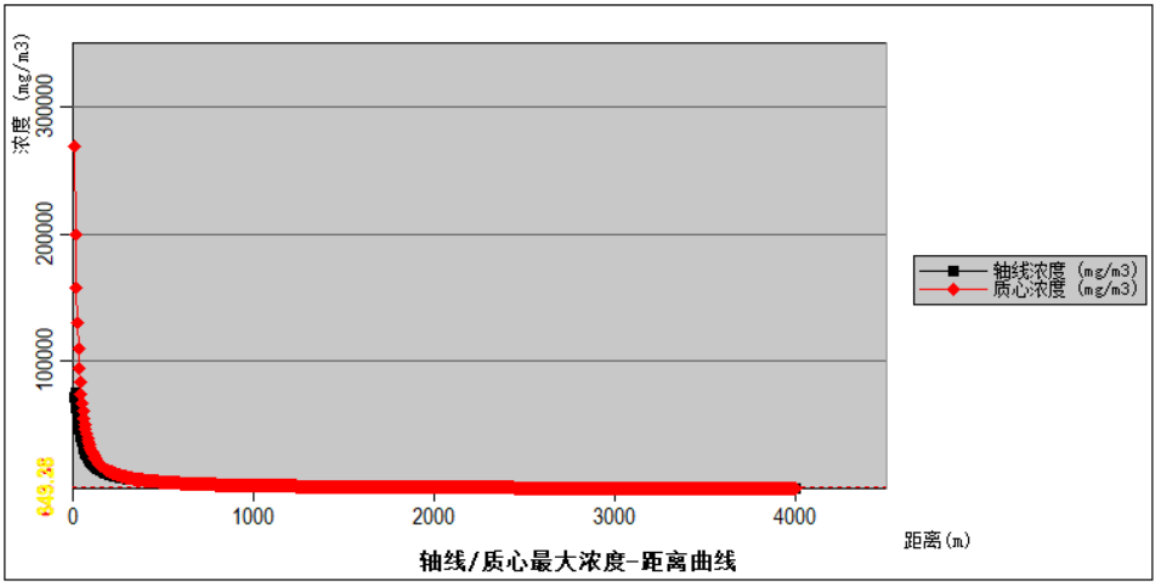


图 9.7-1　井喷事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最不利气象条件）

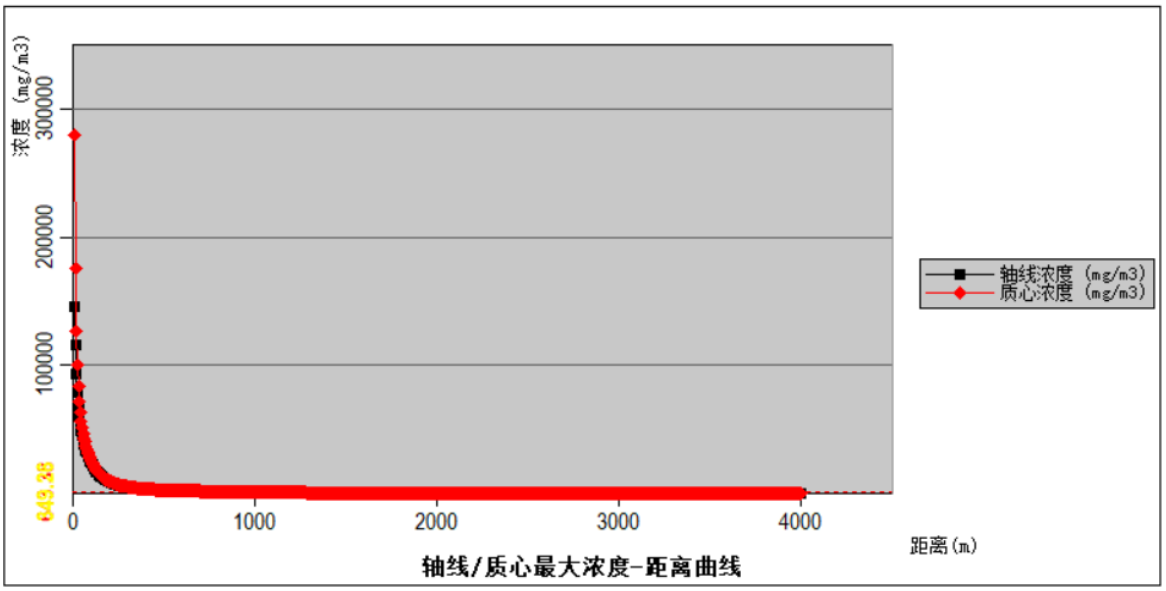


图 9.7-2　井喷事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最常见气象条件）

3）关心点预测结果

①各关注点污染物预测浓度

表 9.7-5　井喷事故各关注点 H_2S 预测浓度

最不利气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			
楠杨社区	70	未超标	未超标	1.7E-04
	38	未超标	未超标	
杨柳和风小区	70	未超标	未超标	2.0E-11
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	1.8E-11
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	2.0E-02
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	1.7E-06
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	3.9E-07
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	5.6E-05
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	2.8E-06
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
最常见气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			

楠杨社区	70	未超标	未超标	2.2E-06
	38	未超标	未超标	
杨柳和风小区	70	未超标	未超标	6.3E-08
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	2.0E-05
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	3.9E+00
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	2.1E-11
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	4.9E-02
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	9.3E-03
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	

②关心点污染物浓度变化情况

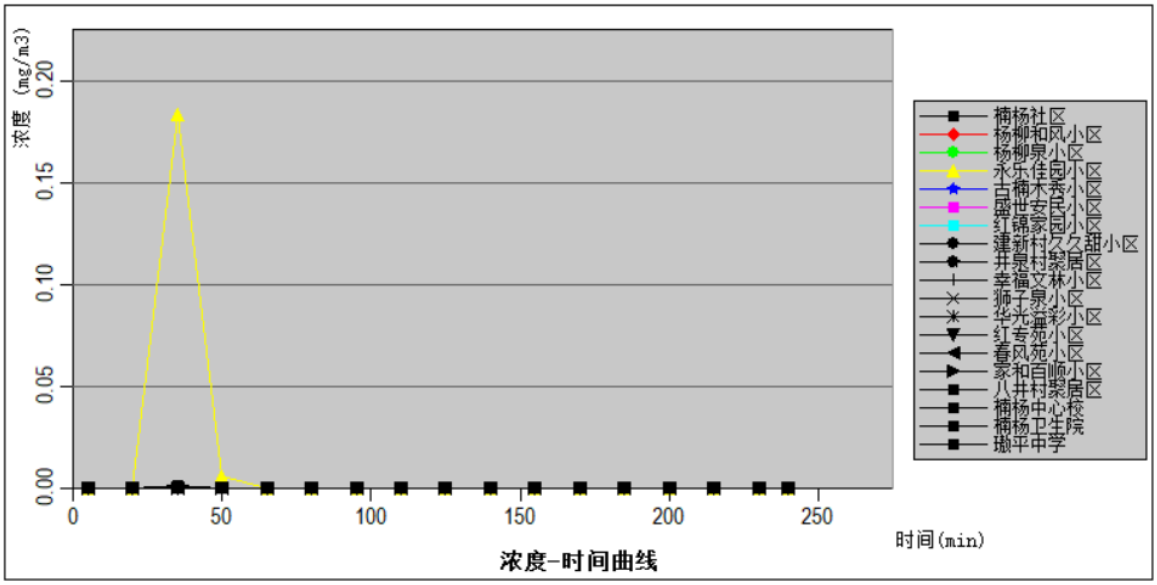


图 9.7-3　井喷事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最不利气象）

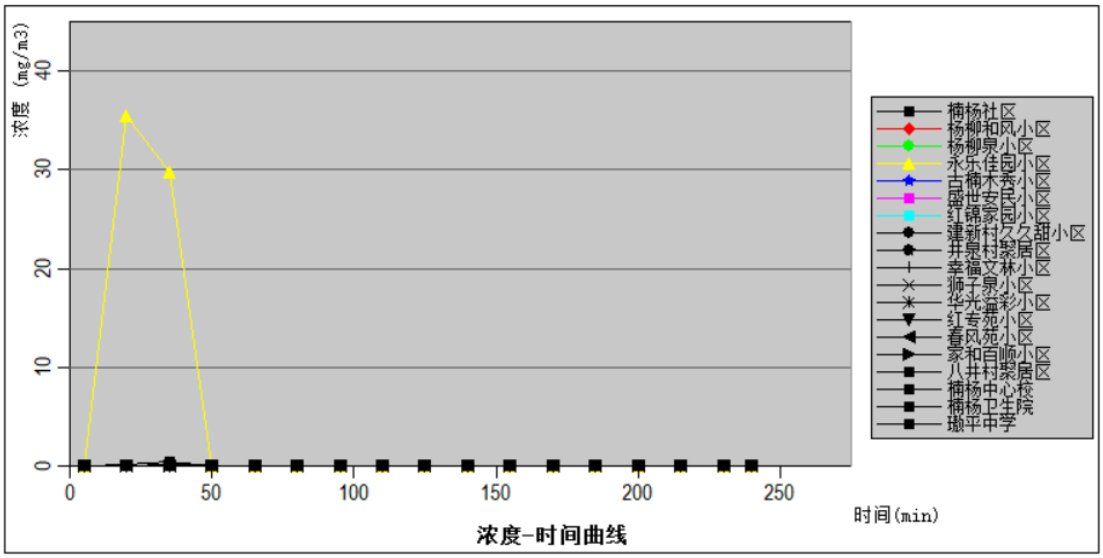


图 9.7-4　井喷事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最常见气象）

9.7.5.2 井喷事故产生的 CH_4 事故预测结果

保守考虑混合气体中除去 10.88％的硫化氢外均为甲烷，因此井喷事故产生的 CH_4 事故预测结果选择混合气体模式的预测浓度减去 10.88％的硫化氢折算浓度作为该事故状态下甲烷的预测结果。

（1）泄漏污染物达到关注限值距离

最不利气象条件情况下，井喷事故产生的 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m；达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m。

最常见气象条件情况下，井喷事故产生的 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1

（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m；达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m。

表 9.7-6　井喷事故产生的 CH_4 预测浓度达到关注限值最大影响范围

污染物	气象条件	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
CH_4	最不利气象条件	毒性终点浓度-1	260000	0
	最不利气象条件	毒性终点浓度-2	150000	0
	最常见气象条件	毒性终点浓度-1	260000	0
	最常见气象条件	毒性终点浓度-2	150000	0

2）下风向不同距离污染物浓度预测值

表 9.7-7　井喷事故下风向不同距离 CH_4 预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	7.7079E+00	6.42E+04	7.6216E+00	1.29E+05
60	8.8627E+00	2.79E+04	8.2975E+00	3.45E+04
110	1.0017E+01	1.71E+04	8.9734E+00	1.88E+04
160	1.1172E+01	1.24E+04	9.6493E+00	1.14E+04
210	1.2327E+01	9.62E+03	1.0325E+01	7.76E+03
260	1.3482E+01	7.91E+03	1.1001E+01	5.69E+03
310	1.4649E+01	6.70E+03	1.1677E+01	4.38E+03
360	1.5649E+01	5.88E+03	1.2353E+01	3.52E+03
410	1.5512E+01	5.26E+03	1.3029E+01	2.95E+03
460	1.5361E+01	4.79E+03	1.3704E+01	2.56E+03
510	1.5181E+01	4.41E+03	1.4387E+01	2.27E+03
610	1.9755E+01	3.59E+03	1.5665E+01	1.83E+03
710	2.1259E+01	3.01E+03	1.6834E+01	1.55E+03
810	2.2706E+01	2.59E+03	1.7979E+01	1.25E+03
910	2.4104E+01	1.83E+03	1.9099E+01	9.52E+02
1010	2.5462E+01	1.74E+03	2.0197E+01	7.32E+02
1070	/	/	1.9846E+01	5.81E+02
1110	2.6771E+01	1.50E+03	2.0275E+01	4.70E+02
1185	/	/	2.1069E+01	3.16E+02
1210	2.8024E+01	8.50E+02	2.1330E+01	2.83E+02
1250	2.8510E+01	5.79E+02	/	/
1299	2.9103E+01	3.10E+02	/	/
1310	2.9220E+01	2.68E+02	2.2357E+01	2.03E+02
1410	3.0351E+01	4.61E+01	2.4362E+01	1.60E+02
1510	3.1392E+01	7.39E+00	2.5349E+01	1.30E+02
2010	3.4925E+01	1.07E-03	3.0092E+01	5.92E+01

9.7.5.3 井喷事故产生的 CO 与 SO_2 事故预测结果

1）污染源参数

根据《工业污染源产排污系数手册》（2010 年修订），参照 4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉中天然气室燃炉的产排污系数，工业废气量排污系数为 136259.17 立方米/万立方米-原料，则彭州 6 平台井喷工业废气量排放量为 $157.2\times10^4m^3/d\times13.625917=2141.99\times10^4m^3/d=89.25\times10^4m^3/h=247.92m^3/s$。

表 9.7-8　井喷事故点火产生 CO 的污染源参数

污染源	经度	纬度	污染物排放速率	烟气喷射速度	排放时长	烟气温度	排放源半径	排放高度
CO	103.953449°	31.100049°	1.24kg/s	97.48m/s	12h	600℃	0.9m	2m
SO_2			2.62kg/s					
注：根据《高含硫气井井喷远程点火必要性研究》（黄和远、罗艳茹、孙群英、杜永成），论文中指出井喷点火后火焰表面温度超过 1227℃；同时甲烷的引燃温度为 538℃。因此本次评价从保守角度考虑，选择烟气燃烧温度为 600℃进行计算。								

2）预测内容

采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）推荐模式的 CALPUFF 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

本项目采用彭州 2020 年全年每天 24 小时的地面气象数据，气象因子包括风向、风速、总云量、低云量和干球温度。彭州气象站位于彭州 3 脱硫站东北侧约 7.8km 处、位于彭州 4 脱硫站西侧约 6.2km 处、位于彭州 5 脱硫站西南侧约 8.7km 处、位于彭州 6 脱硫站西南侧约 11.3km 处，站台编号为 56189，站点经纬度为北纬 31.06°，东经 103.84°。

项目观测气象数据信息见表 9.7-9。

表 9.7-9　观测气象数据信息表

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
彭州气象站	56189	基本站	103.84°	31.06°	6.2~11.3	863	2020 年	风向、风速、总云量、低云量和干球温度

3）污染源预测结果

采用上述预测模式，本项目大气污染物预测结果见下表：

表 9.7-10　CALPUFF 模式估算结果一览表单位：mg/m^3

距源中心下风向距离 D/m	SO_2	CO
	下风向预测浓度 c_{i1}	下风向预测浓度 c_{i1}
0	3.58	1.69
50	3.53	1.67
100	3.52	1.67
150	3.54	1.68
200	3.80	1.80
250	4.43	2.09
300	**4.50**	**2.13**
350	4.01	1.90
400	4.07	1.93
450	4.13	1.95
500	4.08	1.93
550	3.93	1.86
600	3.69	1.74
650	3.45	1.63
700	3.72	1.76
750	3.93	1.86
800	4.08	1.93
850	4.15	1.96
900	4.15	1.97
950	4.09	1.93
1000	3.97	1.88
1050	3.83	1.81
1100	3.66	1.73
1150	3.60	1.71
1200	3.58	1.69
1250	3.53	1.67
1300	3.46	1.64
1350	3.38	1.60
1400	3.30	1.56
1450	3.22	1.52
1500	3.13	1.48
1550	3.04	1.44
1600	2.95	1.40
1650	2.85	1.35
1700	2.75	1.30
1750	2.64	1.25
1800	2.54	1.20
1850	2.48	1.17
1900	2.50	1.18
1950	2.50	1.18
2000	2.50	1.18
2050	2.49	1.18
2100	2.47	1.17
2150	2.43	1.15
2200	2.39	1.13
2250	2.34	1.11
2300	2.28	1.08
2350	2.27	1.07
2400	2.29	1.08
2450	2.31	1.09
2500	2.33	1.10

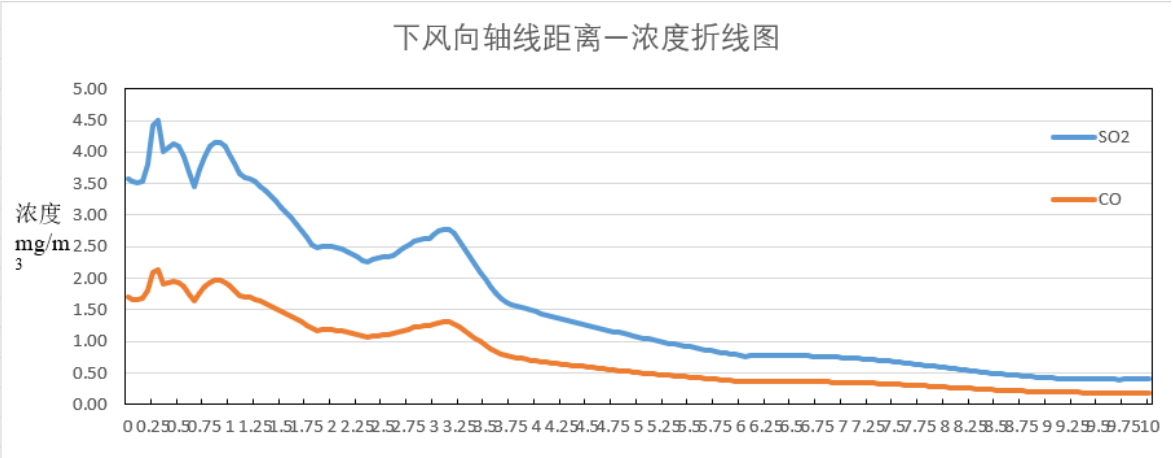
距源中心下风向距离 D/m	SO_2	CO
	下风向预测浓度 c_{i1}	下风向预测浓度 c_{i1}
2550	2.35	1.11
2600	2.36	1.12
2650	2.42	1.14
2700	2.48	1.17
2750	2.53	1.20
2800	2.58	1.22
2850	2.61	1.23
2900	2.63	1.24
2950	2.63	1.25
3000	2.69	1.28
3050	2.75	1.30
3100	2.77	1.31
3150	2.76	1.31
3200	2.70	1.28
3250	2.59	1.23
3300	2.46	1.17
3350	2.34	1.11
3400	2.22	1.05
3450	2.10	0.99
3500	**1.99**	0.94
3550	1.88	0.89
3600	1.77	0.84
3650	1.69	0.80
3700	1.63	0.77
3750	1.59	0.75
3800	1.56	0.74
3850	1.54	0.73
3900	1.51	0.72
3950	1.49	0.71
4000	1.47	0.69
4050	1.44	0.68
4100	1.42	0.67
4150	1.40	0.66
4200	1.38	0.65
4250	1.36	0.64
4300	1.34	0.63
4350	1.32	0.62
4400	1.29	0.61
4450	1.27	0.60
4500	1.25	0.59
4550	1.23	0.58
4600	1.21	0.57
4650	1.19	0.57
4700	1.18	0.56
4750	1.16	0.55
4800	1.14	0.54
4850	1.12	0.53
4900	1.10	0.52
4950	1.09	0.51
5000	1.07	0.51
最大浓度对应的距离（300m）	4.5	2.13
毒性终点浓度-1（79mg/m^3/380mg/m^3）的距离（0/0）	/	/

距源中心下风向距离 D/m	SO_2	CO
	下风向预测浓度 c_{i1}	下风向预测浓度 c_{i1}
毒性终点浓度-2（2mg/m^3/95mg/m^3）的距离（3500/0）	2	/

根据计算结果可知，井喷事故产生的 CO 预测浓度均未达到毒性终点浓度-1（380mg/m^3）和毒性终点浓度-2（95mg/m^3）。井喷事故产生的 SO_2 预测浓度未达到毒性终点浓度-1（79mg/m^3）；达到毒性终点浓度-2（2mg/m^3）的最大影响范围约为3500m，见表 9.7-11 和图 9.7-5、9.7-6。

表 9.7-11　井喷事故点火后污染物预测浓度达到关注限值最大影响范围

污染物	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
SO_2	毒性终点浓度-1	79	/
	毒性终点浓度-2	2	3500
CO	毒性终点浓度-1	380	/
	毒性终点浓度-2	95	/



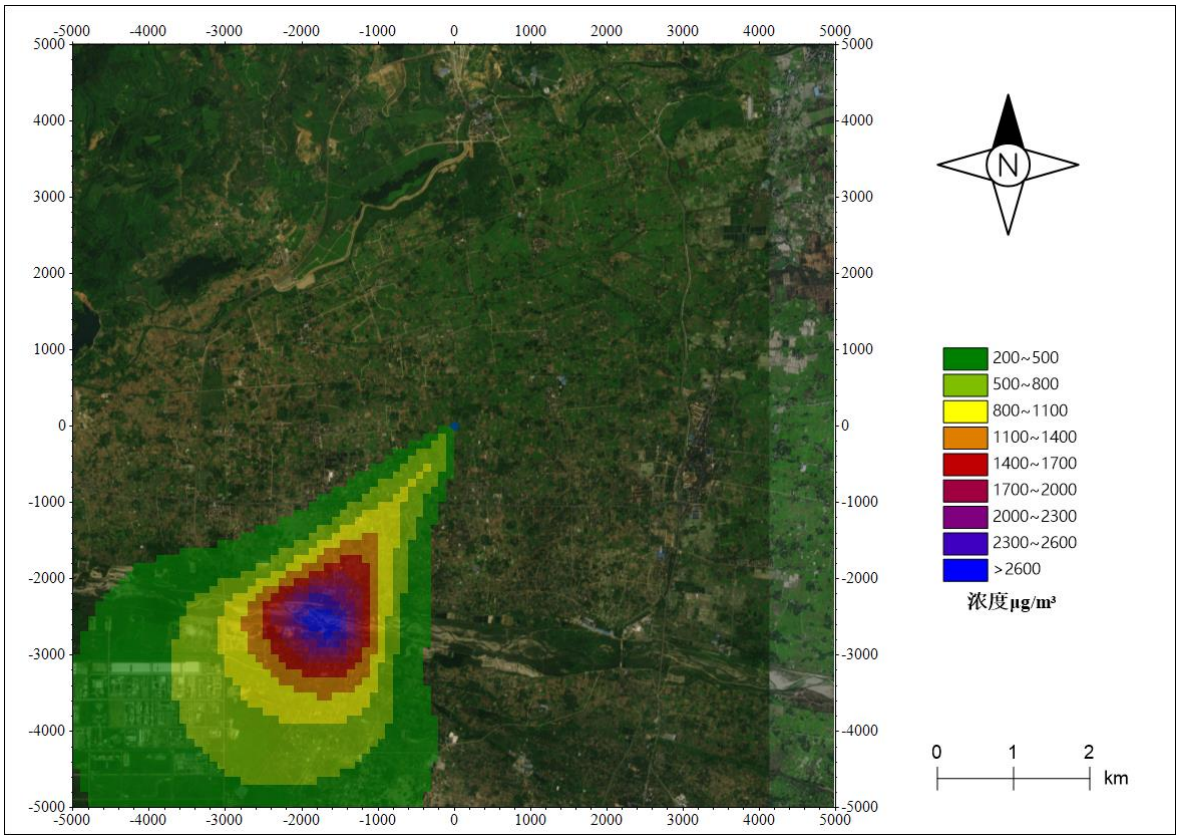


图 9.7-5　井喷事故 SO_2 预测浓度范围图

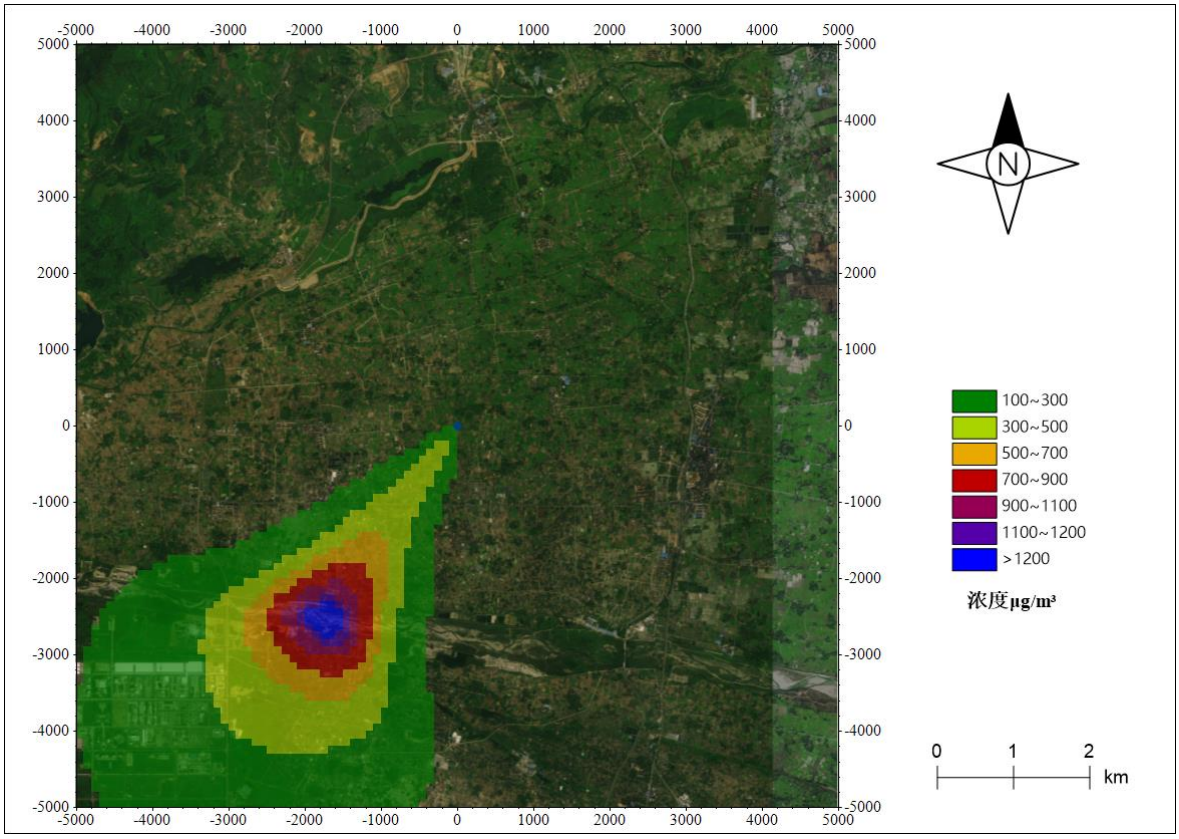


图 9.7-6　井喷事故 CO 预测浓度范围图

9.7.5.4 彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 事故预测结果

因项目为多组分气体混合，故选用原料气混合气体预测结果并折算 H_2S 进行评价分析。

（1）泄漏污染物达到关注限值距离

最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 247m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 410m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 10m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 110m。

具体预测参数选取为：环境地表粗糙度 14cm、水平喷射、排放时长为 30S、混合气体产生速率为 5.42kg/s、初始气团温度为 25℃、源面积为 0.079m^2、源高度为 2m，选取的混合气体分子量为 19（以甲烷与硫化氢所占比例核算）。

表 9.7-12　彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到关注限值最大影响范围

污染物	气象条件	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
H_2S	最不利气象条件	毒性终点浓度-1	70	247
	最不利气象条件	毒性终点浓度-2	38	410
	最常见气象条件	毒性终点浓度-1	70	10
	最常见气象条件	毒性终点浓度-2	38	110

（2）下风向不同距离污染物浓度预测值

混合气体采用 SLAB 模式预测结果如下：

表 9.7-13　彭州 6 井口至脱硫站管道泄漏事故下风向不同距离混合气体预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	1.4681E+00	9.5360E+03	1.4347E+00	8.4271E+03
110	3.4930E+00	1.4258E+03	2.4836E+00	5.9216E+02
210	5.6018E+00	7.6366E+02	3.9996E+00	2.5851E+02
310	7.4626E+00	5.0936E+02	5.3677E+00	1.5340E+02
410	9.1822E+00	3.6950E+02	6.6543E+00	1.0311E+02
510	1.0805E+01	2.8120E+02	7.8866E+00	7.4502E+01
610	1.2356E+01	2.2076E+02	/	/
710	1.3849E+01	1.7752E+02	/	/
810	1.5290E+01	1.4538E+02	/	/
910	1.6690E+01	1.2173E+02	/	/
1010	1.8055E+01	1.0355E+02	/	/

按 10.88%折算后该事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度见下表：

表 9.7-14　彭州 6 井口至脱硫站管道泄漏事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	浓度出现时间/min	浓度出现时间/min	浓度出现时间/min
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	1.4681E+00	1.04E+03	1.4347E+00	1.56E-01
110	3.4930E+00	1.55E+02	2.4836E+00	2.70E-01
210	5.6018E+00	8.31E+01	3.9996E+00	4.35E-01
310	7.4626E+00	5.54E+01	5.3677E+00	5.84E-01
410	9.1822E+00	4.02E+01	6.6543E+00	7.24E-01
510	1.0805E+01	3.06E+01	7.8866E+00	8.58E-01
610	1.2356E+01	2.40E+01	/	/
710	1.3849E+01	1.93E+01	/	/
810	1.5290E+01	1.58E+01	/	/
910	1.6690E+01	1.32E+01	/	/
1010	1.8055E+01	1.13E+01	/	/

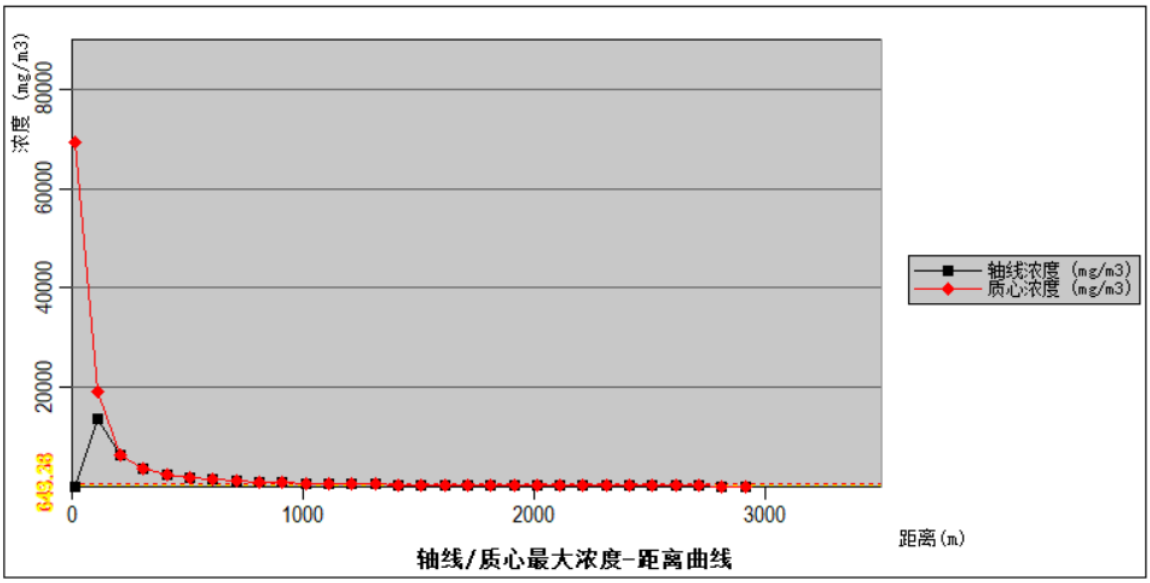


图 9.7-7　彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最不利气象条件）

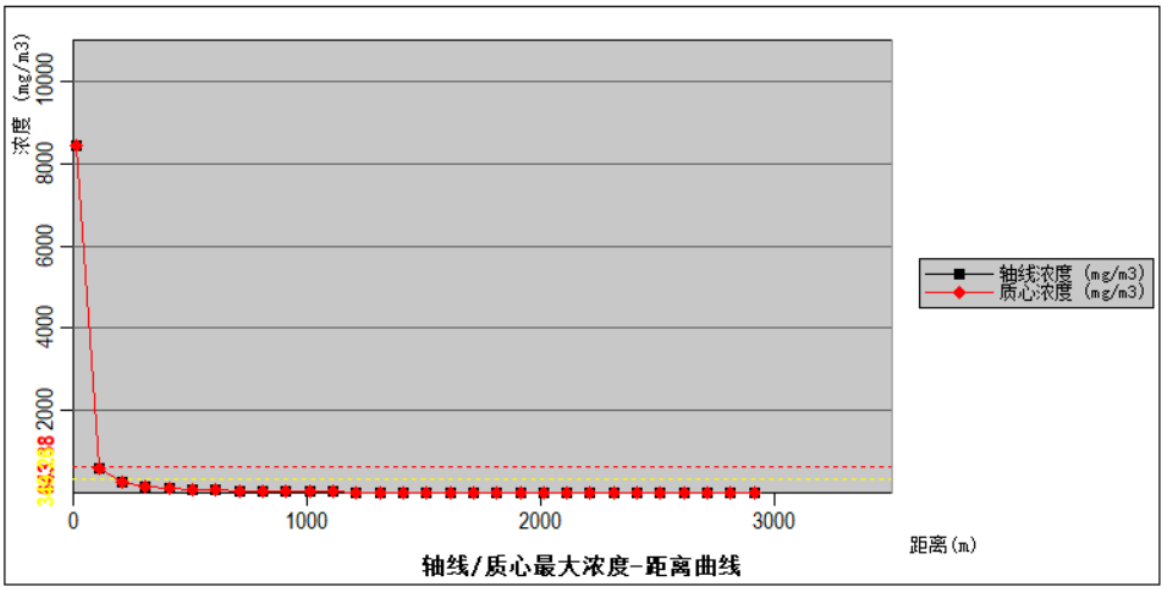


图 9.7-8　彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最常见气象条件）

3）关心点预测结果

①各关注点污染物预测浓度

表 9.7-15　彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故 H_2S 预测浓度

最不利气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			
楠杨社区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
杨柳和风小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	5.6E-01
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	2.4E-07
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	1.6E-10
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	

最常见气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3） 毒性终点浓度-1 毒性终点浓度-2	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
楠杨社区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
杨柳和风小区	70	未超标	未超标	7.1E-13
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	1.2E-15
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	1.2E+00
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	1.0E-03
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	3.3E-05
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	

②关心点污染物浓度变化情况

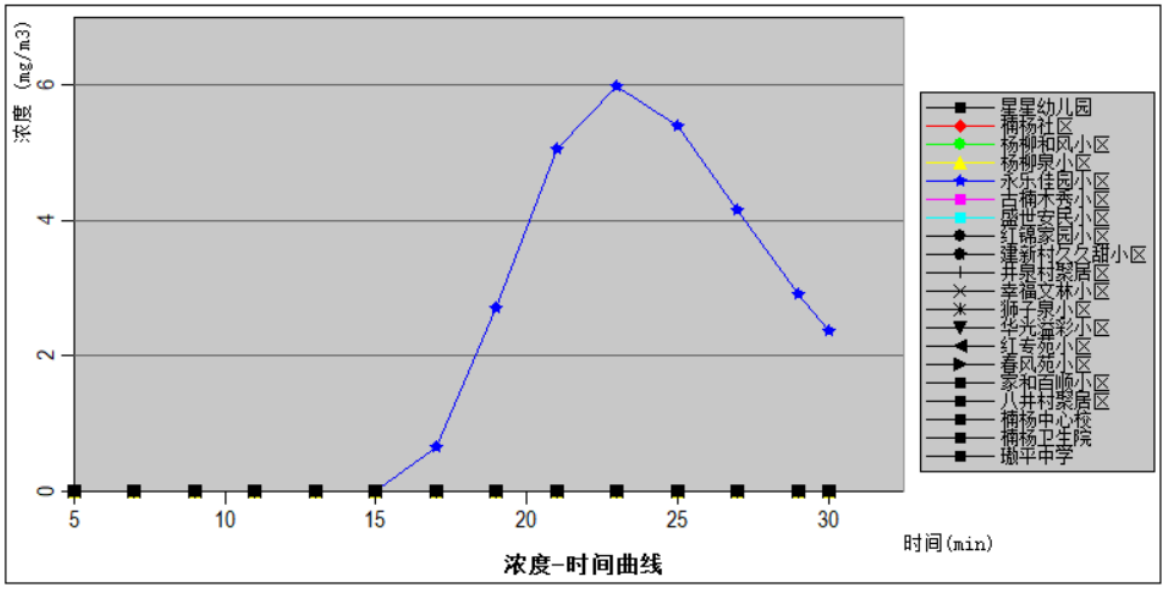


图 9.7-9　彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最不利气象）

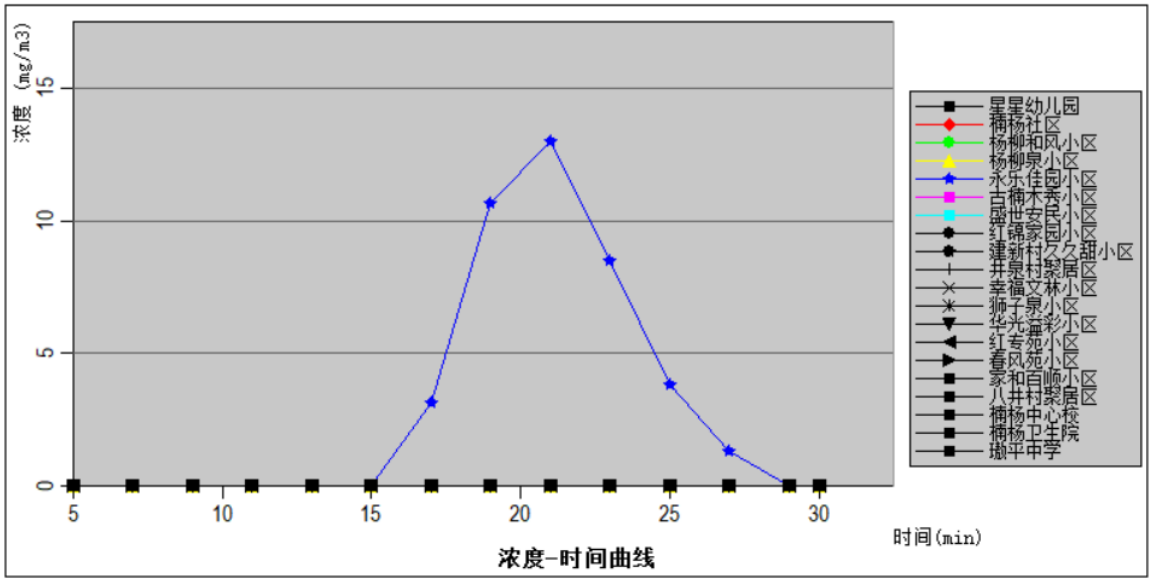


图 9.7-10　彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最常见气象）

9.7.5.5 脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 事故预测结果

因项目为多组分气体混合，故选用原料气混合气体预测结果并折算 H_2S 进行评价分析。彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站周边主要为林地，彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站周边主要为耕地，因此分别进行预测。

（1）彭州 3 脱硫站、彭州 4 脱硫站预测结果

1）泄漏污染物达到关注限值距离

最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 636m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 678m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 582m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 852m。

具体预测参数选取为：环境地表粗糙度 50cm、垂直喷射或烟筒排出、排放时长为 15S、混合气体产生速率为 77.61kg/s、初始气团温度为 53℃、源面积为 0.079m^2、源高度为 2m，选取的混合气体分子量为 19（以甲烷与硫化氢所占比例核算）。

表 9.7-16　脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度最大影响范围

污染物	气象条件	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
H_2S	最不利气象条件	毒性终点浓度-1	70	636
	最不利气象条件	毒性终点浓度-2	38	678
	最常见气象条件	毒性终点浓度-1	70	582
	最常见气象条件	毒性终点浓度-2	38	852

2）下风向不同距离污染物浓度预测值

混合气体采用 SLAB 模式预测结果如下：

表 9.7-17　脱硫站原料天然气泄漏事故下风向不同距离混合气体预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	1.2374E+00	8.7879E+04	1.2373E+00	8.3407E+04
110	2.0970E+00	6.6193E+03	2.2463E+00	6.0753E+03
210	4.1632E+00	3.3967E+03	3.6949E+00	2.5703E+03
310	5.9499E+00	2.1987E+03	4.9681E+00	1.5354E+03
410	7.5619E+00	1.6699E+03	6.1504E+00	1.0568E+03
510	1.0058E+01	1.3313E+03	7.2749E+00	7.8075E+02
582	/	/	8.0581E+00	6.4525E+02
610	1.0479E+01	8.4365E+02	8.3580E+00	6.0093E+02
636	1.0834E+01	6.4429E+02	/	/
678	1.1393E+01	3.5558E+02	/	/
710	1.2796E+01	3.8812E+01	9.4096E+00	4.7416E+02
810	1.3967E+01	1.3882E+01	1.0436E+01	3.8132E+02
852	/	/	1.0860E+01	3.4974E+02

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
910	1.4040E+01	4.5354E+01	1.1440E+01	3.1235E+02
1010	1.5058E+01	2.2410E+01	1.2427E+01	2.5809E+02
1110	1.6021E+01	1.1831E+01	/	/
1210	1.6945E+01	6.5854E+00	/	/
1310	1.7923E+01	3.6920E+00	/	/
1410	1.8732E+01	2.3400E+00	/	/
1510	1.9591E+01	1.4748E+00	/	/
2010	2.3684E+01	2.2705E-01	/	/
2510	2.7542E+01	5.9153E-02	/	/

按 10.88%折算后该事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度见下表：

表 9.7-18　脱硫站原料天然气泄漏事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	1.2374E+00	9.56E+03	1.2373E+00	9.07E+03
110	2.0970E+00	7.20E+02	2.2463E+00	6.61E+02
210	4.1632E+00	3.70E+02	3.6949E+00	2.80E+02
310	5.9499E+00	2.39E+02	4.9681E+00	1.67E+02
410	7.5619E+00	1.82E+02	6.1504E+00	1.15E+02
510	1.0058E+01	1.45E+02	7.2749E+00	8.49E+01
582	/	/	8.0581E+00	7.02E+01
610	1.0479E+01	9.18E+01	8.3580E+00	6.54E+01
636	1.0834E+01	7.01E+01	/	/
678	1.1393E+01	3.87E+01	/	/
710	1.2796E+01	4.22E+00	9.4096E+00	5.16E+01
810	1.3967E+01	1.51E+00	1.0436E+01	4.15E+01
852	/	/	1.0860E+01	3.81E+01
910	1.4040E+01	4.93E+00	1.1440E+01	3.40E+01
1010	1.5058E+01	2.44E+00	1.2427E+01	2.81E+01
1110	1.6021E+01	1.29E+00	/	/
1210	1.6945E+01	7.16E-01	/	/
1310	1.7923E+01	4.02E-01	/	/
1410	1.8732E+01	2.55E-01	/	/
1510	1.9591E+01	1.60E-01	/	/
2010	2.3684E+01	2.47E-02	/	/
2510	2.7542E+01	6.44E-03	/	/

