中国石油天然气股份有限公司

吉林油田川南天然气勘探开发分公司

威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）

环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

吉林油田川南天然气勘探开发分公司

评价单位：重庆浩力环境工程股份有限公司

二〇二四年四月

关于同意公示中国石油天然气股份有限公司
吉林油田川南天然气勘探开发分公司
威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）
环境影响报告书的函

四川省生态环境厅：

按照建设项目环境保护管理规定，我单位委托重庆浩力环境工程股份有限公司承担《威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）》的环境影响评价工作，现环境影响报告书编制完成。根据《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的规定，同意对该环境影响报告书进行公示。

其中涉及国家机密及我司商业秘密等内容，在公示的报告书中进行了删减，包括以下内容：

1、地理位置：所有所涉的地理位置只写到乡镇、不写村组；

2、地质部分：目的层位、地质构造、地质储量、勘探开发部署、气质组成、测试产量等；

3、图标部分：所有以地形图为底图的插图；

4、工程投资及环保投资；

5、报告书中所涉及的农户姓名。

特此致函。

中国石油天然气股份有限公司

吉林油田川南天然气勘探开发分公司

年　　月　　日

确 认 函

四川省生态环境厅：

我单位委托重庆浩力环境工程股份有限公司编制的《威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）环境影响报告书》已审阅，对报告书内容进行了核实、确认，对报告书中的各基础数据已进行查证，并认可报告书中采取的各项措施，我单位一定按照环评报告书中的相关环保要求进行施工和管理。

中国石油天然气股份有限公司吉林油田

川南天然气勘探开发分公司（盖章）

年　　月　　日

打印编号：1709712377000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	68pg16
建设项目名称	威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）
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）	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司
统一社会信用代码	91510300MA632MRA5P
法定代表人（签章）	季亚辉
主要负责人（签字）	申传奇
直接负责的主管人员（签字）	卢化伟
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	重庆浩力环境工程股份有限公司
统一社会信用代码	91500106781589865G
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
山琴	2017035550352015558001000156	BH000949	山琴

2 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
王春燕	概述、总则、工程分析	BH003321	王春燕
古娟	区块环境影响回顾性评价、建设项目概况	BH010433	古娟
山琴	环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划	BH000949	山琴
康斌	区域环境概况及环境质量现状、总量控制与碳排放建议	BH000560	康斌

目 录

1 概 述.....1
1.1 建设项目由来.....1
1.1.1 项目由来.....1
1.1.2 项目概况.....2
1.2 环境影响评价工作过程.....3
1.2.1 准备阶段.....4
1.2.2 环境影响评价工作阶段.....4
1.2.3 编制环境影响报告书.....5
1.2.4 公众参与.....5
1.3 分析判定相关情况.....5
1.3.1 评价等级的判定.....5
1.3.2 产业政策符合性判定.....5
1.3.3 规划、政策符合性判定.....6
1.3.4 选址合理性判定.....6
1.4 关注的主要环境问题及主要环境影响.....6
1.5 环境影响报告书的主要结论.....7
2 总 则.....1
2.1 评价目的及原则.....1
2.1.1 评价目的.....1
2.1.2 评价原则.....1
2.2 编制依据.....2
2.2.1 相关法律.....2
2.2.2 行政法规、部门规章及规范性文件.....2
2.2.3 地方性法规和文件.....5
2.2.4 技术规范.....8
2.2.5 主要技术文件及相关资料.....10
2.3 总体构思.....11

2.4 环境影响识别和评价因子筛选 12
2.4.1 环境影响因素识别 12
2.4.2 评价因子筛选 12
2.5 评价标准 15
2.5.1 环境质量标准 15
2.5.2 污染物排放标准 19
2.6 评价等级 22
2.6.1 环境空气 22
2.6.2 地表水 25
2.6.3 地下水 26
2.6.4 声环境 28
2.6.5 生态环境 28
2.6.6 环境风险 30
2.6.7 土壤环境 41
2.7 评价范围 42
2.7.1 环境空气 42
2.7.2 地表水环境 42
2.7.3 地下水环境 42
2.7.4 声环境 45
2.7.5 土壤环境 45
2.7.6 环境风险 46
2.7.7 生态环境 46
2.8 环境保护目标 47
2.8.1 区块范围内环境敏感区 47
2.8.2 环境保护目标 47
2.9 环保政策符合性及选址合理性分析 115
2.9.1 产业政策符合性 115
2.9.2 规划符合性 115
2.9.3 与环境保护相关政策符合性分析 132