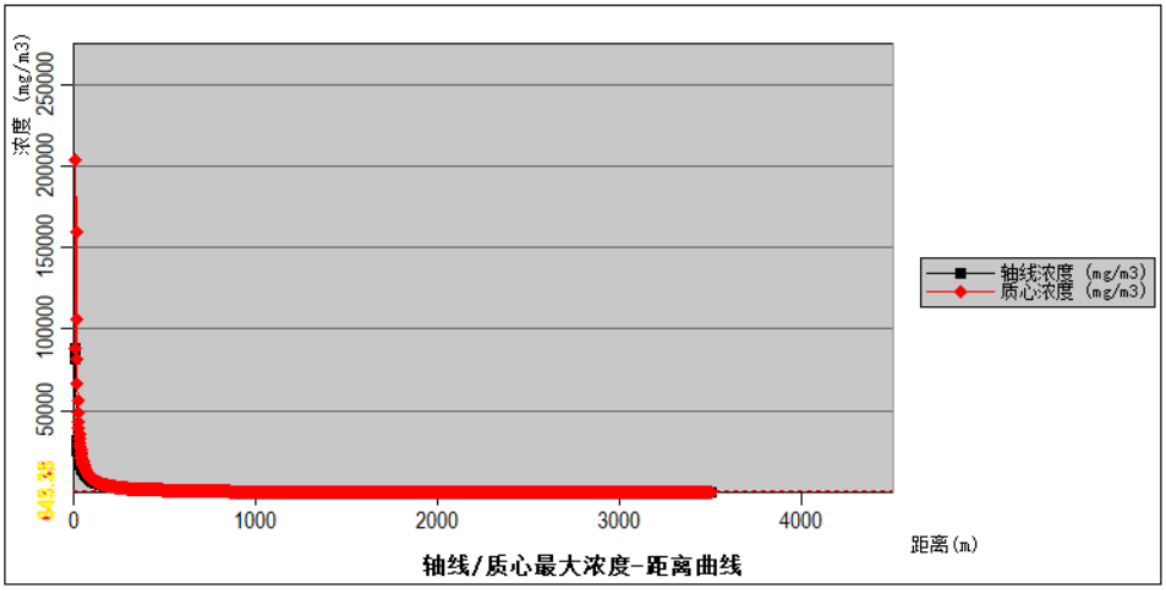


图 9.7-11　站内天然气泄漏事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最不利气象条件）

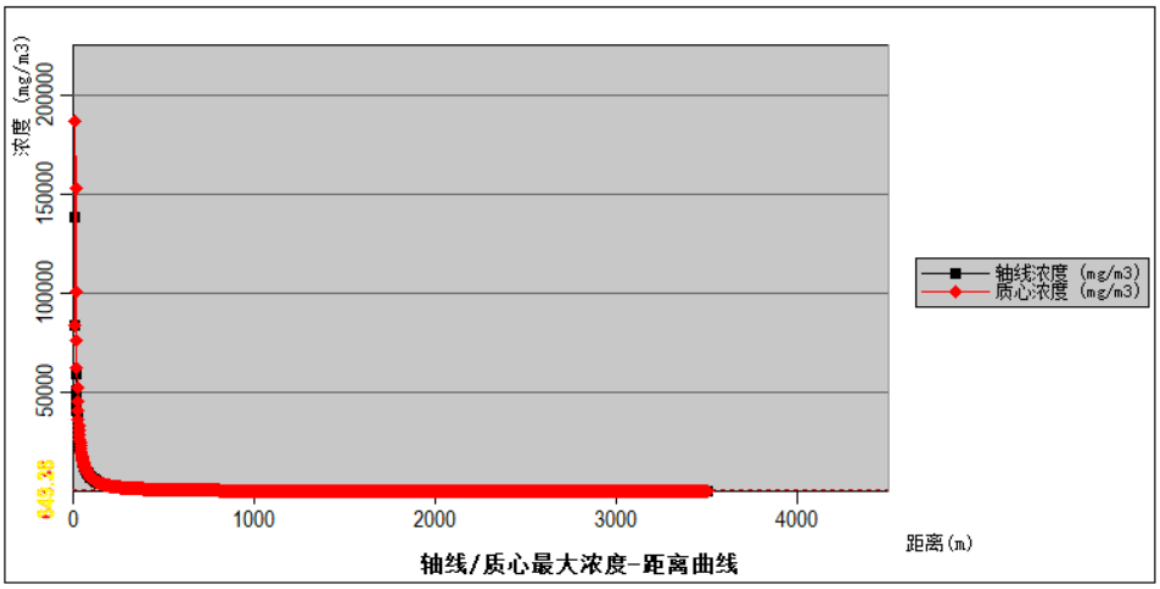


图 9.7-12　站内天然气泄漏事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最常见气象条件）

3）关心点预测结果

①各关注点污染物预测浓度

表 9.7-19　脱硫站原料天然气泄漏事故 H_2S 预测浓度

最不利气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			
楠杨社区	70	未超标	未超标	2.9E-17

	38	未超标	未超标	
杨柳和风小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	4.9E-18
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	3.5E-02
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	1.9E-06
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	9.2E-09
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
最常见气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			
楠杨社区	70	未超标	未超标	4.8E-11
	38	未超标	未超标	

杨柳和风小区	70	未超标	未超标	6.8E-14
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	2.0E-09
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	7.5E+00
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	1.1E-02
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	4.3E-04
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	

②关心点污染物浓度变化情况

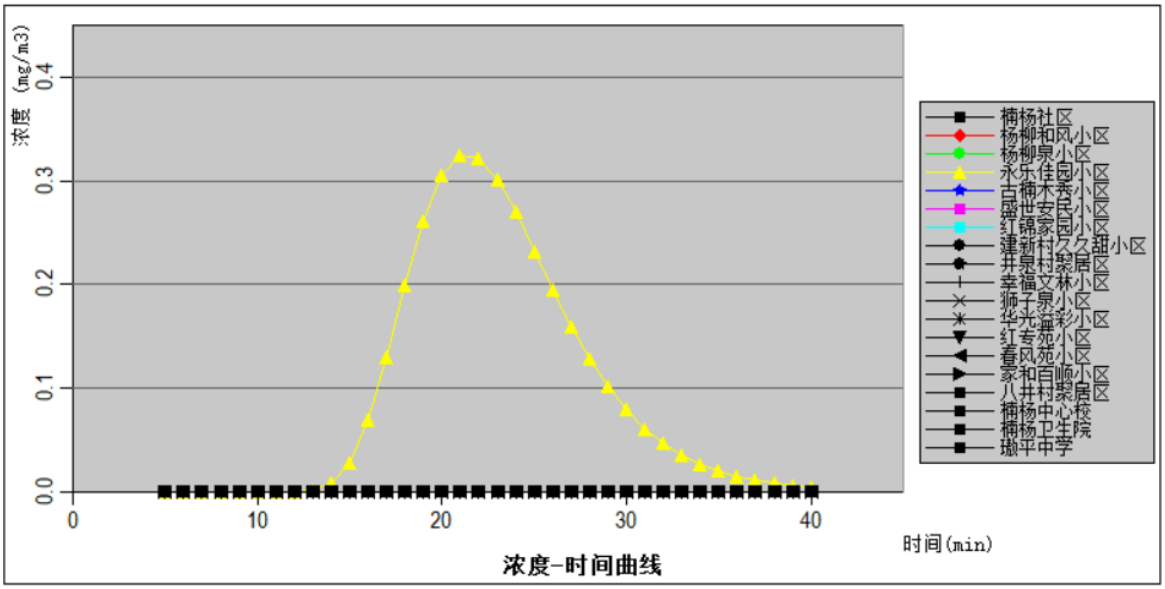


图 9.7-13　脱硫站原料天然气泄漏事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最不利气象）

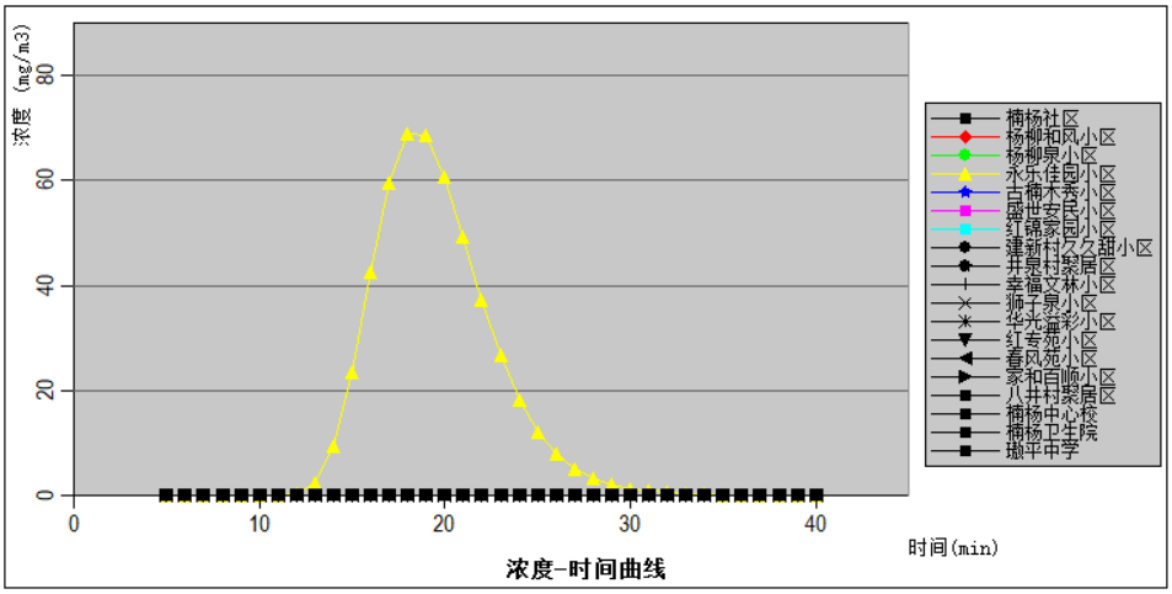


图 9.7-14　脱硫站原料天然气泄漏事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最常见气象）

（2）彭州 5 脱硫站、彭州 6 脱硫站预测结果

1）泄漏污染物达到关注限值距离

最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 862m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 1298m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 580m；

达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 826m。

具体预测参数选取为：环境地表粗糙度 14cm、垂直喷射或烟筒排出、排放时长为 15S、混合气体产生速率为 77.61kg/s、初始气团温度为 53℃、源面积为 0.079m^2、源高度为 2m，选取的混合气体分子量为 19（以甲烷与硫化氢所占比例核算）。

表 9.7-16　脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度最大影响范围

污染物	气象条件	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
H_2S	最不利气象条件	毒性终点浓度-1	70	862
	最不利气象条件	毒性终点浓度-2	38	1298
	最常见气象条件	毒性终点浓度-1	70	580
	最常见气象条件	毒性终点浓度-2	38	826

2）下风向不同距离污染物浓度预测值

混合气体采用 SLAB 模式预测结果如下：

表 9.7-17　脱硫站原料天然气泄漏事故下风向不同距离混合气体预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	2.6081E-01	1.5959E+04	2.6089E-01	5.5435E+04
110	2.1615E+00	6.8620E+03	2.2946E+00	7.8552E+03
210	4.3631E+00	3.7384E+03	3.8830E+00	3.2503E+03
310	6.2902E+00	2.4258E+03	5.3083E+00	1.7915E+03
410	8.0626E+00	1.7347E+03	6.6419E+00	1.1460E+03
510	9.7310E+00	1.3184E+03	7.9140E+00	8.0141E+02
580	/	/	8.7768E+00	6.4686E+02
610	1.1322E+01	1.0442E+03	9.1409E+00	5.9405E+02
710	1.2853E+01	8.5148E+02	1.0333E+01	4.5725E+02
810	1.4334E+01	7.0607E+02	1.1497E+01	3.6263E+02
826	/	/	1.1681E+01	3.5021E+02
862	1.5088E+01	6.4417E+02	/	/
910	1.5774E+01	5.9517E+02	1.2636E+01	2.9574E+02
1010	1.7178E+01	5.1119E+02	1.3756E+01	2.4410E+02
1110	1.9551E+01	4.4300E+02	/	/
1210	2.0896E+01	3.8971E+02	/	/
1298	2.2060E+01	3.4969E+02	/	/
1310	2.2217E+01	3.4468E+02	/	/
1410	2.3516E+01	3.0730E+02	/	/
1510	2.4795E+01	2.7669E+02	/	/
1610	2.6056E+01	2.4998E+02	/	/

下风向距离/m	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间/min	轴线浓度/（mg/m^3）
	最不利气象条件		最常见气象条件	
1710	2.7300E+01	2.2666E+02	/	/
1810	2.8527E+01	2.0691E+02	/	/
1910	2.9739E+01	1.9021E+02	/	/
2010	3.0937E+01	1.7539E+02	/	/
2510	3.6735E+01	1.2590E+02	/	/

按 10.88%折算后该事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度见下表：

表 9.7-18　脱硫站原料天然气泄漏事故下风向不同距离 H_2S 预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间/min	浓度出现时间/min	浓度出现时间/min	浓度出现时间/min
	最不利气象条件		最常见气象条件	
10	2.6081E-01	1.74E+03	2.6089E-01	6.03E+03
110	2.1615E+00	7.47E+02	2.2946E+00	8.55E+02
210	4.3631E+00	4.07E+02	3.8830E+00	3.54E+02
310	6.2902E+00	2.64E+02	5.3083E+00	1.95E+02
410	8.0626E+00	1.89E+02	6.6419E+00	1.25E+02
510	9.7310E+00	1.43E+02	7.9140E+00	8.72E+01
580	/	/	8.7768E+00	7.04E+01
610	1.1322E+01	1.14E+02	9.1409E+00	6.46E+01
710	1.2853E+01	9.26E+01	1.0333E+01	4.97E+01
810	1.4334E+01	7.68E+01	1.1497E+01	3.95E+01
826	/	/	1.1681E+01	3.81E+01
862	1.5088E+01	7.01E+01	/	/
910	1.5774E+01	6.48E+01	1.2636E+01	3.22E+01
1010	1.7178E+01	5.56E+01	1.3756E+01	2.66E+01
1110	1.9551E+01	4.82E+01	/	/
1210	2.0896E+01	4.24E+01	/	/
1298	2.2060E+01	3.80E+01	/	/
1310	2.2217E+01	3.75E+01	/	/
1410	2.3516E+01	3.34E+01	/	/
1510	2.4795E+01	3.01E+01	/	/
1610	2.6056E+01	2.72E+01	/	/
1710	2.7300E+01	2.47E+01	/	/
1810	2.8527E+01	2.25E+01	/	/
1910	2.9739E+01	2.07E+01	/	/
2010	3.0937E+01	1.91E+01	/	/
2510	3.6735E+01	1.37E+01	/	/

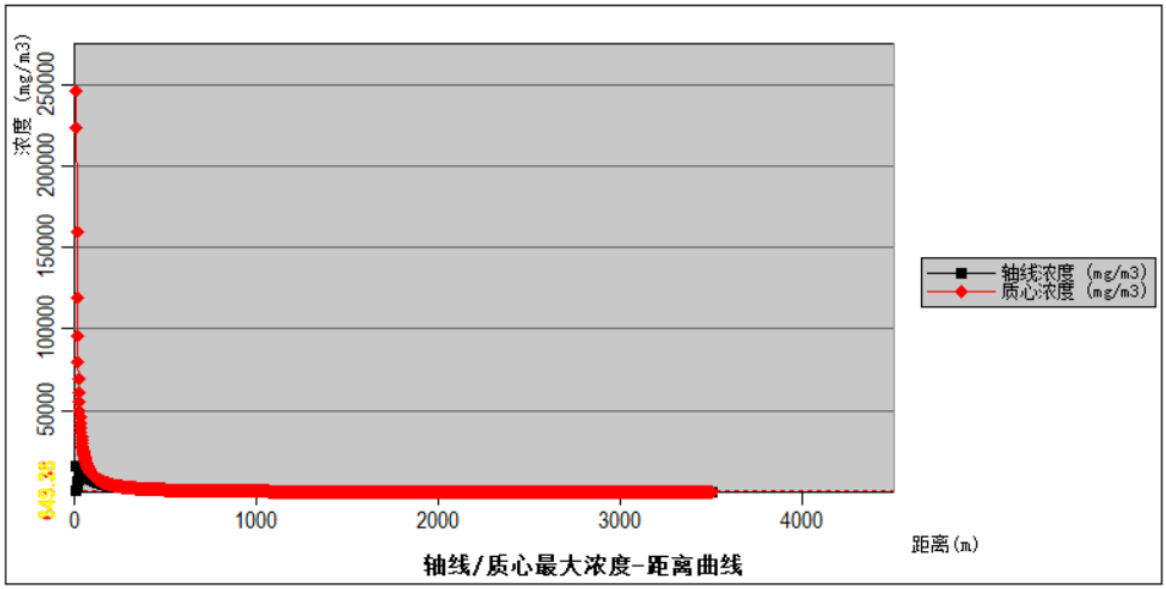


图 9.7-11　站内天然气泄漏事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最不利气象条件）

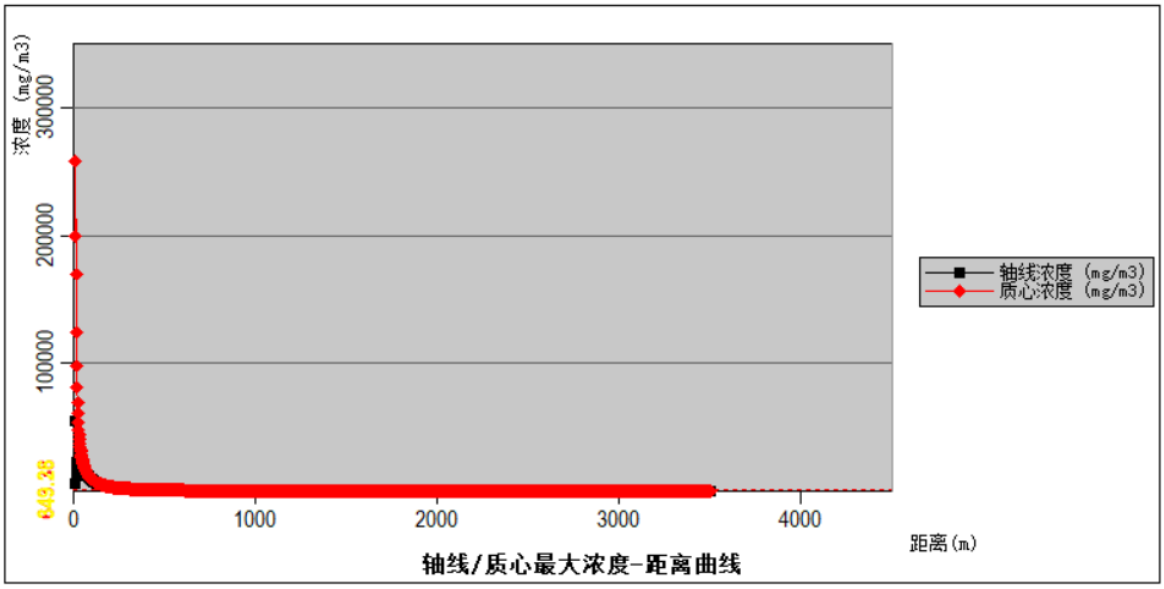


图 9.7-12　站内天然气泄漏事故下风向轴线混合气体最大浓度-距离曲线图（最常见气象条件）

3）关心点预测结果

①各关注点污染物预测浓度

表 9.7-19　脱硫站原料天然气泄漏事故 H_2S 预测浓度

最不利气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			
楠杨社区	70	未超标	未超标	1.9E-08

	38	未超标	未超标	
杨柳和风小区	70	未超标	未超标	2.3E-13
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	3.4E-09
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	2.0E+01
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	8.6E-02
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	3.5E-03
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
最常见气象条件				
关注点名称	关注限值/（mg/m^3）	超标时段/min	超标持续时间/min	最大浓度/（mg/m^3）
	毒性终点浓度-1			
	毒性终点浓度-2			
楠杨社区	70	未超标	未超标	3.5E-07
	38	未超标	未超标	

杨柳和风小区	70	未超标	未超标	8.4E-10
	38	未超标	未超标	
杨柳泉小区	70	未超标	未超标	9.9E-07
	38	未超标	未超标	
永乐佳园小区	70	未超标	未超标	8.4E+00
	38	未超标	未超标	
古楠木秀小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
盛世安民小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红锦家园小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
建新村久久甜小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
井泉村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
幸福文林小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
狮子泉小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
华光溢彩小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
红专苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
春风苑小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
家和百顺小区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
八井村聚居区	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	
楠杨中心校	70	未超标	未超标	9.0E-02
	38	未超标	未超标	
楠杨卫生院	70	未超标	未超标	8.9E-03
	38	未超标	未超标	
璈平中学	70	未超标	未超标	0
	38	未超标	未超标	

②关心点污染物浓度变化情况

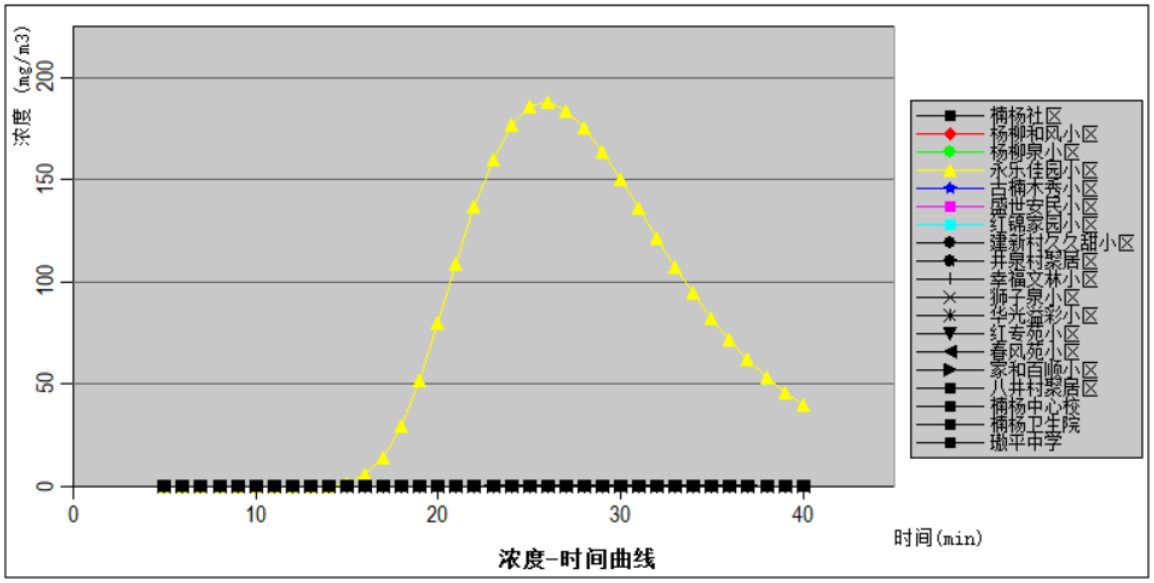


图 9.7-13　脱硫站原料天然气泄漏事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最不利气象）

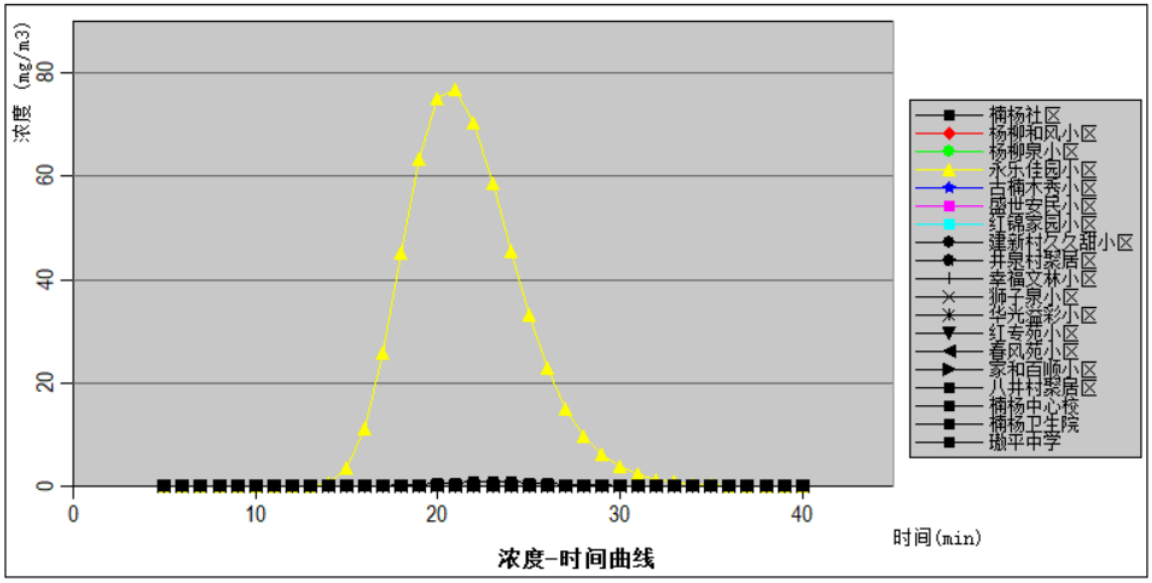


图 9.7-14　脱硫站原料天然气泄漏事故各关心点下风向轴线混合气体预测浓度变化情况（最常见气象）

9.7.5.6 彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 事故预测结果

（1）泄漏污染物达到关注限值距离

最不利气象条件情况下，彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 50m；达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 90m。

最常见气象条件情况下，彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 20m；达

到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 50m。

表 9.7-20　彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 预测浓度达到关注限值最大影响范围

污染物	气象条件	关注限值/（mg/m^3）		最大影响距离/m
CH_4	最不利气象条件	毒性终点浓度-1	260000	50
	最不利气象条件	毒性终点浓度-2	150000	90
	最常见气象条件	毒性终点浓度-1	260000	20
	最常见气象条件	毒性终点浓度-2	150000	50



图 9.7-15　彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故 CH_4 预测浓度达到关注限值最大影响范围图（最不利气象）



图 9.7-16　彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故 CH_4 预测浓度达到关注限值最大影响范围图（最常见气象）

2）下风向不同距离污染物浓度预测值

表 9.7-21　彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故下风向不同距离 CH_4 预测浓度

下风向距离/m	浓度出现时间（min）	轴线浓度/（mg/m^3）	浓度出现时间（min）	轴线浓度/（mg/m^3）
		最不利气象条件		最常见气象条件
10	1.1111E-01	1.5954E+03	1.2821E-01	5.3417E+04
60	6.6667E-01	2.4196E+05	7.6923E-01	1.2530E+05
110	1.2222E+00	1.2755E+05	1.4103E+00	5.0616E+04
160	1.7778E+00	7.5846E+04	2.0513E+00	2.7455E+04
210	2.3333E+00	5.0429E+04	2.6923E+00	1.7401E+04
260	2.8889E+00	3.6173E+04	3.3333E+00	1.2109E+04
310	3.4444E+00	2.7362E+04	3.9744E+00	8.9648E+03
360	4.0000E+00	2.1517E+04	4.6154E+00	6.9354E+03
410	4.5556E+00	1.7428E+04	5.2564E+00	5.5443E+03
460	5.1111E+00	1.4446E+04	5.8974E+00	4.5462E+03
510	5.6667E+00	1.2200E+04	6.5385E+00	3.8040E+03

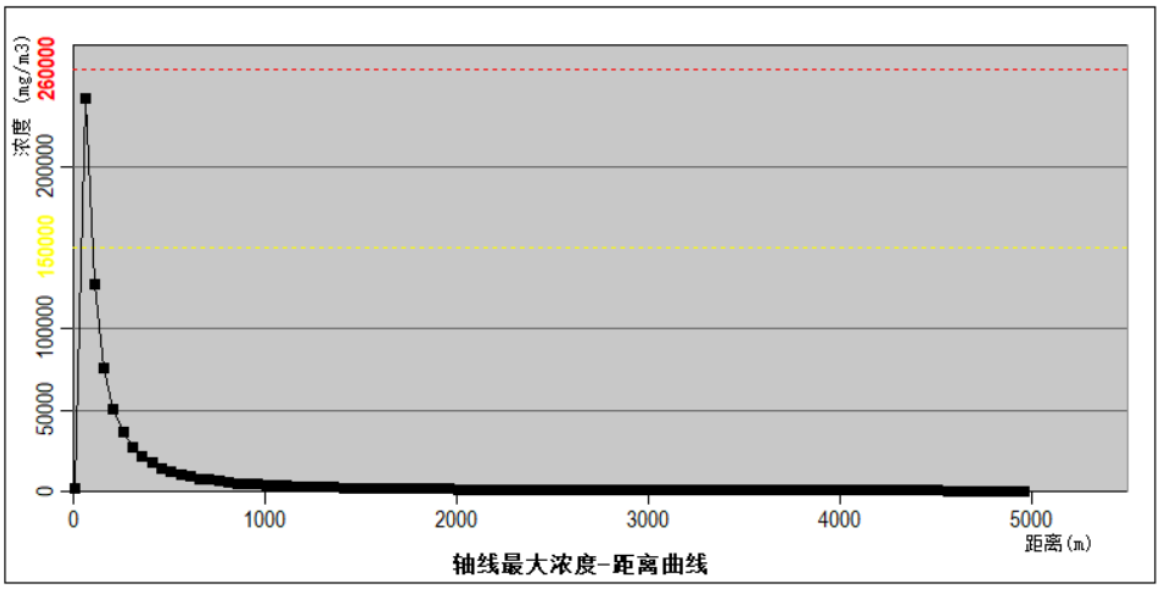


图9.7-17　彭州5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故下风向轴线CH_4最大浓度-距离曲线图（最不利气象条件）

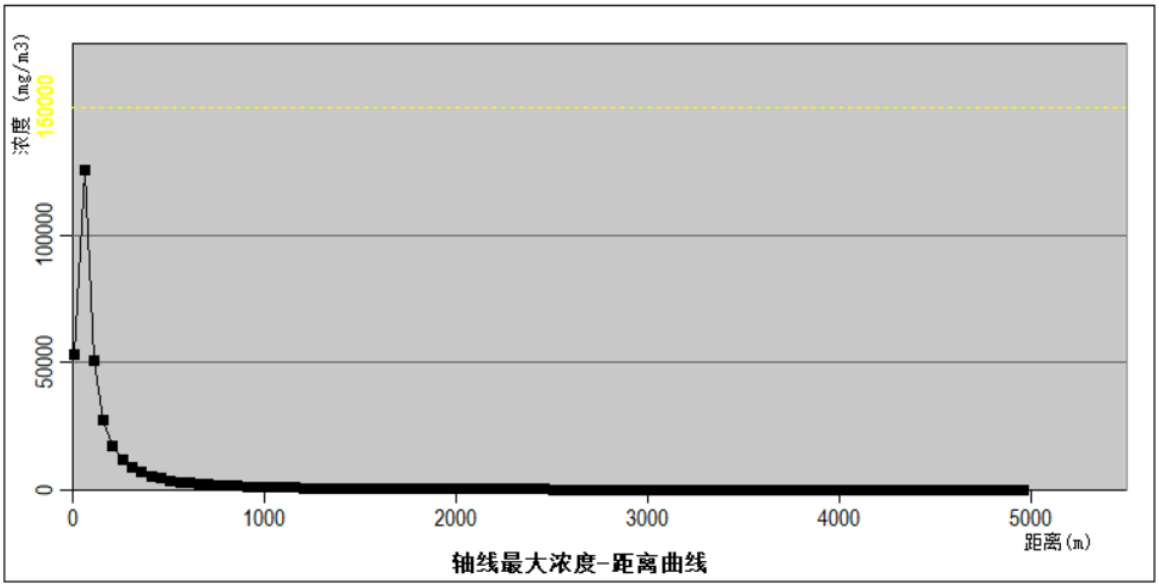


图9.7-18　彭州5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故下风向轴线CH_4最大浓度-距离曲线图（最常见气象条件）

9.7.5.7 盐酸储罐泄漏事故

（1）最不利气象条件

根据盐酸储罐泄漏事故预测结果：

最不利气象条件情况下，盐酸储罐泄漏事故氯化氢预测浓度达到毒性终点浓度-1（150mg/m^3）的最大影响范围约为 96.977m；达到毒性终点浓度-2（33mg/m^3）的最大影响范围约为 267.769m。

（2）最常见气象条件

根据盐酸储罐泄漏事故预测结果：

最常见气象条件情况下，盐酸储罐泄漏事故氯化氢预测浓度达到毒性终点浓度-1（150mg/m^3）的最大影响范围约为 61.33m；达到毒性终点浓度-2（33mg/m^3）的最大影响范围约为 155.999m。

9.7.5.8 关心点有毒有害气体大气伤害概率估算

本项目环境风险潜势为IV级，按照导则要求根据关心点有毒有害气体大气伤害概率、关心点处气象条件的频率、事故发生概率，开展关心点概率分析，以反映关心点处人员在无防护措施条件下受到伤害的可能性。有毒有害气体大气伤害概率估算按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 I，本次评价分别对井喷事故产生 H_2S、CH_4、SO_2、CO 对关心点大气伤害概率进行估算，结果见下表。

表 9.7-22　井喷事故产生 H_2S、CH_4、SO_2、CO 对关心点大气伤害概率计算结果

关心点名称	井喷事故（H_2S）				井喷事故（CH_4）				井喷事故（SO_2）				井喷事故（CO）			
	最不利气象		最常见气象		最不利气象		最常见气象		最不利气象		最常见气象		最不利气象		最常见气象	
	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%	PE/%	关心点概率/%
楠杨社区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
杨柳和风小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
杨柳泉小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
永乐佳园小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
古楠木秀小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
盛世安民小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
红锦家园小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建新村久久甜小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
井泉村聚居区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
幸福文林小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
狮子泉小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
华光溢彩小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
红专苑小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
春风苑小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
家和百顺小区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
八井村聚居区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
楠杨中心校	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
楠杨卫生院	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
璈平中学	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9.7.6 预测结果分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），大气毒性终点浓度即预测评价标准。大气毒性终点浓度值选取参见附录 H，分为 1、2 级。其中 1 级为当大气中危险物质浓度低于该限值时，绝大多数人员暴露 1h 不会对生命造成威胁，当超过该限值时，有可能对人群造成生命威胁；2 级为当大气中危险物质浓度低于该限制时，暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，或出现的症状一般不会损伤该个体采取有效防护措施的能力。

9.7.6.1 井喷事故产生 H_2S 预测结果概述

（1）原料气井喷折算模式预测结果

根据预测结果，最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 平台井喷事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 1250m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 1299m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 平台井喷事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 1070m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 1185m。

（2）影响分析

影响分析见 9.7.6.3 小结。

9.7.6.2 井喷事故产生 CH_4 预测结果概述

（1）最不利气象条件

根据预测结果，最不利气象条件情况下，原料天然气泄漏事故 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m；达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m。

（2）最常见气象条件

根据预测结果，最不利气象条件情况下，井喷事故产生 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 0m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 0m。

（3）影响分析

本项目最不利气象条件下达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 0m，各站场事故点周边 0m 范围内均无居民等敏感目标分布，因此本项目井喷

事故产生 CH_4 情景下对周边环境影响较小。

9.7.6.3 井喷事故产生 SO_2 预测结果概述

（1）CALPUFF 模式预测结果

根据预测结果，井喷事故产生的 SO_2 预测浓度达到毒性终点浓度-1（79mg/m^3）的最大影响范围约为 0m；达到毒性终点浓度-2（2mg/m^3）的最大影响范围约为 3500m。

（2）影响分析

H_2S—美国国家职业安全与健康协会规定 H_2S 对生命和健康产生立即影响的浓度 300ppm。此浓度以上对生命产生威胁，导致不可逆转的影响，并影响人员逃离能力。我国石油天然气行业标准《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）规定 H_2S 危险临界浓度为 100ppm（150mg/m^3，此浓度以上会很快导致人嗅觉麻痹，即不能依靠嗅觉来提前警告危险浓度）作为应急救援紧急撤离浓度标准，618mg/m^3（大鼠吸入）为半致死浓度；IDLH 浓度为 432.40mg/m^3；伤害浓度为 150mg/m^3。

SO_2—根据我国石油天然气行业标准《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005），当 SO_2 浓度达到 100ppm（270mg/m^3），即对生命和健康产生危险的浓度（IDLH 浓度），SO_2 安全阈值为 2ppm（5.4mg/m^3），以此作为应急救援紧急撤离浓度标准。见 DHHSNo.85-114，NOISH 化学危险品手册。

1）一旦发生井喷，15 分钟内，在最不利气象条件下，H_2S 半致死浓度（618mg/m^3）范围为 429m，IDLH 浓度（432.40mg/m^3）为 617m，伤害浓度（150mg/m^3）范围 1157m，安全临界浓度为 20ppm（约为 30mg/m^3）对应的距离为 1317m。

2）根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》，当 SO_2 浓度达到 100ppm（270mg/m^3），即对生命和健康产生危险的浓度（IDLH），见 DHHSNo.85-114，NOISH 化学危险品手册。因此可以看出，在发生井喷点燃最不利持续燃烧的条件情况下，各预测点位均未超过 IDLH 浓度；安全阈值为 2ppm（5.4mg/m^3）对应的距离为 0m。

3）根据规定，敏感作物的 SO_2 任何一次浓度限值为 0.5mg/m^3，因此可知，工程井喷失控点火后，SO_2 的小时最大浓度高于敏感作物的 SO_2 任何一次浓度限值（0.5mg/m^3），因此将对周围农作物产生影响。

4）根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，SO_2 小时浓度限值为 0.5mg/m^3，因此可知工程井喷失控点火后，SO_2 的小时最大浓度大于 SO_2 小时浓度限值（0.5mg/m^3），对周围环境空气产生影响。

5）本项目发生井喷事故对葛仙山景区产生一定影响，对中华蝴蝶生态城、云居

院塔、法藏寺、龙门山国家地质公园、丹景山风景区 SO_2 最大落地浓度较小，经稀释扩散，对其影响不大。

表 9.7-23　硫化氢和二氧化硫危害浓度限值对比

序号	物质	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m
1	SO_2	毒性终点浓度 2	2	3500
2	H_2S		38	1299
3	SO_2	毒性终点浓度 1	79	/
4	H_2S		70	1250
5	SO_2	LC50(大鼠，1 小时，半致死）	6600	/
6	H_2S		618	429
7	SO_2	IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	270	/
8	H_2S		432.4	617
9	SO_2	安全阈值	5.4	/
10	H_2S	安全临界浓度	30	1317

从表中可以看出，硫化氢的 LC50 小于二氧化硫的 LC50，硫化氢毒性强于二氧化硫。因此，遇井喷失控后应按照《含硫化氢天然气井失控井口 点火时间规定》（AQ2016-2008）要求在 15 分钟内进行点火，将硫化氢毒性降低，且结合事态实际情况有序疏散硫化氢影响范围内的居民；对于点火后二氧化硫的大气环境影响，也应进行跟踪监控并采取必要的应急措施。

在四川成化安全咨询评估有限公司编制的《中国石油化工股份有限公司西南油气分公司川西气田雷口坡组气藏开发建设调整项目安全预评价报告》中也进行了本项目应急疏散距离的计算，具体如下：

（1）应急疏散

川西气田雷口坡组气藏天然气主要成分甲烷含量 86.69%～90.21%，平均 88.99%；乙烷含量 0.1%～0.13%，平均 0.12%；二氧化碳含量 4.56%～6.22%，平均 5.31%；硫化氢含量 3.42%～5.67%，平均为 4.89%。

根据《硫化氢环境人身防护规范》SY/T 6277-2017 第 8.2.1.1 款天然气集气场站的应急撤离区域应符合以下要求：

①硫化氢体积分数为 13%～15%的天然气集气场站，应急撤离区域边缘距最近的装置区边缘宜不小于 1500m。

②硫化氢体积分数低于 13%或高于 15%的天然气集气场站，建设单位参考本条①的规定，在组织专家技术论证后，可适当减小或增大应急撤离区域。

③建议应急撤离区域边缘距最近的装置区边缘 1000m。

④建议各脱硫站搬迁区域边缘距最近的含硫装置区边缘 150m。

川西气田雷口坡组气藏天然气硫化氢含量 3.42%～5.67%，平均为 89%。硫化氢体积分数低于 13%，属于可适当减少应急撤离区域的范围，井喷失控事故模拟中井喷失控事故时喷射的天然气未被点燃，含硫化氢的天然气扩散会对下风向的人员造成中毒伤害，SYT6137-2005 规定的安全临界浓度 20ppm（30mg/m^3）对应的距离为 1275m，二氧化硫的安全阈值为 2ppm（5.4mg/m^3）对应的距离为 1120m。

综上，结合本次环评风险预测结果和安评计算结果，本项目应急撤离距离为：钻井期为 1317m。

彭州 6 平台在钻井期发生井喷事故后，硫化氢 LC50(半致死浓度）对应的距离为 429m，因此要求建设单位在彭州 5 平台与彭州 6 平台 429m 范围内设置喇叭，确保发生事故后能对井口 429m 范围内的居民及时进行播报，在最短的时间内通过正确路径进行撤离。

发生井喷事故时，施工作业队应立即启动应急预案，根据应急预案对上述范围内村庄居民进行疏散。建设单位可通过安装广播等方式告知农户，划定出逃生路线并确定临时聚居点，并加强宣传和演练。经此措施后，该风险可控制在可接受范围。

在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据具体的硫化氢的释放量、释放压力等，以及井喷控制情况和各监测点 H_2S 监测浓度等，确定应急疏散半径。为加强井喷事故安全保护，中国石化西南油气分公司内部管理规定，要求井喷 5 分钟内点火成功，且西南油气分公司也已经具备天然气从井口喷出 5min 内点火成功的能力，届时一旦发生井喷事故，将对周边环境影响会更小。

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。

9.7.6.4 井喷事故产生 CO 预测结果概述

（1）最不利气象条件

根据预测结果，井喷事故产生的 CO 预测浓度达到毒性终点浓度-1（380mg/m^3）的最大影响范围约为 0m；达到毒性终点浓度-2（95mg/m^3）的最大影响范围约为 0m。

（2）影响分析

原料气燃烧产生的 CO 也可能会对周围环境和人群造成影响，CO 不同毒性浓度的阈值参数见下表。

表 9.7-24　CO 不同浓度的阈值参数

阈值名称	数值/(mg/m^3)	指标来源
半致死浓度 LC_{50}	2069	《危险化学品安全技术全书》
立即威胁生命和健康浓度(IDLH)	1200ppm(1392mg/m^3)	《呼吸防护用品的选择、使用与维护》(GB/T18664-2002)
短时间接触容许浓度(PC-STEL)	30	《工作场所有害因素职业接触限值》(GBZ2-2002)

当发生井喷事故点燃后，最不利气象条件各井口周边浓度均未达到毒性终点浓度-1，各预测点浓度均未达半致死浓度 LC_{50}、立即威胁生命和健康浓度(IDLH)和短时间接触容许浓度(PC-STEL)，因此发生井喷事故点燃后 CO 对周边居民影响不大。

9.7.6.5 彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 预测结果概述

（1）折算模式预测结果

根据预测结果，最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 247m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 410m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 6 脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 10m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 110m。

（2）影响分析

表 9.7-25　硫化氢危害浓度限值对比

序号	物质	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m
1	H_2S	毒性终点浓度 2	38	410
2	H_2S	毒性终点浓度 1	70	247
3	H_2S	LC50(大鼠，1 小时，半致死）	618	60
4	H_2S	IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	80
5	H_2S	安全临界浓度	30	517

9.7.6.6 脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测结果概述

（1）折算模式预测结果

1）彭州 3、彭州 4 脱硫站

最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏

事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 636m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 678m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 582m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 852m。

2）彭州 5、彭州 6 脱硫站

最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 862m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 1298m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：脱硫站原料天然气泄漏事故产生的 H_2S 预测浓度达到毒性终点浓度-1（70mg/m^3）的最大影响范围约为 580m；达到毒性终点浓度-2（38mg/m^3）的最大影响范围约为 826m。

（2）影响分析

表 9.7-26　硫化氢危害浓度限值对比

序号	脱硫站	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m
1	彭州 3、彭州 4	毒性终点浓度-2	38	852
2		毒性终点浓度-1	70	636
3		LC50(大鼠，1 小时，半致死）	618	128
4		IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	181
5		安全临界浓度	30	974
6	彭州 5、彭州 6	毒性终点浓度-2	38	1298
7		毒性终点浓度-1	70	862
8		LC50(大鼠，1 小时，半致死）	618	137
9		IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	198
10		安全临界浓度	30	1510

9.7.6.7 彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 预测结果概述

（1）折算模式预测结果

根据预测结果，最不利气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 50m；达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）

的最大影响范围约为 90m。

最常见气象条件情况下，混合气体 SLAB 模式预测结果：彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 预测浓度达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 20m；达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 50m。

（2）影响分析

本项目彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 最不利气象条件下达到毒性终点浓度-2（150000mg/m^3）的最大影响范围约为 90m，管线沿线 90m 范围内有 9 户居民分布，本项目彭州 5-天然气集输站输气管道最不利气象条件下达到毒性终点浓度-1（260000mg/m^3）的最大影响范围约为 50m，管线沿线 90m 范围内有 5 户居民分布，因此本项目彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 情景下对周边环境有一点影响。

本次评价要求建设单位在管线正式输气前收集彭州 5-天然气集输站输气管道沿线两侧 90m 范围内的居民家联系方式，并在彭州 5 脱硫站、天然气集输站存档，当该管线发生风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对沿线居民进行通知，及时撤离至安全区域。在项目日常运营中对管线沿线居民加强培训，告知可能存在的环境风险，在采取上述措施后，彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故产生的 CH_4 对沿线居民影响在可控范围内。

9.7.6.8 盐酸储罐泄漏事故预测结果概述

（1）最不利气象条件

最不利气象条件情况下，盐酸储罐泄漏事故氯化氢预测浓度达到毒性终点浓度-1（150mg/m^3）的最大影响范围约为 96.977m；达到毒性终点浓度-2（33mg/m^3）的最大影响范围约为 267.769m。

（2）最常见气象条件

根据盐酸储罐泄漏事故预测结果：

最常见气象条件情况下，盐酸储罐泄漏事故氯化氢预测浓度达到毒性终点浓度-1（150mg/m^3）的最大影响范围约为 61.33m；达到毒性终点浓度-2（33mg/m^3）的最大影响范围约为 155.999m。

（3）影响分析

盐酸储罐泄漏事故情景下对周边环境影响较小。

9.7.6.9 预测结果分析

各风险事故情景下 H_2S、SO_2 防护距离统计分析

表 9.7-27　部分风险事故情景下污染物防护距离汇总一览表

序号	事故情景	污染因子	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m	区域内人数	拟采取的措施
1	井喷事故	H_2S	搬迁区域（针对脱硫站）	1500	/	/	/
2			LC50(大鼠，1 小时，半致死）	618	429	彭州 5 平台：约 345 人 彭州 6 平台：约 21 人	钻井现场安装报警喇叭，钻井前对居民进行培训，告知可能存在的环境风险及紧急情况下的疏散要求，及时撤离至安全区域
3			IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	617	彭州 5 平台：约 631 人 彭州 6 平台：约 243 人	
4			伤害浓度	150	1157	彭州 5 平台：约 3265 人 彭州 6 平台：约 4843 人	收集统计各村组联系方式，并在各钻井平台存档，当该平台发生井喷风险事故时，立即电话通知村组紧急联系人，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
5			毒性终点浓度 1	70	1250	彭州 5 平台：约 4000 人 彭州 6 平台：约 5500 人	
6			毒性终点浓度 2	38	1299	彭州 5 平台：约 4200 人 彭州 6 平台：约 5700 人	
7			安全临界浓度	30	1317	彭州 5 平台：约 4250 人 彭州 6 平台：约 5750 人	
8		SO_2	LC50(大鼠，1 小时，半致死）	6600	0	/	/
9			IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	270	0	/	/
10			15min 短期暴露极限	13.5	0	/	/
11			毒性终点浓度 1	79	0	/	/
12			毒性终点浓度 2	2	3500	彭州 5 平台：约 28565 人 彭州 6 平台：约 17878 人	收集统计各村组联系方式，并在各钻井平台存档，当该平台发生井喷风险事故时，立即电话通知村组紧急联系人，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
13			安全阈值	5.4	0	/	/

序号	事故情景	污染因子	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m	区域内人数	拟采取的措施
14	彭州6脱硫站井口至脱硫站管道泄漏事故	H_2S	搬迁区域	1500	＜10	无	/
15			LC50(大鼠，1小时，半致死）	618	60	彭州3脱硫站：无 彭州4脱硫站：无 彭州5脱硫站：无 彭州6脱硫站：无	范围内所有居民等敏感目标拆迁
16			IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	80	彭州3脱硫站：无 彭州4脱硫站：无 彭州5脱硫站：无 彭州6脱硫站：无	
17			伤害浓度	150	115	彭州3脱硫站：无 彭州4脱硫站：无 彭州5脱硫站：无 彭州6脱硫站：无	
18			毒性终点浓度1	70	247	彭州3脱硫站：约7人 彭州4脱硫站：约4人 彭州5脱硫站：约38人 彭州6脱硫站：约4人	收集统计各村组联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
19			毒性终点浓度2	38	410	彭州3脱硫站：约35人 彭州4脱硫站：约8人 彭州5脱硫站：约330人 彭州6脱硫站：约16人	
20			安全临界浓度	30	830	彭州3脱硫站：约1070人 彭州4脱硫站：约275人 彭州5脱硫站：约831人 彭州6脱硫站：约293人	
21	脱硫站原料天然气泄漏事故（彭州3脱	H_2S	搬迁区域	1500	57	彭州3脱硫站：无 彭州4脱硫站：无	范围内所有居民等敏感目标拆迁
22			LC50(大鼠，1小时，半致死）	618	128	彭州3脱硫站：无 彭州4脱硫站：无	

序号	事故情景	污染因子	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m	区域内人数	拟采取的措施
23	硫站、彭州4脱硫站）		IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	181	彭州3脱硫站：无 彭州4脱硫站：无	
24			伤害浓度	150	494	彭州3脱硫站：约90人 彭州4脱硫站：约45人	安装应急喇叭，收集统计各户联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
25			毒性终点浓度1	70	636	彭州3脱硫站：约1086人 彭州4脱硫站：约685人	收集统计各村组联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
26			毒性终点浓度2	38	852	彭州3脱硫站：约2186人 彭州4脱硫站：约1477人	
27			安全临界浓度	30	974	彭州3脱硫站：约2886人 彭州4脱硫站：约1927人	
28	脱硫站原料天然气泄漏事故（彭州5脱硫站、彭州6脱硫站）	H_2S	搬迁区域	1500	11	彭州5脱硫站：无 彭州6脱硫站：无	范围内所有居民等敏感目标拆迁
29			LC50(大鼠，1小时，半致死）	618	137	彭州5脱硫站：无 彭州6脱硫站：无	
30			IDLH(立即威胁生命和健康浓度)	432.4	198	彭州5脱硫站：无 彭州6脱硫站：无	
31			伤害浓度	150	493	彭州5脱硫站：约95人 彭州6脱硫站：约31人	安装应急喇叭，收集统计各户联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
32			毒性终点浓度1	70	862	彭州5脱硫站：约1665人 彭州6脱硫站：约1943人	收集统计各村组联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对
33			毒性终点浓度2	38	1298	彭州5脱硫站：约1638人	

序号	事故情景	污染因子	危害浓度名称	限值/（mg/m^3）	对应的距离/m	区域内人数	拟采取的措施
						彭州 6 脱硫站：约 1966 人	周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
34			安全临界浓度	30	1510	彭州 5 脱硫站：约 4365 人 彭州 6 脱硫站：约 3943 人	
35	彭州 5-天然气集输站输气管道净化天然气泄漏事故	CH_4	毒性终点浓度 1	70	50	约 5 户 20 人	收集统计各村组联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
36			毒性终点浓度 2	38	90	约 9 户 36 人	
37	盐酸储罐泄漏事故	HCl	毒性终点浓度 1	150	96.977	彭州 3 脱硫站：无 彭州 4 脱硫站：无 彭州 5 脱硫站：无 彭州 6 脱硫站：无	收集统计各村组联系方式，并在各脱硫站存档，当该脱硫站发生泄漏风险事故时，立即电话通知各户居民，并同时派遣工作人员对周边居民进行通知及协助疏散，及时撤离至安全区域。并定期对居民加强培训，告知可能存在的环境风险
38			毒性终点浓度 2	33	267.769	彭州 3 脱硫站：约 11 人 彭州 4 脱硫站：约 4 人 彭州 5 脱硫站：约 70 人 彭州 6 脱硫站：约 7 人	

注：各危害浓度的定义：
①搬迁区域：应形成无人居住的区域；
②LC50(大鼠，1 小时，半致死）：对人体会导致半致死的浓度；
③IDLH(立即威胁生命和健康浓度)：立即威胁生命和健康浓度；
④伤害浓度：在硫化氢等环境中未采取任何人生防护措施，对人身健康会产生不可逆转或延迟性影响的空气中硫化氢的最小浓度值；
⑤当大气中危险物质浓度低于该限值时，绝大多数人员暴露 1h 不会对生命造成威胁，当超过该限值时，有可能对人群造成生命威胁；
⑥当大气中危险物质浓度低于该限制时，暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，或出现的症状一般不会损伤该个体采取有效防护措施的能力；
⑦安全阈值：在硫化氢等环境中未采取任何人生防护措施，不会对人身健康产生伤害的空气中硫化氢的最大浓度值；
⑧安全临界浓度：在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有灼烧感，呼吸道受到刺激。

本次评价要求：建设单位须编制环境风险事故应急预案，编制紧急撤离方案，并进行应急培训、操练。一旦发生事故，则迅速切断泄漏途径，并启动消防措施，转移消防废水至事故水池；应立即启动应急预案，判断风向、及时对下风向的敏感点发布警报，并组织工厂人员、附近群众在 5 分钟内按拟定的逃生路线进行撤离。厂区内设立风向标，便于发生有毒有害物质泄漏时生产人员辨认风向，撤离至上风向安全地区；并组织可能受影响附近人群撤离，并及时报告有关部门。如果附近有人在上风位置，则紧急往迎风或垂直于风向疏散，如果人在下风向位置，应该尽快沿垂直于风向的方向疏散。同时确定应急监测点组织应急监测，直至监测达标方才恢复正常生产、生活。

9.8 地下水环境风险预测与评价

根据导则要求，地下水环境风险二级评价预测科采用解析法和数值法，本次地下水环境影响评价采用数值法进行地下水环境影响预测。相关参数按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）进行确定。

本项目采取了分区防渗措施，风险事故情景与“8 地下水影响预测与评价”情景一致，地下水环境风险部分参照前文“8 地下水影响预测与评价”章节影响预测内容，在此不再进行赘述。

9.9 地表水环境风险预测与评价

根据《水域纳污能力计算规程》（SL348-2010），人民渠枯水期流量约 Q=40m^3/s，介于 15m^3/s~150m^3/s 之间，属中型河流。根据事故情形分析，在发生管道泄漏事故后，废水首先进入人民渠支流（即小石河支渠），在与其完全混合后排入人民渠。由于人民渠河流较为顺直、水流均匀且事故排污时常约 60min。因此，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），可采用河流一维解析模式中的对管道泄漏废水进入人民渠支流，随即进入人民渠的事故状态下，预测分析其对人民渠造成的水质影响结果。其主要预测参数如下：

表 9.9-1 事故污染物源强

人民渠支流				废水事故排污情况				完全混合后			
流量（m^3/s）	本地浓度（mg/m^3）			废水排放量（m^3/s）	污染因子/（mg/m^3）			污水流量（m^3/s）	污染因子/（mg/m^3）		
	SO_4^-	COD	Cl-		SO_4^-	COD	Cl-		SO_4^-	COD	Cl-
2	/	11	/	0.0193	12060	3732.4	9178	2.0193	11.63	3.60	8.85

表 9.9-2　预测参数表

Q_h 河水流量 /m^3/s	Ch 本底浓度 /(mg/m^3)			Q_p 污水流量（与人民渠支流完全混合后）/(m^3/s)	C_p 污水浓度（与与人民渠支流完全混合后）/（mg/m^3）			河水流速/（m/s）	混合系数/（m^2/s）	降解系数/（1/d）
	SO_4^-	COD	Cl^-		SO_4^-	COD	Cl^-			
40	/	11	/	2.0913	11.63	3.60	8.85	0.25	5	SO_4^-（0）；COD（0.2）；Cl^-（0）

表 9.9-3　　事故状态下 SO_4^{2-}一维基本模式间断排放源计算结果表　　（X：单位 m；c/t 单位：s）

X\c/t	0	7200	14400	21600	28800	36000	43200	50400	57600	64800	72000	79200	86400	93600	100800	108000	115200	122400	129600
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	0	0.0098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000	0	0.3909	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1500	0	0.4848	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0.1274	0.0093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2500	0	0.0025	0.1506	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3000	0	0	0.4261	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3500	0	0	0.3334	0.0051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4000	0	0	0.0815	0.0659	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4500	0	0	0.0049	0.2647	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5000	0	0	0.0001	0.3834	0.0027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5500	0	0	0	0.2267	0.0306	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6000	0	0	0	0.0549	0.1466	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6500	0	0	0	0.005	0.3123	0.0014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7000	0	0	0	0.0002	0.3151	0.0147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7500	0	0	0	0	0.1563	0.0781	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8000	0	0	0	0	0.0378	0.2138	0.0007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8500	0	0	0	0	0.0043	0.3111	0.0072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9000	0	0	0	0	0.0002	0.2476	0.0409	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9500	0	0	0	0	0	0.1092	0.1333	0.0004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10000	0	0	0	0	0	0.0265	0.2523	0.0036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10500	0	0	0	0	0	0.0035	0.2827	0.0213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11000	0	0	0	0	0	0.0002	0.1901	0.0788	0.0002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11500	0	0	0	0	0	0	0.0771	0.1813	0.0018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12000	0	0	0	0	0	0	0.0187	0.263	0.0111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12500	0	0	0	0	0	0	0.0027	0.2431	0.0451	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13000	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.1441	0.1205	0.0009	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13500	0	0	0	0	0	0	0	0.0549	0.2136	0.0058	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14000	0	0	0	0	0	0	0	0.0134	0.2531	0.0252	0	0	0	0	0	0	0	0	0

X\c/t	0	7200	14400	21600	28800	36000	43200	50400	57600	64800	72000	79200	86400	93600	100800	108000	115200	122400	129600
14500	0	0	0	0	0	0	0	0.0021	0.2017	0.076	0.0005	0	0	0	0	0	0	0	0
15000	0	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.1084	0.158	0.003	0	0	0	0	0	0	0	0
15500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0393	0.2284	0.0139	0	0	0	0	0	0	0	0
16000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0096	0.2306	0.0461	0.0002	0	0	0	0	0	0	0
16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0016	0.1633	0.1093	0.0016	0	0	0	0	0	0	0
17000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.0812	0.1859	0.0076	0	0	0	0	0	0	0
17500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0283	0.2279	0.0273	0.0001	0	0	0	0	0	0
18000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0069	0.2022	0.072	0.0008	0	0	0	0	0	0
18500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0012	0.13	0.1401	0.0041	0	0	0	0	0	0
19000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0606	0.202	0.0158	0.0001	0	0	0	0	0
19500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0205	0.2162	0.0457	0.0004	0	0	0	0	0
20000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.005	0.1722	0.0996	0.0022	0	0	0	0	0
20500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0009	0.1022	0.1647	0.009	0	0	0	0	0
21000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0452	0.2067	0.0281	0.0002	0	0	0	0
21500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0149	0.1974	0.0677	0.0012	0	0	0	0
22000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0037	0.1436	0.1258	0.0051	0	0	0	0
22500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0007	0.0796	0.181	0.017	0.0001	0	0	0
23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0337	0.2019	0.0444	0.0006	0	0	0
23500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0109	0.1749	0.0913	0.0028	0	0	0
24000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0027	0.1177	0.1478	0.01	0.0001	0	0
24500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0005	0.0616	0.1887	0.0283	0.0003	0	0
25000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0251	0.1901	0.0635	0.0016	0	0
25500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0079	0.1513	0.1141	0.0059	0	0
26000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0019	0.0953	0.1638	0.0176	0.0002	0
26500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0004	0.0474	0.1884	0.0427	0.0009	0
27000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0187	0.1737	0.084	0.0034	0
27500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0058	0.1285	0.1339	0.0107	0.0001
28000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0014	0.0763	0.1731	0.028	0.0005

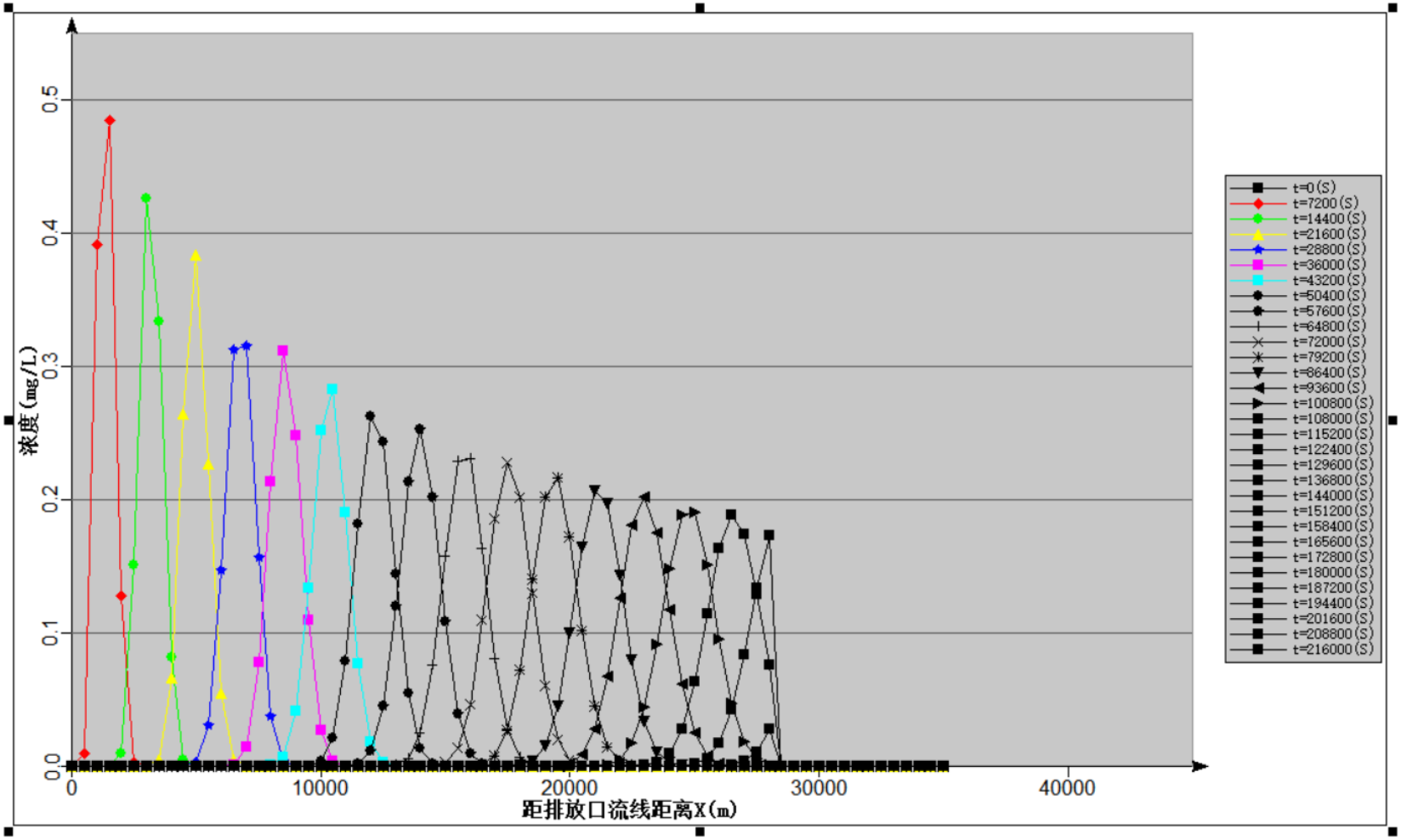


图 9.9-1　　事故状态下 SO_4^{2-}一维基本模式间断排放源计算结果图

表 9.9-4　　事故状态下 COD 一维基本模式间断排放源计算结果表　（X：单位 m；c/t 单位：s）

X\c/t	0	7200	14400	21600	28800	36000	43200	50400	57600	64800	72000	79200	86400	93600	100800	108000	115200	122400	129600
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	0	0.003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000	0	0.1198	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1500	0	0.1481	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0.0389	0.0028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2500	0	0.0008	0.0454	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3000	0	0	0.1282	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3500	0	0	0.1001	0.0015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4000	0	0	0.0245	0.0195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4500	0	0	0.0015	0.0784	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5000	0	0	0	0.1134	0.0008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5500	0	0	0	0.0669	0.0089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6000	0	0	0	0.0162	0.0427	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6500	0	0	0	0.0015	0.0909	0.0004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7000	0	0	0	0	0.0916	0.0042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7500	0	0	0	0	0.0454	0.0224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8000	0	0	0	0	0.011	0.0612	0.0002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8500	0	0	0	0	0.0012	0.089	0.002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9000	0	0	0	0	0.0001	0.0708	0.0115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9500	0	0	0	0	0	0.0312	0.0375	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10000	0	0	0	0	0	0.0076	0.071	0.001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10500	0	0	0	0	0	0.001	0.0795	0.0059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11000	0	0	0	0	0	0.0001	0.0534	0.0218	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11500	0	0	0	0	0	0	0.0217	0.0502	0.0005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12000	0	0	0	0	0	0	0.0053	0.0728	0.003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12500	0	0	0	0	0	0	0.0008	0.0672	0.0123	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13000	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0398	0.0328	0.0002	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13500	0	0	0	0	0	0	0	0.0152	0.0581	0.0015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14000	0	0	0	0	0	0	0	0.0037	0.0689	0.0068	0	0	0	0	0	0	0	0	0

X\c/t	0	7200	14400	21600	28800	36000	43200	50400	57600	64800	72000	79200	86400	93600	100800	108000	115200	122400	129600
14500	0	0	0	0	0	0	0	0.0006	0.0548	0.0203	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0
15000	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0295	0.0423	0.0008	0	0	0	0	0	0	0	0
15500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0107	0.0611	0.0037	0	0	0	0	0	0	0	0
16000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0026	0.0617	0.0122	0.0001	0	0	0	0	0	0	0
16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0004	0.0437	0.0288	0.0004	0	0	0	0	0	0	0
17000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0217	0.0489	0.002	0	0	0	0	0	0	0
17500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0076	0.06	0.0071	0	0	0	0	0	0	0
18000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0019	0.0532	0.0186	0.0002	0	0	0	0	0	0
18500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0003	0.0342	0.0363	0.0011	0	0	0	0	0	0
19000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0159	0.0523	0.004	0	0	0	0	0	0
19500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0054	0.056	0.0116	0.0001	0	0	0	0	0
20000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0013	0.0446	0.0254	0.0006	0	0	0	0	0
20500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.0264	0.0419	0.0023	0	0	0	0	0
21000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0117	0.0526	0.0071	0.0001	0	0	0	0
21500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0039	0.0502	0.017	0.0003	0	0	0	0
22000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0009	0.0365	0.0315	0.0013	0	0	0	0
22500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.0203	0.0453	0.0042	0	0	0	0
23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0086	0.0505	0.0109	0.0002	0	0	0
23500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0028	0.0438	0.0225	0.0007	0	0	0
24000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0007	0.0295	0.0364	0.0024	0	0	0
24500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0154	0.0465	0.0069	0.0001	0	0
25000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0063	0.0468	0.0154	0.0004	0	0
25500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.002	0.0372	0.0276	0.0014	0	0
26000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0005	0.0234	0.0397	0.0042	0	0
26500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0117	0.0456	0.0102	0.0002	0
27000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0046	0.042	0.02	0.0008	0
27500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0014	0.0311	0.0319	0.0025	0
28000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0004	0.0185	0.0412	0.0066	0.0001

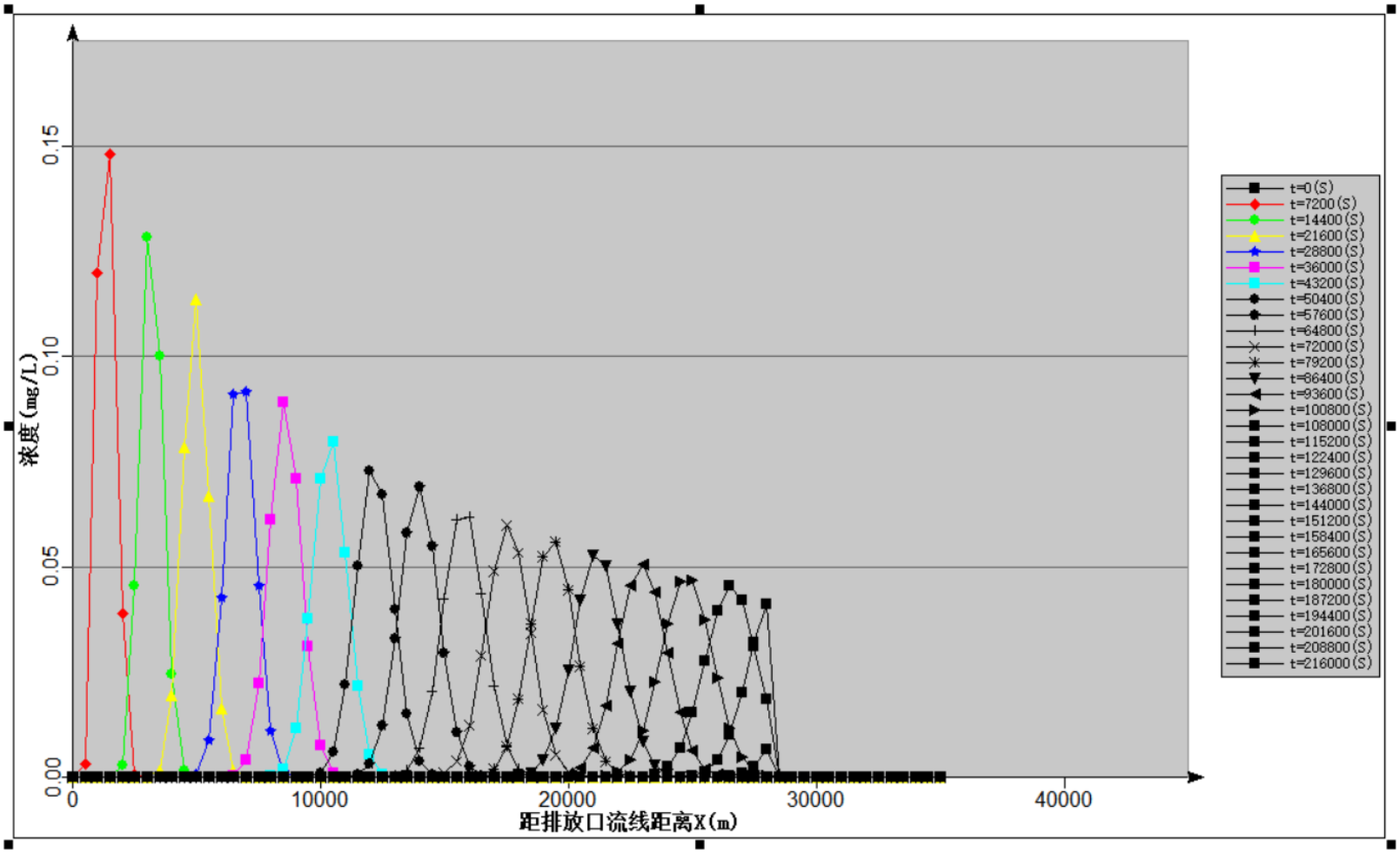


图 9.9-2　　事故状态下 COD 一维基本模式间断排放源计算结果图

表 9.9-5　　事故状态下 Cl^-一维基本模式间断排放源计算结果表　（X：单位 m；c/t 单位：s）

X\c/t	0	7200	14400	21600	28800	36000	43200	50400	57600	64800	72000	79200	86400	93600	100800	108000	115200	122400	129600
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	0	0.0074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000	0	0.2975	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1500	0	0.3689	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0.097	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2500	0	0.0019	0.1146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3000	0	0	0.3243	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3500	0	0	0.2537	0.0039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4000	0	0	0.062	0.0502	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4500	0	0	0.0038	0.2014	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5000	0	0	0	0.2918	0.002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5500	0	0	0	0.1725	0.0233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6000	0	0	0	0.0417	0.1116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6500	0	0	0	0.0038	0.2377	0.001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7000	0	0	0	0.0001	0.2397	0.0112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7500	0	0	0	0	0.1189	0.0594	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8000	0	0	0	0	0.0288	0.1627	0.0005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8500	0	0	0	0	0.0033	0.2367	0.0055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9000	0	0	0	0	0.0002	0.1884	0.0312	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9500	0	0	0	0	0	0.0831	0.1014	0.0003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10000	0	0	0	0	0	0.0201	0.192	0.0027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10500	0	0	0	0	0	0.0026	0.2151	0.0162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11000	0	0	0	0	0	0.0002	0.1447	0.06	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11500	0	0	0	0	0	0	0.0587	0.138	0.0014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12000	0	0	0	0	0	0	0.0143	0.2001	0.0084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12500	0	0	0	0	0	0	0.0021	0.185	0.0343	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13000	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.1097	0.0917	0.0007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13500	0	0	0	0	0	0	0	0.0418	0.1625	0.0044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14000	0	0	0	0	0	0	0	0.0102	0.1926	0.0192	0	0	0	0	0	0	0	0	0

X\c/t	0	7200	14400	21600	28800	36000	43200	50400	57600	64800	72000	79200	86400	93600	100800	108000	115200	122400	129600
14500	0	0	0	0	0	0	0	0.0016	0.1534	0.0578	0.0003	0	0	0	0	0	0	0	0
15000	0	0	0	0	0	0	0	0.0002	0.0825	0.1202	0.0023	0	0	0	0	0	0	0	0
15500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0299	0.1738	0.0106	0	0	0	0	0	0	0	0
16000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0073	0.1755	0.0351	0.0002	0	0	0	0	0	0	0
16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0012	0.1243	0.0832	0.0012	0	0	0	0	0	0	0
17000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0618	0.1414	0.0058	0	0	0	0	0	0	0
17500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0216	0.1735	0.0208	0.0001	0	0	0	0	0	0
18000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0053	0.1539	0.0548	0.0006	0	0	0	0	0	0
18500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0009	0.0989	0.1066	0.0031	0	0	0	0	0	0
19000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0461	0.1537	0.012	0	0	0	0	0	0
19500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0156	0.1645	0.0347	0.0003	0	0	0	0	0
20000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0038	0.1311	0.0758	0.0017	0	0	0	0	0
20500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0007	0.0778	0.1253	0.0069	0	0	0	0	0
21000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0344	0.1573	0.0214	0.0002	0	0	0	0
21500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0113	0.1502	0.0515	0.0009	0	0	0	0
22000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0028	0.1093	0.0958	0.0039	0	0	0	0
22500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0005	0.0606	0.1377	0.0129	0.0001	0	0	0
23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0256	0.1537	0.0338	0.0005	0	0	0
23500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0083	0.1331	0.0695	0.0022	0	0	0
24000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.002	0.0896	0.1125	0.0076	0	0	0
24500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0004	0.0469	0.1436	0.0215	0.0003	0	0
25000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0001	0.0191	0.1446	0.0484	0.0012	0	0
25500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.1152	0.0868	0.0045	0	0
26000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0015	0.0725	0.1246	0.0134	0.0001	0
26500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0003	0.0361	0.1434	0.0325	0.0007	0
27000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0142	0.1322	0.0639	0.0026	0
27500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0044	0.0978	0.1019	0.0082	0.0001
28000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0011	0.058	0.1317	0.0213	0.0004

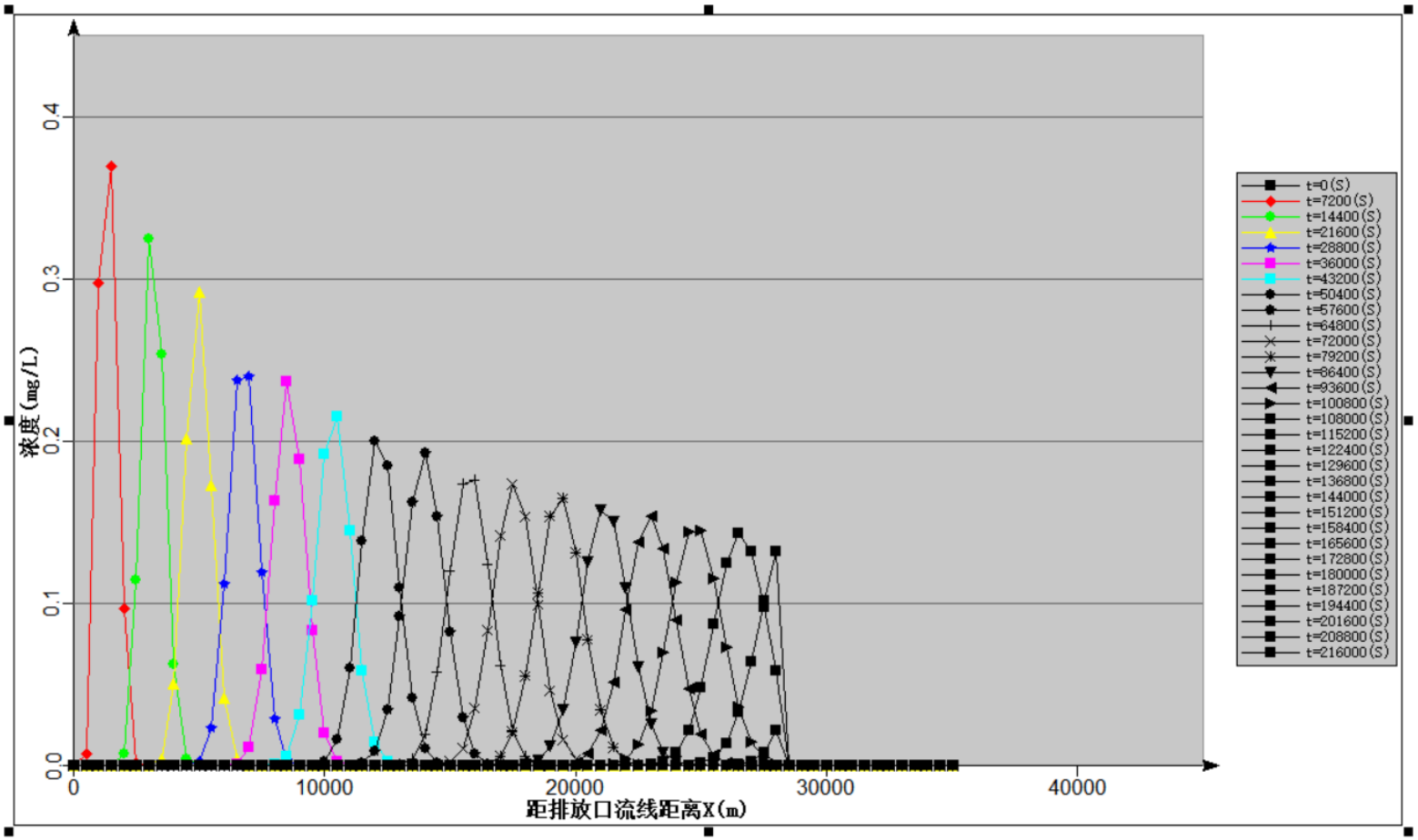


图 9.9-3　　事故状态下 Cl^-一维基本模式间断排放源计算结果图

通过预测分析可知，在发生污染事故后，下游污染带中心 SO_4^{2-}浓度最大贡献值为 0.484mg/L（对应距离为下游 1500m），COD 浓度最大贡献值为 0.1481mg/L（对应距离为下游 1500m），Cl-浓度最大贡献值为 0.3689mg/L（对应距离为下游 1500m）。各预测点下游各污染物浓度值均满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的Ⅲ类标准限制要求。事故点下游约 26.3km 处为人民渠水源地一级保护区（即取水口所在区域），该处预测结果已近似于本底值。表明由于事故状态下废水泄漏时间持续时间较短，事故状态下的污水排放量较少，通过收纳水体的稀释、净化作用后，其对周边的地表水环境质量影响较小。

同时建议建设单位在气田采出水污水输送管线设置废水泄漏检测仪，当发现污水管线泄漏后自动切断气田采出水污水输送管线，确保发生风险事故后能第一时间截断管道，避免废水进一步进入外环境从而污染小石河支流及人民渠。

9.10 其他环境风险分析与评价

9.10.1 液体泄漏事故影响分析与评价

根据站场平面布置，主要环境风险影响为药剂棚及废水液体泄漏。

该项目主要生产装置、废水处理区等辅助设施均设置在地质稳定的混凝土基础上，装置区地面均采取了重点防渗措施，并分区设置了防渗围堰，厂界四周设置了闭环沟。本项目生产装置采用模块化设计，橇装装置均在工厂内检验合格后整体运至站场进行组装，验收合格后方可投入使用，发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏和少量跑冒漏滴均收集在装置地面的围堰内，最终流入污水池中。该项目设有生产污水池，主要用于收集脱盐水系统排水、锅炉排水、外循环系统排水等环境影响相对较小的废水，装置区地面围堰收集的废水均可通过地形坡度自流进入生产污水池。

根据工程分析，事故应急池容积能够满足单个设备全部泄漏的事故应急严要求。本项目要求，该项目运行期间应及时转运生产污水池中的废水，确保生产污水池剩余容积能够满足生产的需求，事故应急池应处于常空状态。

该项目单个橇块装置均在进场前完成了修造和检验，仅在现场进行拼装连接，因此发生大量泄漏的机率很小，一旦产生液体泄漏，且生产污水池、事故应急池、厂界排水沟不足以收集事故废水量时，根据周边地势，事故废水将流到站场外的水渠、流入站场周边的耕地，对耕地土壤和地下水造成污染，造成经济影响。

风险事故状态下，大量泄漏的污染物通过土壤渗入地下或直接进入浅层地下水含水层，呈点状或块状污染潜水。随着源强浓度的降低，扩散速度缓慢。发生大量泄漏

并已发生外溢污染事故时，站场人员应立即启动环境风险事故应急预案，通知下游居民，立即开展对泄漏场地及下游的环境监测，根据监测结果可采取挖除受污染土壤等措施，控制污染物进入环境的量，降低事故污染源强，减小影响范围，对已受影响的农户采取经济赔偿，购买桶装水等方式进行补救。

9.10.2 事故废水影响分析与评价

环境安全的第一层防控网，防止污染雨水和轻微事故泄漏造成的环境污染。

二级防控措施，在每个井场设置事故水池，切断污染物与外部的通道、导入污水处理系统，将污染控制在厂内，防止重大事故泄漏物料和污染消防水造成的环境污染。

根据《水体污染防控紧急措施设计导则》（中国石化建标〔2006〕43 号）和中国石油天然气集团公司企业标准《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2013），计算出本项目事故废水产生量，具体计算过程如下。

彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 脱硫站事故废水产生量见表 4.2-47。

本项目共设计 4 个事故水池，彭州 3 脱硫站 1200 m^3，彭州 4 脱硫站 1200 m^3，彭州 5 脱硫站 2300m^3，彭州 6 脱硫站 5400m^3。各平台事故池容积能满足要求。

当发生火灾、爆炸等事故时所有污水将进入事故水池，足够容纳一次消防事故排水，能够确保废水不会直接进入地表水环境。因此，本项目在发生火灾、爆炸等事故时不会有污水进入外环境。

事故结束后，彭州 3、彭州 4 脱硫站事故废水经站内预处理后，拉运至气田水综合利用装置进行深度处理后回用；彭州 5、彭州 6 脱硫站和集输站事故废水直接送气田水综合利用装置进行深度处理后回用。如果气田水综合利用装置处理能力不足的情况下，应及时调集罐车拉运至袁家环保处理站或齐福污水处理站进行处理。

9.10.3 对彭州石化基地影响分析与评价

彭州 4 距离石化基地装置区 900m，本次评价预测结果表明，最不利情况下，脱硫站酸气泄漏 H_2S 安全临界浓度最大范围为 974m，因此一旦发生风险事故，应急撤离范围内人员应急撤离将对彭州石化基地正常生产造成一定的影响，彭州石化基地人员短时间撤离将会影响石化基地正常工作。在不影响彭州石化基地正常生产的情况下，彭州石化基地员工应按照预案进行撤离。如有必须留守的人员，应根据应急预案的要求，戴呼吸器，穿防毒服，必要时听从应急指挥中心的名录，紧急撤离。

环评要求建设单位应抓紧做好应急预案的编制，针对风险事故状态下对彭州石化

基地的影响，制定应急措施。建设单位应与彭州石化基地进行沟通协商，共同制定应急联动机制，并加强演练。

9.11 环境风险管理及防范措施

9.11.1 风险管理措施

在项目设计、施工和生产过程中，应严格按照 HSE 管理体系进行操作，包括：

（1）严格执行国家安全卫生标准规范及相关的法律法规，在进行地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面进行综合考虑；

（2）制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

（3）对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

（4）在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

（5）在作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

（6）风险管理是一个动态、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。

9.11.2 风险防范措施

9.11.2.1 钻完井工程风险防范措施

（1）设计要求

1）对拟定井位周围 5km 范围内的居民住宅、学校、公路、铁路、厂矿、地下管道、隧道等进行勘测，在设计书中绘图标明其位置，并标注 500m 以内的人口分布情况。

2）设计应根据钻机安装、井眼防碰、井控要求等方面综合确定丛式井的井口间距，以及相邻两井的表层套管和技术套管下深的技术要求。

3）钻井工程设计工作中应该充分考虑 H_2S 对人体的中毒危害和对井下钻具、工具、油套管、井口的腐蚀问题，以及对橡胶造成的老化和对钻井液的污染问题。本项目采用了新的钻井技术，并采用了防止 H_2S 腐蚀的套管，并且设有一系列自动监测、控制、关闭井口的设备，可以实现远程控制，减小了井喷发生的可能性。

4）应进一步分析和准确预告地层压力等基本参数，并对可能出现的变化在设计上有足够准备和分析。

5）地质设计中应注明含硫化氢地层、压力及其深度和预计硫化氢和二氧化碳的含量等参数。

6）钻井设计中有关井控装置的设计、安装、固定和试压应符合《含硫油气井钻井井控装置组合配备、安装和使用规范》（SY/T6616-2005）的规定。

7）按要求配齐钻井液净化装置，特别是钻井液气体分离器和除气器，并加强对钻井液中硫化氢浓度的测量，确保钻井液中硫化氢浓度在 50mg^3/m 以下。

8）钻井和修井设计中应明确井喷失控后，按照《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ 2016-2008）4.2 条明确点火时间的要求。

9）钻井及井下作业前应在气田附近建立应急救援机构或与附近的应急救援机构签订救援协议，以便在发生井喷或井喷失控事故时能及时开展应急救援。井场道路应满足应急救援的要求。

（2）井场及钻井设备布置要求

1）井场布置和设备安装应符合《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）、《钻前工程及井场布置要求》（SY/T 5466-2013）、《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/5974-2020）和《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）等标准、规范的要求。

2）井口距高压线及其它永久性设施不少于 75m；距民宅不少于 100m；距铁路、高速公路不少于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不少于 500m。含硫化氢天然气探井在钻开气层前，应疏散距井口 500m 范围内的居民。

3）井场内的引擎、发电机、压缩机等容易产生引火源的设施及人员集中区域宜部署在井口、节流管汇、天然气火炬装置或放喷管线、液气分离器、钻井液罐、备用池和除气器等容易排出或聚集天然气的装置的上风方向。

4）井场值班室、工程室、钻井液室、气防器材室等应设置在井场主要风向的上风方向。

5）高压含硫化氢天然气井应使用双四通、放喷管线应不少于四条，并向互为大于 90°夹角的两个方向接出。放喷管线出口应接至距井口 100m 以远的放喷池内，应保证两种有效点火方式。

6）在井架上、井场盛行风入口处、工作现场周围的立柱、气防器材室等地应设

置风向标。

7）在井场大门树立该井钻井信息、硫化氢预计含量、出现事故时的联络方式和人员疏散路线等公开信息。

8）井场应有明显、清晰的警示标志：井处于受控状态，但硫化氢浓度小于 15mg/m^3（10ppm），存在对生命健康的潜在或可能的危险时，应挂绿牌；硫化氢浓度在 15mg/m^3（10ppm）～30mg/m^3（20ppm）间，对生命健康有影响时，应挂黄牌；硫化氢浓度可能大于 30mg/m^3（20ppm），对生命健康有威胁时，应挂红牌。

9）在钻台上、井架底座周围、振动筛、液体罐和其他硫化氢可能聚集的地方应使用防爆通风设备（如鼓风机或风扇），以驱散工作场所弥散的硫化氢。

（3）作业要求

1）钻井作业应配备固定式硫化氢实时监控、预警、连锁系统，能同时发出声光报警，并能确保整个作业区域的人员都能看见和听到。监测传感器至少应在方井，钻井液出口管口、接收罐和振动筛，钻井液循环罐、司钻或操作员位置、井场工作室等处设置。