2.9.4 与“三线一单”符合性分析 150
2.9.5 选址选线符合性分析 167
3 井区环境影响回顾性评价 1
3.1 现有钻井工程主要环保措施及影响调查 1
3.1.1 钻井工程现状 1
3.1.2 钻井工程环境影响调查 5
3.1.3 井区内现有钻井工程存在的环境问题及建议 19
3.2 现有地面工程（试采）现状及环境影响调查 20
3.2.1 地面工程（试采）现状 20
3.2.2 地面集输工程（试采）环境影响调查 29
3.2.3 井区内现有地面集输工程（试采）存在的环境问题及建议 31
3.3 现有工程环保投诉情况 32
4 工程概况及分析 1
4.1 拟建工程概况 1
4.1.1 基本情况 1
4.1.2 井区范围及油气资源特征 7
4.2 工程组成和开发规模 15
4.2.1 新建钻井工程 15
4.2.2 新建地面工程 28
4.2.3 现有试采工程纳入本井区整体开发 72
4.2.4 开发规模 74
4.2.5 气质、返排液成分 77
4.3 工程建设设施 79
4.4 原辅材料用量 81
4.4.1 新建钻井工程 81
4.4.2 新建地面工程 95
4.5 总平面布置 97
4.5.1 新建钻井工程 97
4.5.2 新建地面工程 102

4.6 公辅工程 105
4.6.1 给排水 105
4.6.2 供配电 106
4.6.3 自动控制 107
4.6.4 通信工程 109
4.6.5 消防 110
4.7 工程占地 112
4.7.1 占地类型及面积 112
4.7.2 永久基本农田占用情况 119
4.8 依托工程 119
4.9 施工组织、劳动定员和施工周期 123
4.9.1 施工组织和劳动定员 123
4.9.2 施工周期和施工时序 124
4.10 土石方平衡 127
4.11 拆迁安置 132
4.12 工程分析 132
4.12.1 施工期工程分析 132
4.12.2 运营期工程分析 186
4.12.3 退役期污染源及污染物排放情况 203
4.12.4 工程产排污总体水平 204
4.12.5 各污染物排放统计 210

1 概　述

1.1 建设项目由来

1.1.1 项目由来

威远页岩气自205井区（以下简称“自205井区”）自营区属于中石油大足-自贡矿权区（证号：T1000002022111018001268），位于四川盆地中南部自贡市和隆昌市境内，紧邻泸州、威远等已开发区，自205井区由西南油气田分公司及吉林油田公司分别管辖，其中吉林油田管辖面积***km^2。

自205井区历经两个阶段的勘探评价，分别为：第一个阶段-联合评价（2009-2012年），与壳牌签订“联合评价协议”；首口评价井镇101井完成取心及资料录取，直井压裂后测试产量***×$10^4m^3/d$，未投产。第二个阶段-自主评价（2017-2020年），完成三维地震实施，三维满覆盖；先后完成自205、自212、自213、自215等4口井的钻井、压裂和测试，平均测试日产量***×10^4m^3。

经过上述两个阶段的勘探评价后，从2021年开始开展产能建设，同年6月区内新增预测含气面积19km^2，预测地质储量230.6×10^8m^3。为加快推进页岩气产能建设，中石油将自205井区部分区域配置至吉林油田，即威远页岩气自205井区（吉林油田配置区）（以下简称“本井区”）。2021年7月，吉林油田完成先导试验方案编制，通过审查并批复。至此，本井区产能建设工作全面启动。

建设单位对本井区地质认识整体较清晰：I+II类储层和I类储层连续厚度大、压力系数高、天然裂缝发育，与泸州主体建产区相比，本井区构造、沉积、地层划分相似，开发层系一致，储层厚度、压力系数、含气性、天然裂缝、微观孔隙结构特征、地应力条件相当，孔隙度略优，地层温度略低。因此，吉林油田对本井区进行开发，实施“威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）”（以下简称“拟建项目”）。