2）从井口到分离器出口的设备、流程，井控装置、变径法兰、采油(气）树等采用抗硫化氢、抗二氧化碳腐蚀材质和工艺。

3）钻进中应进行油气层压力监测预报工作。遇到钻速突然加快、放空、井漏、蹩钻、跳钻、气测异常、油气水显示等情况，应立即停钻循环观察或关井观察。

4）气层钻进过程中，应安排干部 24h 挂牌跟班值班，安排专人观察和记录钻井液体积变化和溢流显示情况，并作好记录。发现溢流应按规定的关井程序迅速关井。关井压力不得超过井控装备额定工作压力、套管抗内压强度 80%、地层破裂压力三者中最小值。根据关井压力值确定重建井筒平衡的压井液密度。

5）定期测试取得低冲数排量下的循环泵压，作为溢流井喷压井时计算循环压力的依据。

6）钻进中注意观察钻时、放空、井漏、气测异常和钻井液出口流量、流势、气泡、气味、油花等情况，及时测量钻井液密度和粘度、氯根含量、循环池液面等变化，并作好记录，防止窜层。

7）钻进作业过程中应对空气呼吸器、防毒面具、硫化氢监仪和报警设备进行检查，保证处于完好状态。操作岗位人员随时携带防毒面具上岗作业。

8）地质录井人员发现烃类物质显示时，要及时报告当班司钻和队领导。

9）起下钻中注意观察、记录、核对起出（下入）钻具体积和灌入（流出）钻井液体积；观察悬重变化以及防钻头水眼堵塞后突然打开引起的井喷。加强溢流预兆及溢流显示的观察，做到及时发现溢流。

10）固井施工必须有设计，应充分考虑 H_2S 对套管的腐蚀问题，其材质和螺纹应符合相应的技术要求。

11）高含硫气层井段的取芯，要向钻井队交代清楚各项防喷、防 H_2S 中毒的组织保障和安全技术措施及应急措施。

12）含有硫化氢的地层中起出岩心之前应提高警惕。在岩心筒到达地面以前至少 10 个立柱，或在达到安全临界浓度，在出芯时，在钻台应设置防爆排风扇，所有在井口负责出芯工作的人员必须佩带好空气呼吸器，其余人员应疏散钻台到安全地带。当岩心筒已经打开或当岩心已移走后，应使用移动式硫化氢监测设备来检查岩心筒。在确定大气中硫化氢浓度低于安全临界浓度之前，人员应继续使用保护性正压式空气呼吸器。

13）井口防喷器和配套的井控系统应符合钻井设计要求，其压力等级和地层压力匹配。要按设计做小排量泵冲试验和地层承压能力试验，按规定定期对井口试压。放喷管线固定基墩尺寸要符合要求；禁止放喷管线和法兰被埋导致整改困难。

14）钻开高含硫油气层前必须按钻井要求和 SY5225 规定的有关内容逐项检查合格。在钻进目的层之前，应提前通知并疏散井场周围 500m 内未搬迁的居民，要求这些居民在钻进的整个过程中不得进入井场附近的区域，并按疏散天数对被疏散的居民进行经济补偿，钻进之后再通知居民返回原住处。

15）高压、含硫化氢及二氧化碳的气井有自动关井装置；安装井下安全阀等井下作业工具、地面安全控制系统；

16）试气和井下作业的井均安装井控装置，且安装液压防喷器及(或）高压自封防喷器，并配置高压节流管汇。

17）试气设计应编制该井《试油（气）作业安全预案》以及《试油（气）作业事故应急预案》。应根据实际（或预计）硫化氢含量，在压井液中加入消除硫化氢的附加剂和缓蚀剂，压井液的准备量为 2 倍井筒容积。

18）试气前应安装使用抗高酸性气体的采气井口装置。采气井口、封井器等井口装置应由井控单位负责检查、清洗、保养、组装、试压，其零部件齐全完好，操作灵活可靠，并符合 SY/IS967 标准。井控单位应向井口使用单位出具井口装置试压、检

验、组装的相关技术资料。

19）在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

20）现场要准备移动式点火工具，如：备魔术弹、电子点火枪等。

（4）现场管理及人员防护

1）公司及项目部应制定符合要求的 HSE 作业计划、作业指导书；在开始作业前，要与相关作业单位以合同形式明确各方的安全责任。

2）钻井队应建立入场许可证制度，工作人员进入现场工作前必须进行现场安全教育培训。现场施工人员及相关人员均应接受硫化氢、二氧化碳等有毒、有害气体的培训，并取得“硫化氢防护技术培训证书”。硫化氢防护技术培训应涉及现场作业人员、现场监督人员、来访者和其他非定期派谴人员等，且培训内容、培训时间、培训资质和证书要求应符合《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087 -2005）要求。

3）制定有井涌、井喷预防措施、防火措施和应急预案。

4）现场至少应配备一个班组人员的正压式空气呼吸器，并有一定数量的储备。一般情况的配置标准为：正压式空气呼吸器 15 台（特殊井可根据现场需要配置 10-15 台）、空气压缩机 1 台、备用气瓶 10 个、便携式 H_2S 监测仪 5 台，并在现场安装 4-6 通道固定式 H_2S 监测报警系统。禁止使用氧气呼吸器。现场应准备好用于 H_2S 中毒的医疗急救药品和器材。

5）钻井作业应配备固定式硫化氢实时监控、预警、连锁系统，能同时发出声光报警，并能确保整个作业区域的人员都能看见和听到。监测传感器至少应在方井，钻井液出口管口、接收罐和振动筛，钻井液循环罐、司钻或操作员位置、井场工作室等处设置。作业现场应至少配备 5 台便携式硫化氢监测仪，其中 1 台监测仪量程达 1500mg/m^3（1000ppm）。

6）在每天开始工作之前，应由指定的井场监督实行日常检查。应包括但不限于下述检查项目：已经或可能出现硫化氢的工作场地；风向标；硫化氢监测设备及警报（功能试验）；人员保护呼吸设备的安置；消防设备的布置；急救药箱和氧气瓶。

7）当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m^3（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

8）在钻井作业前，应进行含硫化氢井喷演习，包括配带防护器具进行井控作业

及人员救护等工作。应定期进行井控装备检查和井控防喷演习，检测演习频率不少于每月 2 次。每次起下钻应开关闸板防喷器一次，并作好记录。

9.11.2.2 站场部分

（1）工艺设计

1）集输管道的强度设计应满足运行工况变化的要求，宜设置气体的限量、限压设施。集气站应设置越站旁通。进、出站管线必须设置截断阀，截断阀的位置应与工艺装置区保持一定距离，确保在紧急情况下便于接近和操作。

2）站场的硫化氢监测应采取：固定式与携带式硫化氢监测仪结合使用的方式。在各井进站的高压区、油气取样区、排污放空区等易泄漏硫化氢区域应设置固定硫化氢监测探头，并在探头附近同时设置报警喇叭。固定式硫化氢监测仪放置于仪表间，探头信号通过电缆送到仪表间，报警信号通过电缆从仪表间传送到危险区域。各站场应配备足够数量的便携式硫化氢监测仪，其中 1 台监测仪量程应达 1500mg/m^3（1000ppm）。各站场应配备便携式二氧化硫检测仪或带有检测管的比色指示监测器。

3）各站场配备足够数量的正压式空气呼吸器及与空气呼吸器气瓶压力相应的空气压缩机。

4）站场内设有安全泄放系统，当系统出现超压时，通过设在系统中的安全阀或手动放空阀，自动或手动放空。

5）脱硫站发生泄漏事故，装置紧急关断系统（ESD）响应到完成联锁关闭控制在 15s 以内。

（2）防火、防爆、防雷、抗震等方面安全对策措施

1）防火：严格按照有关规范标准设置安全消防防护措施，在安全间距、耐火等级、专门消防设施等消防措施上进行符合规范的相关设计，配备专用的消防灭火器具和消防水系统，设置环形消防车道。采用承重钢框架、支座、裙座、管架应按规范要求的范围采用防火保护层进行保护。

2）防爆：天然气场站均按甲类危险场所和火灾危险区域进行防爆设计，根据防爆区划分，防爆区内所有电气设备均应为防爆型。装置区配电线路采用阻燃型电缆。

3）防雷、防静电：各装置区严格遵循规范设计静电接地和避雷设施系统。设备选用工艺安全配套：设备露天设置；设置安全放空系统和泄漏检测仪器，对压力容器和管道进行保护；设置过压切断装置，对低一级压力的管道和设备进行保护；设备区之间装事故切断阀，这样万一发生泄漏，可分离工艺区域，从而将泄漏降至最低；进

出站管线设置紧急切断阀门、绝缘接头；设计较高的管道压力裕量，较高管道设计等级。设计时采用高一级压力等级，以及较高的腐蚀裕量；加强外防腐。

4）抗震设计：本区地处 7 度区域，建构筑物抗震设防烈度为 7 度。

5）防洪设计：场站建构筑物均高于 50 年一遇洪水位以上。

6）安全监控：设置现代化的自动化控制系统和调度系统，对天然气供应系统进行生产及安全方面的管理，增强安全生产保障。

7）维护与抢险：对系统进行安全生产维护设计和抢险设计，配备了较好的设备和相应的设施。

（3）站场总平面布置

1）放空火炬宜位于天然气站场生产区最小频率风向的上风侧，且宜布置在站场外地势较高处；站内的各建构筑物之间以及与站外建构筑物之间的防火间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》的有关规定。站内建筑物的耐火等级不应低于现行国家标准《建筑设计防火规范》“二级”的规定。

2）脱硫站紧急切断阀应与工艺装置区保持一定距离，确保在紧急情况下便于接近和操作，并应具备手动操作功能。脱硫站内可设尽头式消防车道。

3）本项目建成后应送当地规划部门备案，确保站内工艺设施的安全距离。

4）参照本工程事故模拟结果，把脱硫站周围可能受事故影响的人群纳入应急体，编制详细应急救援方案，有针对地进行宣传，并定期演练。

（4）安全色、安全标志

1）凡容易发生事故及生命安全的场所和设备以及需要提醒操作人员注意的地点，均应设置安全标志，并按《安全标志》规范要求进行设置。

2）凡需要迅速发现并引起注意以防发生事故的场所、部位均应涂安全色。安全色应按《安全色》、《安全色使用导则》规范要求选用。

3）生产场所与作业点的紧急通道和出入口均应设置明显的标志和指示箭头。如“硫化氢作业区—只有监测仪显示为安全时才能进入”，“此线内必须佩戴呼吸保护设备”等清晰的警示标志。脱硫站周围设置明显的安全警示标牌，给附近居民宣传可能性危险、危害及安全注意事项。

4）在进入生产区和厂区内应设置明显的禁止烟火的安全警句。

9.11.2.3 管道部分

（1）管材要求

1）设计时应按 GB50350-2005《油气集输设计规范》执行，并严格按照要求选材。对管道沿线人口密集、房屋距管线较近等敏感地区，提高设计系数，增加管线壁厚，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

2）设计上应要求设备生产厂家具有用于含硫化氢条件使用的设备制造资质，需要充分的质量保证步骤以确认制造商具有生产设备原件和改进设备的能力。

3）明确腐蚀监测点的设置和监测方法，开展定期检测。为减轻输气管线腐蚀，外部采取环氧粉末涂层防腐结构，外加电流阴极保护。

4）对接触高酸性天然气介质的焊缝除应进行 100%的 X 射线检查外，还应进行100%的超声波检查。

6）鉴于国内外现有众多品种和性能的缓蚀剂可供选用，建议生产单位选择适用于工况条件下的最佳品种，并对缓蚀剂的溶解分散性能、用量及加入周期、在线效果监测、质量保证及投加过程等的要求在缓蚀剂加注作业文件中予以明确，保证缓蚀的最佳防腐效果。

（2）线路走向

1）集输方案及管线具体设计时应实地详细勘察各集输气管段沿线的人口居住情况，明确保护目标，尽量避开居民区以及复杂地质段，既保障安全，又节约投资。

2）线路必须避开重要的军事设施、易燃易爆仓库、国家重点文物保护区。除管道专用公路的隧、桥梁电力线，严禁通过公路的隧道、桥梁、铁路编组站、大型变电站和变电所。

3）集气管道宜避开不良工程地质地段，若不能避开，应采取合理措施进行基础处理。

4）集气管道通过人工或天然障碍物时应遵循国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》的规定。

5）管道穿越

①河流穿越：本项目不涉及河流穿越。

②公路穿越：公路、机耕道穿越加套管保护穿越。两端应进行护坡和建排水沟等措施，防止雨水等冲刷对管道的安全运行构成威胁。

③陡坡、冲沟：陡坡、冲沟地段的管线应考虑加锚固定措施。

（3）管道工程

1）原料气输送管道焊接前按《石油天然气建设工程施工质量验收规范 油气田采

输管道工程》SY4204-2007 和 NACETM0177-96 进行焊接工艺评定和焊缝的抗 SSC 和、HIC 评定试验。焊接按相关工艺规程的要求进行焊前预热和焊后热处理。

2）按照《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2008）的要求，本工程站外埋地钢质管道防腐采取外防腐层加阴极保护的联合保护方案。

3)原料气管道环向焊缝均应采用 100%X 射线和 100%超声波探伤检查。无裂纹、无未焊透、无未熔合为合格。对穿越公路、地下管道、电缆、光缆的管道焊口以及无法进行超声波检验和未经试压的管道碰口焊缝，均应进行 100%X 射线照相检验。经检验不合格的焊缝，返修次数不得超过两次，返修后的检验按原检验标准进行。

4）各脱硫站的出站管线设置清管发送装置，利用清管发送装置推动缓蚀剂对管线管壁涂抹。在管线投产前进行缓蚀剂预膜，投产后定期进行缓蚀剂批量加注。

5）在管道投产中或投运后采用智能检测器进行管道检测，以建立管道基础的相关资料。

（4）集气管道的安全泄放、紧急截断

1）集气站应在进站截断阀上游和出站截断阀下游设置泄压放空设施。

2）净化气管道上下游均应设置放空火炬。放空火炬应设置在不致发生火灾危险和危害居民健康的地方且应设置在围墙外，与站场建（构）筑物距离应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》的规定。

3)放空气体应经放空火炬点后后排入大气，并应符合环境保护和安全防火要求。

4）为保证站内分离器和收球筒的检修和收球安全，建议在隔离含硫气源处设双阀保护或“8”字盲板，并制定详细的安全操作程序。

5）设立实时监控、预警、连锁紧急关断系统。在管线进出站等处设置紧急切断阀，对一些明显故障实施直接切断，也可通过 SCADA 系统进行远程关断，还可以完成全系统关断。

（5）管道标志

在集气管道敷设的同时，在管顶上方 300mm 处敷设一条印有相关标记及联系电话的尼龙带，以降低第三方破坏的机率。

（6）管道维护

1）与当地有关部门做好沟通，并加强对管线沿线居民对管线保护的宣传工作。做好事故应急宣传，加强居民保护管道安全的知识和意识，同时保证一旦发生天然气泄漏事故时，居民作出正确反应。

2）巡线员定期巡线，发现危及管道安全的情况及时处理和汇报。

3）根据《石油天然气管道安全规程》的规定，管道使用单位应制定定期检验计划，并报主管部门备案：除日常巡检外，一年至少一次外部检验，由使用单位专职人员进行；全面检验每五年一次，由中国石油质量主管部门认可的专业检验单位承担。外部检验包括管道损伤、变形缺陷、管道防腐层、绝热层、管道附件、安全装置电法保护系统和管道标志桩、锚固墩、测试桩和标志牌等。

4）管道防腐设备、检测仪器、仪表，应实行专人专责制，必须定期检定和正确使用。

9.11.2.4 火炬系统

（1）如果因检修需要，要打开放空火炬始端的阀件或连接法兰时，应事先将放空管线用 N_2 置换，以防管内可燃气中混入空气。

（2）火炬凝液必须密闭排放。应增加低压放空系统分液罐液位过高检测设施，此罐液位过高可能导致低压气放不出去或“水击”现象发生。

（3）火炬放空气体入口的凝液分离器分离出来的液体含有各类杂质和腐蚀产物，如果送到酸性水汽提装置后可能随酸水带入循环水系统，造成循环水质变差，要单独进行处理。

（4）建议对紧急放空点火后二氧化硫的扩散进行模拟，并配备二氧化硫浓度监测设备，对监测方法、监测点的选择等问题进行研究。

（5）火炬排放能力设计，要考虑当紧急大面积停电时的排放，尤其是提高供电可靠性。

9.11.2.5 压力容器

压力容器必须严格遵守《特种设备安全监察条例》、《压力容器安全技术监察规程》，操作人员应由有资质的部门考核发证，持证上岗。并重点要求如下：

（1）各种压力容器安全阀应定期进行校验和排放试验。

（2）运行中的压力容器及其安全附件（如安全阀、排污阀、监视表计、联锁、自动装置等）应处于正常工作状态。

（3）压力容器内部有压力时，严禁进行任何修理或紧固工作。

（4）压力容器上使用的压力表，应列为计量强制检验表计，按规定周期进行强检。

（5）压力容器应结合设备、系统检修，按照《压力容器安全技术监察规程》等

规定，实行定期检验制度。

9.11.2.6 消防

（1）应对消防报警系统内的各消防报警设施加强维护和管理，定时对其灵敏度进行测试，确保能够真正发挥报警作用。

（2）可燃气体探测报警器等电气装置应具备相应的防爆等级。

（3）固定式消防水炮喷嘴应设置带直流-水雾的两用喷头，以起到消防冷却设备和掩护灭火人员的作用。

（4）对存在硫化氢的设备、管道，排污口应设喷水冷却设施。

9.11.2.7 地质灾害防治措施

气田区域内地质灾害主要为滑坡、崩塌、泥石流、潜在不稳定岸坡、洪水，对于不同的地质灾害可采用不同的工程和生物措施加以防治：

（1）工程措施

1）防治潜在不稳定岸坡和滑坡的工程措施

在斜坡前端修建挡墙、保坎，防止库水对坡脚的淘蚀，引起坡体的牵引式下滑，区内各潜在不稳定斜坡均适宜。排水措施，消除或减轻地表水和地下水对滑斜坡形成产生的影响。

2）防治洪水、泥石流的工程措施

洪水、泥石流防治的工程措施是在洪水易发地带和泥石流的形成、流通、堆积区内，采取相应的治理工程（如排导工程、拦挡工程等），以控制洪水、泥石流的危害。泥石流防治的工程措施通常适用于泥石流规模大，暴发不很频繁、松散固体物质补给及水动力条件相对集中，保护对象重要，要求防治标准高、见效快、一次性解决问题的情况下。可以采取排导工程和拦挡工程或生物工程护坡等。

工程建设中的堆渣可能形成潜在泥石流，在堆渣地段后部要设计了排水沟，并且前沿设计了浆砌块石护坡，在采取了相应的工程措施后由弃渣堆放诱发泥石流的可能性很小。

（2）生物措施

工程建设应与地方性生态建设结合以达到综合防治的目的。在斜坡地带坚持水土保持、植树造林，将减少泥沙输入量，也就减轻了滑坡、崩塌、泥石流的发生的危害。

（3）避让措施

对工程建设而言，最大的防灾减灾效益在于合理规划工程建设布局，寻求工程建

筑与地质环境之间的和谐统一，使工程建设充分利用有利的地质环境条件，尽可能避免或减少地质灾害损失。为此，要求在脱硫站选址和管线路线选择尽量避开已有或易于发生地质灾害的地段。

（4）地质灾害监测预警措施

工程建设期间，部分集气站位可能受洪水或潜在不稳定岸坡危害。应做好地质灾害知识的普及教育，制定应急躲避预案，加强洪水季节的观测。

对可能对建设工程构成威胁的灾害除进行必要的治理外，也应建立监测预警系统，以便及时采取相应措施，避免或减少灾害损失。

临时设施场地应选择在受地质灾害威胁小、地势较高、地形较平缓的地段，并注意施工期潜在不稳定斜坡对临时设施的危害，指派专人进行地质灾害监测。

9.11.2.8 安全管理要求

（1）工程建设

1）要求工程施工和安装单位及人员有相应的资格，制定并执行安全施工方案。

严格实行工程监理制，对建设过程进行包括安全在内的监督管理。严格按国家的有关规范进行质量检查和验收，保证安全生产设计得以全面落实。

2）加强“三同时”管理。在进行主体工程施工的同时，必须同时进行安全、卫生、环保、消防设施的施工，确保配套设施完善。

（2）操作运行

1）天然气系统的正确操作和正常运行是安全生产的首要条件。本工程除在设计上对安全生产提供了有力的保障，在操作运行方面也要求工作人员必须进行岗前专业培训，严格执行安全生产操作规程，进行安全性专业维护和保养，对安全设备（安全阀、检漏仪等）进行定期校验，确保安全生产。

2）高含硫天然气生产管理与操作人员都必须持证上岗，并应有严格的岗位责任制，定岗定员；必须要求每个上岗人员明确自己的管理与操作责任、违规将造成的严重后果等。各级人员都应有明确的权利、义务和责任。

3）严格贯彻执行工艺操作规程和安全操作规程、严格控制工艺参数、做好开停车及检修工作。

4）现场操作人员操作时应严格按操作手册执行，关键设备的操作步骤应挂牌到实际操作现场，并应有严格的操作记录，每日的操作记录应有档案可查并报送上级主管部门。

（3）管理制度

1）制定严格的防火、防爆制度，定期对生产人员进行安全教育，组织安全队伍，建立安全监督机制，进行安全考核等。电工作业、电焊作业、压力容器操作作业人员必须按照《特种作业人员安全技术考核管理制度规则》规定进行安全教育和安全技术培训，考试合格后，方可持证上岗。

2）加强火源管理。需动火作业前应严格按规定办理动火许可证；加强流动火源的管理，生产区内严禁吸烟。

3）进一步建立健全安全生产责任制和安全管理制度。根据国家《安全生产法》的有关要求并结合自身的生产特点和岗位设置情况，建立安全生产责任制。根据国家的在安全生产方面的法律法规和要求，进一步健全安全生产管理制度，使公司的安全工作作到有法可依、有章可寻，促进安全文明生产。

4）加大巡线频率，特别是穿越河流、山体滑破等敏感地段及人员活动频繁地区，发现问题应及时汇报，提高巡线的有效性。设置报警电话，当地居民发现问题后能及时通知作业区和当地政府；脱硫站及管线巡检时，巡检人员应佩带便携式硫化氢检测报警仪。

5）高含硫设备检修前，必须编制检修和施工作业方案，同时实行许可证制度，必须在方案批复和获得许可后，方能进行检修和施工作业。在进行清管操作和容器内检修作业时，检修作业人员必须配戴正压式空气呼吸器。

6）定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀。根据腐蚀监测结果确定智能清管作业间隔期，发现问题应及时采取相应的整改措施。每三年进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；每半年检查管道安全保护系统（如安全阀、放空系统等），使管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度。

7）定期开展管道腐蚀检测评价，特别是裂纹腐蚀检测评价，确保工程设施在腐蚀泄漏事故发生前能及时发现、整改。

8）在铁路、公路、河流穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。在洪水期，应特别关注河流穿越段管道的安全；对穿越河流等敏感地段的管道应每三年检查一次。

（4）事故应急处理对策措施

该项目天然气输送管道输送的天然气易燃易爆有毒物质，有火灾、爆炸、泄漏的

重大风险，因此，业主也应根据该项目的危险性特点和国家法律法规的要求，制定生产安全事故应急救援预案。预案的编制应符合《安全生产事故预案编制导则》的要求。预案编制完成后，建设单位应在建设项目投用后，组织进行事故预的演练和演习，以检验事故预案的可行性和可操作性。

（5）抢险与抢修

当发生事故时，为了不使事故扩大，防止二次灾害的发生，要求及时抢险和抢修。必须对各种险情进行事故前预测，并有针对性演练，做到遇险不乱，才能化险为夷。应保证抢险队伍的素质，并能全天候出动，力求尽早最好地恢复安全生产；同时，遇险时应及时与当地消防部门联系，以获得有力支持。

9.11.2.9 硫化氢防护措施

（1）硫化氢安全培训

高含硫化氢系统中，操作人员应充分认识硫化氢对人身安全的危害性，并防止泄漏及泄漏后的应急措施两方面来保护作业人员的安全。

在含 H_2S 环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。首次培训时间不得少于 15h，每二年复训一次，复训时间不得少于 6h。现场监督人员还需要增加培训对硫化氢处理系统的影响，如腐蚀、变脆等。

来访者和其它临时指派人员进入脱硫站之前，应向其简要介绍出口路线、紧急集合区域、所用报警信号以及紧急情况的响应措施，包括个人防护设备的使用等。所有培训课程的日期、指导人、参加人及主题都应形成文件并记录，其记录宜至少保留两年。

（2）硫化氢监测与安全防护

H_2S 监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

1）作业人员巡检时应配戴携带式硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m^3（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m^3（或 20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

2）作业人员检修和抢险作业时，应携带硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

3）当监测到空气中 H_2S 的浓度达到 15mg/m^3（或 10ppm）时，作业人员应该检

查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实应急程序。

4）当监测到空气中 H_2S 的浓度达到 30mg/m^3（或 20ppm）报警时，应该迅速打开排风扇，疏散下风向人员，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

5）作业环境应设置风向标。

6）当发生井漏等事故时，应该确定是否有硫化氢泄漏到附近河流内，并及时组织对水体的监测。

9.11.2.10 事故状态下废水防范措施

本项目一旦发生火灾等事故，由于发生事故的随机性、不可预测性，发生事故有可能正处于降雨时段，故该期间内关键生产装置区、危险化学品罐区等地方的雨水将受污染，亦必须将其收集和处置。当发生火灾、爆炸等事故时所有污水将进入事故水池。

本项目彭州 3、彭州 4、彭州 5、彭州 6 脱硫站事故废水产生量见表 4.2-47。

本项目共设计 4 个事故水池，彭州 3 脱硫站 1200 m^3，彭州 4 脱硫站 1200 m^3，彭州 5 脱硫站 2300m^3，彭州 6 脱硫站 5400m^3。各平台事故池容积能满足要求。

当发生火灾、爆炸等事故时所有污水将进入事故水池，足够容纳一次消防事故排水，不会直接进入地表水环境。因此，本项目在发生火灾、爆炸等事故时不会有污水进入外环境。同时，按照“三级防控”机制，在集输站设置 1 个 5000m^3 事故缓冲罐，作为事故状态下的储存与调控手段，将污染物控制在区内，防止重大事故泄漏物料和污染消防水造成的环境污染。

事故结束后，彭州 3、彭州 4、彭州 5 事故废水经站内预处理后，管输气田水综合利用装置进行深度处理后回用；彭州 6 和集输站事故废水直接送气田水综合利用装置进行深度处理后回用。如果气田水综合利用装置处理能力不足的情况下，应及时调集罐车拉运至袁家环保处理站或齐福污水处理站进行处理。

9.11.2.11 事故状态下 H_2S 及 SO_2 对敏感点防范措施

出现井喷、原料天然气因为管道、接头及阀门等部位泄漏或破裂，导致含硫天然气泄漏释放，应紧急疏散距气井和脱硫站 1000m（彭州 3、彭州 4）或 1500m（彭州 5、彭州 6）范围内的居民。

（1）当事故发生后，川西气田应急指挥部应立即和当地有关部门联系，同时联系附近的社区、村委会或居委会等机构，利用喇叭、广播、移动电话等通信设施通知

居民进行紧急撤离。

（2）当事故发生接到警报后，撤离人员应迅速撤离并远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，从两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离时须注意避绕井口附近的高浓度区域，切忌周围居民因贪恋财物等情况返回事故区域。

（3）川西气田项目部应加大宣传力度，普及安全和防护知识，提高居民安全警惕性，减少由于人员安全意识薄弱导致的伤亡。应积极配合当地政府部门组织当地居民进行事故演习，演习中应重点对警报通知方式、撤离方式、撤离路线、紧急集合等内容进行应急演练。

（4）根据事故可能危害的范围设置警戒，所有人员朝远离泄漏处及其上风向撤离。

（5）一旦发生中毒事故，抢救人员戴好防毒面具，把中毒者救出现场，移至通风良好处，对呼吸及心跳停止者，立刻做人工呼吸，直至恢复正常或救护车到来或送医院。

9.11.2.12 环境风险管理

中石化西南油气分公司成立专门的为应对油气勘探、开发、集输、天然气净化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，西南油气公司建立了详细周密的应急救援体系，设立了各级应急救援网络。同时，在内部推行国际公认的 QHSE 管理模式，结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。

分公司应急领导小组负责分公司范围内所有重、特大事故的应急管理。发生重大事故，各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，分公司应急领导小组协调有关工作。

对特大事故，分公司应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救恢复生产，并会同地方政府、总公司开展事故调查等工作。

9.11.2.13 风险防范措施汇总

本项目风险防范措施汇总见表 9.11-1、表 9.11-2、表 9.11-3。

表 9.11-1　风险防范设施一览表（钻井）

序号	设施名称	投资	序号	设施名称	投资
1	站场放空系统	计入工程投资	10	防静电设施	计入工程投资
2	在线式可燃气体报警仪		11	灭火器材、砂池等	
3	便携式可燃气体检测仪		12	风向标、警示标志	
4	紧急连锁装置		13	管线紧急自动截断系统	
5	防爆电气设备		14	管线警示标志	
6	防爆自动控制系统		15	护坡、堡坎等	
7	在线式 UPS 应急电源		16	高音喇叭、公路	
8	应急照明		17	管道三层 PE 加强级防腐	
9	避雷及防雷设施		18	公路穿越套管保护	

表 9.11-2　风险防范设施一览表（站场及管线）

序号	设施名称	投资	序号	设施名称	投资
1	站场放空系统	计入工程投资	11	防静电设施	计入工程投资
2	在线式可燃气体报警仪		12	灭火器材、砂池等	
3	便携式可燃气体检测仪		13	风向标、警示标志	
4	紧急连锁装置		14	管线紧急自动截断系统	
5	防爆电气设备		15	管线警示标志	
6	防爆自动控制系统		16	护坡、堡坎等	
7	在线式 UPS 应急电源		17	高音喇叭、公路	
8	应急照明		18	管道三层 PE 加强级防腐	
9	避雷及防雷设施		19	公路穿越套管保护	
10	空气呼吸器		20	《应急响应程序》	

表 9.11-3　风险应急措施投资一览表

序号	主要风险防范措施	数量	投资（万元）
1	在线式、便携式可燃气体检测仪，紧急连锁装置、防爆电气设备、防爆自动控制系统、在线式 UPS 应急电源、应急照明、避雷及防雷设施、防静电设施、灭火器材、砂池等、风向标、警示标志、管线紧急自动截断系统、管线警示标注等、高音喇叭、公路、管道三层 PE 加强级防腐、公路穿越套管保护	/	纳入主体工程
2	雨水监控池兼事故池	4 座	
3	应急救援站	1 个	
4	应急预案编制及演练	/	
5	应急报警系统，覆盖整个应急区域	/	

9.11.3 风险消减措施

（1）事故放空风险削减措施

1）井口与脱硫站进行联锁控制，脱硫站出现事故的系列进气紧急切断阀关闭，该系列停运，其他系列维持生产；

2）停运系列的气体首先在管路中保压处理，然后再排向高压火炬排放系统，减少了原料气的放空量；

3）加强设备的维护保养工作，特别是电气设施的维护保养，减少了设备故障或电力故障出现几率，从而降低了原料气的事故几率；

4）为了确保工程上游工艺装置及放空火炬本身的安全，火炬筒顶部设置流体密封，其密封气采用氮气，高、低压放空火炬设有长明灯，并采用先进的点火和控制系统，可实现操作室远程点火和现场就地点火，避免出现火炬未点燃的事故放空情况。

（2）水环境风险削减措施

当发生物料水泄漏时，为削减物料水事故排放的风险，本项目应采取以下措施：

1）工艺区设置防渗基础，并在工艺区四周修建围堰，以收集风险事故下的物料废水。

2）建设事故应急池，将工艺区围堰与废水池相连，确保物料水能被有效收集于事故应急池中；

3）加强污水池的运行管理和维护，及时清运污水池中的含 H_2S 污水，确保这些设施运行正常；

4）加强安全事故管理及设备检修，加强工艺区装置泄漏事故的隐患排查工作；

5）在厂区的总图布置上，应考虑污水池防洪措施，当发生洪水灾害时，应立即关闭库房和装置区围堰，尽量避免各种原辅材料和废水泄漏进入水体而对周围环境造成污染。

（3）硫黄回收的风险削减措施

达到爆炸极限的混合气体与火源构成了硫黄暂存设施火灾爆炸事故发生的重要因素。为预防液硫池、硫黄仓库风险事故，应从以下几方面着手：

1）对装置周围可能的明火、电器火花和撞击火花进行控制管理，严禁危险区内吸烟和违章动用明火，电气设备选用防爆型，并按规定穿戴劳保用品。

2）安装避雷和防静电设施，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。

3）加强消防系统的维护和安全管理，杜绝火灾事故的发生。

（4）装置大修安全措施

1）停产安全措施

溶液热循环，直至溶液中 H_2S<0.5g/L 时方能回收。

装置泄压率控制在 0.3Mpa/min 以下，泄压前应将湿净化气分离器、放空酸气分离罐中积水排尽。用 N_2 置换，确保脱硫、脱水、硫回收各系统内 CH_4<1%、H_2S<10mg/m^3、SO_2<15mg/m^3。空气吹扫，确保脱硫、脱水、硫回收各系统 O_2>18%。

停产时发现设备内超温或硫化铁自燃，应用 N_2 降温或灭火或隔离，超温严重则停止吹扫。装置停运后，关安全阀前后截止阀，断动力电。

2）大修过程安全措施

大修人员要严格执行《作业指导书》和《应急预案》。

拆卸、安装各检修设备时，必须经各单元负责人确认、同意，禁止使用规格、性能不明的材料，禁止超负荷起重，禁止闲人进入作业现场。

动火必须严格履行动火手续，乙炔与氧气瓶间距离>5m；电气设备、线路检修及现场线路的架设，必须由电工进行。

进入有限空间作业必须执行《进入有限空间作业安全预案》。

严禁酒后作业，作业人员必须戴安全帽、穿工作服及防静电鞋，登 2m 以上拴安全带、背工具包，多层作业应设安全网，平台必须设护栏。现场配有值班医生、急救药品和车辆。

3）开工安全措施

N_2 置换，确保脱硫、脱水、硫回收各系统内 O_2<3%，方能进行下一步程序。

控制装置建压速度<0.3Mpa/min。必须对装置进行气密性试验；硫回收系统开产前用空气试漏。

9.12 环境风险应急预案

9.12.1 适用范围

本项目的应急计划区主要包括以下几类：

（1）本项目的重大危险源：天然气脱硫站、钻井平台和集输管道；

（2）相关配套的环保设施：气田水管线；

（3）项目环境保护目标：周边的村庄居民、建设项目附近地表水及地下水。

9.12.2 应急预案内容及要求

重大事故可能造成人员的严重伤害或丧生和引起财产的损失，它一般要求厂外紧急服务部门帮助进行有效地处理。事故应急预案的总目标是：将紧急事故局部化，若可能并予以消除；尽量缩小事故对人和财产的影响。消除事故一定要求操作人员和工厂紧急事故人员迅速行动，并使用消防设备、紧急关闭阀门等。

事故应急救援预案应由管理和操作人员针对装置的具体情况进行编写，为了能在事故发生的初期阶段采取紧急措施，控制事态，把事故损失降低到最小。针对可能出现较大事故，应该制定相应的事故应急预案。

表 9.12-1　环境风险的突发性事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	总则	
2	危险源情况	详细说明危险源类型、数量、及其分布
3	应急计划区	危险目标：装置区以及邻近地区
4	应急组织机构、人员	工厂：厂指挥部--负责现场全面指挥 专业救援队伍--负责事故控制、救援和善后处理 地区：地区指挥部——负责工厂附近地区全面指挥，救援、管制和疏散，专业救援队伍一负责对工厂专业救援队伍的支援
5	应急状态分类应急响应程序	规定环境风险事故的级别及相应的应急状态分类，以此制定相应的应急响应程序
6	应急救援保障	生产装置区：防火灾、爆炸、中毒事故的应急设施、设备与材料，主要为消防器材、消防服、毒气防护设施等； 邻近地区：烧伤、中毒人员急救所用的一些药品、器材。
7	报警、应急通讯 通告与交通	规定应急状态下的报警通讯方式、通告方式和交通保障、管制等事项
8	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业人员对环境风险事故现场进行应急监测，对事故性质、严重程度等所造成的环境危害后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
9	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场：控制事故发展，防止扩大、蔓延及连锁反应；清除现场泄漏物，降低危害；配备相应的设施器材 邻近地区：控制防火区域、毒气泄漏扩散区域，控制和消除环境污染的措施，配备相应的设备
10	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康。根据厂内风向标，判断事故气体扩散的方向，制定逃生路线。
11	事故应急救援关闭程序与恢复措施	事故现场：规定应急状态终止秩序；事故现场善后处理，恢复生产措施； 邻近地区：解除事故警戒、公众返回和善后恢复措施
12	人员培训与演习	应急计划制定后，平时安排事故处理人员进行相关知识培训进行事故应急处理演习；对工厂工人进行安全教育
13	公众教育和信息发布	对邻近地区公众开展环境风险事故预防教育、应急知识培训、明确告知各级应急机构联系人及联系方式并定期发布相关信息

序号	项目	内容及要求
14	记录和报告	设应急事故专门记录，建立档案和报告制度，设专门部门负责管理
15	附件	准备并形成环境风险事故应急处理有关的附件材料

结合本工程的特点，营运中一旦发生事故，则要根据具体情况采取应急措施，如切断泄漏源、气源、火源，控制事故扩大，立即报警；采取遏制泄漏物进入环境的紧急措施等。这就需要项目在实际生产过程中，建立相应的事故应急预案。本项目按要求编制完成了应急预案并在生态环境主管部门备案（附件 26），并根据需要编制有危险废物专项应急预案并在地方备案。

9.12.3 应急响应

9.12.3.1 环境事件分级

根据所发事故的大小，确定相应的预案级别及分级响应程序。

（1）井喷事故

本专项预案的井喷事故类型包括在油气田勘探开发过程中，油气井发生无法用常规方法控制的井口敞喷、窜出地表、窜下地下矿产采掘坑道等现象。

依据中国石化、西南石油局（分公司）应急预案对井喷及井喷失控的分级情况，结合川西气田实际情况，按应急现场的严重程度和影响范围，将在川西气田勘探开发过程中，发生的井喷险情划分为四级事件:

1）I 级（中石化）井喷事故：

①发生井喷失控造成 H_2S 等有毒有害气体溢散，或窜出地表，窜入地下矿产采掘坑道，伴有油气爆炸着火，危机现场及周边居民生命财产安全；

②发生井喷失控，或虽未失控但导致 H_2S 等有毒有害气体喷出，对人员存在伤害可能，或对环境造成较大污染。

③经上级部门危害分析、风险评估确认的 I 级事故。

2）II级（局、分公司）井喷事故

①发生井喷事故，24 小时内仍未建立井筒压力平衡，且短时间难以处理；

②含硫油气井溢流，且未得到有效控制；

③油井井喷，该井可能含有毒有害气体，且未得到有效控制；

④经危害分析、风险评估确认的II级事故。

3）III级（川西项目部）井喷事故

①发生一般性井喷，企业在 24 小时内重新建立了井筒压力平衡；

②高压气井溢流，且未得到有效控制；

③含硫气井井涌，且未得到有效控制；

④参建单位经危害分析、风险评估确认的III级事故

4）III级以下的定为IV级（参建单位）

（2）火灾爆炸事故

1）I 级（中石化）火灾爆炸事故

①造成 10 人及以上死亡，或 50 人及以上受伤，或直接经济损失在 1000 万元以上的事件；

②对社会安全、环境造成重大影响，需要紧急转移安置 50000 人以上的油气田火灾爆炸；

③火势大于 24 小时未能有效控制，并造成周边生产设施大面积停产，可能引发重大次生灾害事件；

④发生火工器材丢失或被盗事件并引起当地较大范围恐慌，影响社会稳定。

e）集输气场站（设施）、输油气管道火灾爆炸，致使公共设施严重损毁；主干线交通中断 12 小时以上；

f）集团公司经危害分析、风险评估确认的 I 级事件。或上级单位要求按 I 级事件处理的；

g）事故单位请求按照 I 级启动

2）II级（局、分公司）火灾爆炸事故

①造成 3～9 人死亡，或 10～49 人上受伤，或造成直接经济损失 100 万以上的油气田事故；

②对社会安全、环境造成重大影响，需要紧急转移安置 5000 人的油气田火灾爆炸；

③火势在 24 小时内未能有效控制，可能造成周边生产设施大面积停产；

④发生火工器材丢失或被盗事件，并有能力控制在一定影响范围内。；

⑤集输气场站（设施）、输油气管道火灾爆炸，致使公共设施严重损毁；主干线交通中断 6-12 小时的；

⑥分公司经危害分析、风险评估确认的II级事件。或上级单位要求按 I 级事件处理的。

3）III级（川西项目部）火灾爆炸事故

①一次造成 1～2 人死亡,或 3～9 人受伤,或小于 500 万元直接经济损失；

②对社会安全、环境造成较大影响,需要紧急转移安置 5000 人以下；

③火势较长时间(2～6 小时）未能有效控制,可能造成周边生产设施较大面积停产；

④集输气场站（设施）、输气管道火灾爆炸，致使公共设施严重损毁；主干线交通中断<6 小时；

⑤油气集输管线火灾爆炸，致使铁路设施严重损毁，主干线行车中断<12 小时。

⑥经危害分析、风险评估确认的III级事件。

⑦III级以下的定为IV级（参建单位）

（3）硫化氢逸散事故

1）I级（中石化）硫化氢逸散事件

①造成 10 人及以上中毒死亡；或 50 人以上明显中毒；

②需要紧急转移安置 50000 人及以上；

③根据事故单位经危害识别、风险评估确定为 I 级事件。

2）II级（局、分公司）硫化氢逸散事件

①造成或可能造成中毒死亡；或 10 人以上明显中毒；

②需要紧急转移安置 5000 人及以上；

③根据事故单位经危害识别、风险评估确定为 II 级事件。

3）III级（川西项目部）硫化氢逸散事件

①现场作业人员出现明显中毒；

②需要紧急转移安置 1000—5000 人；

③根据事故单位经危害识别、风险评估确定为 III 级事件。

4）III级以下定为IV级（参建单位）

9.12.3.2　应急响应级别

（1）应急响应的原则

1）立即报告、按级启动、分级负责；

2）先抢救人员、后控制险情，再消除污染、最后抢救物资；

3）弃井原则。在高含硫天然气井救援无望或可能危及现场人员和周边群众生命安全时，现场指挥及时采取点火弃井措施。

4）油气井点火程序：参照中国石化企业标准《川东北含硫化氢天然气井钻井与

试气作业工程安全技术规范》（Q/SH0033-2009）第 6.3.4 条规定，油气井点火决策人由局、分公司授权的现场总负责人担任，川西气田在发生井喷失控（当封井器关闭后，井口仍有气体喷出）时起，平台经理（井队长）5min 内下令实施点火；井喷事故 30min 内紧急疏散距气井 1780m 范围内的居民。

应急事件发生危险事故后，各级单位应按照下图（各级应急行动程序框图）实施相应的应急行动。

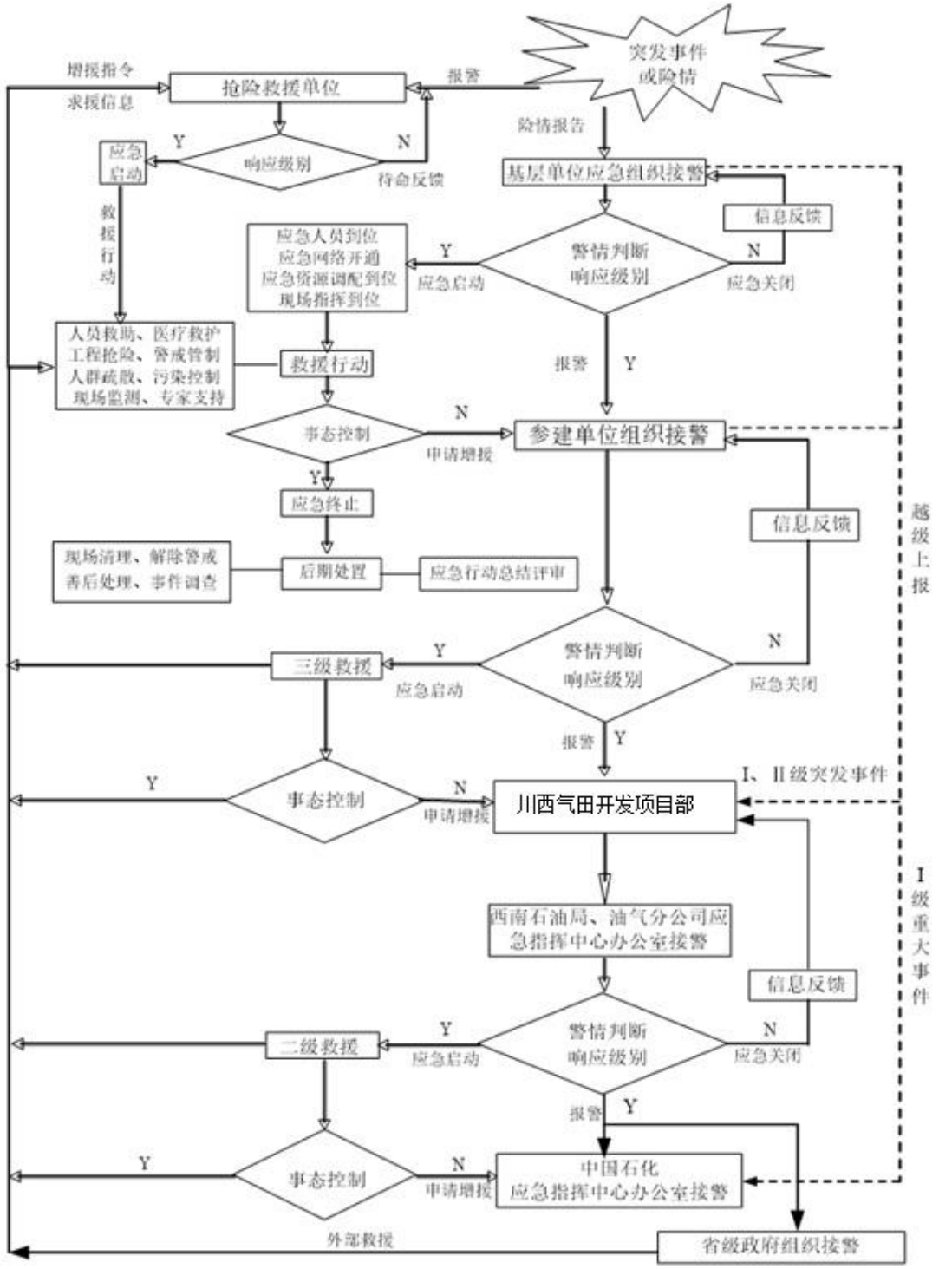


图 9.12-1　各级应急行动程序框图

（2）一般事故应急响应程序

1）应急指挥小组接到事故报警后，立即通知相应的抢险救灾小组 20 分钟内到达岗位，尽最大可能切断事故源；同时，应向上级事故应急处理指挥部报告。

2）综合协调小组在 30 分钟之内到达事故现场，进行调查取证，保护现场，并配合监测人员对事故类型、发生时间、地点、污染源、主要污染物质、影响的范围和程

度等基本情况进行初步调查分析，形成初步意见，及时反馈到应急指挥小组。由应急指挥小组根据事故情况启动相应的应急预案，领导各应急小组展开工作。

3）在污染事故现场处置妥当后，经应急指挥小组研究确定后，向当地政府机关事故应急处理指挥部报告处理结果。

（2）较大或严重事故应急响应程序

1）应急指挥小组接到事故报警后，立即通知相应的抢险救灾小组 20 分钟内到达岗位，切断事故源；迅速疏散泄漏污染区人员到安全区，禁止无关人员进入污染区；迅速送患者到最近的医院救治。同时，应向上级和地方事故应急处理指挥部报告。

2）综合协调小组在 30 分钟之内到达事故现场，并配合监测人员进行调查取证，保护现场，并对事故类型、发生时间、地点、污染源、主要污染物质、影响的范围和程度等基本情况进行初步调查分析，形成初步意见，及时反馈应急指挥小组。

3）由应急指挥小组根据事故情况启动相应的应急预案，领导各应急小组展开工作，同时向当地政府应急处理指挥部请求支援；由地方政府应急处理指挥部进行紧急动员，适时启动区域的环境污染事故应急预案，迅速调集救援力量，指挥各成员单位、相关职能部门，根据应急预案组成各个应急行动小组。

4）区域的各应急行动小组迅速到达事故现场，成立现场应急处理指挥部，应急指挥小组移交事故现场指挥权，制定现场救援具体方案；各应急行动小组在现场指挥部的领导下，按照应急预案中各自的职责和现场救援具体方案开展抢险救援工作；应急小组应听从现场指挥部的领导。现场指挥部同时将有关进展情况向地方和上级应急处理指挥部汇报。

5）污染事故基本控制稳定后，现场应急指挥部将根据专家意见，迅速调集后援力量展开事故处置工作，严防继发或伴生污染事故的发生。

当污染事故有进一步扩大、发展趋势，或因事故衍生问题造成重大社会不稳定事态，现场应急指挥部将根据事态发展，及时调整应急响应级别，并发布预警信息，同时可向四川省、中石化环境污染事故应急处理指挥部请求援助。

9.12.3.3 风险事故应急信息报告

（1）报告程序

参建单位或承包商发生井喷等风险事故，在启动应急行动的同时，迅速按图 9.12-2（应急报告程序图）规定的程序向应急救援领导小组报告；应急救援领导小组在接到三级及以上井喷事故报告 1 小时内上报局、分公司应急指挥中心、地方政府应

急指挥中心办公室。职能部门向集团公司归口部门例行报告。

施工现场发生三级以上井喷等风险事故，可直接向川西气田开发应急救援领导小组报告。

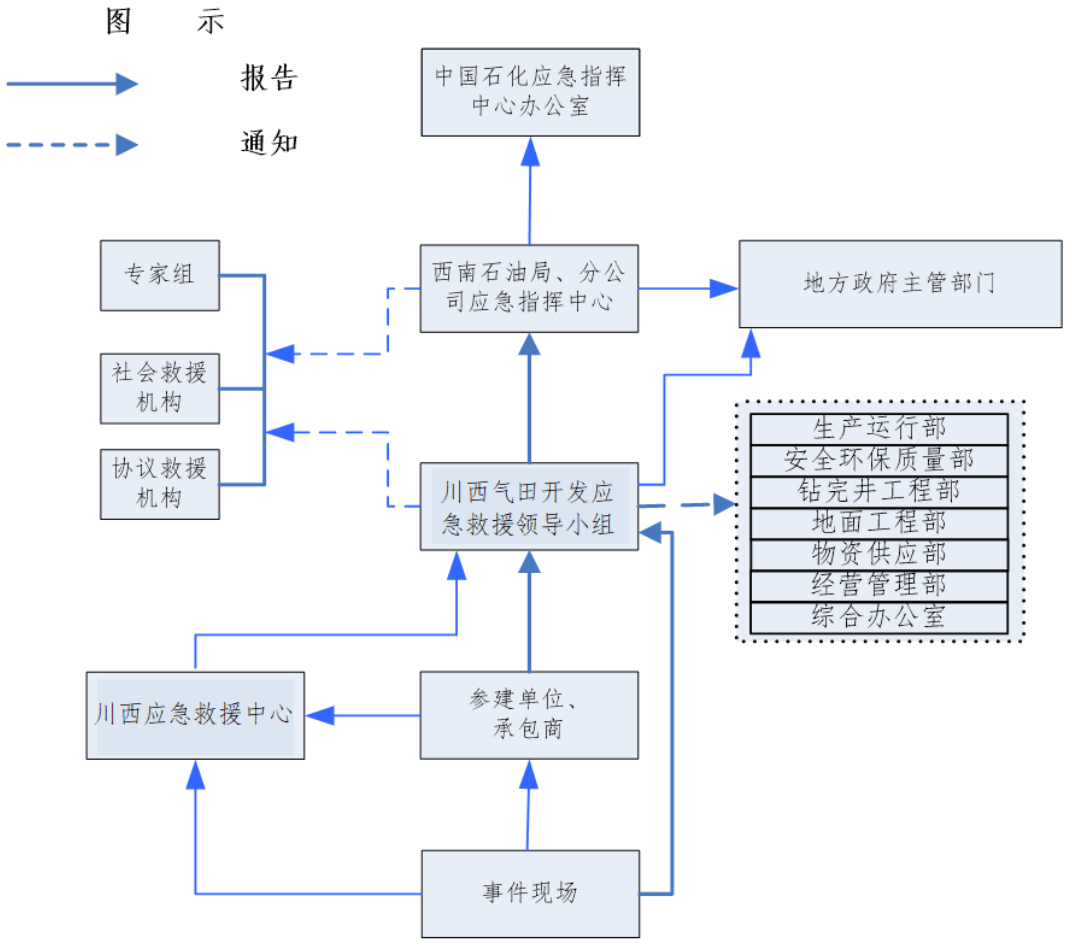


图 9.12-2　应急报告程序图

（2）报告内容

参建单位或承包商发生井喷、火灾等风险事故，应立即向川西气田应急救援领导小组报告，报告应包括但不限于以下内容：

1）区域位置：井队（平台）号、井号、井位坐标、构造名称、周边环境；

2）井深、井身结构、管具结构、钻井液密度、工作状况；

3）喷出物类别、喷出高度、失控时间；

4）火灾或爆炸波及范围；

5）有毒有害气体逸出的连续性、浓度、失控时间；

6）有无人员中毒、伤亡；

7）已采取的措施。

在处理过程中，现场指挥组应尽快将势态进展情况用电话、传真等方式，向川西气田应急救援领导小组报告，报告应包括但不限于以下内容：

1）井口状况；涉及到的火灾爆炸介质种类及数量；火灾或爆炸原因初步分析；

2）影响范围，人员伤亡及财产损失情况；有毒有害气体浓度变化情况，扩散的范围；

3）已采取的处理措施，处理效果；

4）现场压井物资储备情况；

5）周边居民分布情况、道路交通状况、现场气象状况；

6）井喷程度变化情况：喷出物类别、喷出量、喷出高度、地层压力等；

7）发生火灾、爆炸和（或）伴有硫化氢、二氧化碳等有毒有害气体逸散时，对设备、设施的损毁情况；

8）应急人员及器材到位情况；现场应急物资剩余和补给情况；

9）其它救援要求。

10）可能造成的环境影响和严重后果。

11）交通管制情况；

12）如果环境污染事故的影响范围涉及到区域外时，必须立即形成信息报告连同预警信息报当地成都、彭州市委、市政府。按照政府信息工作有关要求，通报相四川省委、省政府。

应急终止后一周内，采用书面及电子文档形式报告处理结果，报告应包括但不限于以下内容：

1）初报和续报的有关内容；

2）处理事件的措施、过程和结果；

3）事件潜在或间接的危害、社会影响、处理后的遗留问题；

4）参加应急处置的有关部门、单位和工作内容；

5）有关危害与损失的证明文件等详细情况。

9.12.4 监控与预警

（1）脱硫站事故预警系统

本工程所有设施，包括天然气脱硫站和采气平台都设置了硫化氢检测仪，当达到5ppm 时，启动厂内中央控制室的报警系统；当达到 20ppm 时，启动现场的局部信标灯和警笛，同时，出现故障的工艺设备自动实施紧急关闭。

在脱硫站和采气平台厂界安装了硫化氢检测仪，当检测仪检测到硫化氢浓度达100ppm 时，对外向应急疏散区内的居民报警。脱硫站设置高音喇叭，由气田控制中心控制，一旦出现紧急事故状况，可由高音喇叭进行全场信息传达，信息能有效辐射到场内员工及周边居民。

（2）集输管道事故预警系统

本工程事故监控通过压力检测来实现事故预警，并触发警报。

在采气平台井口到脱硫装置酸气管段、彭州 5 至彭州 6 集气管线，两端均设置了压力检测装置，在压力过高或过低的情况下连锁进、出站 ESD 截断阀，保证在管线超压或泄漏后截断，控制事故的发生或扩大。

泄漏探测系统通过压力波信号传输实现对泄漏的检测和定位，高性能压力计能够把来自针眼的泄漏、背景噪音以及管道正常运营所造成的压力信号区分开来。确切的管道泄漏将启动程序激活报警系统。

9.12.5 应急处置措施

（1）处置原则

按照国家和行业标准、规范制定现场抢险方案，在实施过程中，坚持“以人为本”的指导思想，应符合以下要求。当风险事件对事故单位造成重大破坏时，应遵循以下实施原则：

1）接受报警，指派人员参与现场应急处置；跟踪了解井喷事件的发展动态及处置情况，及时向分公司应急指挥中心办公室汇报、请示并落实指令；

2）负责现场人员搜救、人员救助、物资转移等；

3）参与应急抢险方案的制订和实施；

4）紧急情况可先采取防止发生意外的强制措施；

5）完成应急救援领导小组交办的其它任务。

（2）溢流和井漏应急处置措施

1）发现泥浆气侵应及时分析判断，应及时排除气侵泥浆，未经除气不得重新入井。发生气侵对泥浆加重应停止钻进，严禁边钻进边加重；

2）发现溢流、井漏及油气显示异常应立即报告司钻，并做到溢流量 $1m^3$ 报警、$2m^3$ 关井，确保快速控制井口；

3）起下钻杆发生溢流时，应尽快抢接钻具止回阀或旋塞；条件允许时应抢下钻具，然后关井。关井后应及时求压和求取溢流量；

4）起下钻铤发生溢流时，应尽快抢接带钻具内防喷工具并与防喷器闸板芯子一致尺寸钻杆；条件允许时应抢下钻具，然后关井。关井后应及时求压和求取溢流量；

5）空井发生溢流，应视井下情况，在条件允许时尽可能多抢下带内防喷工具的钻具；然后关井。关井后应及时求压和求取溢流量；

6）测井过程中发生溢流，应首先考虑切断电缆并按空井溢流处理。

7)任何情况下关井，最大允许关井套压均应同时不超过井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的80%和薄弱地层破裂压力。在允许关井套压值内严禁放喷；

8）气井关井后应采取措施，防止井口压力过高；空井关井后，应根据溢流严重程度，分别采取强行下钻分段压井法、置换法和压回法等措施进行处理；

9）钻进中如发生井漏，应将方钻杆提出转盘以便观察，处理时应遵守“先保持压力，后处理井漏”的原则。

（3）井喷及井喷失控应急处置措施

1）首先采取相应措施保护井口装置，严防井喷着火和事故继续恶化；

2）立即启动应急预案并做好应急响应，同时上报上级主管单位（部门）及当地政府；

3）应急监测组佩戴正压式空气呼吸器，对井场周围进行可燃气体、有毒有害气体检测，并根据检测结果和风向划定安全区域；

4）治安警戒组根据划定的区域设置警戒线，封锁现场，控制火源；

5）疏散搜救组疏散现场无关人员，搜救被困人员,医疗救护组对受伤人员立即进行现场救护，并根据伤情采取应急救援措施；

6）应急抢险组或应急救援中心在上风方向向井口装置及周围大量注水，尽最大可能保护井口，防止井喷失控着火；

7）应急抢险队或协议救援单位根据抢险方案实施抢险作业；

8）物资保障组根据抢险方案做好抢险物资的组织、运输工作；

9）通信保障组负责现场应急通讯，做到电话、传真和网络畅通；

10）新闻报道组准备相关的宣传材料，必要时在指定区域张贴发布；运用宣传工具开展舆论宣传，避免造成不良社会影响；

11）善后处理组负责协助地方政府做好疏散人员的安置工作；

12）后勤保障组做好现场应急人员的生活保障。

13）含 H_2S 油气井发生井喷失控在人员生命受到严重威胁、撤离无望，且短时无

法恢复井口控制时，应实施弃井点火。

（4）井喷及井喷失控并伴有硫化氢、二氧化碳等有毒有害气体逸散应急处置措施

1）发出硫化氢、二氧化碳报警信号，抢救现场中毒人员，根据现场风向，疏散现场及周边无关人员，封闭现场；

2）应急监测组佩戴正压式空气呼吸器利用仪器对井场周围进行可燃气体、硫化氢气体和二氧化碳气体检测，并根据检测结果和风向和当地的自然条件和气象情况划定安全区域，对下游环境进行跟踪监测，为扩大警戒和疏散提供科学依据；

3）治安警戒组进行交通管制，禁止无关人员进入现场，控制火源；

4）应急抢险组根据现场情况提出抢险方案建议，并上报总指挥；

5）应急抢险组或协议救援单位根据抢险方案实施抢险作业；

6）物资保障组根据抢险方案做好抢险物资的组织、运输工作；

7）油气井点火决策人由局、分公司授权的现场总负责人担任，参照中国石化企业标准《川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范》（Q/SH0033-2009）第 6.3.4 条规定，川西气田在发生井喷失控（当封井器关闭后，井口仍有气体喷出）时起，平台经理（井队长）5min 内下令实施点火；井喷或发生硫化氢泄漏事故 30min 内紧急疏散距气井和脱硫站厂界 1.2km 范围内的居民。

8）医疗救护组负责对中毒、受伤人员进行救护；

9）通信保障组保障应急通信的畅通；

10）后勤保障组做好现场应急人员的生活保障；

11）新闻报道组准备相关的宣传材料，必要时在指定区域张贴发布；运用宣传工具开展舆论宣传，避免造成不良社会影响；

12）善后处理组负责协助地方政府做好疏散人员的安置工作。

（5）井喷引发火灾、爆炸应急处置措施

1）应急监测组佩戴正压式空气呼吸器利用仪器对井场周围进行可燃气体、硫化氢气体和二氧化碳气体检测，并根据检测结果和风向划定安全区域；

2）治安警戒组根据划定的安全区域设置警戒线，立即疏散现场安全区域内的无关人员，封锁现场；

3）医疗救护组对受伤人员立即进行现场救护，并根据伤情采取应急救援措施；

4）应急救援中心根据着火情况实施有效的灭火抢险作业；

5）新闻报道组准备相关的宣传材料，必要时在指定区域张贴发布；运用宣传工具开展舆论宣传，避免造成不良社会影响；

6）应急抢险组根据现场情况提出抢险方案建议，并上报总指挥；

7）物资保障组根据抢险方案做好抢险物资的组织、运输工作；

8）通信保障组保障应急通信的畅通；

9）后勤保障组做好现场应急人员的生活保障；

10）善后处理组负责协助地方政府做好疏散人员的安置工作。

（6）火工器材爆炸应急处置措施

1）携带个人防护和救生器材，全力救助伤员，并对现场采取隔离、警戒和疏散措施；

2）加强现场有毒有害气体的监测；

3）火工器材的特性，以及风向、天气等因素，制定灭火方案，选用合适的灭火器材和灭火方式，开展救援行动；

4）当火灾失控危及应急救援人员生命安全时，应立即指挥现场全场全部人员撤离至安全区域。

（7）天然气泄漏事故应急措施

天然气原料气过滤器因腐蚀而泄漏，脱水塔因维修不当而泄漏，应打开其旁通阀，关闭其进出口阀，开启其放空阀泄压。

天然气原料气、产品气管线、设备的焊缝、甩头、仪表短接因腐蚀而引起的泄漏，应按联锁程序将脱硫、脱水单元紧急停车，或者手动打开装置前原料气压力调节阀、联锁阀，将原料气排放至放空系统；关闭原料气分离器前联锁阀，净化器出装置的联锁阀，脱硫及脱水溶液至再生系统联锁阀；停脱硫液及 TEG 溶液循环泵；关吸收液进塔流量控制阀及手动阀；同时向调度室汇报，通知开发停止向厂供气。

一旦发生中毒事故，马上通告调度派救护车立即进入生产区，同时抢救人员戴好防毒面具，把中毒者救出现场，移至通风良好处，对呼吸及心跳停止者，立刻做人工呼吸，直至恢复正常或救护车到来或送医院。

根据事故可能危害的范围设置警戒，所有人员朝远离泄漏处及其上风向撤离。

（8）中毒应急处置措施

1）一旦硫化氢检测仪和录井仪器发生报警，立即通知司钻，并发出硫化氢警报信号（鸣喇叭和电铃）；

2）听到报警信号后立即戴上防毒面具或空气呼吸器；

3）当班人员按关井操作程序控制关井；井口操作应避免金属撞击产生火花，柴油机排气管道应安装火星熄灭器，进入井场车辆的排气管应安装阻火器；

4）应急抢险小组成员立即赶赴井场，按分工各行其职，同时将井上情况按规定程序汇报；

5）救护人员戴上正压式空气呼吸器到岗位检查井口是否得到有效控制，有无人员中毒；

6）若发现有人中毒，立即抬至空气流通处，施行现场急救，同时与指定医院联系；

7）其他人员全部散离到上风口集合地点；

8）由平台经理和工程技术人员组织处理消除井内硫化氢外逸工作；

9）若硫化氢含量低于 10mg/m^3，可在控制井口回压下进行循环观察，决定是否恢复生产；若硫化氢含量高于 10mg/m^3，则应采取相应措施，直到最后控制住气浸。

（9）水体污染应急处置措施

1）应采用果断的措施切断污染源；

2）对污染物进行围控，防止污染物继续漂移扩散；

3）尽可能依靠机械的方法将围控的污染物回收；

4）聘请专业部门使用相关化学药剂将残余污染物中和或强制消除。

5）发生交通事故危运车辆泄漏、着火和爆炸应急处置措施

6）隔离：根据危险品理化性质或配合政府部门设置隔离区，在隔离区边缘的主要道路和出入口处设立明显标志，禁止无关人员和车辆进入。易燃易挥发危险品泄漏，应消除隔离区内所有火源。

7）疏散：迅速与周边政府部门及单位取得联系，通过广播、电视等方式告知事故险情、疏散距离、方向、个人防护措施和注意事项等信息，将隔离区内无关人员和周边人员疏散到安全区域，防止人员在泄漏区域下风向低洼处滞留。

8）稀释与覆盖：佩带空气呼吸器和防化服灭火或向危险品泄漏部位喷射雾状水，抑制气体扩散；液体泄漏用泡沫覆盖，抑制蒸发。

9）灭火:根据不同种类的危险品火灾，应采用相应的灭火剂和灭火方法进行灭火。

10）堵漏与排险:灭火后，使用专用堵漏工具对泄漏点进行堵漏，堵漏后使用专用车辆对危险品进行倒罐处理。大量泄漏，采取挖坑等措施收集后转入备用容器或槽

车内；小泄漏，用沙子、吸附材料、中和材料吸收中和。危险品可能进入河流、水库等敏感目标造成环境污染时，采取覆土、围堰等措施防止环境污染事故。

11）洗消：排险完毕后，对车辆储罐周围边沟要及时用喷雾开花水枪由下向上驱散雾气，减低危险化学品的浓度，直至检测合格，以防再次引起爆燃。收集的泄漏物应按规定妥善处置。

（10）次生灾害防范

1）易燃易爆物质泄漏后，应急监测组应及时对环境进行检测，划定危险区域，治安警戒组负责警戒，严防火源进入发生火灾爆炸；

2）有毒物质泄漏后，应急监测组应及时对环境进行检测，划定危险区域，治安警戒组负责警戒，严防非专职抢险人员进入危险区域发生中毒；

3）有毒物质泄漏进入饮用水源后，应急监测组应及时对水体进行检测，超过国家规定标准时，通知用水居民停止饮用受到污染的水，防止中毒；

4）有毒有害气体随着井喷逸出后，迅速通知周边居民撤离到安全区域，在救援无望时应及时点火。

9.12.6 应急监测

一旦发生事故，应联系专业监测人员立即开展应急现场监测，跟踪事故状态。针对本项目的具体特点，按不同事故类型，制定各类事故应急环境监测预案，包括污染源监测、场界环境质量监测和场外环境质量监测三类。应急监测资源依托西南油气分公司环境监测站以及第三方监测公司。硫化氢泄漏事故时可按以下间距对环境空气进行应急监测：100m、200m、500m、1000m、1500m 和集合点位置。

事故应急救援指挥部门可根据突发事件性质、污染物的扩散速度和事发地风向、风速或水深、流速等气象和水文特征，根据《突然环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）中的相关要求确定需要监测的环境要素、监测项目、监测频率、监测布点等。具体可参考表 9.12-2。

表 9.12-2　　应急监测方案

事故类型	监测方案				
	监测指标	时间间隔	监测点位布设	检测方法	备注
井喷、井漏、火灾、爆炸及其次生环境污染	H_2S、SO_2浓度，风向、风速	30min	主导风向结合环境保护敏感点进行布设，一般为 6 到 8 个点位	便携式气体检测仪	大气监测
井漏、火灾、爆炸及其次生环境污染、废水泄漏	pH、COD、S^{2-}、Cl^-、SS、石油类	2h	根据事故发生地点分别在上游设 1 个对照断面，下游布设 3～4 个监测断面（包括控制断面与消减断面），下游饮用水取水口必须设置监测断面	便携式综合水质分析仪	地表水监测

另外，出现水污染事件时，应急监测组应立即组织相关单位对各级排放口（包括事故池排水口和雨水排水口）就特征污染物进行监测，并及时报告应急指挥部采取相关措施。

9.12.7 应急撤离、疏散

（1）根据 SY/T5087-2005《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》规定，当井喷失控时，现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府立即疏散井口下风向 1317m 范围内的居民，根据监测情况决定是否扩大疏散范围；

（2）脱硫站发生泄漏事故时可以根据具体的有毒气体释放量、释放压力、释放口径等参数进行模拟，然后确定应急疏散半径；本次评价预测情景下，彭州 3、彭州 4 脱硫站疏散距离取 1000m，彭州 5、彭州 6 脱硫站疏散距离取 1500m。

（3）当险情事故发生时，应急事故救援小组组织撤离疏散群众应按如下方法：确定事故发生时的风向，位于上风向的群众向事故点上风向撤离，位于下风向的群众向两侧与风向垂直的方向撤离，位于侧风向的群众向该侧垂直于风向的方向撤离。

9.12.8 应急响应和联动

（1）应急预案中应包括应急联络框图和通讯表。通讯表中应包括以下方面（但不仅限于）：

1）应急救援机构及负责人；

2）单位内部各级主管部门、领导；

3）相关承包方和协作单位（或个人）及负责人；

4）地方政府部门及领导（包括）；

5）地方消防、医疗、卫生、安全监督、环保等部门；

6）井（场）站附近、管线沿线附近医院、学校、厂矿及居民住户等。

（2）建立通讯表时，应责任到位、落实到人、常备不懈、及时更新，并有专门联系人员，建立起反应迅速、有效的应急通讯网络。

（3）完善应急物资储备的相邻基层单位联动机制，与彭州石化、石化基地管委会、丽春镇政府、隆丰镇政府、葛仙山镇政府、都江堰市政府、彭州市人民医院及当地卫生院、学校等建立联动机制。在应急状态下，由应急指挥领导小组统一协调调配使用。

9.12.9 应急终止

经应急处置后，现场应急指挥组确认下列条件同时满足时，总指挥可下达应急终止指令：

（1）现场指挥组应急处置行动已经终止；

（2）事故污染源已得到有效控制；

（3）现场监测符合要求，危险化学品泄漏区基本恢复正常秩序；

（4）伤亡人员得到妥善救治；

（5）环境污染得到有效控制。

9.12.10 应急演练

（1）演练

预案编制完成后施工作业前，应组织应急培训、演练；演练时，若需要地方政府、单位、居民配合以及相关机构配合，应组织协调演练，不能简化；根据演练情况，应进行总结和评估，对预案进行修改、完善。各单位每年要进行 1-2 次的模拟硫化氢中毒事故的抢救演习，预防中毒事故的发生。

（2）生产区操作人员培训

针对应急救援的基本要求，系统培训场区操作人员，发生危险化学品事故时报警、紧急处置、逃生、个体防护、急救、紧急疏散等程序的基本要求。

采取的方式：课堂教学、综合讨论、现场讲解等。

培训时间：每季度不少于 4 小时。

（3）应急救援队伍培训

对场区应急救援队伍的队员进行应急救援专业培训，内容主要为危险化学品事故

应急处置过程中应完成的抢险、救援、灭火、防护、抢救伤员等。

采取的方式：课堂教学、综合讨论、现场讲解、模拟事故发生等。

培训时间：每月不少于 6 小时。

（4）应急指挥机构培训

邀请国内外应急救援专家，就场区危险化学品事故的指挥、决策、各部门配合等内容进行培训。

采取的方式：综合讨论、专家讲座等。培训时间：每年 4～6 次。

9.12.11 应急物资与装备保障

（1）内部保障系统

1）应急通信：完善集气站、井场的电信电缆线路包括扩音对讲电话线路、天然气泄漏自动报警系统线路，各系统的电缆均各自独立，自成系统。

2）救援设备、物质及药品：常备应急发电机，消防设备、排风扇及防毒面具，在易发生事故的必要位置设置相应的药品。

3）保障制度：整个集气站、井场建立应急救援设备、物资维护和检修制度，由专人负责设备或物质的维护、定期检查与更新。

4）消防设施：集气站、井场配备泡沫覆盖和消防灭火系统。

5）应急资金：划拨一定的污染事故应急专项资金，用于购买应急设施、设备与器材和日常的宣传培训演练，作为突发环境污染事故应急资金的保障。

（2）外部保障系统

1）单位互助体系：建设单位和周边单位将建立良好的应急互助关系，在重大事故发生后，能够相互支援。

2）公共援助力量：应与地方消防中队、消防大队、医院、公安、交通、安监局以及各相关职能部门，请求救援力量、设备的支持。

3）专家信息：建立危险化学品安全专家库，在紧急情况下，可以联系获取救援支持。

（3）应急设备

本项目建有应急救援站，配备必要的消防、气防应急救援设施、设备，具体见表 9.12-3。

表 9.12-3　应急救援设备一览表

序号	名　称	数量	序号	名　称	数量
一	车辆				
1	通信指挥车	1	5	干粉消防车	1
2	重型水罐消防车	1	6	高喷消防车	1
3	气防救援车	2	7	医疗救护车	1
4	泡沫消防车	1			
二	消防工具类				
1	移动消防泵	1	7	移动式无线遥控水/泡沫消防炮	6
2	浮艇泵	1	8	水带（20-65-20，20-80-20）	各 120/车
3	减后座力多功能水枪	24	9	消防水幕器（屏障水枪）	10
4	直流水枪（带开关）	12	10	风力灭火机	20
5	泡沫管枪	6	11	消防掩体	2
6	泡沫管枪吸液管	3			
三	气防工具类				
1	移动式空气填充泵组（排气量 630L/min）	2	5	固定式充气防爆柜	1
2	大功率固定式填充泵组（排气量 1300L/min）	1	6	呼吸空气气质检测仪	1
3	气瓶充装站	1	7	氧气充添泵	1
4	移动式充气防爆桶	4			
四	仪表类				
1	便携式氧浓度检测仪	3	6	便携式有毒气体定性检测管或检测卡	3
2	便携式二氧化硫气体检测仪	3	7	便携式风向测速仪	2
3	便携式硫化氢气体检测仪	50	8	火焰探测仪	1
4	便携式多功能气体检测仪	3	9	火场影响摄录器材	1
5	便携式可燃气体检测仪	3	10	GPS 定位仪	8
五	救生类				
1	医用氧气钢瓶和 2~4 接口供氧管路	2	7	氧气苏生器	2
2	便携式心肺复苏机	5	8	缓降器	20
3	综合急救箱	2	9	安全绳	40
4	担架	2	10	荧光导向绳	30
5	躯干和肢体的固定气囊	80	11	灭火毯	40
6	急救药品	2	12	安全挂钩	40
六	个人防护类				
1	消防战斗服	60	9	避火服	2
2	抢险救援服	60	10	消防头盔（披肩式、防酸型）	30

序号	名　称	数量	序号	名　称	数量
3	指挥服	10	11	无线监测空气呼吸器	24
4	防静电服	60	12	正压式空气呼吸器（6.8L）	4
5	防静电内衣	60	13	正压式空气呼吸器（9L）	4
6	重型防化服	4	14	紧急逃生呼吸器（3L）	40
7	轻型防化服	4	15	消防员紧急呼救器	30
8	隔热服	2	16	正压式氧气呼吸器	6

9.13 环境风险评价结论与建议

针对各种风险事故，项目设置有风险控制措施、制定有风险处置措施、应急处置预案、救援疏散方案，建立有应急警报系统、应急指挥系统、消防系统等，并配备有在线式可燃气体报警仪、便携式可燃气体检测仪、紧急连锁装置等，并对主要装置区进行分区防渗处理，且设置事故池。在发生风险事故时，自动控制系统能及时截断上游气源，并保证应急处置预案、措施及救援疏散方案能有效落实后，项目的风险可控。

本项目风险评价结论：项目存在一定风险，但项目的风险处于环境可接受的水平，项目的风险防范措施可行。综合分析，项目从环境风险角度可控。

9.14 环境风险评价自查表

表 9.14-1　建设项目环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="10">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>S</td><td>CH_4</td><td>H_2S</td><td>油类物质</td><td>盐酸</td><td>次氯酸钠</td></tr>
<tr><td>存在总量</td><td>17592.7t</td><td>15.4t</td><td>1.65t</td><td>80t</td><td>15.76t</td><td>10t</td></tr>
<tr><td rowspan="8">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="3">500m 范围内人口数人＜500 人</td><td colspan="3">5km 范围内人口数人＞5 万人</td></tr>
<tr><td colspan="5">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>＜100 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="2">地表水功能敏感性</td><td>F1□</td><td colspan="2">F2□</td><td>F3☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境敏感目标分级</td><td>S1□</td><td colspan="2">S2□</td><td>S3☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="2">地下水功能敏感性</td><td>G1□</td><td colspan="2">G2☑</td><td>G3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">包气带防污性能</td><td>D1□</td><td colspan="2">D2☑</td><td>D3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="2">Q<1□</td><td>1≤Q<10□</td><td colspan="2">10≤Q<100□</td><td>Q>100☑</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>M 值</td><td colspan="2">M1□</td><td>M2☑</td><td colspan="2">M3□</td><td>M4□</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>P 值</td><td colspan="2">P1☑</td><td>P2□</td><td colspan="2">P3□</td><td>P4□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="2">E1☑</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="2">E1□</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="3">E3☑</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="2">E1□</td><td colspan="2">E2☑</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">完成情况</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV^{+}☑</td><td>IV□</td><td>III□</td><td>II□</td><td>I□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="2">一级☑</td><td>二级□</td><td>三级□</td><td>简单分析□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="2">有毒有害☑</td><td colspan="3">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="2">泄漏☑</td><td colspan="3">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="2">大气☑</td><td>地表水☑</td><td colspan="2">地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td>计算法□</td><td>经验估算法□</td><td colspan="2">其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td>SLAB☑</td><td>AFTOX☑</td><td colspan="2">其他☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="4">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td colspan="4">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="5">最近环境敏感目标，到达时间 h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="5">下游厂区边界到达时间 d</td></tr>
<tr><td colspan="5">最近环境敏感目标，到达时间 d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="5">（1）设置警示标牌，规范管理，落实防火、防爆设计要求，配备足够的消防器材。
（2）设置防渗围堰，地面采取重点防渗措施，并配备泄漏防范应急物质。（3）严格执行环评及相关法律法规要求，定期开展设备维护，保证其有效运行和去除效率；制定环境风险应急预案。</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="5">本项目环境风险潜势为 III，营运期落实本报告提出的各项措施、建立和落实各项风险预警防范措施和事故应急计划，杜绝重大安全事故和重大环境污染事故的发生，可使项目建成后风险水平处于可接受程度。</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项；“”为内容填写项</td></tr>
</table>

10 环境保护措施及其可行性论证

10.1 施工期污染防治措施

本项目施工期施工活动主要包括：钻前工程、钻井工程、管线工程、道路工程、地面场站工程、生产管理中心等，不同的施工活动造成不同的影响，对应采取不同的环保措施。

《川西气田产能建设项目环境影响报告书》获得四川省环境保护厅批复后（川环审批〔2018〕124 号），已经按报告书及批复要求先后实施了部分工程，主要包括钻前工程和部分钻井工程，根据现场调查，4 个平台钻前工程已经实施完毕，实施内容包括场地平整、清水池建设、井场边沟开挖、井场临时道路建设等，钻前工程施工影响主要为施工扬尘和机械噪声，施工结束后各种影响随之消失。因此，本次评价不再分析钻前工程环保措施可行性。

10.1.1 大气污染防治措施

本项目施工期钻井以网电为动力，减少了钻井活动中柴油发电机的燃烧柴油所带来的废气影响。施工期大气污染主要来自站场建设、管线敷设、道路建设等工程中设备废气和施工扬尘；钻井测试放喷废气。

（1）防止和减少施工扬尘措施

① 粉状材料如水泥、石灰等应灌装或袋装，禁止散装运输，防止运输途中扬尘散落；储存时则堆入库房或用篷布覆盖；土、砂、石料运输禁止超载，装高不得超过车厢板，并盖篷布，防止沿途撒落。

② 尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地的暴露时间，遇有大风天气时，应避免进行挖掘、回填等大土方量作业或采取喷水抑尘措施。

③ 按照有关规范合理布设临时材料堆放场和拌合场，尤其应注意远离环境保护目标。

④ 工程结束后，对堆料场等施工场地的废物进行及时清理和清运，暂时不能清运的应采取覆盖、覆土等措施。

⑤ 工地应实施围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围，以减轻施工扬尘对周围空气影响。

（3）测试放喷废气措施

在完井后，通常需进行测试放喷。放喷时利用测试放喷专用管线将天然气引至放

喷池点火燃烧，燃烧后其主要污染物由 H_2S 转化为 SO_2，减轻了对周围大气环境的影响。同时，本项目采用密闭排液技术，在井口加入碱液，中和返排酸液同时，吸收部分 H_2S，转化为 Na_2S，溶解在返排液中，进一步降低了放喷废气对环境的影响。

（2）设备废气防治措施

各种车辆、设备加强维护与保养，选用优质燃料。

（4）其他废气

运输汽车尾气、管道焊接烟尘农村区域自由扩散，对环境影响很小。

施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 10.1-1。

表 10.1-1　施工期废气污染防治措施

废气类型	环保措施			治理效果	是否可行
	内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	①采用硬化道路； ②道路定期洒水抑尘； ③车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施； ④大风天停止作业	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	防尘网、井场围板投资较少	施工场地无大量起尘	可行
设备废气	①选择技术先进的动力机械设备，主要是优良发动机； ②选择符合国家要求的燃油指标。		/	符合《轻型汽车污染物排放限值及测量方法（中国五阶段）》（GB18352.5-2013）和《车用压燃式、气体燃料点燃式发动机与汽车排气污染物排放限值及测量方法》（GB17691-2005）中第五阶段排放标准要求	可行
测试放喷废气	采用密闭排液技术，在井口加入碱液，放喷池点火燃烧	加碱中和酸液，吸收 H_2S，点燃消除 H_2S 降低毒性	增加部分投资，可接受	减少 H_2S、甲烷、SO_2 排放对环境空气的影响	可行

经上表分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术上、经济上是可行的。

10.1.2 水污染防治措施

施工期产生的废水包括钻井期间的施工场地污染雨水、钻井废水、洗井废水、压裂返排液、管线施工时管道试压废水和各项施工活动中施工人员产生的生活污水。

10.1.2.1 污染雨水

井场场区设计清污分流系统，可及时对雨水进行导流（导流渠设计示意图见图 10.1-1）。项目场区内沿基础周围修建场内排水明沟，进入集污罐池；井架基础、柴油发电机基础内的空间先铺片石，表面再抹水泥砂浆防止污水、油渗入地下污染土壤，柴油发电机基础间修建小排污明沟以将污水排入集污罐池；其他基础内空间有水泥砂

浆摸面防止污水渗入地下同时通过水泥砂浆表面坡度，污水可进入场内排水沟，最后进入集污罐池。场区修建雨水沟防止雨水冲刷使井场污水量增加，实行清污分流。清污分流使井场内废水排入集污罐池，避免雨水流入集污罐池增加负荷，同时项目高出地面 30cm 的集污罐池池壁也可有效避免周边雨水进入集污罐池之中。采取清污分流系统可有效减少集污罐池负荷，污染雨水可用于后期配置钻井液，措施可行。

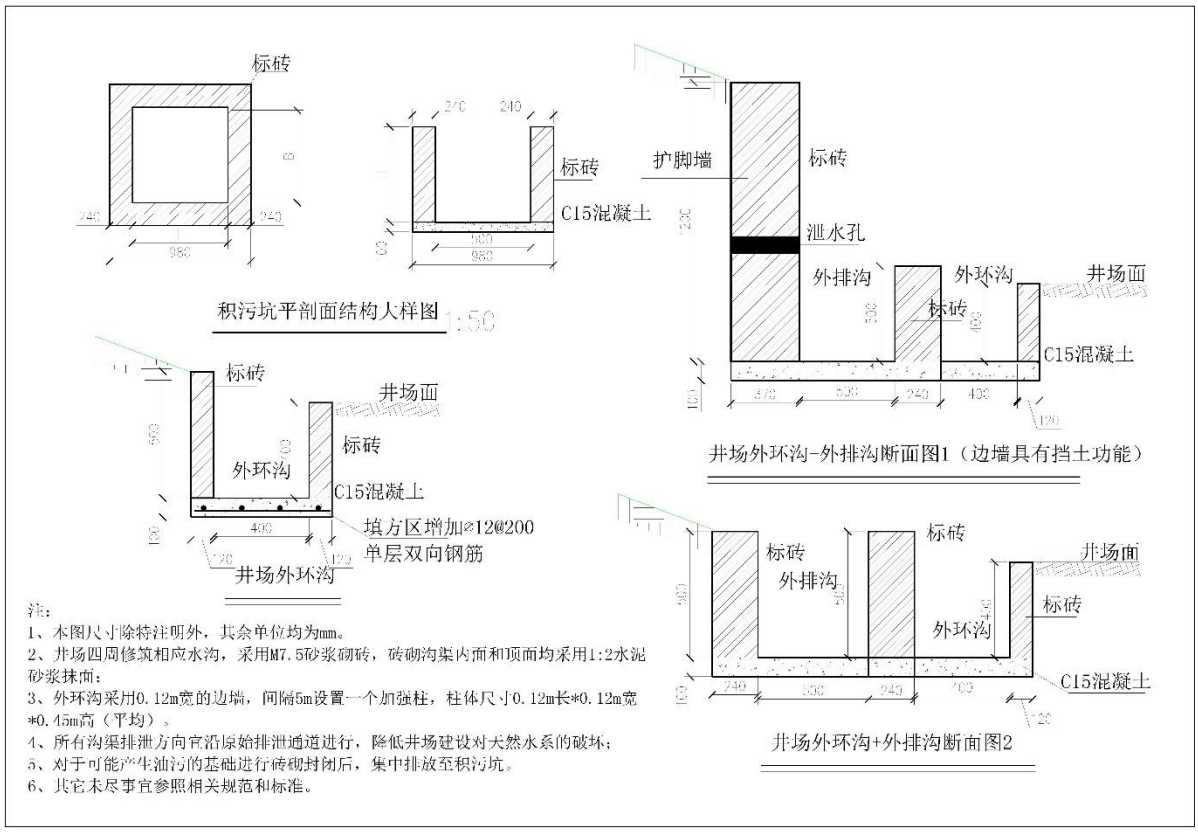


图 10.1-1　导流渠设计示意图

10.1.2.2 钻井废水、洗井废水、压裂返排液

（1）处置措施

本项目钻井废水主要污染物为 COD、SS、氯化物、石油类等，钻井过程中，从井底排出的水基泥浆及岩屑混合物经振动筛分离后，水基泥浆由泥浆循环罐收集后，循环使用（约 90%），不能回用的泥浆（约 10%）与筛下物岩屑经泥浆不落地工艺（化学破稳+压滤）处理后，滤液（约 20%）用于脱稳剂配制，剩余部分经罐车拉运至袁家环保处理站经“絮凝沉淀+药剂氧化”处理后用罐车运至回注井回注处置，不外排。

洗井废水主要污染物为 COD、SS、氯化物、石油类等，通过罐车拉运至袁家环保处理站处理后交回注井回注处置，不外排。

压裂返排液主要污染物为 COD、氯化物、石油类、化学添加剂等，在现场通过

密闭排液技术收集，罐车拉运至袁家环保处理站处理后交回注井回注处置，不外排。

（2）措施可行性分析

本项目钻井施工采用泥浆不落地工艺，工程设泥浆不落地区，面积为 30m×10m。泥浆不落地工艺设备由振动筛、接收罐（2 个）、配药罐、破稳反应罐、固液分离器和缓存罐几部分组成。现场配备一定量的事故应急缓存罐（4×60m^3），用于特殊情况（主要指井下复杂、固井等突然大量排放钻井废弃物的情况）钻井固废的收集和存储。

1）泥浆不落地工艺原理

通过向钻井废弃物中添加破稳药剂，通过药剂的氧化还原、压缩双电层、吸附架桥等物理及化学作用破坏胶团的稳定性，释放出体系中的自由水，破稳后的钻井废弃物再通过板框压滤机等强制固液分离设备将废弃物分离成泥饼和滤液两相。药剂的添加同时起到吸附及改变污染物溶解性、降低迁移能力、减小毒性等固定稳定化作用，滤液的分离还能带走部分导致固相化学需氧量升高的溶解性物质和化合物离子，从而实现钻井废弃物的无害化和减量化处置。

2）泥浆不落地工艺流程

钻井过程中排出的钻井废弃物通过滑槽及螺旋输送机收集暂存于集泥箱中，通过泥浆泵提升到脱稳反应箱中，当废弃泥浆产生量大于设备处理能力或设备临时检修时废弃泥浆泵入应急储备罐临时存放，在具备处置能力后再泵入系统进行处置，在破稳反应箱投加破稳药剂，并保证适当转数及时间的搅拌，确保破稳反应充分进行，失稳的钻井废弃物抽送入压滤机中进行强制固液分离，泥饼卸料后由皮带输送机或螺旋输送机输送到设备外部，定期由铲车铲运到泥饼堆放区，固液分离产生的滤液进入底座滤液箱中储存，滤液部分（20%）用于配置脱稳液等，不能回用部分通常选择回注处置。泥浆不落地工艺流程见图 10.1-2，现场施工图见图 10.1-3。

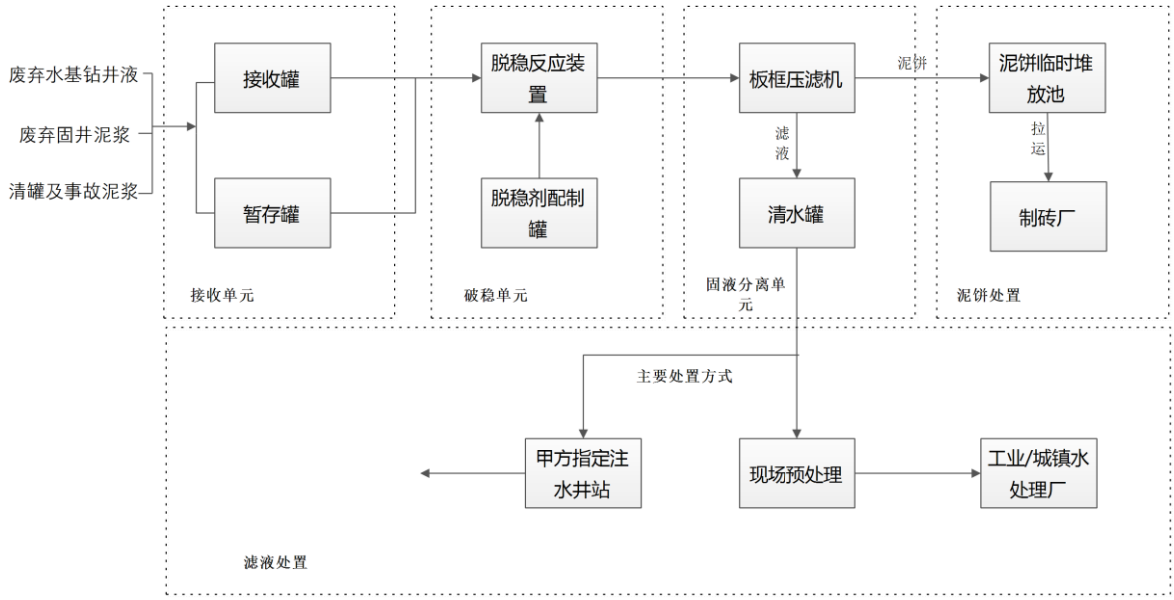
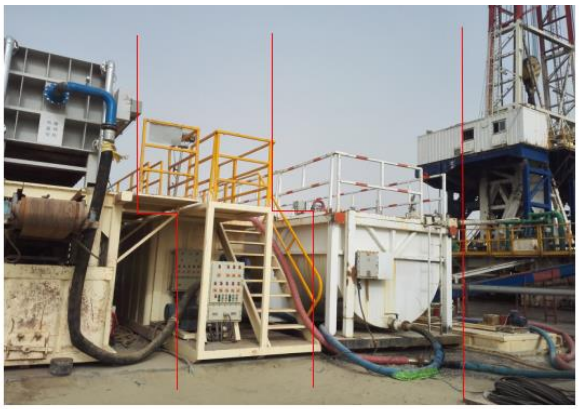


图 10.1-2 泥浆不落地处置工艺流程图



固液分离单元← 储备单元 ←破稳单元← 收集单元



钻井泥浆收集单元　破稳及储备罐单元　板框压滤机　出料

图 10.1-3 泥浆不落地处置现场施工图

3）泥浆不落地实施步骤

① 设备安装调试

泥浆不落地设备必须与钻井配套使用，使用位置较其他治理设备要求较高，接收箱必须摆放在振动筛（循环罐）旁边，有助于收集钻井废弃物，为下一步治理打下基

础。钻机进场后，不落地设备也要相应入场安装调试，同时对施工区域进行硬化（防渗），保证不产生二次污染。

② 药剂配比

每一钻井阶段根据泥浆体系的情况变化，现场技术人员通过小样试验确定钻井废弃物破稳的配方比例，在加药箱内配制各类所需药剂，然后抽入脱稳反应箱，使药剂与钻井废弃泥浆充分反应，为固液分离做准备。脱稳剂和泥浆充分搅拌反应 30min 后进入板框压滤机进行固液分离处理，破稳药剂常使用带大阳离子无机盐，如硫酸铝、聚氯化铝、硫酸亚铁等，利用 3 价铝离子或 2 价铁离子的化学特性，钻井废弃泥浆中稳定的胶体（胶团）双电层结构被压缩，同时带负电的胶体（胶团）被 3 价铝离子或 2 价铁离子中和，稳定的胶体（胶团）失去稳定性。在碱性条件下，3 价铝离子或 2 价铁离子结合氢氧根离子生成体积疏松的氢氧化铝或氢氧化亚铁，能吸附大量的大分子物质，特别是碳链较长的大分子有机物。

③ 固液分离

破稳后的废弃物用渣浆泵打入压滤机，压滤机压力控制在 0.7MPa 左右，一般固液分离的每个运行周期约 2h（破稳反应的效果直接影响固液分离的效果，地层黏土含量高等也是影响固液分离效率的主要原因）。钻井过程中，从井底排出的水基泥浆及岩屑混合物经振动筛分离后，水基泥浆由泥浆循环罐收集后，循环使用（约 90%），不能回用的泥浆（约 10%）与筛下物岩屑经泥浆不落地工艺（化学破稳+压滤）处理后，滤液（约 20%）用于脱稳剂配制，剩余部分经罐车拉运至袁家环保处理站经“絮凝沉淀+药剂氧化”处理后用罐车运至回注井回注处置，不外排。固体（含水率小于 40%）通过自动拉板装置、皮带输送机，将其输送至临时堆放池堆放。达到一定的量后，用自卸运输车转运至砖厂制砖或水泥厂制作水泥综合利用。

4）钻井废水处理措施可行性

钻井施工时井场设置泥浆不落地区，面积为 30m×10m，2 个接收罐、4 个事故应急缓存罐，能满足井场整个钻井期的生产需求。泥浆不落地区进行防渗处理，保证不产生地下水污染等二次污染。泥浆不落地处理技术已在中石化多处井场应用，效果良好，经固液分离处理后的钻井废水少部分用于脱稳剂配制，不能回用部分拉运至袁家环保处理站处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，交回注井回注处置，不外排。目前该处理技术应用良好，措施可行。

5）洗井废水、压裂返排液处理措施可行性

项目完钻后首先要进行洗井作业，采用清水对套管进行清洗。根据类比调查，本项目单井产生的洗井废水总量约为 90m^3。洗井废水进入泥浆不落地区接收罐暂存后拉运至袁家环保处理站处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，送至回注井回注处置，不外排。

完井测试产生的压裂返排液采用密闭排液技术，工艺流程框图见图 10.1-4。酸压开井后残酸及含硫气液混合物经过两级节流管汇进入热交换器，在热交换器和分离器之间的管线通过泵注撬向管线内注入化学药剂（消泡剂、碱液和除硫剂）并根据监测和控制系统自动调节药剂加量，进分离器混合反应并气液分离，气体进排气管线在大燃烧筒点火，液体继续进缓冲分离罐，混合反应并再次进行气液分离，之后液体进入密闭储液罐，气体进小火炬点火。

该技术实现了放喷时的液气分离，液体进入密闭储液罐，气体进入大小火炬点火燃烧，可以不使用喷火和喷淋装置，减少了废液量；处理后的返排液 PH 值 7-8，H_2S 浓度 0-6ppm，井场周边无异味扩散。

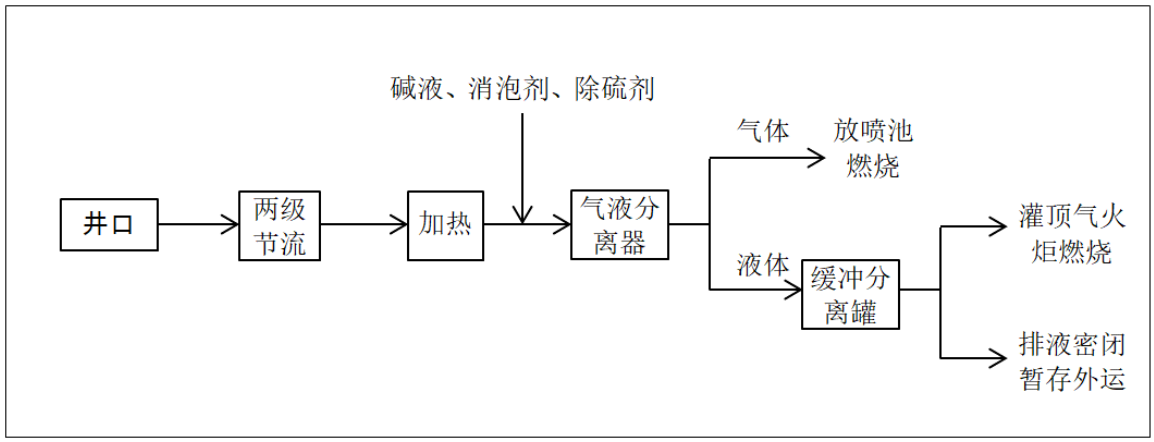


图 10.1-4　密闭排液系统工艺流程图

根据彭州 4-2D、彭州 4-4D、彭州 5-5D 等井测试放喷试用情况，可以有效收集返排液，实现返排液不落地；同时，密闭暂存消除了返排液无组织排放问题，取得了较好的试用效果。

洗井废水、压裂返排液通过密闭罐车运至袁家环保处理站预处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，送至回注井回注处理，不外排。该措施可行。

（3）依托袁家环保处理站处理废水的可行性分析

1）环保手续

袁家环保处理站亦称袁家气田水处理站，隶属中国石化西南油气分公司，位于德阳市旌阳区黄许镇江林村一组，距离本项目钻井井场直线距离约 50km，运距约 70km。袁家环保处理站于 2005 年 10 月底建成并投入运行，设计处理能力为 500m^3/d；2011 年 1 月该站进行了技术改造并取得德市旌环函〔2011〕21 号环评批复（见附件 20），2015 年 4 月以德市旌环验〔2015〕7 号通过环保验收，改造后处理能力为 600m^3/d。其中 300m^3/d 处理西南油气分公司第三采气厂气田采出水，300m^3/d 处理川西气田周边钻井废水、洗井废水及压裂返排液。

3）处理工艺

袁家环保处理站钻井废水、洗井废水及压裂返排液处理工艺流程见图 10.1-5。

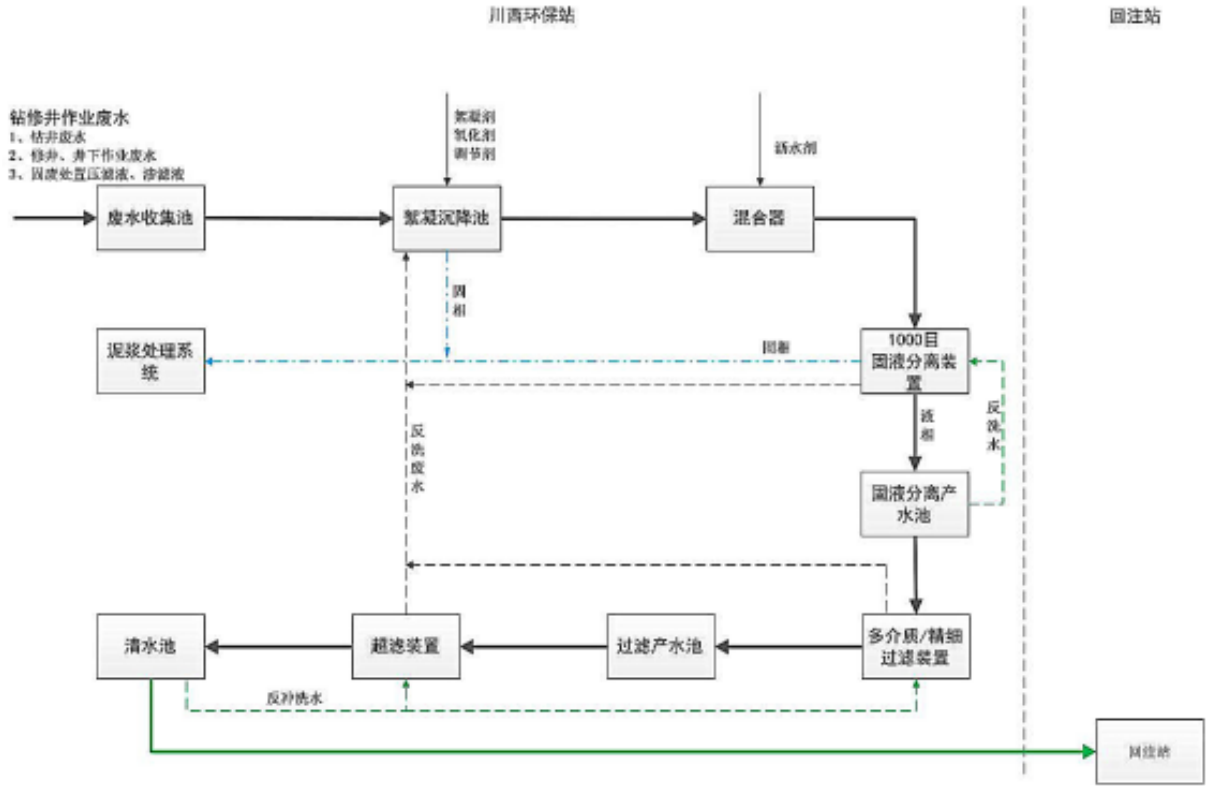


图 10.1-5　袁家环保处理站污水预处理工艺流程图

废水存放于废水收集池（兼均质调节作用），通过泵将收集池内废水输送到絮凝沉降池，先后投加调节剂调节污水到最佳 pH 值范围，再投加絮凝剂、氧化剂充分反应后进行自然沉降。絮凝沉降池上清液泵入滤布孔径为 1000 目的固液分离装置进行过滤，压滤前投加沥水剂，以提高固液分离效果，压滤出水进入固液分离产水池。然后固液分离产水池废水进入过滤系统进行过滤，过滤后废水进入过滤产水池。最后废水进行超滤系统，通过超滤粒径≥0.1um 的悬浮物被分离，保证 SS 及悬浮物粒径中值两项指标满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，超滤出水进入清水池，

最后清水拉运至回注井进行回注处理。

4）处理能力分析

袁家环保处理站于 2005 年建成投入营运，2013 年扩建后日处理废水规模为 600m^3/d，其中，钻井废水、洗井废水及压裂返排液处理系统 300m^3/d，现已接纳处理量为 150m^3/d，拟建处理量为 50m^3/d，富余处理能力约 100m^3/d。本项目剩余钻井工程钻井期间产生钻井废水、洗井废水、压裂返排液分别为 2244m^3、540m^3、3000m^3，废水产生总量为 5784m^3。根据工程钻井续批式作业特点，施工期间（一、二开工期合计约 200 天）日产废水量约为 29m^3/d，小于袁家环保处理站 100m^3/d 富余处理能力。由此可见，袁家环保处理站处理能力完全能够收纳本项目产生废水。

（4）依托回注井回注的可行性分析

目前区域内已建成的回注站有：孝蓬 101、新场 15、马蓬 33、什邡 50 回注站，主要用于回注气田采出水、钻井废水、洗井废水和压裂返排液等。各回注站相关情况见表 10.1-2。

表 10.1-2　川西气田周边回注站情况一览表

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）	目前实际回注量/（m^3/d）	剩余回注能力/（m^3/d）	环评	验收
孝蓬 101 回注站	绵竹市新市镇两河口村 12 组	16.1	6.85	200	100	100	德环审批〔2016〕13 号，附件 21	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	46.55	300	150	150	竹环建管函〔2018〕32 号，附件 21	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	8.22	200	100	100	竹环建管函〔2018〕31 号	已验收 2020.1.10
什邡 50 回注站	广汉市小汉镇瓦窑村 11 组	31.37	29.76	200	100	100	德环审批〔2019〕86 号	已验收

根据表 10.1-2，各回注站剩余总回注容量 91.35 万 m^3，剩余回注能力 450m^3/d，完全能够满足本项目废水回注的需要。

综上所述，本项目产生的钻井废水、洗井废水、压裂返排液的处理方式是可行的。

（5）废水转运措施

本项目钻井期间产生的废水由西南油气分公司指定的专业废水拉运单位负责实

施，转运方式是采用密闭罐车进行转运。本项目新部署钻井位于彭州 5、彭州 6 平台，各平台拉运路线见表 10.1-3 和附图 10-1。

表 10.1-3　各井场废水转运路线及沿线保护区分布情况表

平台	建议拉运路线	穿越河流情况	是否涉及水源保护区
彭州 6	由彭州 6 平台出发进入 S106 省道向什邡方向，过人民渠桥，在什邡冯祖镇左传进入 S105 省道，新市镇右转进入忠孝路、新寿路、河黄路后后拉运至袁家环保处理站，全长 63km	人民渠、鸭子河、石亭江、射水河	人民渠二级保护区、准保护区
彭州 5	由彭州 5 平台出发进入 S106 省道向什邡方向，过人民渠桥，在什邡冯祖镇左传进入 S105 省道，新市镇右转进入忠孝路、新寿路、河黄路后后拉运至袁家环保处理站，全长 65km	人民渠、鸭子河、石亭江、射水河	人民渠二级保护区、准保护区

建设单位针对废水转运采取的管理措施为：

① 制定科学合理的车辆运输管理规定，加强运输车辆合规管理管理。

② 废水承运单位需具备西南油气分公司 HSE 准入资格和相应的运输服务准入资格。

③ 废水承运单位在开展运输工作之前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，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。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移废水。

④ 废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守西南油气分公司的有关安全环保管理规定，并服从井场值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

⑤ 废水车辆运输严格执行“三联单”制度（即出站单据、进站单据和处理量单据等），签认单复印件保存期不得少于二年。

⑥ 废水转运时采取罐车密闭输送。

⑦ 尽量避免在雨天和大雾天转运。

⑧ 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，并纳入建设单位的 GPS 监控系统平台；

⑨ 强化长距离运输过程环境管理，编制生产废水运输应急预案，防止因安全事故衍生成环保事故。按时对废水运输车辆作清洁检查，随时掌握车辆位置和行驶路线，确保废水转运至指定地点；对任意倾倒、偷排生产废水的驾驶员从严处理，赔偿所造成的损失，承担相应责任，并坚决取消承包商准入资格。

⑩ 运输过程穿越地表水体，特别是人民渠集中式饮用水水源保护区，对驾驶人员提出专门要求，谨慎驾驶，减速慢行，避免事故废水外溢进入地表水体影响居民供水。

在川西气田钻井过程中，严格执行密闭运输和 HSE 管理制度、废水拉运“三联单”制度，在已有钻井废水拉运中未发生废污水外溢情况，因此，本项目采取的废水转运措施有效可行。

10.1.2.3 其他废污水

（1）管道试压废水

管道试压采用清洁水作为水源，试压废水主要污染物为少量 SS，经采用简单过滤沉淀的方式处理后，能有效净化废水中的悬浮物，净化后的废水经检测达标后，就近排入附近非饮用水功能的河流、沟渠，不会对水质产生影响。管道试压废水处理方式可行。

（2）生活污水

项目处于农村地区，生活污水通过在井场、站场设置生态厕所的方式，少量生活污水定期送往周边城镇生活污水处理厂处置。由于项目施工人数少，废水量少，生活污水经集中收集后不外排，采用该方式处理生活污水可行。

施工期所采取的水污染防治措施可行性分析见表 10.1-4。

表 10.1-4　施工期水污染防治措施

污染源	环保措施			治理效果	是否可行
	内容	技术论证	经济论证		
污染雨水	井场场区设计清污分流系统，可及时对雨水进行导流	工艺简单、方法可行	已纳入工程措施	减少受污染雨水外排的可能性	可行
钻井废水、洗井废水	采用泥浆不落地技术，钻井废水、洗井废水用罐车拉运至袁家环保处理站预处理后交回注井回注处置	泥浆不落地技术替代传统的挖循环池做法，已成熟应用	经处理后的废水回注地层，不外排	收集处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，回注地层，无外排	可行
压裂返排液	采用密闭排液技术收集，用罐车拉运至袁家环保处理站预处理后交回注井回注处置	密闭排液技术通过密闭预处理中和、脱硫，密闭运输，已在多个钻井工程中试用	与原有放喷池碱液喷淋处理成本相当		可行
管道试压废水	沉淀处理后就近排放	采用清洁水，试压废水沉淀后排入附近河流、沟渠	分段试压，降低清洁水耗损量	排至周边非饮用功能的河流、沟渠	可行
生活污水	井场设置生态厕所，收集后定期送往周边城镇生活污水处理厂处置	施工人数有限	投资增加有限	无外排	可行

综上，针对施工期水污染采用的环保措施在技术上、经济上是可行的。

10.1.3 噪声污染控制措施

项目建设期噪声影响较明显，流动声源也较多，主要污染源为钻井作业中的钻机、离心机、泥浆泵、振动筛、压裂车以及管线井场道路建设中的施工机械、车辆，站场施工中挖掘机、推土机、混凝土搅拌机等。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。为了减轻噪声对周围住户的影响，项目施工期噪声控制采取了以下措施：

（1）加强施工管理，钻机、泥浆泵等设备应做好日常维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。

（2）合理安排施工作业时间；减少夜间车辆等流动声源活动。合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，避开附近村民休息时间。

（3）选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级。

（4）夜间作业时，应平稳操作，尽量避免敲击噪声。

（5）测试放喷时，对 500m 范围内居民实施临时撤离。

（6）施工方在钻井工作期间对周边农户多采取沟通宣传和耐心解释等方式，征得其支持谅解，同时施工方在钻井施工前尽量与受影响居民协商达成一致，对受噪声影响较大的未搬迁居民采取临时撤离等措施解决钻井期间噪声超标问题，待钻井作业结束后返回；确保噪声不扰民。

在采取以上措施后，工程施工期噪声对周围环境影响较小。施工期间只要做好与当地居民的协调工作，本项目施工期噪声控制措施可行。

10.1.4 固体废物处置措施

施工期产生的固体废物可分为一般工业固废、危险废物和生活垃圾，其中一般工业固废主要包括水基钻井液钻后产生的岩屑、废水基钻井液，以及管线、站场等建设过程中产生的施工废料、废包装材料等；危险废物包括油基岩屑和油类。项目固体废弃物产生量及处置情况见表 10.1-5。

表 10.1-5　固体废物产生及处置情况一览表

类别	固废名称	产生量	处置措施及去向
危险废物	油基岩屑	3600t	危险废物，委托有危险废物处置资质的单位四川纳海环境有限公司代为处置
	废油类	1.8m^3	通过废油桶收集，综合利用于放喷池的长明灯燃料或后期水平钻井段油基钻井液的配制，不能利用部分送往有相应危险废物处理资质的单位处理处置
一般工业固废	水基钻井岩屑及废泥浆	21600t	经泥浆不落地工艺处理固液分离后，固体（含水率小于 40%）转运至四川亚东水泥公司或四川中节能新型建筑材料有限公司综合利用于制水泥或制砖
	建筑垃圾	9600m^3	一部分用于填垫站场工业场地，剩余部分运往当地指定的建筑垃圾堆放场
	废包装材料	4t	回收利用
生活垃圾		73t	通过垃圾池集中收集后，交当地环卫部门处理

（1）油基岩屑处置措施

本项目产生的危险废物主要为油基岩屑和废油类，根据《关于发布<建设项目危险废物环境影响评价指南>的公告》（环境保护部公告 2017 年 第 43 号），本次评价应全过程全时段分析危险废物的产生、收集、贮存、运输、利用、处置情况。

油基岩屑主要产生于三开油基钻井液钻井阶段。本项目油基岩屑产生量约为 3600t，油基岩屑由岩屑收集罐收集，收集后交由有危险废物处置资质的单位四川纳海环境有限公司进行转运及最终处置。具体见表 10.1-6。

表 10.1-6　危险废物汇总样表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油基岩屑	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	072-001-08	3600	三开钻井	固态	矿物油、岩石	矿物油	约 1 年	T	井场收集暂存于岩屑罐中，定期送往有资质单位处置
2	废油		900-214-08	1.6	钻井设备维护	液态	矿物油	矿物油	约 1 年	T，I	废油桶收集，综合利用或送往有资质单位处置

油基岩屑井场临时收集储存设施应做好“四防”（防风、防雨、防晒、防渗漏）要求，并设置警示标识。

危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。工程对油基岩屑的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、

《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单的相关规定。

依据《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）等要求规范，项目应加强以下措施：

1）危险废物的收集作业

① 应根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域，同时要设置作业界限标志和警示牌。

② 作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③ 收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④ 危险废物收集应参照标准附录 A 填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤ 收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

⑥ 收集过危险废物的容器、设备、设施、场所及其它物品转作它用时，应消除污染，确保其使用安全。

2）危险废物贮存

① 危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。

② 贮存危险废物时应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，每个贮存区域之间宜设置挡墙间隔，并应设置防雨、防火、防雷、防扬尘装置。

③ 建设单位应明确危险废物贮存设施现状，包括设施名称、数量、类型、面积及贮存能力，掌握贮存危险废物的类别、名称、数量及贮存原因，提出危险废物贮存过程的污染防治和事故预防措施等内容。

3）危险废物的运输

① 危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令〔2005年〕第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行。

② 运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志。

③ 危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

④ 危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性分类运输。自行运输危险废物的应描述拟采用运输工具状况，包括工具种类、载重量、使用年限、危险货物运输资质、污染防治和事故预防措施等；委托外单位运输危险废物

的，应描述委托运输具体状况，包括委托运输单位、危险货物运输资质等。

4）危险废物转移

产废单位需要将危险废物转移出厂区的，应制定转移计划，其内容包括：危险废物数量、种类；拟接收危险废物的经营单位等。

5）油基岩屑处置依托可行性

四川纳海环境有限公司原为什邡一原环保科技有限公司，是四川省生态环境厅批准的危险废物处置单位，许可证号 510603060，位于德阳市旌阳区和新镇万寿村一组。2017 年 12 月 18 日，公司首次取得原四川省环境保护厅颁发的危险废物经营许可证，核准经营类别共 18 个大类 218 个代码；目前经营规模为 8.49 万 t/a，经营类别包括以矿物油为连续相配置钻井泥浆用于天然气开采所产生的废弃钻井泥浆（072-001-08）。该公司与西南油气分公司各单位有业务合作，可优先接纳分公司内相应类别危险废物。

（2）废矿物油处置措施

施工废油的主要来源是：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；清洗、保养产生的废油，如更换柴油机零部件和潜洗钻具、套管时产生的废油；液压控制管线刺漏，如液压大钳、封井器及液压表传压管线刺漏产生的废油。施工现场设置有 0.2m^3 废油桶 10 个，共可容纳 2m^3 油类，而本项目油类产生量约为 1.8m^3（合 1.6t），油桶所在位置地面做防渗处理，周边设围堰，综合利用于放喷池的长明灯燃料或后期水平钻井段油基钻井液的配制，不能利用部分送往有相应危险废物处理资质的单位处理处置。具体见表 10.1-6。

工程对废油的收集、贮存应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）及《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）相关规定。本项目将严格按照相关规定在产生源收集，并保证收集所用的废油桶完好无损，无腐蚀、损毁或其他导致其使用能效减弱的缺陷，措施合理可行。

（3）水基钻井岩屑及废钻井液处置措施

1）处置措施

本项目废弃钻井泥浆和岩屑处理采用井场泥浆不落地处理工艺，经固液分离后的固体（含水率小于 40%）用自卸运输车转运至砖厂或水泥厂制作水泥综合利用。目前，建设单位已经与四川亚东水泥公司、四川中节能新型建筑材料有限公司签订了采用水泥窑协同处置协议（处理协议见附件 15、附件 16）。

该措施符合《水泥窑协同处置固体废物污染防治技术政策》(环保部公告 2016 年

第 72 号)，属国家鼓励的污染物治理方式。其原理为利用水泥高温煅烧窑炉焚烧处理废弃物。在焚烧过程中，有机物彻底分解无害化，产生的热量被水泥生产回收实现能量利用的最大化，灰渣作为水泥组分直接进入水泥熟料产品中，实现固废资源化，该技术在钻井废弃物处理工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

2）依托可行性分析

四川亚东水泥公司经批准可开展水基钻井固废协同处置，其工艺如下：

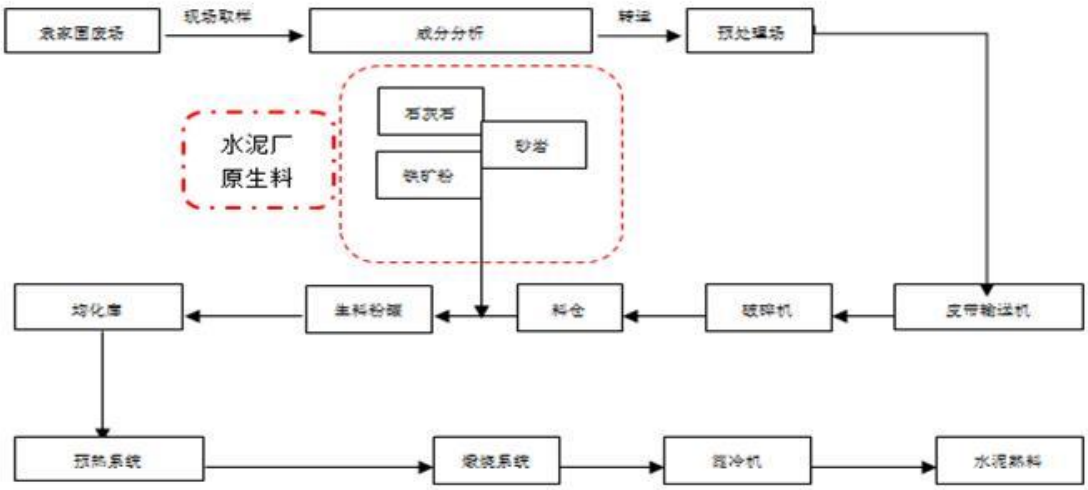


图 10.1-5　水基废钻井泥浆、岩屑利用水泥窑协同处理工艺流程图

① 根据水基钻井固废样品矿物组成和化学成分分析结果，确定配料配方。

② 利用挖掘机将脱水后的水基钻井固废装载至自卸运输车中，将原料转运至四川亚东水泥公司、四川中节能新型建筑材料有限公司预处理场，转运过程中严禁出现洒落和扬尘等情况。

③ 将水基钻井固废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固废料仓中。

④ 固废粉体按质量比 4%-10%比例输送至原水泥生料线上，与原生料各组分在均化罐中混合均匀，并依次输送至预热系统、煅烧系统，最后经篦冷机处理后，得到水泥熟料产品，工艺见图 10.1-5。

⑤ 随机抽取固废料仓固废及成品水泥熟料送四川省建材检验监督中心进行质量检测，并出具相关检测报告。

本项目钻井分批次进行。钻井总时间约 1 年，钻井岩屑及废弃泥浆产生量约 21600t，平均每天产生量约 60t。

四川亚东水泥有限公司年产各型水泥产品 600 万 t，可按水泥生料 4%-10%比例

掺入钻井固体废物，年处理固废量 24 万 t，合 800t/d。根据调查，该公司目前接收彭州市及周边钻井水基岩屑和废钻井液固化物，接收量约 0~200t/d，剩余处理量 600~800t/d，远大于本项目水基钻井岩屑及废钻井液产生量。另外，该水泥公司距离彭州 5 平台直线距离约为 12km，运距最近 18km。根据以上分析，四川亚东水泥公司距离本项目较近，且具有处置本项目钻井岩屑及泥浆的能力。

四川中节能新型建筑材料有限公司于2008年12月取得四川省环境保护局环评批复（川环建函〔2008〕1078 号），2010 年 11 月通过四川省环境保护厅环保竣工验收（川环验〔2010〕180 号），具有年生产 24000 万标砖煤矸石页岩烧结烧结砖能力，标准砖尺寸为 240mm×115mm×53mm，即其具有 35 万 m^3 的产能。根据调查，水基岩屑制砖最大掺烧比例为 30%，按 10%的掺烧比例计算，则该公司钻井岩屑年处理量为 3.5 万 m^3，远大于本项目水基钻井岩屑及废弃泥浆产生量 21600t，因此，可完全消化本项目产生的水基钻井岩屑及废弃泥浆。

综上所述，本项目的固废处理措施可行。

（4）施工废料、废包装材料处置措施

施工期间产生的施工废料主要为施工材料切割产生的边角料、焊接过程产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等；废包装材料主要为各原辅材料的包装袋，以上固废均为一般废物。边角料、废焊条及废防腐材料集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。混凝土等经收集用于铺路或者交由环卫部门处理。施工中应做好施工废料、废包装材料收集，妥善堆放。施工废料能够得到妥善处置，该处置措施可行。

（5）生活垃圾处置

生活垃圾采取在施工场地设临时垃圾桶收集，运往垃圾中转站，由当地环卫部门统一处理的措施，项目人员较少，生活垃圾产生量小，通过设立临时垃圾桶收集并运送至垃圾中转站的处理方式可行。

施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 10.1-7。

表 10.1-7　施工期固废处置措施

固废类型	环保措施			治理效果	是否可行
	内容	技术论证	经济论证		
油基岩屑	委托有危险废物处置资质的单位四川纳海环境有限公司代为处置	危险废物处置许可证号 510603060，包含 072-001-08	位于德阳市旌阳区和新镇万寿村，运距近	无害化处置	可行
废油	废油桶收集，综合利用于放喷池的长明灯燃料或后期水平钻井段油基钻井液的配制，不能利用部分送往有相应危险废物处理资质的单位处理处置	与油基泥浆成分类似，具有润滑功能	综合利用，减少资源消耗	综合利用	可行
水基废钻井液、钻井岩屑	经不落地工艺处理后，钻井泥浆全部回用；水基岩屑和废钻井液井钻井液不落地装置脱水后，运至四川亚东水泥公司或四川中节能新型建筑材料有限公司综合利用于制水泥或制砖	水基岩屑制砖、水泥窑协同处置固体废物在钻井废弃物处理工程中广泛应用，技术成熟可靠	依托现有设施，处理成本低	零排放	可行
施工废料	集中收集、定期清运、部分回收利用	施工废料主要是废焊条、下脚料，均可回收外售	外售废料可获取正收益	无堆放、无外排	可行
生活垃圾	施工场地临设垃圾桶内，由施工单位拉运至生活垃圾中转站后，由当地环卫部门统一处理	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	无害化处置，无外排	可行

综上，针对施工期固废采用的环保措施在技术上、经济上是可行的。

10.1.5 生态保护与补偿措施

施工期对生态环境产生影响的因素主要为：施工占地及施工过程中对土壤和动植物的影响以及污染物排放对土壤及植被的影响。

与之相对应，拟采取的土壤和生态环境保护措施主要有：少占地，尽快恢复植被以及减少进入土壤和生态系统的污染物量。

本工程施工期拟采取如下生态保护与补偿措施：

（1）表土保护措施

钻前工程基础开挖产生的表土，拟转运至表土堆放场堆放，表土场加强排水管沟的建设，后期将进行生态恢复，最终得到合理利用。工程涉及的原地表层土壤要有效收集、妥善堆放。

管线施工挖掘管沟时，应执行分层开挖的操作制度，尤其是在农田，即表层耕作土（一般 30cm）与底层耕作土分开堆放；管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上。尽可能保持作物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆

积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

（2）钻前工程、管线敷设、道路建设等过程中，确定施工作业线，尽量避开成片植被分布区，减小地表植被破坏；

（3）对施工占地上的植被，应在施工挖掘过程中注意保护，尽可能在井场区域内进行复植，减少该区植被损失量；

（4）站场、道路等地面设施施工中，应按设计要求的范围进行，不能随意扩大范围，尽量减少占地面积；

（5）管线铺设不随意改线，运送设备、物料的车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，在保证顺利施工的前提下，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏；

（6）限制施工机具、车辆便道、堆料场、施工队伍临时营地等临时性占地面积，并在施工结束后及时清理现场，清运各种污物，使之尽量恢复原状；

（7）加强对施工人员的教育，在施工作业带以外，不随意砍伐、破坏树木和植被，不烧灌木，不乱挖、乱采野生植被，不随便破坏动物巢穴；

（8）注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时将表层土与底层土分开堆放，管沟回填时，再分层回填，表层土回填在表面，以恢复原来的土层，回填后多余的土方不随便丢弃；

（9）严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复；

（10）污油、药品回收利用，禁止污水、污油、泥浆、药品等随意乱丢乱放；

（11）做好施工期施工区域防漏防渗处理，以防污染土壤和地下水环境，进而影响植被及生态环境。

10.1.6 水土保持措施

根据本项目工程特点和水土流失特征，项目区水土保持措施布置的总体思路是：以防治水土流失、改善项目区生态环境、保护主体工程正常安全运行为最终目的，以施工期为重点时段，做到临时措施与工程措施相结合，“点、线、面”相结合，形成完整的防护体系。

（1）井场、站场工程区

本项目共布置有 4 座钻井平台及脱硫站，其中彭州 3 脱硫站布置浅丘区，站场工程场地平整后形成裸露地表及挖填方边坡，水土流失主要来源于场地平整裸露地表、

开挖及填筑坡面产生水土流失。其他 3 座站场均位于平原地貌区，水土流失主要来源于场地平整形成的裸露地表。

针对站场工程区水土流失特点及站场位置，重点布置站场工程的挖填边坡的拦挡及防护措施、完善站场的截排水系统，对未硬化地表进行覆盖，同时加强施工过程中的临时拦挡及防护措施。井场、站场工程区水土保持防治措施布局如下：

表土剥离及临时防护措施：在新建井场、站场场地平整前，对占地区的耕地进行剥离，剥离表土堆放在站场占地区内，堆放表面用编织布进行压盖，周边用编织袋土埂进行拦挡。

截（排）水措施：在位于浅丘区的站场内，在挖方边坡坡顶外侧 2.0m 布置浆砌石截水沟，在截（排）水沟出口布置沉沙池。在站场内沿站内道路布置浆砌砖排水沟，沿挖方边坡坡脚布置浆砌石排水沟。

坡面防护措施：在边坡挡墙以上采用护坡框格进行护坡。

地表覆盖措施：在站场井口区用碎石对裸露地表进行覆盖。

土地整治措施：站场工程施工结束后，对拟进行站场绿化的区域进行土地整治，新建站场同时进行覆土，利用站场不覆土。

站场绿化措施：布置在站控区域建筑物周围的区域内。

（2）集输管线工程区

集输管线工程沿线地表起伏较小，水土流失主要来源于管线施工作业带裸露地表及沟槽开挖临时堆土表面，针对水土流失的特点及集输管线的特殊要求，重点布置集输管线作业带挖方边坡下边坡的临时拦挡，以及施工过程中的临时拦挡及防护措施。集输管线工程区水土保持防治措施布局如下：

表土剥离及临时防护措施：在施工作业带清理开挖前，对占地区的管沟顶部耕地进行剥离，剥离表土堆放在施工作业带内，堆放表面用编织布进行压盖，周边用编织袋土埂进行拦挡。

土地整治及复耕措施：集输管线工程施工结束后，对施工作业区的扰动地表进行土地整治，回覆剥离表土，对占用耕地的区域进行复耕。

植被恢复措施：对占用林地的区域及有植被恢复条件的未利用地区域进行植被恢复。在管顶中心线两侧各 5m 的区域撒播种草，其余区域根据实际植树或种草。

（3）道路工程区

道路工程区水土流失主要来源于路基开挖回填，针对水土流失特点，重点对路基

的开挖及回填边坡进行防护，完善道路的排水系统，同时加强对施工过程中的临时防护及施工迹地的恢复措施。

表土剥离及临时防护措施：在进场道路路基开挖前进行表土剥离，并集中堆放，堆土表面用编织布进行压盖。

路基排水措施：进场道路路基挖方边坡坡脚布置浆砌石排水沟

土地整治：对占地区的扰动地表进行土地整治，回覆剥离表土。

道路沿线绿化：在挖填方边坡坡面撒播种草，以恢复植被。

（4）生产管理中心工程区

生产管理中心工程区位于彭州市市区，生产管理中心水土流失主要来源于基础开挖施工产生的流失。针对该工程水土流失特点，施工期间，对砂砾料及临时堆土分别集中堆放，并用编织布进行压盖，施工结束后，在建筑物周边埋设雨水管道，对裸露的区域进行土地整治，并进行绿化。

10.2 运营期污染防治措施

10.2.1 废气治理治措施

本项目的实施将提供清洁能源，为改善区域大气环境起到积极作用。本项目脱硫工程本身就是为保护大气环境而设置的一项环保工程，脱硫装置、硫黄回收装置、尾气处理装置等均为该项目的废气治理措施。

工程采用平台脱硫、平台制硫方案。该方案采用复合溶剂法脱碳脱硫、固定床反应器脱 COS、非常规克劳斯分流硫黄回收工艺，尾气处理彭州 3、彭州 4 脱硫站选用部分直接氧化+碱液烟气脱硫工艺，彭州 5、彭州 6 脱硫站规模较大，采用尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺。

10.2.1.1 正常工况废气排放污染防治措施

项目运行过程中产生脱硫尾气和燃料烟气为主的大气污染物。为保护大气环境，拟采取以下措施。

（1）脱硫尾气污染防治措施

1）工艺选择

采用改良克劳斯法从酸性气中回收元素硫时，由于克劳斯反应是可逆的，受到化学平衡的限制，即使采用 4 级转化器，总硫回收率也只能到 98%-99%，仍有 1%-2%的硫化物要排到大气。为了减少环境污染，尾气处理部分的工艺开发和应用日趋重要。20 世纪 60 年代尾气处理工艺问世以来，国际上开发并实现工业化的工艺有数十种，

其中比较普遍采用的工艺技术按其化学原理可分为三大类：尾气加氢还原吸收工艺；低温克劳斯工艺；H_2S 部分直接氧化工艺。

① 尾气加氢还原吸收工艺

尾气加氢还原吸收工艺是通过加氢反应将尾气中的 SO_2、S_X 还原为 H_2S；COS、CS_2 水解为 H_2S。然后采用胺法选择吸收尾气中的 H_2S，富液经再生释放出酸性气，酸性气则返回制硫部分循环处理。该工艺的特点为：硫回收率高（≥99.9%）；排放气 SO_2 净化度高（<960mg/m^3）；投资高；操作费用高。

② 低温克劳斯工艺

低温克劳斯（亦称亚露点法）工艺是指在低于硫露点的条件下尾气中的 H_2S 和 SO_2 继续进行克劳斯反应生成元素硫。这类工艺一般是在常规克劳斯装置之后再配置 2-3 个低温转化器，反应温度一般控制在 130℃左右，由于反应温度低，反应平衡向生成硫的方向移动，因而可提高硫的转化率。生成的液硫会沉积在催化剂上，故转化器需周期再生，切换使用。该工艺的特点为；总硫回收率低（98.5%-99.5%）；排放气 SO_2 净化度低（>4000mg/m^3）；投资低；操作费用低。

③ H_2S 部分直接氧化工艺

直接氧化工艺是将尾气（或贫酸性气）中的 H_2S 直接氧化生成硫黄的方法。该工艺的特点与低温克劳斯工艺大致相同。各工艺对比情况见表 10.2-1。

表 10.2-1　三大类尾气处理工艺的比较

名称	加氢还原吸收	低温克劳斯	部分直接氧化
基本原理	在催化剂作用下，尾气中的 SO_2 和元素硫还原为 H_2S，而 COS 和 CS_2 水解为 H_2S。然后，H_2S 被胺液吸收。	采用高活性催化剂，在低于硫露点温度下进行克劳斯反应，生成元素硫。	尾气中的 H_2S 在催化剂作用下直接氧化为元素硫。
总硫回收率 尾气净化度 投资费（相当于两级常规克劳斯费用） 操作费用	≥99.8% <300ppm 80%～100% 高	98.5%～99.5% >1500ppm 30%～40% 低	98%～99.5% >1500ppm 30%～40% 低

2）彭州 3、彭州 4 脱硫站脱硫尾气净化工艺

彭州 3、彭州 4 脱硫站硫黄规模较小，选用部分直接氧化+碱液烟气脱硫工艺。

为了获得高硫黄回收率，从克劳斯反应段出来的过程气进入部分氧化段。气体首先在部分氧化加热器中被中压蒸汽加热，使其达到部分氧化反应器中催化反应所需的最佳温度，部分氧化反应所需的氧化空气通过克劳斯风机提供，混和后进入部分氧化

反应器。在部分氧化反应器中，硫化氢经过部分氧化反应转化为单质硫。

彭州 3、彭州 4 脱硫站自部分氧化流程后的硫黄尾气直接进入尾气焚烧炉，在焚烧炉内尾气与外补燃料气及燃烧空气混合燃烧，燃烧所需的空气由焚烧炉风机供给。尾气中剩余的 H_2S 和其它硫化物在尾气焚烧炉内进行燃烧并转化为 SO_2，其它可燃物如烃类、氢及 CO 等也同时被完全氧化。离开炉膛的高温烟气进入尾气焚烧炉热量回收系统，通过发生低压饱和蒸汽来回收热量。自热量回收系统流出的烟气进入烟气脱硫部分。

从废热锅炉流出的烟气，温度降至 170℃左右后经喷水降温，进入碱洗塔，利用 30%氢氧化钠溶液吸收烟气中的 SO_2，碱洗后的烟气中 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3，经低压蒸汽加热，温度升至 180℃后经烟囱排放。碱洗后产生的碱性废水送至气田水综合利用处理单元。

2）彭州 5、彭州 6 脱硫站脱硫尾气净化工艺

彭州 5、彭州 6 脱硫站硫黄规模较大，采用尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺

彭州 5、彭州 6 脱硫站的尾气进入加氢反应器，硫黄回收单元尾气所含的 SO_2 和元素硫等与还原性气体在催化剂的作用下反应，转化为 H_2S。H_2S 在尾气吸收塔内被贫醇胺溶剂吸收，尾气吸收塔顶的尾气进入尾气焚烧炉，在焚烧炉内尾气与外补燃料气及燃烧空气混合燃烧。尾气中剩余的 H_2S 和其它硫化物在尾气焚烧炉内进行燃烧并转化为 SO_2，其它可燃物如烃类、氢及 CO 等也同时被完全氧化。离开炉膛的高温烟气进入尾气焚烧炉热量回收系统，通过发生低压饱和蒸汽来回收热量。自热量回收系统流出的烟气进入烟气脱硫部分。

从废热锅炉流出的烟气首先经过烟气换热器与来自通风机的空气换热，温度降至 170℃左右后经喷水降温，进入碱洗塔，利用 30%氢氧化钠溶液吸收烟气中的 SO_2，碱洗后的尾气中 SO_2 浓度≤100mg/Nm^3，经低压蒸汽加热，温度升至 180℃后经 40m 高烟囱排放，尾气排放满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB 39728-2020）及《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。碱洗后产生的碱性废水送至气田水综合利用处理单元。

（2）锅炉烟气污染防治措施

锅炉以自产天然气为燃料，并配低氮燃烧器，对燃烧废气进行高空排放，以降低对地面的影响。烟气排放符合《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境

厅，2020 年第 2 号）的要求，SO_2、NO_x 排放浓度分别控制在 10mg/m^3、30mg/m^3 以下。

10.2.1.2 停工工况废气排放污染防治措施

当工厂停工检修时，切断上游气源，对脱硫、脱水等装置内的残余气体切换至站场内放空系统逐步密闭排放至放空火炬燃烧后排入大气；对硫黄回收、尾气处理装置内的残余气体用氮气吹扫至焚烧炉焚烧后经烟囱排入大气，减少对环境的污染。

10.2.1.3 事故状态废气排放污染防治措施

由于工厂停电、设备故障或操作失误等原因可能导致紧急放空，易对环境造成污染。当发生非正常排放时，自动控制系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将安全阀等排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放，减轻对环境的污染。

（1）拟采用国际先进设备提高系统可靠性。

（2）采用先进的集散型控制系统（DCS），对全厂进行集中控制，将非正常排放可能性降低到最低程度。装置区及厂界四周需设置 H_2S 气体检测仪、发现 H_2S 泄漏可自动切断泄漏气源。

（3）设置常明的放空火炬，对非正常排放的气体进行燃烧降低其毒性及环境影响。事故状态下井口装置、脱硫装置、脱水装置和硫黄回收装置、集气总站和污水站在开、停工时或事故状态下需向火炬排放的可燃气体。各场站火炬筒体为 DN450~1000mm，火炬筒体高度 60~75m。

10.2.1.4 大气污染防治措施的可行性分析

工程运营期正常情况下排放的废气主要为水套加热炉燃烧废气，燃气锅炉烟气、长明火炬排放废气，工艺区的无组织排放废气，以及工艺系统超压、设备检修作业等情况的事故排放的少量天然气。其中水套加热炉、燃气锅炉和常明火炬燃烧气为净化后的燃料气，事故排放的天然气为含硫天然气。

项目运行期拟采取气体脱硫、硫黄回收、尾气处理等技术先进可靠，广泛应用于天然气净化厂的废气治理。

（1）清洁燃料：项目的天然气经净化后总硫含量≤20mg/m^3，硫总回收率可达 99.9％以上。项目锅炉和常明火炬燃烧用脱硫站净化天然气，锅炉配低氮燃烧器，从根本上减少了 SO_2、NOx 和烟尘的排放量，使燃烧烟气的排放符合《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）中特别排放限值的要求，措施可行。

（2）气体脱硫：本项目采用的复合溶剂法脱硫，以化学溶剂（主要是醇胺）与

物理溶剂组成的溶剂，吸收天然气中的 H_2S、有机硫和 CO_2。该工艺具有工艺流程相对简单、再生酸性气中 H_2S 浓度与物理溶剂法基本相当，烃夹带量较少、对硫黄装置影响较小、溶剂可以国产等优点。本项目采用该工艺方法脱硫，使产品天然气中 H_2S 及总硫含量降低，能满足国家标准《天然气》（GB17820-2018）一类气技术指标硫含量要求。该技术先进、可靠、广泛应用于国内外天然气净化厂，类比调查元坝、普光气田应用实例，该措施可行。

（3）硫黄回收：项目采用非常规克劳斯分流+直接氧化法进行硫黄回收，使原料气中 H_2S 及有机硫转化为 Sx，尽可能降低尾气中污染物量，降低对大气环境的影响。该技术先进、可靠、应用广泛，措施可行。

（4）尾气处理：彭州 3、彭州 4 脱硫站尾气处理部分采用直接氧化+尾气焚烧+碱法脱硫工艺，彭州 5、彭州 6 脱硫站尾气处理部分采用加氢还原吸收+尾气焚烧+碱法烟气脱硫的工艺路线，可有效回收尾气中的硫元素，并脱除焚烧尾气中的 SO_2，实现尾气 SO_2 超低排放（SO_2≤100mg/Nm^3）。该技术成熟可靠，有效降低了对大气环境的污染，因此该尾气处理措施可行。

（5）恶臭治理：工艺中采用的阀门、设备等均采用密封性能好的设备；并加强设备与集气管线的环境管理，经常检查各密封部位及阀门阀杆处的气体泄漏情况，发现问题及时处理，严格控制无组织排放。

通过上述分析，本项目拟采取的大气污染防治措施均能有效降低废气对周围大气环境质量的影响，使废气做到达标排放，不会对大气环境质量造成较明显的污染影响，采用广泛应用于天然气净化厂的废气治理措施，技术先进可靠，因此该污染防治措施是可行的。

10.2.1.5 生产管理中心厨房油烟治理措施

生产管理中心选址位置位于彭州市牡丹新城，其功能包含办公、公寓、食堂、档案等用房。新建食堂以就餐人数 200 人计，其食用油用量平均按 0.03kg/人·天计，则日耗油量为 6.0kg/d，年耗油量为 2.2t/a。据类比调查，不同的烧炸工况，油烟气中烟气浓度及挥发量均有所不同，油的平均挥发量为总耗油量的 2.83%，经核算，生产管理中心食堂油烟产生量为 0.17kg/d，年产生油烟量为 0.06t/a。烹饪时间按 7h/d 计算，则所排油烟量为 0.024kg/h，油烟排放浓度为 1.23mg/m^3（按风量 20000m^3/h 计），如果直接排放，对周围环境会产生影响。根据《饮食业油烟排放标准》（GB18483-2001）及《四川省挥发性有机物污染防治实施方案（2018-2020 年）》——开展餐饮服务业油

烟排放控制的要求，环评建议采用高效油烟净化设备对油烟进行净化处理，净化效率达 90%，净化后油烟排放浓度为 0.12mg/m^3，排放量为 0.006t/a。生产管理中心食堂油烟经高效油烟净化处理后，油烟排量削减 90%，措施可行。

10.2.2 水污染防治措施

川西气田在生产过程中将会产生气田采出水及制硫部分产生含硫污水、碱洗废水、锅炉排污、凝结水站排污、循环水排污、烟气脱硫废水等，为保证川西气田长期稳定的开发生产，同时达到环保和可持续性发展战略的要求，需要对证川气田污水进行处理和资源化利用，践行中石化“绿色，低碳，环保”的理念。

同时，在方案设计时首要考虑气田污水中含有高浓度硫化物，如果采用元坝，普光处理模式，即高含硫污水统一输送至污水站进行处理，将会面临污水输送过程中泄漏的风险。如果污水出现泄漏，将会对周边环境，人群及社会活动带来不可预见的风险。因此，废水处理采用平台污水脱硫预处理，集中深度水处理方案。处理后的水质指标满足污水回用于循环冷却水水质要求。

本项目通过采取清污分流、中水回用、设置污水处理系统、雨水收集及事故池等措施防止地表水污染。根据各个地装置、单元的特点和所处的区域及部位，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，严格分区硬化防渗措施。

根据“雨污分流、污污分流、集中治污、污水回用”的原则，将项目的废污水划分为气田采出水预处理单元、脱硫站排水处理单元、气田水综合利用处理单元、雨水排水系统及生活污水处理系统。

10.2.2.1 气田采出水预处理

（1）水量预测及水质分析

根据地质部门预测及集输工程部署情况，气田采出水预测分别见表 10.2-2。

表 10.2-2 气田采出水日产生量预测　　单位：m^3/d

生产时间（年）	彭州 5	彭州 6	彭州 3	彭州 4	合计
1	58	26	11	119	214
2	68	30	6	124	228
3	73	32	5	129	239
4	81	36	5	128	250
5	91	40	10	127	268
6	101	45	41	128	315

生产时间（年）	彭州 5	彭州 6	彭州 3	彭州 4	合计
7	115	51	81	129	376
8	113	50	129	120	412
9	119	52	187	127	485
10	137	60	94	145	436
11	150	67	118	168	503
12	161	71	138	181	551
13	167	74	138	181	560

气田采出水水质参考鸭深 1 井水质，气田采出水水质见表 10.2-3。

表 10.2-3　鸭深 1 井气田采出水水质　　单位：mg/L，pH 除外

名称	检测值	名称	检测值
pH	7.5	Cl^-	13806.56
硫化物	687.5	SO_4^{2-}	12060
K^++Na^+	9006.56	HCO_3^-	2776.96
Ca^{2+}	3645.37	CO_3^{2-}	/
Mg^{2+}	1368.16	BOD_5	210
矿化度	42663.65	CODcr	3732.4

（2）工艺选择

目前去除气田采出水中硫化物的方法工艺主要包括气提法、沉淀法、氧化法、生物法、生物脱硫药剂法。以上几种方法的优缺点对比见表 10.2-4。

表 10.2-4　水中硫化物去除方法的对比

项目	气提法	氧化法	沉淀法	生物法	生物脱硫药剂法
优点	将水中硫化物以硫化氢的形式分离出来。药剂投加量少，无污泥产生，运行费用低	将水中硫化物转变为单质硫，SO_3^{2-}，SO_4^{2-}等，产生的污泥量少，污泥处理费用较低。同时药剂费用较沉淀法低	将水中硫化物变为沉淀析出。主要采用铁盐，锌盐等生成硫化物。该方法适应性强，净水剂用量较低	将水中硫化物转变为单质硫，SO_3^{2-}，SO_4^{2-}等。污泥产量较前两种方法低。药剂费用低	该方法采用生物脱硫药剂对水中硫化物进行去除，生产产物为单质硫，药剂投加量低
缺点	进水 pH 值，悬浮物，含油等对气提效果影响大，需对进水进行预处理。同时需对气提气进行处理	氧化法多采用双氧水、次氯酸钠等氧化剂，以上药剂均属于危险化学品。运行费用较生化法高	产生的危废污泥量大，处理成本高	停留时间长，一般停留时间均在 24h 以上。对进水矿化度要求高，一般要求小于 20000mg/L，对高矿化度水需进行稀释	目前只是在元坝气田进行了现场中试，效果较好，但处理费用较气提工艺高。反应过程产生单质硫

通过比较并结合水质分析结果可以看出，采用生化法除硫需对来水矿化度进行稀释，稀释水量为处理水量的 2~4 倍，增加了后续处理设施的规模，增加了一次性投资。采用沉淀法脱硫，将面临污泥量大，处理费用高的问题。因此，本次采出水除硫工艺将采用气提工艺为主，氧化工艺为辅的处理方案。该方法目前在普光气田，元坝气田，延长气田均得到了广泛应用。

由于正压气提在元坝气田实际运行过程中使用效果不佳，因此西南油气分公司采气二厂在 YB29 集气站进行了负压气提改造，改造后出水硫化物平均值为 6.53mg/L，去除率基本大于 99%。

因此，本项目各平台气田采出水首先在脱硫站内经预处理脱硫，预处理脱硫采用工艺流程为：气田水缓冲→负压气提→压力两相除硫→压力斜板沉降→二级过滤→缓冲罐。预处理后气田采出水通过罐车拉运或管输至彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置。工艺流程框图见图 4.2-7。

（3）建设方案

根据气田水产生量预测结果，考虑一次建设满足 6 年内气田水处理规模要求，本次气田水预处理站处理规模见表 3.3-12，即彭州 6 平台设 100m^3/d，其他平台均为 200m^3/d。

本项目气田采出水水质与元坝气田类似，因此，本项目处理工艺采用负压气提+密闭氧化除硫（气田采出水和残酸）+压力斜板罐+二级过滤，处理出水硫化物≤10mg/L，悬浮物≤30mg/L。处理后采出水水质满足气田水综合利用处理站进水标准要求，外运至气田水综合利用处理站。

该工艺还具有流程简单、操作简便、投资低、占地少、能耗低等优点，最为适用对 H_2S 量均较低的含硫酸性水，故该措施可行。

开井初期的残酸废液，由于硫化物含量高，成分复杂，资源化回用难度大，因此，利用各平台气田水预处理设施处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，运往回注井回注地层。

（4）废水转运措施

本项目运营期彭州 3、彭州 4 脱硫站产生的气田采出水和脱硫站污水处理场 RO 浓水通过罐车密闭拉运至彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置，各脱硫站废水拉运路线见表 10.2-5 和附图 10-2。

表 10.2-5　各脱硫站废水转运路线及沿线保护区分布情况表

平台	建议拉运路线	穿越河流情况	是否涉及水源保护区
彭州 3	由彭州 3 脱硫站出发左拐进入天桂路，转入金隆大道，在隆丰镇左拐进入彭白路，至丹景山镇右拐进入 S106 省道，沿 S106 省道行驶约 12km 到达彭州 6 进站道路，全长 25km	小石河	否
彭州 4	由彭州 4 脱硫站出发左拐进入牡丹大道，行驶约 5km 右拐进入 S106 省道，沿 S106 省道行驶约 3.5km 到达彭州 6 进站道路，全长 11km	小石河	否

运营期脱硫站废水拉运沿用施工期废水拉运管理措施，严格执行密闭运输和 HSE 管理制度、废水拉运“三联单”制度，本项目采取的废水转运措施有效可行。

10.2.2.2 脱硫站排水处理

（1）水量预测及水质分析

脱硫站污水处理单元污水来源主要有脱盐水站排污、凝结水站排污、动力中心锅炉、装置余热锅炉、循环水场排污、装置生产污水、初期雨水等。根据各脱硫站废污水产生量，考虑膜反洗时排放的水量，各站污水处理场规模见表 3.3-13，即彭州 3、彭州 4 脱硫站处理规模 25m^3/h，彭州 5、彭州 6 脱硫站污水处理场合建于彭州 6 脱硫站，规模 150m^3/h。

根据排水水质表中各类排水的水质，将其经过加权平均后，确定总进水水质。回用水水质则满足循环补充水水质标准。具体见表 10.2-6。

表 10.2-6　设计进出水水质　　单位：mg/L，pH 除外

序号	项目	进水水质	回用水水质	浓水水质
1	pH	6~9	6~9	6~9
2	悬浮物	50~100	1	1
3	COD	30~50	3	<500
4	TDS	1000~1500	<300	7000~12000
5	总硬度	500	<10	<1000

注：回用水 COD 为 COD_{Mn}。

（2）工艺方案

根据进水水质及出水水质要求，为尽可能降低运行成本，选择工艺流程见图 10.2-1。

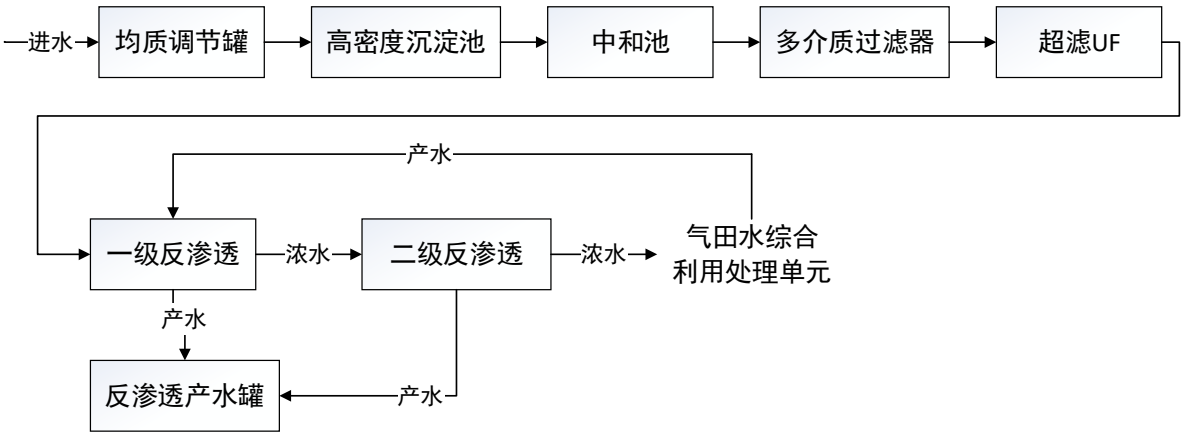


图 10.2-1　污水处理工艺流程图

本项目采用抗污染型反渗透膜，一级 RO 系统水回收率按照 70%设计，脱盐率约 95%。产水送至循环水场回用。一级 RO 浓水经泵提升至进入二级 RO 处理流程，二级 RO 系统水回收率按照 60%设计，脱盐率 92%，产水送至循环水场回用。

二级RO浓水直接送至气田水综合利用处理单元的DTRO进水罐进行进一步浓缩。

本工艺方案选取的主体工艺设备技术成熟可靠，产水水质满足《工业循环冷却水处理设计规范》（GB/T50050-2017）要求作为循环冷却水再次利用。措施可行。

制硫部分产生含硫污水，经过气提除硫后，作为循环水补水。

尾气脱硫产生的碱性废水，通过罐车拉运或管输至彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置。

各脱硫站热稳定盐去除装置排污水成分复杂，送至回注井回注。

10.2.2.3 气田水综合利用处理

（1）处理规模

预处理后气田采出水、脱硫站污水处理场 RO 浓水、尾气脱硫碱性废水通过罐车拉运或管输至彭州 6 脱硫站气田水综合利用处理装置。

气田水综合利用处理装置分为前端预处理、膜处理单元和 MVR 蒸发装置三部分。

前端预处理进水主要来自气田采出水和烟气脱硫产生的碱性废水，设计规模取 400m³/d，如考虑 120%最大能力运行，处理能力 480m³/d，其中考虑 220m³/d 碱性废水，最多可接收 260m³/d 的气田采出水，可满足前 5 年气田水处理需求。根据开发方案，在气田水综合利用处理单元预留有扩建用地，后期根据气田水实际产量，及时启动气田水综合利用处理设施扩建工程。

膜处理单元采用高压反渗透工艺，进水主要来自前端预处理产水和脱硫站 RO 浓水，其中，前端预处理产水 400m³/d，RO 浓水 300m³/d，设计规模取 700m³/d，最大

处理能力 840m³/d。

MVR 蒸发装置进水主要是膜处理单元浓水，设计规模 400m³/d。

（2）处理工艺

前端预处理采取工艺为：均质调节→澄清软化→电解氧化→高级氧化→过滤。前端预处理出水和脱硫站污水处理场 RO 浓水混合后，进入高压反渗透，高压反渗透出水高压反渗透浓水进入 MVR 蒸发装置，出水与高压反渗透出水混合后进入脱硫站反渗透单元，母液回注或综合利用。处理工艺流程见图 4.2-9。各单元水量及水质见表 10.2-7。

表 10.2-7　主要单元的节点水量及水质

项目	单位	均质罐出水	澄清罐出水	金刚砂过滤器出水	高级氧化出水	锰砂过滤器	高压反渗透产水	MVR 进水	MVR 产水	低压反渗透进水	低压反渗透产水	成品水罐进水
水量	m³/h	16.7	16.5	16.3	16.2	16.0	14.0	14.0	13.0	27.0	23.0	23.0
COD	mg/L	2477	2477	2477	≤200	≤200	≤50	≤400	≤100	≤100	≤50	≤50
悬浮物	mg/L	30	50	3	30	15	1	1	1	1	1	1
氨氮	mg/L	141	141	141	≤5	≤5	≤5	≤10	≤5	≤5	≤5	≤5
Ca^{2+}	mg/L	1200	15	15	15	15	15	≤30	15	15	15	15
Cl^-	mg/L	9178	9178	9178	9178	9178	200	20000	≤200	≤200	≤200	≤200
SO_4^{2-}	mg/L	14386	14386	14386	14386	14386	200	2400	≤200	≤200	≤200	≤200
TDS	mg/L	37413	37413	37413	37413	37413	200	35000	200	200	200	200

MVR 产水经脱硫站污水处理场低压反渗透单元处理后出水水质满足循环冷却水补充用水水质指标，参照《炼化企业节水减排考核指标与回用水质控制指标》（QSH/0104-2007），回用于彭州 5、彭州 6 脱硫站循环冷却水补水，本项目循环水场的补充水量 160t/h，气田水综合利用装置处理回用水产生量为 24t/h，可以实现完全回用。MVR 蒸发装置产生的母液量约为 30m^3/d，外运回注或综合利用。

该工艺流程已经在元坝气田成功应用，本项目气田采出水及脱硫站排水水质与元坝气田类似，因此，措施可行。

（3）母液处置措施依托可行性

本项目气田水综合利用处理装置 MVR 母液为浓缩后的气田水，产生量约 30m^3/d，主要成分为各种无机盐。根据其成分，首先选择外运至四川久大蓬莱盐化有限公司综合利用作为原料制盐，无法利用时通过回注井回注地层。

1）母液综合利用依托可行性

四川久大蓬莱盐化有限公司成立于 2001 年，于 2007 年搬迁至遂宁市大英县工业园区，是集矿山采卤、热力发电、真空制盐、盐卤化工、新能源开发等于一体的综合型企业。根据《四川久大蓬莱盐化有限公司盐井伴生气及油气田废水综合利用项目》（批复文号：遂大环函〔2020〕号），在四川大英经济开发区余粮村盐 9 井建设油气田废水回收利用设施一处，主要设置调节池、气浮、电絮凝、高级氧化沉淀、除钡、滤池等设施设备，日处理气田废水 1200m^3/d，处理后出水作为盐电分厂真空制盐原料。

川西气田气田水综合利用处理装置 MVR 母液为浓缩后的气田水，主要成分为各种无机盐，符合四川久大蓬莱盐化有限公司盐井伴生气及油气田废水综合利用项目进水要求，且该企业为新建，原料气田水主要来自四川省内油气田企业，处理量远大于川西气田母液产生量，因此，川西气田气田水综合利用处理装置 MVR 母液可依托四川久大蓬莱盐化有限公司盐井伴生气及油气田废水综合利用项目进行综合利用，措施可行。

2）母液回注依托可行性

根据调查，川西气田周边已建成的回注站有孝蓬 101、新场 15、马蓬 33、什邡 50 回注站，各回注站相关情况见表 10.1-2。

由表 10.1-2 可知，各回注井剩余回注容量、日回注量均远大于气田水综合利用处理装置 MVR 母液量 30m^3/d。另外，MVR 母液为主要为浓缩后的气田采出水，组成矿物种类与气田水类似，类比元坝气田，MVR 蒸发母液水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，回注过程中未发生因配伍性问题导致的井堵事件。

本工程的蒸馏母液在回注入目标层后，由于各回注井回注层位的封隔条件好，吸收性较强，水性相容，母液能及时的扩散到回注层，不会返回浅层地表，不会对浅层地下水环境和生活或生产用水产生污染。措施可行。

10.2.2.4 其他废水污染防治措施可行性分析

（1）检修污水处理措施

1）水量预测及水质分析

检修废水按照每年检修一次，一次检修废水量约为 1000m³，集中在 20~30 天排放完毕，按照每座脱硫站检修废水量相同，每天排放废水量约为 50m³/d。类比元坝气田净化厂，检修废水水质见表 10.2-5。

表 10.2-5　检修废水水质　　单位：mg/L，pH 除外

名称	检测值	名称	检测值
pH	7~10	SS	188
MDEA	10000	总铁	1070
吗啉	1000	TDS	5
三甘醇	500	润滑油	50
COD	6000		

2）工艺方案

检修废水处理工艺如下：检修废水→压力斜板沉降罐→二级过滤器→压力两相缓冲罐→装车泵→回注站

脱硫站检修废水先进入压力斜板沉降罐，在此处投加氢氧化钠和双氧水对检修废水中的铁离子进行去除，出水铁离子≤0.5mg/L，同时投加 PAC，PAM，去除水中悬浮物。处理后出水石油类≤10mg/L，悬浮物≤30mg/L，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求，运往回注井回注地层。措施可行。

（2）雨水监控兼事故排放池

各站设置雨水监控兼事故排放池有效容积为 1200~5400m^3，能将来自储运区、生产辅助区、装置区的雨水；还能在火灾事故或泄漏事故等特殊情况下，根据水质情况将雨水自流切换到污染雨水储存池内储存。各站雨水监控兼事故排放池可靠性分析见表 10.2-8。

表 10.2-8　雨水监控兼事故排放池容积分析一览表

脱硫站	污染区面积/m^2	初期雨水量/m^3	可能外溢有机溶剂/m^3	消防用水量/m^3	合计水量/m^3	雨水监控兼事故池容积/m^3
彭州 3	17550	500	200	108	808	1200
彭州 4	19390	580	200	108	888	1200
彭州 5	24980	875	384	200	1459	2300
彭州 6	75415	2650	481	328	3459	5400

各站初期雨水和事故消防水量均小于雨水监控兼事故池的有效容积。

因此，本项目设置的雨水监控兼事故排放池是合理的。

（3）生活污水

根据工程方案，各站生活污水排至化粪池，定期拉运至周边乡镇或彭州污水处理厂进行处理。本项目生产定员 240 人，其中生产人员 169 人，岗位定员采用“四班三

倒”制，各站生活污水量为 1.1～3.02m^3/d。现场设置化粪池，容积满足 10 天的生活污水暂存量，具体见表 3.3-14。根据现场调查，彭州市内各乡镇均有乡镇生活污水处理厂，且都有较大的剩余处理能力，能够满足本项目生活污水处理需求。

综上所述，各站场生活污水采用化粪池处理并暂存后，定期运往周边乡镇生活污水处理厂处理后达标排放，措施可行。

10.2.3 噪声污染防治措施

10.2.3.1 拟采取的措施

本项目在正常情况下产生的噪声主要来自压缩机、机泵、空冷风机等，针对上述噪声，项目采取的主要降噪措施如下：

（1)在生产允许的条件下,动力设备及节流设备尽可能选用高性能低噪声设备，并在管路设计中采取消声措施。

（2）对压缩机、风机等设备采取减振措施。放空口、风机入口加设消声器。变压器采用低噪声节能型产品，使噪声水平控制在规定的范围内。

（3）在平面布置中，尽可能将高噪声设备布置在远离敏感目标的位置。

（4）对产生噪声的场所，为了防止噪声对操作人员的损害，一方面在装置上配有隔音罩等，另一方面给操作人员配备耳机。

（5）选用高性能的设备，只须操作人员定时巡检，无需现场值守，最大限度降低噪声对操作人员的伤害。

（6）在厂界内靠围墙种植绿化隔声带。

（7）事故状态下的火炬是项目的主要高噪声源，但噪声持续时间较短，对其采用加高放远的办法，远离装置和人群，以求利用距离衰减降噪。

10.2.3.2 噪声污染防治措施的可行性分析

本项目位于农村地区，项目拟定装置 200m 范围内需实施安全搬迁，项目用地布局方面较为紧凑，运行过程中尽量使用低噪声设备。通过采取以上措施后，站场搬迁区外边界噪声预测值低于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，不会对搬迁区范围外的敏感目标产生影响。

通过分析，项目噪声污染防治措施可行。

10.2.4 固体废物污染防治措施

10.2.4.1 拟采取的处置措施

本项目运营期产生的固体废物主要有废催化剂、废吸附剂、废活性炭、污泥及生活垃圾等。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（生态环境部令第 15 号），废活性炭（HW49 900-041-49）、废加氢还原催化剂（HW50 251-016-50）、化验室废液（HW49 900-047-49）、废 TEG 溶剂（HW06 900-404-06）、废润滑油（HW08 900-217-08）、废铅蓄电池（HW31 900-052-31）、废脱模剂（HW08 900-249-08）为危险废物，在各站场设置危废暂存间，分类暂存后，定期送往具有相应资质的危险废物处置单位处置。

气田水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，在各气田水预处理污泥脱水间旁设置符合危险废物暂存间标准的暂存点。在项目投产后，应按照《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）对污泥进行鉴别，判别是否为危险废物。若是危险废物交由相应资质的处理单位进行处置；若是一般固体废物，运往砖厂或水泥厂进行协同处置。

废 COS 水解催化剂、废部分氧化催化剂、废硫黄回收催化剂、废瓷球、脱盐水站废离子交换树脂为一般固体废物，定期更换时由生产厂家进行回收利用，不在各脱硫站内暂存。

气田水综合利用处理站污泥主要含泥沙和无机盐，清管废渣主要是铁锈及硫化亚铁，均属一般工业固废，在污泥脱水间旁设置污泥棚暂存，可定期运往砖厂或水泥厂进行协同处置。

彭州 6 脱硫站净水场污泥主要成分为泥沙，可用于铺路或外运制砖。

站场工作人员产生的生活垃圾定点收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

10.2.4.2 固体废物污染防治措施可行性分析

项目运行期产生的固体废物经过措施处理后，均能得到妥善处理。固体废物按照性质分类集中贮存，暂存场所分别按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求进行设计，因此本项目拟采取的固体废物污染防治措施可行。

10.2.5 生态环境保护措施

（1）对植被影响的消减措施及可行性分析

运营期间，应加强对恢复植被的养护，切实维护在施工后期植被恢复的成果。本

项目在正常运营及事故放空时均会产生一定量的 SO_2，生态恢复期应增加种植吸收 SO_2 的造林树种，在厂区周围营林造林时，尽可能选择具有较强吸收 SO_2 的能力的树种如柳杉、柏木、刺槐、樟树等，在一定程度上可降低区域 SO_2 的浓度，缓解污染危害。

本项目在正常运营时排放的 SO_2 含量较少，对周边植被及作物的影响甚微；事故放空时产生的 SO_2 的最大落地浓度值大于 $0.5mg/m^3$，将对周边的植被及作物产生一定影响。针对上述影响，在发现周围植被出现受 SO_2 影响的症状时，可对周围植被增施适量的氮肥和磷、钾肥；还可在叶面喷施 KH_2PO_4 500 倍液或金绿叶先锋 800 倍液，使毒害得到一定的缓解，使植株尽可能恢复生长，从而挽回一定的经济损失。此外，在事故条件时，可在农作物 SO_2 污染前期，用清水喷洒清洗受害叶片。

结合影响分析，项目正常运营时产生的 SO_2 浓度较小，在落实上述措施后，事故放空时对周围植被影响较小，其措施可行。

（2）对动物影响的减缓措施及可行性分析

本项目站址拟建地为农村环境，周边主要动物为居民自养家畜。针对于各类污染及环境风险，项目采取了相应的措施，发生污染物及风险事故时对周边家畜的影较小。

（3）对景观生态体系影响的消减措施及可行性分析

在评价区小范围内形成的人工拼块类型或临时性改变局部区域拼块比例和镶嵌格局，对整个生态体系的稳定性不致构成显著影响。因此，评价区景观生态体系仍将维持现状，脱硫站及进站道路的分割不足以造成生态体系的本质变化。

（4）对农业生态的减缓措施及可行性分析

本项目将永久占地面积 $43.33hm^2$，占地类型主要为耕地、林地、交通运输及居住用地等。工程占地将占用耕地，减少农业产量。由于项目占地小，对农业生产影响甚微，且建设方与当地农户签订有补偿措施。

在事故时，若周围植被出现受 SO_2 影响迹象，建设方应积极采取措施，可在农作物 SO_2 污染前期，用清水喷洒清洗受害叶片，并增施适量的氮肥和磷、钾肥；还可在叶面喷施 KH_2PO_4 500 倍液或金绿叶先锋 800 倍液，使毒害得到一定的缓解。若上述措施无效，仍然造成作业死亡，建设方应采取进一步经济补偿措施。

由此可见，项目采取的生态减缓措施可行。

10.3 闭井期污染防治措施

（1）闭井期施工时各种机动车辆走固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井先用氮气对装置、管道等进行吹扫后送火炬点火燃烧后排放；后拆除采气树、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）井口装置及相应设施应做到不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

（4）凡需排污水时必须配备足够容量的容器，收集排出的污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

（5）在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

（6）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

（7）废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

（8）做好闭井期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

10.4 项目环保投资估算及“三同时”验收一览表

项目总投资 75.01 亿元，其中环保投资约 6.595 亿元，占投资额的 8.79%。项目环保投资估算及“三同时”验收一览表见表 10.4-1。

表 10.4-1 环保设施投资估算及“三同时”验收一览表

环境要素	工期	污染物	采取的措施	数量	环保投资（万元）
废气	施工期	施工扬尘	施工场地、围栏，道路临时硬化	配套	20
			定期洒水抑尘	配套	5
			粉状材料加盖篷布运输	配套	2
		放喷废气	每站设主副放喷池、放喷管线，放喷废液加碱中和等	8 套	800
	运营期	燃气锅炉烟气	采用合格燃气，选用低氮燃烧器，排气筒排放	10 座	170
		焚烧炉尾气吸收后排放	尾气加碱吸收，高空排放，每站设 2 座	8 座	24000
		火炬及放空系统	高空排放，每站设火炬 1 座	4 套	18000
废水	施工期	压裂返排液	放喷池的建设及防腐蚀、防渗漏处理	8 套	计入废气
		废水	井场沿基础周围修建场内排水明沟，实行清污分流	4 套	160
		废水	废水（钻井废水、洗井废水和返排液）转运及处理费用	/	240

环境要素	工期	污染物	采取的措施	数量	环保投资（万元）
		生活污水	生活污水生态厕所收集，拉运处置	/	40
		防渗措施	将井场内的主、副放喷池，井口、泥浆循环系统及储存区域、储存罐区、柴油罐区设置为重点防渗区，采取“防渗混凝土+防渗膜”防渗措施(等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 $K\leq10^{-7}$cm/s)	4 个平台	400
	运营期	气田采出水	气田采出水脱硫预处理	4 座	1200
		脱硫站污水	150m^3/h 处理能力脱硫站污水处理场	1 座	2700
		污水深度处理	气田水综合利用装置	1 座	9500
		初期雨水、事故水	雨水监控池兼事故池	4 套	400
		地下水防治	对脱硫站、集输站主要设备、物料存放区地面、事故池划分为重点污染防治区，参照《石油化工工程防渗技术规范》采取防渗措施	4 套	3229
固废	施工期	水基废钻井泥浆、岩屑	泥浆不落地脱水处理	4 套	400
		水基废钻井泥浆、岩屑	砖厂制砖或水泥厂制水泥	/	1600
		油基岩屑	现场采用泥浆不落地装置收集，委托有相应资质机构处置	/	720
		生活垃圾	生活垃圾收集桶收集，运至当地环卫部门处理	/	16
	运营期	废活性炭、废加氢还原催化剂、化验室废液、废 TEG 溶剂、废润滑油、废铅蓄电池、废脱模剂等	每站建危险废物暂存间 1 座，分类暂存后委托有相应资质的危险废物处置单位处置	4 座	400
		气田水预处理污泥	按照危废暂存间标准设污泥暂存间，根据鉴别结果外委处置	4 座	计入采出水预处理站
		废 COS 水解催化剂、废部分氧化催化剂、废硫黄回收催化剂、废瓷球、脱盐水站废离子交换树脂等	定期更换时由生产厂家进行回收利用	/	/
		综合利用处理站污泥、清管废渣	外委砖厂或水泥厂进行协同处置	/	计入污水深度处理
		净水场污泥	现场脱水后，铺路或外运制砖	1 座	30
		生活垃圾	定点收集，运至当地环卫部门处理	/	4
环境风险	施工期	放喷	500m 范围居民临时撤离	约 2000 人	40
		风险防范	周边农户宣传；编制应急预案及培训、演练；环境风险管理等	/	20

环境要素	工期	污染物	采取的措施	数量	环保投资（万元）
	运营期	风险防范	通过设置 DCS 自动控制系统、H_2S 气体监测报警系统（装置区及厂界四周需设置 H_2S 气体检测仪）、自动切断泄漏气源，关键设备进行防腐蚀处理。设放空火炬，火炬自动点火及控制系统。进出站管线设置截断阀，管道管材采取防腐措施，并设置腐蚀监测系统，建立和落实维护保养和巡线检查制度	4 套	640
			各平台设置雨水监控兼事故池，并对其设置防渗设施，杜绝事故废水直接外排	6 套	计入初期雨水、事故水
			制定环境风险应急预案，建立企业与政府、相关单位间的环境风险应急体系，定期进行培训和演练。发生事故时实施紧急撤离，及时切断事故污染源，监控污染物浓度扩散范围，地下水污染防堵等应急措施，控制和降低环境风险	/	70
生态	施工期	水土保持	水工保护措施	/	800
		生态恢复	地貌恢复、植被恢复	12.73hm^2	255
	运营期	绿化	厂区及周边绿化	12%	89
合计					65950

11 环境影响经济损益分析

11.1 项目经济效益分析

11.1.1 项目投资及运行成本

本项目总投资为 75.01 亿元，其中钻井工程 15.37 亿元、采气工程 6.99 亿元、地面集输及公用工程 10.28 亿元、脱硫工程 32.82 亿元、外输管线 5.62 亿元（单独立项审批）、其他投资 1.50 亿元），建设期利息为 2.08 亿元，铺底流动资金为 0.35 亿元。

11.1.2 项目投资经济效益

根据《川西气田雷口坡组气藏开发方案》推荐的实施方案，本项目的各财务分析结果见表 11.1-1。

表 11.1-1　经济效益分析表

项目名称	指标值
总投资收益率(ROI)(%)	5.6%
资本金净利润率(ROC)(%)	6.3%
息税前利润（EBIT）（亿元）	90.48
净利润(NP)（亿元）	60.12
税后	
财务净现值(i=8%，亿元)	1.68
内部收益率(%)	8.35
投资回收期（年，从 2023 年起）	6.2
税前	
财务净现值(i=10%，亿元)	12.59
内部收益率(%)	10.5

在当前含税气价 1404 元/千方、硫黄 575 元/t 前提下，总投资收益率为 5.6%、资本金净利润率 6.3%、息税前利润 90.48 亿元、净利润 60.12 亿元，资本金财务内部收益率为 8.35%、财务净现值 12.59 亿元、投资回收期为 6.3 年，资本金有较强的盈利能力。

综上所述，项目建设具有显著的经济效益。

11.2 项目环境效益分析

11.2.1 直接环境效益

本项目的原料天然气属于高含硫气体，若不经过处理直接使用，将会产生大量

SO_2进入大气环境，形成酸雨，造成严重的环境影响及经济损失。据统计，中国每年因酸雨和二氧化硫污染对生态环境损害和人体健康影响造成的经济损失在 1100 亿元人民币左右。本项目的建设即为去除原料天然气中的大量 H_2S，并将其转化为硫黄，实现资源化利用，项目具有显著的环境效益。

脱硫站采用醇胺溶剂吸收法脱硫、非常规克劳斯分流+直接氧化法回收硫黄工艺。脱硫装置脱除的 H_2S 经硫黄回收装置处理后绝大部分转化为液硫，硫回收率 99.9%以上，对 SO_2 的消减作用明显。

项目副产品硫黄 13.54 万 t/a，生产的硫黄作为成品出售不仅降低项目对大气环境的影响，还将污染物转化为可利用的资源，保护环境，改善空气质量的同时促进环境的可持续发展。

因此，脱硫站的建设对于减少污染物的排放、促进环境的保护具有显著的直接环境效益。

11.2.2 间接环境效益

调查显示，以煤为主的能源结构是西南地区大气污染的主要原因。根据世界各国治理污染的经验，解决燃煤污染的措施之一就是用无污染或低污染的优质能源替代煤炭，本工程获得的清洁能源——天然气无疑是解决大气环境污染问题的必然选择。

天然气相对于煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 1/40，为煤炭的 1/800。根据监测，燃烧天然气排放的 CO、CO_2、NO_2、灰分、SO_2 大大低于煤和原油的排放量，具体情况见表 11.2-1。

表 11.2-1 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

从表 11.2-1 中可以看出，天然气替代原油和煤等能源的环境效益是十分明显的。

11.3 项目社会效益分析

本项目的建设，将对当地的经济发展起到良好的推动作用。项目建成投产将在以下几个方面产生社会效益：

（1）本项目的建设将加快川西天然气开发工作进程，解决西南地区特别是成都地区天然气供应不足的现状以及发展要求。

（2）川西气田的开发对当地的经济发展有积极的带动作用，是响应“国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要”的重大举措；有利于优化能源结构，改善大气环境，实现社会经济可持续发展；进入彭州-新场输气管线，加大国内天然气供应力度，减少管线气和进口 LNG 的压力；为沿线提供优质原料和燃料，是提高天然气上下游一体化效益的重要举措。

（3）本项目每年产生硫黄约 13.54 万 t/a，目前国内硫黄市场仍是一个供不应求的市场，我国硫黄消费的 80%需要从国外进口。国内硫黄产量满足不了需求的局面仍将长期存在，且消费中心主要集中在西南和沿江省份，项目的建设也可以缓解当地硫黄需求。

（4）本项目的实施给当地带来巨大机遇，将对该地区的机械、建材、电力等方面的发展将起到极大的推动作用，可以促进中国石油天然气工业的发展，加速煤改气进程，改善大气环境质量，促进西部地区的经济建设。同时，有利于改变目前不合理的燃料、原料结构，适应城市环保要求的提高和主业结构的调整，促进天然气化工及相关产业的发展，提高企业的经济效益，增加就业机会，加速区域经济的发展。

（5）目前我国正在大力提倡煤改气，全国大部分地区存在天然气短缺，项目建设符合我国当前发展需求。

因此，本项目的开发建设具有显著的社会效益。

11.4 小结

天然气利用可减少环境空气污染的排放量，改善环境空气质量。本工程的处理能力为 19.8×$10^8$$m^3$/a 混合气（17.68×$10^8$$m^3$/a 净化气）产能规模，可生产硫黄 13.54 万 t/a，大幅削减 SO_2 的产生量。项目建设对于加速天然气资源的利用，减少污染物排放，改善空气质量和推进环境可持续发展具有巨大的环境效益。

本项目的建设将在一定程度上缓解西南地区特别是成都地区天然气供应不足的现状以及发展要求。在促进天然气化工及相关产业的发展，提高企业的经济效益，增加就业机会，提高民用气保证率，带动地区经济发展和增加项目区域居民收入，提高居民生活质量等方面具有重要的社会效益。

由此可见，项目的建设实现了经济效益、社会效益和环境效益的统一。

12　环境管理与监测计划

为了明确建设项目的健康、安全与环境保护方针及目标，加强对本项目的管理与监督，不断提高员工的健康水平，提高安全生产的保障水平，提高企业生产的环境保护水平，努力实现无事故、无伤害、无污染、无损失，建立科学有效的管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。因此，本工程在施工期（包括测试放喷）均实施 HSE 管理模式。目前 HSE 管理体系在国内外石油行业中已取得了非常成功的经验。根据国家和地方有关的环境保护法规，针对项目的建设施工期和生产期特点提出如下 HSE 管理的建议或方法，以保证项目在建设和运营过程中的各项工作都受到有效的管理和监督。

12.1 建立 HSE 管理体系

西南油气分公司建立有完善的 HSE 管理体系，并定期更新修订，西南油气分公司彭州气田（海相）开发项目部按照体系要求执行。根据《西南石油局 西南油气分公司 HSE 管理体系手册》（西南局安〔2021〕54 号），HSE 管理体系主要包括以下内容：

（1）领导、承诺和责任：提供健康、安全与环境承诺。依据国家、省（市）级地方政府的法律、法规、规定和资源条件，按照合法、可行的原则，向社会和员工提供公开、明确的承诺。为使企业承诺得到落实，公司制定从总经理到操作岗位的全体员工责任制度。

（2）体系的策划：根据对现行法律法规进行识别，结合公司风险识别评估结果，提出隐患排查治理目标和方案，使健康、安全与环境管理实现科学化、规范化管理，公司可策划并建立健康、安全与环境管理体系，依靠体系运行推动公司健康、安全与环境表现水平不断提高。

（3）支持：以有效管控风险为目标，保障 HSE 管理体系所需资源投入，提升员工意识和能力，保持良好的内外部沟通，为 HSE 管理体系运行提供有力支持。

（4）运行过程管控：风险管控贯穿于生产经营全过程，通过完善管理制度和技术标准，严格执行管理流程，落实各方责任，确保风险可控受控。过程管控分为：建设项目管理、生产运行管理、设备设施管理、危险化学品储存管理、采购质量管理、承包商管理、施工作业管理、员工健康管理、公共安全管理、环境保护管理、现场标

识管理、变更管理、应急管理、事故事件管理、基层管理等。

（5）绩效评价：有效开展绩效监测、分析和评价，定期组织 HSE 管理体系审核和管理评审，把握规律，寻求不断改进的机会。

（6）改进：开展事故事件和不符合溯源分析，落实纠正措施，持续改进，不断提升 HSE 管理体系的适宜性、充分性和有效性。

12.2 施工期的 HSE 管理

12.2.1 建立健全的管理机构

本工程项目部应成立 HSE 管理委员会负责施工作业 HSE 的贯彻执行，成员由经理、主管 HSE 副经理、HSE 专职管理人员和各主要部门负责人组成。在日常管理中，根据本工程高含硫的特点，建立二级 HSE 管理网络，在项目指挥部设 HSE 部，分别配备安全、健康和环境工程师，分施工点配备 HSE 协调员，实行逐级负责制。由主管 HSE 副经理主持，项目指挥部负责具体工作实施，同时聘请数名 HSE 监督人员。

为做好管理工作，应明确管理机构主要人员的职责。如项目经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；HSE 经理则在环境管理中代表项目经理行使职权，监督《环境管理方案》的建立和实施等；项目部 HSE 人员，负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行等。

HSE 机构在管理上的主要任务包括：负责制定本管线施工作业的“环境管理方案”，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与沿线环保、水利、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档，监督管理承包商履行承包合同情况，监督管理施工作业进程。

12.2.2 加强工程承包方的管理

工程涉及到承包方，对他们管理的如何将直接关系到环境管理的好坏，为此，应加强以下几个方面的工作。

（1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位。

（2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，根据施工作业合同中有关环保要求，分别制定各工种作业中环境保护的要求。如在施工中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制施工区的大小，减少对土地的征用及对植被、作物的破坏，严格限制对施工区外的植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方的

堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水通道，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，防止车辆油料及油料装运的泄漏等。将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一。

（3）各承包方应按照项目部 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构，明确人员、职责等。各承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可以开工。

12.2.3 加强 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训，包括环保知识、意识和能力的培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解业主的环境方针、环境目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、地下水及地表水水源等的方法；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

12.2.4 实施环境管理制度

环境管理即安排专人负责环境管理工作及环境法规和政策的执行情况进行监察和督促的整套措施和方法。其主要任务是落实工程施工期间的各项环境保护措施和方案。

对环境管理人员提出以下要求：

（1）环境管理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

（2）接受过 HSE 专门培训，有一定的工作资历和现场施工经验。

环境管理人员可分段对施工现场进行监督，其主要职责为：

（1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实情况。

（2）及时向 HSE 负责人汇报环境管理现状，提出合理化建议。

（3）及时制止违反环境法规等给环境造成污染或后患的一切行为。对环境影响较大的行为进行处罚。

（4）协助 HSE 负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

（5）对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改

进意见。

12.2.5 制定紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，明确紧急情况出现时的处理协调员、施工人员的责任、出现紧急情况后的恢复手段、应提交的报告等。

12.2.6 制定施工期的环境监测管理计划

施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测可视当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。对事故监测可根据事故性质、事故影响的大小等具体情况监测土壤、气、水。

施工期环境监测工作由 HSE 协调员负责组织完成，具体监测可由西南油气分公司环境监测站完成或委托有资质的第三方环境监测机构完成。

12.2.7 制定施工结束后的恢复计划

在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、尽量恢复施工区内的自然排水通道、营地拆除后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

12.3 运营期的环境管理

运营期实行一体化管理，所有员工均竞聘上岗。管理直接到岗位，下设机关管理职能岗位和采气部、运行部、工程维护部三个基层单位，承担作业区生产经营、HSE 管理、工程维护、后勤保障等工作。

12.4 污染物排放清单及总量控制

（1）废气排放清单

废气排放清单见表 12.4-1。本项目新增废气污染物排放量：SO_2：91.55t/a、NOx：107.86t/a，未超出原环境影响评价文件批复总量：SO_2：144.51t/a、NOx：132.26t/a。

（2）废水排放清单

本项目彭州 3 脱硫站～彭州 6 脱硫站产生废水污染源包括气田采出水、污水汽提塔排污水、制硫部分产生含硫污水、热稳定盐去除装置排污水、锅炉排污、水处理站（RO 浓水）、循环水排污、装置生产污水（冲洗水）以及初期雨水、生活污水等。

本项目产生的各类生产废水经处理后全部回用或回注，没有外排。本项目生活污

水来自厕所、办公楼的生活污水，各脱硫站生活污水经化粪池处理暂存后，外运至城镇污水处理厂进行处理；综合管理中心生活污水经化粪池处理后，通过市政管道，排入彭州市城市污水处理厂进行处理。本项目生产管理中心生活污水产生量为 28.8m^3/d，即 10512m^3/a，产生污染物量为 COD：3.15t/a、氨氮：0.32t/a，经彭州市污水处厂处理后达到《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/ 2311-2016），折合污染物排放量 COD：0.32t/a，氨氮：0.021t/a。

（3）固体废物排放清单

固体废物排放清单见表 12.4-2。

表 12.4-1　废气排放清单

污染源		排放标准及标准号	污染因子	排放口高度（m）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	总量指标（t/a）
彭州 3 脱硫站	锅炉	《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB 51/2672-2020）《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（2020 年 第 2 号）	SO_2	15	10	0.12	0.94
			NO_X		30	0.36	2.83
			烟尘		10	0.12	0.94
	尾气焚烧炉	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	40	100	0.80	6.42
			NO_X		100	0.80	6.42
			烟尘		20	0.16	1.28
	火炬长明火	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	60	10	0.002	0.02
			NO_X		180	0.037	0.30
			烟尘		27	0.006	0.05
	无组织排放	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	H_2S	/	/	0.0010	0.008
		《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）	NMHC		/	0.000046	0.00037
彭州 4 脱硫站	锅炉	《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB 51/2672-2020）《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（2020 年 第 2 号）	SO_2	10	10	0.16	1.26
			NO_X		30	0.47	3.78
			烟尘		10	0.16	1.26
	尾气焚烧炉	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	40	100	1.07	8.56
			NO_X		100	1.07	8.56
			烟尘		20	0.21	1.71
	火炬长明火	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	60	10	0.002	0.02
			NO_X		180	0.037	0.30
			烟尘		27	0.006	0.05
	无组织排放	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	H_2S	/	/	0.0010	0.008
		《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）	NMHC		/	0.000050	0.00040
彭州 5 脱硫站	锅炉	《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB 51/2672-2020）《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（2020 年 第 2 号）	SO_2	10	10	0.29	2.35
			NO_X		30	0.88	7.06
			烟尘		10	0.29	2.35

污染源		排放标准及标准号	污染因子	排放口高度（m）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	总量指标（t/a）
	尾气焚烧炉	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	40	100	3.30	26.40
			NO_X		100	3.30	26.40
			烟尘		20	0.66	5.28
	火炬长明火	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	65	10	0.003	0.02
			NO_X		180	0.056	0.45
			烟尘		27	0.009	0.07
	无组织排放	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	H_2S	/	/	0.0031	0.0248
		《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）	NMHC		/	0.000163	0.00130
彭州 6 脱硫站	锅炉	《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB 51/2672-2020）《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（2020 年 第 2 号）	SO_2	10	10	0.39	3.14
			NO_X		30	1.18	9.41
			烟尘		10	0.39	3.14
	尾气焚烧炉	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	40	100	4.95	39.60
			NO_X		100	4.95	39.60
			烟尘		20	0.99	7.92
	火炬长明火	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	SO_2	75	10	0.004	0.03
			NO_X		180	0.075	0.60
			烟尘		27	0.011	0.09
	无组织排放	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	H_2S	/	/	0.0046	0.0368
		《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）	NMHC		/	0.000243	0.00194
合计			SO_2			11.483	91.55
			NO_X			13.60	107.86
			烟尘			3.096	24.45
			H_2S			0.0097	0.0776
			NMHC			0.000502	0.00402

表 12.4-2　固体废物排放清单

固体废物名称和种类	固体废物产生量（t/a）	固体废物主要成份	处置方式及数量（t/a）		
			方式	数量	占总量%
废活性炭	486.48	活性炭	外委有资质单位处置	486.48	100
废加氢还原催化剂	14.79	Co、Mo	外委有资质单位处置	14.79	100
废 TEG 溶剂	20.5	TEG	外委有资质单位处置	20.5	100
废润滑油	1.5	矿物油	外委有资质单位处置	1.5	100
废脱模剂	1.25	矿物油	外委有资质单位处置	1.25	100
废铅蓄电池	1.2	铅、酸	外委有资质单位处置	1.2	100
化验室废液	1.5	酸、碱	外委有资质单位处置	1.5	100
采出水预处理污泥	756	单质硫、PAC、PAM	暂按危险废物管理，投运后根据鉴定结果而定	756	100
COS 水解催化剂	33.91	Al_2O_3	厂家回收	33.91	100
硫黄回收催化剂	48.33	Al_2O_3，TiO_2	厂家回收	48.33	100
废部分氧化催化剂	18.11	Al_2O_3	厂家回收		100
废瓷球	17.67	Al_2O_3	厂家回收	17.67	100
气田水综合利用处理污泥	949	碳酸钙、氢氧化镁、氢氧化铁	砖厂或水泥厂进行协同处置	949	100
废离子交换树脂	5.5	树脂	厂家回收	5.5	100
取水净水场污泥	30	泥沙	铺路	30	100
生活垃圾	43.8	/	当地环卫部门统一处理	16.3	100
清管渣	少量	/		/	/

（4）总量控制

根据本项目运营过程中工艺特征和排污特点、所在区域环境质量现状、当地环保部门要求，参照《四川省“十三五”环境空气质量和主要大气污染物总量减排指标目标任务分解计划》中的有关要求，确定本项目建设大气污染物总量控制指标：SO_2、NO_X和挥发性有机物；参照《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），水污染物总量控制指标：COD、氨氮、总磷，总量指标来源由成都市环保局进行确认并调剂。

根据本项目工艺及类比调查元坝气田污染物排放情况，结合成都市环保局批准执行的污染物排放标准，本项目锅炉、尾气焚烧炉、火炬长明火烟气排放量分别为 92224Nm^3/h、105102Nm^3/h、1155Nm^3/h，烟气浓度建议执行以下标准控制：

SO_2 分别为 10mg/m^3、100mg/m^3、10mg/m^3；NOx 分别为 30mg/m^3、100mg/m^3、180mg/m^3；年运行时间 8000h。则 SO_2、NOx 控制总量分别为 91.55t/a、107.86t/a，

具体见表 12.4-3。均小于原环境影响评价文件批复的总量（附件 28）。

表 12.4-3　项目 SO_2、NO_X 年控制排放量

污染源	烟气量/（Nm^3/h）	污染因子	排放标准/（mg/m^3）	排放浓度/（mg/m^3）	年排放量/（t/a）	原环评批复总量/（t/a）
锅炉	92224	二氧化硫	10	10	7.38	/
		氮氧化物	30	30	22.13	/
焚烧炉	101229	二氧化硫	400/800*	100	84.08	/
		氮氧化物	240	100	84.08	/
火炬长明火	1155	二氧化硫	550	10	0.09	/
		氮氧化物	240	180	1.64	/
合计	二氧化硫		/	/	91.55	144.51
	氮氧化物		/	/	107.86	132.26

*根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020），彭州 3~彭州 5 脱硫站执行 $800mg/m^3$ 标准，彭州 6 脱硫站执行 $400mg/m^3$ 标准。

生活污水排放量为 $10512m^3/a$，则 COD、氨氮控制总量分别为 3.15t/a、0.21t/a，具体见表 12.4-4。本项目所需化学需氧量总量指标为 3.15t/a，氨氮总量指标为 0.21t/a，均小于原环境影响评价文件批复总量指标（附件 28）。

表 12.4-4　项目 COD、NH_3-N 年控制排放量

污染源	废水量 t/a	污染因子	排放标准 mg/L	排放浓度 mg/L	年排放量 t/a	排放去向
生产管理中心生活污水	10512	COD	500	300	3.15	彭州市污水处理厂
		NH_3-N	/	20	0.21	

12.5 环境监测计划

制定环境监测计划的目的是为了监督各项环保措施的落实，根据监测结构适时调整环境保护行动计划，为环境措施的实施提供依据。制定的原则是根据预测的各个时期的主要环境影响及可能超标的地段及超标指标而定，重点是各敏感目标。

12.5.1 环境监测工作组织

项目建设单位为中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，西南油气分公司环境监测站具有油气田行业相关污染因子监测资质。本项目投入正常生产后，西南油气分公司制定监测计划，下达水、气、声等监测任务，由西南油气分公司环境监测站或委托第三方检测机构对生产过程中所产生污染物进行日常监测，对可能受影响居住区、地表水、地下水等进行监测，建立健全监测档案，发现问题及时处理。

12.5.2 监测计划

12.5.2.1 施工期监测计划

施工期的环境监测主要是对作业场所的控制监测，一般常规监测对象有废水、废气、噪声、固废和土壤等。对作业场所的控制监测可视当地具体情况以及当地环保部门要求等情况而定。诸如：在人群密集区施工可进行适当噪声监测，对脱硫站最近的居民区附近水井进行监测等。本项目施工期环境监测计划分为环境质量监测（见表12.5-1）和污染物排放监测（见表12.5-2）。

表12.5-1　施工期环境质量监测计划

类别	监测点位	监测项目	频次	监测单位
环境空气	每个脱硫站最近的居民区各1个点	PM_{10}、SO_2、NO_2、非甲烷总烃、H_2S	1次/季	西南油气分公司环境监测站或第三方检测机构
声环境	脱硫站、管线施工现场附近居民	等效A声级	1次/季	
地表水	人民渠、小石河	pH、COD、挥发酚、氰化物、氨氮、硫化物、石油类	1次	
地下水	每个脱硫站最近的居民区附近水井（共4个） 管线两侧附近水井（设置1个监测点）	pH、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铅、挥发酚、硝酸盐、氨氮、COD_{Mn}、溶解性总固体、石油类、六价铬、硫化物	1次/月	
土壤	项目区附近土壤	pH、硫化物、氯离子、石油烃、铜、铅、汞、砷、铬、镉	1次	
生态环境	所有施工现场	《中华人民共和国水土保持法》规定内容	2次/年	

表12.5-2 施工期污染物排放监测计划

类别	监测对象	监测点位	监测项目	频次	监测单位
环境空气	废气	钻井平台下风向1个点	PM_{10}、SO_2、NO_2、非甲烷总烃、H_2S	测试过程中1次/井	西南油气分公司环境监测站或第三方检测机构
声环境	厂界噪声	脱硫站、管线施工现场厂界外4个点	等效A声级	1次/月	
固体废物	废弃泥浆	-	石油类、pH、COD、硫化物、氯离子、SS、总铁、总锰	1次	

12.5.2.2 运营期监测计划

该厂投入正常生产后，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017），由西南油气分公司定期下达水、气、声监测任务，对生产过程中所产生污染物进行日

常监测，对可能受影响居住区和地表水监测。本报告建议运营期环境监测计划见表12.5-3。

表 12.5-3　运营期环境监测计划表

监测类别		监测点位置	监测项目	测点数	监测频率
污染源监测	废气	尾气焚烧炉排气筒	烟温、流速、流量、NO_X、SO_2、烟尘	4	1 次/季
		蒸汽锅炉排气筒		4	1 次/季
		脱硫站厂界四周	NMHC、H_2S、甲硫醇、臭气浓度	16	2 次/年
	噪声	脱硫站厂界四周	等效连续 A 声级	16	1 次/年，连续监测两天，昼、夜间各 1 次
环境质量监测	环境空气	长廊村、富集村、杨柳村、文林村（厂界最近居民村）	SO_2、NO_2、PM_{10}、NMHC、H_2S	4	1 次/年
	声环境	脱硫站四周最近居民点	等效连续 A 声级	4	1 次/年，连续监测两天，昼、夜间各 1 次
	地下水	各脱硫站下游居民取水井；监测层位均为潜水含水层	pH、悬浮物、总硬度、TDS、氨氮、COD_{Mn}、挥发酚、氯化物、硫酸盐、硫化物、石油类、六价铬、铁、锰	4	枯水期、丰水期各 1 次
	生态监测	彭州 3~彭州 6 脱硫站周边	农作物生长	每个平台 1 个	1 次/年

除表 12.5-3 中列出的监测计划外，建议在各脱硫站周边设置自备地下水监测井，分别在各脱硫站所在地地下水流向的上游设 1 口、两侧各设 1 口，下游设 2 口，监测层位潜水含水层，监测因子及监测频率同表 12.5-3。

12.5.2.3 自动监控

根据《污染源自动监控管理办法》（国家环保总局令第 28 号）、《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）和《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017），川西气田计划在彭州 5、彭州 6 脱硫站锅炉烟囱排口及各脱硫站焚烧炉尾气排口设置自动监控设备，具体见表 12.5-4。

表 12.5-4　污染物排放自动监控设备一览表

序号	在线安装位置	数量	用途
1	彭州 4~彭州 6 锅炉烟囱	4 套	自动在线监测锅炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X
2	尾气焚烧炉排口	4 套	自动在线监测焚烧炉尾气中烟尘、SO_2、NO_X

另外，本项目不新增废污水排口，不需要废污水自动监测设备。

12.5.2.4 应急监测

本项目主要存在井喷、脱硫站天然气泄漏、集输管线破裂、天然气集输站泄漏（H_2S、CO_2泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染）等事故。因此，在发生事故时应当进行应急监测。

应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，应立刻进行现场监测，并通知当地环保部门赴事故现场进行调查，做到及时提供事故监测分析报告，以便及时做出整改并采取补救措施，使事故造成的不良环境影响降至最低。

对事故监测可根据事故性质、事故影响大小等具体情况监测气、土壤、水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

12.6 环境监理

12.6.1 环境监理时段

本项目环境监理时段自工程建设开始，至项目工程竣工环保验收前结束。时间大致为：2021 年～2023 年底。

12.6.2 环境监理范围

本项目环境范围主要包括钻井、脱硫站、天然气集输站、集输管线等施工过程中工程环境监理。

12.6.3 环境监理组织机构

根据中国石化关于环境监理工作的通知，环境监理单位原则上采取招标形式。

环境监理机构的主要职责是监督建设项目建设过程中环评文件要求落实情况；发现并提出防范生态环境破坏的措施，并及时向建设单位环保主管部门报告。

向建设单位环保主管部门的报告遵循“有事即报，无事季报”的原则。项目组织结构采用环境监理总工程师负责制，环境监理人员应包括环境监理总工程师和专业环境监理工程师。

12.6.4 环境监理工作程序

环境监理是由业主和承包商之外的经济独立的第三方承担，它严格按照合同条款和相关法律、法规，公正、独立地开展工作。同时环境监理工程师是工程监理的重要组成部分，它既与工程监理有联系，又具有特殊性和相对独立性。环境监理的书面指令通过工程监理下达，以保证命令依据的唯一性。

12.6.5 环境监理工作方式

环境监理工作方式以定期巡查为主，每月对各个施工区巡查 3 至 5 次，对存在重大环境问题的施工区随时进行跟踪检查。

12.6.6 监理内容

施工期环境监理工作应对承包商的以下工作进行现场监督管理：动植物保护、噪声污染控制、水质保护、弃土弃渣处理、固体废物处置（包括施工弃渣堆放、生活垃圾）、生活污水排放等，检查环保措施的落实情况。

环境监理工程师应按照业主的委托，按照施工期工程环境监理方案和监理重点进行工作，确保工程符合环保要求，监督环评报告书提出的环保措施得到落实，通过工程监理发出指令来控制施工中的环境问题。施工监理内容见表 12.6-1。

表 12.6-1 环境监理内容

保护对象	监理内容
大气环境	(1)村庄、人口密集区施工路段、灰土拌和场地、运输便道等是否定时洒水； (2)粉状材料堆放时是否设蓬盖，施工场地出入口道路硬化处理情况，是否定时清洗车辆轮胎，废弃渣土是否密闭运输。 (3)监督施工单位对居民区等一些环境敏感点进行大气环境质量的变化预测，一旦出现异常情况，立即采取环境保护措施并向安全环保部门汇报 (4)依据西南油气分公司环境监测站的监测数据，监督项目开发区域大气环境的例行监测、监督监测和应急监测的执行情况，若监测结果有重大改变，及时申报 (5)加强集气管线的环境管理，经常检查各密封部位及阀门阀杆处的气体泄漏情况，发现问题时要求承包商及时处理，严格控制天然气的无组织排放 (6)及时监督管道放空、站场放空或是在开、停工及非正常工况时下，大气污染物的排放情况，放空废气经充分燃烧等处理后要实现达标排放 (7)井喷和井漏污染事故发生时，应迅速启动应急预案，防止污染范围的进一步扩大，将对环境产生的影响和损害程度降至最低，并向气田项目部安全环保部汇报记录备案，还应向地方环境管理部门汇报备案
水环境	(1)管道试压水的处理； (2)是否对井场的生活污水进行有效的收集和处理。 (3)定期查看水污染源监测数据，监督施工队伍向水体排放污染物的种类、数量和浓度是否符合国家有关规定，若监测结果有重大改变，需及时汇报； (4)施工期生产废水是否经沉淀后回用，未外排 (5)检查和督促施工人员在施工过程中不向渗井、渗坑、裂隙排放有毒污染物的废水，防止地下水源污染，不向农田排放对土壤和农作物污染、危害的废水、污水； (6)是否禁止在场地附近河流清洗施工机械设备； (7)定期查看水污染源监测数据，监督施工队伍向水体排放污染物的种类、数量和浓度是否符合国家有关规定，若监测结果有重大改变，需及时汇报； (8)施工期生活污水的处理情况，保证生活污水的处理率和达标排放率达到规划要求 (9)施工期生产污水是否经沉淀后回用，未外排

保护对象	监理内容
固体废物	(1)是否对施工期的生活垃圾进行有效的收集和处置； (2)施工场地是否采取了有效的水保措施； (2)弃土弃渣是否合理，是否采取了有效的水保措施； (3)废泥浆去向
噪声	(1)施工噪声对居民的影响情况，是否控制施工不影响学校上课和村镇居民的休息情况； (2)是否对施工噪声采取防治措施，杜绝扰民事件。
生态环境	(1)在山区施工时，土石方的处置是否合理，是否采取了水土保持措施，水土保持方案是否合理； (2)监督检查施工队伍人员进入林区破坏树木和惊扰野生动物； (3)临时用地植被恢复和耕地复垦等措施的执行情况； (4)管沟开挖作业“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施的执行情况； (5)是否有效控制井场占地面积； (6)施工结束后，是否及时进行了迹地和地貌恢复。
社会环境	(1)调查周边居民意见以及拆迁政策落实、执行情况； (2)在施工过程中，如新发现古遗址、古墓葬，或在开挖过程中发现地下埋藏有文物，应监督施工单位立即停工，并报告当地文化（文物）行政管理部门； (3)征地赔偿款是否落实。

12.7 环境影响后评价

《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》已于 2015 年 4 月 2 日由环境保护部部务会议审议通过，要求建设项目在通过环境保护设施竣工验收且稳定运行一定时期后，开展环境影响后评价。

建议本项目在正式投入生产或者运营后适时开展环境影响后评价，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，并提出补救方案或者改进措施，提高环境影响评价有效性。

13 环境影响评价结论

13.1 项目概况

川西气田位于四川盆地彭州—大邑地区油气勘查区块内，区块面积 1982.629km^2。川西气田产能建设项目建设区块面积 152km^2，地理上处于东经 103°36'～104°06'、北纬 30°50'～31°12'范围内，行政上隶属四川省成都市彭州市，主要涉及乡镇包括丽春镇、隆丰镇、葛仙山镇。

2018 年 9 月《川西气田产能建设项目环境影响报告书》取得四川省环境保护厅批复（川环审批〔2018〕124 号），截止 2021 年 4 月，原方案已完成 6 座平台钻前工程，实施开发井 12 口（含 1 口探井）。因探明目的层气水界面较原方案上移，含气面积大幅减小，探明储量由****亿 m^3 减少到****亿 m^3，原方案部署的 30 口井有部分井落到了气水界面附近。另外，钻井工程三开原设计强封堵聚磺泥浆，实钻中雷口坡组井壁稳定性问题比较突出，憋卡频繁，为降低施工风险，拟在钻井工程三开阶段使用油基泥浆替换水基泥浆。因此，需要对原方案重新优化和调整。

本次调整方案仍采用丛式井组布井、分段酸压大斜度井，动用储量****亿 m^3，部署开发井 16 口，其中，利用已实施 10 口（利用探井 1 口（鸭深 1）），新部署长靶间距大斜度井 6 口，建成 19.8 亿 m^3/a 混合气（17.68 亿 m^3/a 净化气）产能规模，采气速度 3.21%。地面采气平台内采用“加热保温”的集气工艺；脱硫站与采气平台合建，采用醇胺法-平台脱硫、脱水、平台制硫处理方案，分别设置天然气脱硫装置，采用复合溶剂法脱碳脱硫、固定床反应器脱 COS、TEG 脱水、非常规克劳斯分流法硫黄回收工艺、3#、4#脱硫站尾气处理部分采用部分直接氧化+碱法烟气脱硫工艺、5#、6#脱硫站尾气处理部分采用加氢还原吸收工艺+碱法烟气脱硫的工艺路线，净化后的天然气达到商品气一类气要求后外输。工程共布置建设脱硫站 4 座（天然气处理规模为 50-290 万 m^3/d），天然气集输站 1 座（与 6#平台合建）、气田水综合利用处理装置 1 座，净化气管道 4.5km，管线规格 DN250，同沟敷设污水管线，新建进站道路 8.8km。

项目总投资 75.01 亿元，其中环保投资约 6.595 亿元，占投资额的 8.79%。

13.2 与相关政策及规划的符合性

（1）产业政策

本项目为天然气开采及净化工程，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，项目属于鼓励类第七类石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探

与开采。因此，项目属于鼓励类项目，符合国家现有的产业政策。

（2）与规划的符合性

本项目符合《全国主体功能区规划》《四川省主体功能区规划》《长江经济带生态环境保护规划》等规划要求，项目选址和布局符合《成都市城市总体规划（2016-2035）年》《彭州市土地利用总体规划（2006-2020 年）》《彭州市城市总体规划（2017-2035）》等相关规划的要求。

（3）“三线一单”

根据四川政务服务网“三线一单”符合性分析结果表明，本项目与管控要求无冲突；项目选址不涉及生态保护红线，符合《成都市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（成府发〔2021〕8 号）中的生态环境管控要求。

（4）选址及行业管理要求

本项目选址与区域内自然保护区、地质公园、风景名胜区、集中饮用水水源保护区、重点文物保护单位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。

13.3 环境质量现状评价结论

（1）大气环境

环境空气质量背景监测结果表明，本项目各钻井平台所在区域环境空气质量良好；本次补充监测 H_2S、NH_3 及非甲烷总烃进行了补充监测，各因子监测结果均满足评价标准要求。

（2）地表水

周边地表水环境背景监测结果表明，枯水期和丰水期各水体监测断面监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准，平水期各水体监测断面均存在总氮超标现象。

本次补充监测时段属于平水期，人民渠和小石河断面总氮、粪大肠菌群（MPN/L）不满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类水质标准，结果与背景监测结果基本相符，分析原因为上游分散型生活污水及农业面源污染影响地表水水质。

（3）地下水

地下水水质背景监测结果表明，区域内部分点位硝酸盐超标；本次补充监测彭州3平台及站场北侧115m居民水井总硬度、氨氮、锰共3项监测因子存在超标现状，其他20个监测点位各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准要求。分析原因SZ20监测点位可能受农业、农村生产活动及地质构造综合影响所致。

（4）声环境

项目所在区域昼夜间噪声现状监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求，声环境现状质量良好。

（5）土壤环境

土壤环境质量背景调查结果表明，各监测点的监测项目均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）的相关标准要求。其中，镉（Cd）、总铬（Cr）部分点位监测结果接近标准限值。

本次补充监测结果表明，部分点位存在镉超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）中风险筛选值，结合区域土壤环境质量调查，项目区土壤背景值存在镉（Cd）超标现象。

（6）生态环境

项目所在区域属于四川盆地亚热带农林生态区（I）-成都平原城市-农业生态亚区（I-1）-平原北部城市-农业生态功能区（I-1-1），区域生态系统划以农田生态系统为主，主要植被类型为夏稻、蚕豆、夏玉米以及蔬菜、中药等人工栽培植被，植被类型单一，物种多样性相对较低。项目评价区域内无国家、省级重点保护野生动物。

项目区域土地利用类型以农田为主，其次为林地，本项目占地以农业用地为主，占比 68.87%；评价区和影响区土壤侵蚀强度均以轻度、微度侵蚀为主；土壤类型属于亚热带气候紫色土带，主要有黄壤、紫色土、冲积土和水稻土等；景观生态体系以人工栽培植被景观占有主导地位，其次为落叶阔叶林景观。

13.4 环境影响预测结论

13.4.1 大气环境影响预测

经 AERSCREEN 模式预测，项目正常运行条件下，本项目焚烧炉尾气和锅炉烟气 SO_2、NO_X、烟粉尘，无组织排放废气中 H_2S、非甲烷总烃最大落地浓度均小于 10%，对周边环境空气质量影响较小，不会改变周围大气环境功能。

13.4.2 地表水环境影响分析

本项目施工期和运营期生产废水全部回用或处理后回注，不外排；少量生活污水经防渗化粪池收集后送周边城镇生活污水污水处理厂，对地表水环境影响很小。

13.4.3 声环境影响分析

本项目采用网电钻井，施工期主要噪声为钻井噪声、压裂噪声和测试放喷噪声，根据预测，钻井期昼间噪声 100m 以内达标；夜间在距施工场地 200m 以外达到标准限值。

运营期噪声主要来自站场压缩机、机泵、空冷风机等，本项目彭州 3～彭州 6 各站场厂界噪声贡献值 28~40 dB（A），叠加现状值昼间 43.4～58.1dB（A），夜间 41.6～48.5dB（A），均低于《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

13.4.4 固体废物环境影响分析

根据固体废物产生途径和主要成分，按照《国家危险废物名录（2021 年版）》进行分类，初步判定危险废物类别和数量，并在各脱硫站设置危险废物暂存间，提前选择各类固体废物的处理方法和处置去向。本工程固体废物均能得到妥善处置，对环境影响较小。

13.4.5 生态环境影响分析

本项目临时占地为 12.73hm^2，永久占地为 43.33hm^2。占地类型包括以耕地为主、永久占地只是在小范围内改变占用的土地利用类型，不会改变评价区总体的土地利用现状。临时占地土地利用改变是短期的、可逆的，随着工程结束，逐渐恢复原有土地利用类型和面积，不会对土地资源和利用现状产生影响。占地范围内破坏的植被均为区内的常见物种，不会对当地植物群落的种类组成产生影响，也不会造成植物物种的消失。项目施工期采取表土剥离与回填，管道施工采取分层开挖、分层堆放、分层回填，做好废污水、固体废物管理，正常情况下对土壤环境影响很小。项目建设在评价区小范围内形成的人工拼块类型或临时性改变局部区域拼块比例和镶嵌格局，评价区景观生态体系仍将维持现状。

运营期做好厂区绿化，尽可能选择具有较强吸收 SO_2 的能力的树种如柳杉、柏木、刺槐、樟树等。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目的建设不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响不大。

13.4.6 地下水影响分析

本项目在强化防渗设计、落实分区防渗、地下水跟踪监测，做好风险事故应急响应机制等各项地下水污染防治措施的基础上，对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度，本项目影响可接受。

13.4.7 土壤环境影响分析

本项目对施工期产生的废水和固废均采取了有效的处理、处置措施，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。根据对现有钻井平台内土壤环境质量进行采样监测，施工并未对土壤环境造成污染。

运营期大气排放沉降、废污水或药剂泄漏、危险废物泄漏均可能对土壤环境产生影响，从“源头控制”、“过程防控”和“跟踪监测”等方面保护土壤环境，采取强化清洁生产，削减污染物产排，划分重点防渗区，加强污染源管理，制定跟踪监测计划等措施，降低可能产生的土壤环境污染风险。

13.4.8 环境风险分析

模拟计算了井喷、井喷失控点火、脱硫站设备泄漏、管道泄漏等四种情形，结果表明：井喷 H_2S 的最远影响距离为 1317m，井喷失控点火后 SO_2 的最远影响距离为 3500m，脱硫站塔器泄漏 H_2S 的最远影响距离为 1510m，原料气管道泄漏的最远影响距离为 830m，净化气管线泄漏 CH_4 的最远影响距离为 90m。

根据预测结果，彭州 5、彭州 6 脱硫站取 1500m 作为应急疏散距离，彭州 3、彭州 4 脱硫站脱硫站取 1000m 作为应急疏散距离，其中对伤害浓度（150mg/m^3）范围内居民安装独立应急喇叭，对影响范围内其他居民以村民组或小区为单位安装应急喇叭，以保障周边居民生命安全。同时，项目拟采取完善的自动控制和风险防范措施，制定有针对性的应急预案，尽可能降低环境风险发生概率和影响程度。

13.5 环境保护措施

13.5.1 大气污染防治

（1）测试放喷天然气点火燃烧，主要污染物由 H_2S 转化为 SO_2，同时，采用密闭排液技术，在井口加入碱液，吸收部分 H_2S，进一步降低了放喷废气对环境的影响。

（2）通过技术经济合理性分析，本项目硫磺回收尾气处理彭州 3、彭州 4 脱硫

站选用部分直接氧化+碱液烟气脱硫工艺，彭州 5、彭州 6 脱硫站规模较大，采用尾气加氢还原+碱液烟气脱硫工艺，均能实现 SO_2 排放浓度小于 100mg/Nm^3，NOx 排放浓度小于 100mg/Nm^3，能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）标准要求。

（3）各脱硫站锅炉采用自产脱硫燃料气做燃料、配备低氮燃烧器，从根本上减少了烟气中 SO_2、NOx 的排放量，符合《成都市锅炉大气污染物排放标准》（DB51 2672-2020）及《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（四川省生态环境厅，2020 年第 2 号）的要求。

（4）工艺中采用的阀门、设备等均采用密封性能好的设备，以减少生产过程中的无组织排放量；当发生非正常排放时，自动控制系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将安全阀等排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放，减轻对环境的污染。

施工期放喷废气属短暂排放，运营期硫磺回收尾气、锅炉烟气及无组织废气均能满足相应排放标准要求，措施可行。

13.5.2 水污染防治

（1）钻井采用泥浆不落地工艺，钻井废水、洗井废水、压裂返排液通过罐车拉运至袁家环保处理站处理后，依托川西地区现有回注站回注处置，不外排。

（2）气田采出水、尾气脱硫碱性废水等经气田水综合利用装置的深度水处理后回用于循环冷却水补水；锅炉排污、脱盐水站排污、凝结水站排污、循环水排污、装置生产污水、余热锅炉排污以及初期雨水等收集后排入脱硫站污水处理场，处理后回用做为循环冷却水补水；制硫部分产生含硫污水，经过汽提除硫后，作为循环水补水；开井初期的残酸废液、检修废水、热稳定盐去除装置排污水等送至回注井回注；气田水综合处理母液送至回注井回注或拉运至四川久大蓬莱盐化有限公司综合利用。

全部生产废水处理后回用或回注，不外排，措施可行。

13.5.3 噪声防治

通过优化平面布局，选用高性能低噪声设备，采取消声、隔声措施，能够实现厂界噪声达标排放；另外，对装置区边界 200m 范围内居民安全搬迁，可降低噪声对周边敏感点影响，措施可行。

13.5.4 固体废物污染防治

（1）施工期油基岩屑、废油属于危险废物，委托有资质单位处置；水基钻井固废经现场泥浆不落地装置处理后，拉运至砖厂或水泥厂综合利用，施工期固体废物均得到安全处置。

（2）在各站场设置危废暂存间，运营期产生的废活性炭、废加氢还原催化剂、化验室废液、废 TEG 溶剂、废润滑油、废铅蓄电池、废脱模剂为危险废物，分类暂存后，定期交有相应处理资质的单位处置。

（3）气田水预处理产生的污泥暂按危险废物管理，投产后进行固废属性鉴定，若鉴定其为危险废物，交由具有相应资质的单位处理。

（4）废 COS 水解催化剂、废硫黄回收催化剂、废部分氧化催化剂、废瓷球、脱盐水站废离子交换树脂为一般固体废物，定期更换时由生产厂家进行回收利用。

（5）气田水综合利用处理站污泥主要含泥沙和无机盐，清管废渣主要是铁锈，均属一般工业固废，可送往一般工业固废填埋场，或定期运往砖厂制砖、水泥厂协同处置。

本项目各类固体废物均得到安全处置，措施可行。

13.5.5 生态保护措施

（1）站场、管线、道路等施工中，按设计要求的范围进行，尽量减少占地面积。

（2）站场表土集中堆放，管线施工分层开挖、分层回填.

（3）对施工占地上的植被，应在施工中注意保护，减少植被损失量；临时占地在施工结束后尽快植被恢复或复垦。

（4）对彭州 3 脱硫站周边及进站道路两侧修建护坡和排水沟，减少水土流失。

生态保护与恢复以及水土保持措施能有效保护项目区的生态环境，各项措施都有较强的针对性，能够满足环保要求。

13.5.6 地下水保护措施

（1）施工期井场按照清污分流设计，优化排水系统设计，工艺废水、地面冲洗废水、初期污染雨水等在场区内进行有组织收集和处理，严格分区硬化防渗措施。

（2）地面工程根据各个建设项目场地装置、单元的特点和所处的区域及部位，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

（3）加强地下水环境管理，实施地下水环境监测，以及时了解该区地下水状况，一旦发生污染，及时采取应急、补救措施，避免造成大范围的污染以至于达到无法补救的程度。

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，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。地下水水污染防治措施合理可行。

13.5.7 土壤污染防范措施

从“源头控制”“过程防控”和“跟踪监测”等方面保护土壤环境，采取强化清洁生产，削减污染物产排，划分重点防渗区，加强污染源管理，制定跟踪监测计划等措施，降低可能产生的土壤环境污染风险。

13.5.8 环境风险影响及防范措施

根据识别，本项目主要危险物质有油类物质、硫、硫化氢、次氯酸钠、甲烷等，工程建设和生产过程中潜在的环境风险因素包括井喷、井漏、井口至脱硫站管道泄漏、脱硫站原料天然气泄漏、管道腐蚀穿孔和开裂等造成天然气泄漏、硫黄暂存区发生燃烧事故、集气站事故放空、污水管道泄漏事故等风险。

针对各种风险事故，项目设置有应急处置预案、救援疏散方案、应急警报系统、应急指挥系统、消防系统等，并配备有在线式可燃气体报警仪、便携式可燃气体检测仪、紧急连锁装置等，并对主要装置区进行分区防渗处理，且设置事故池。在发生风险事故时，自动控制系统能及时截断上游气源，并保证应急处置预案、措施及救援疏散方案能有效落实后，项目的风险可控。

13.6 总量控制

本项目新增废气污染物排放量：SO_2：91.55t/a、NOx：107.86t/a，未超出原环境影响评价文件批复总量：SO_2：144.51t/a、NOx：132.26t/a。

13.7 环境管理与监测计划

项目建设和生产过程中，建设单位建立 HSE 管理机构，严格执行西南油气分公司 HSE 管理体系。

项目投产运营后，由西南油气分公司定期下达水、气、声监测任务，对生产过程中所产生污染物进行日常监测，对可能受影响居住区、地表水、地下水等进行监测，建立健全监测档案，发现问题及时处理。

13.8 公众意见调查

本项目公众意见调查采用网上公示、登报公示、张贴告示形式进行。公示公告期间未收到反对项目建设的反馈意见。

13.9 综合评价结论

本项目符合国家产业政策，项目建设区内无生态保护红线、饮用水水源保护区、自然保护地、风景名胜区等禁止建设区，施工期和运营期对可能产生的废气、废污水、固体废物、噪声均提出了有效的防治措施或处置方案，对引起的生态影响提出了减缓措施，气田正常生产的情况下对环境影响较小，不会改变区域的环境功能。在严格落实工程设计与本报告书提出的各项污染防治措施、生态保护措施、环境风险防范措施及事故应急措施后，项目建设的环境影响可接受。从环境保护角度分析，本项目建设可行。