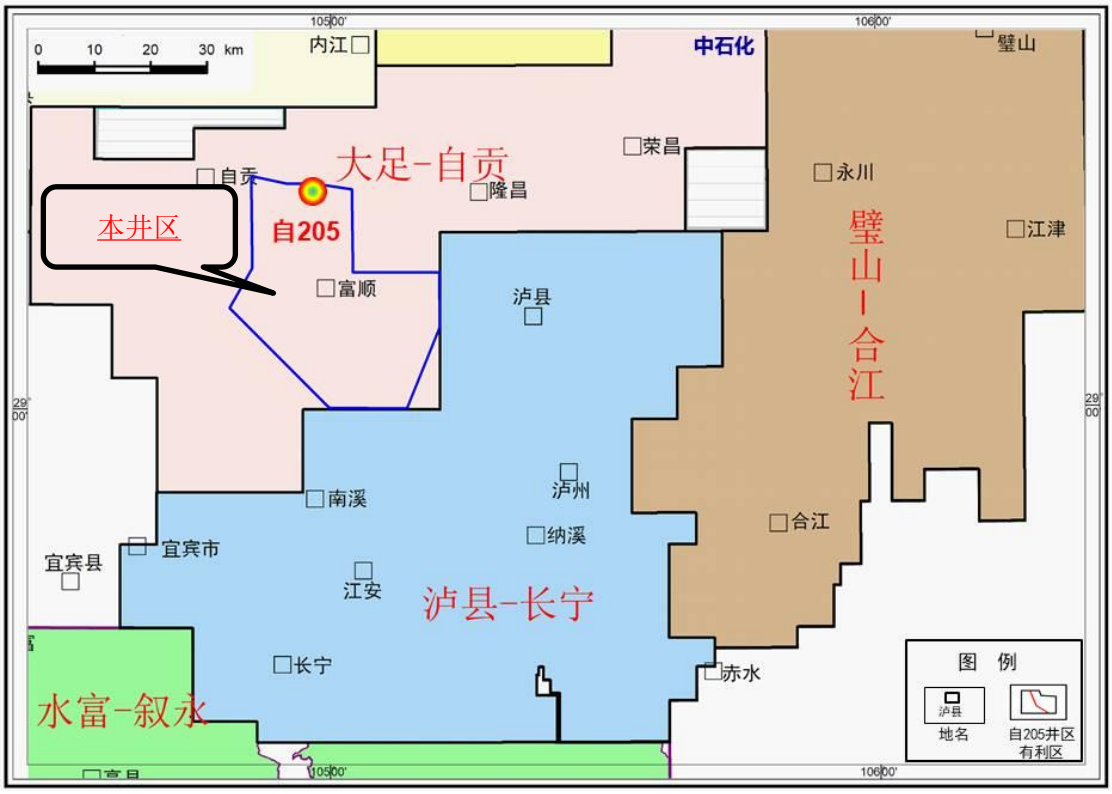


图 1.1-1　拟建项目探矿权位置图

1.1.2 项目概况

拟建项目建设内容包括新建钻井工程、新建地面工程、区块内现有试采工程纳入区块整体开发三部分。项目建设后，本井区内共计采气站场61座、集气站1座、集气增压站4座（采气区已纳入采气站场梳理统计）、脱水站1座、阀室2座，合计开发212口井。

具体建设内容见下表。

表1.1-1　　项目建设内容一览表

序号	类别	建设内容	
1	钻井工程	新建31个平台	自205H56平台、自205H64平台、自205H65平台、自205H68平台、自205H70平台、自205H71平台、自205H73平台、自205H74平台、自205H77平台、自205H78平台、自205H79平台、自205H80平台、自205H81平台、自205H82平台、自205H83平台、自205H84平台、自205H85平台、自205H86平台、自205H87平台、自205H88平台、自205H89平台、自205H90平台、自205H91平台、自205H93平台、自215H4平台、自308平台、自309平台、自310平台、自311平台、自312平台、自313平台

序号	类别	建设内容			
2	地面工程	新建采气站场52座		沱江右岸建设采气站场36个（合计123口井，其中评价井8口、开发井115口）	
				沱江左岸建设采气站场16个（合计36口井，其中评价井4口、开发井32口）	
		配套站场	集气增压站	新建3座	自205H74集气增压站（配套建设3万m^3中心水池）
					自205H77集气增压站（配套建设3万m^3中心水池）
					自205H69集气增压站（配套建设2万m^3中心水池）
				扩建自215H3集气增压站1座	
			集气站	扩建自215H1集气站1座	
			脱水站	扩建自205脱水站1座，站内预留区域扩建1列350万m^3/d脱水装置	
			阀室	扩建线路阀室1座	
		集气管道		沱江右岸：新建集气支线26条，合计84.3公里；新建集气干线2条，合计11.4千米；同沟敷设通信光缆。	
				沱江左岸：新建集气支线16条，合计92.9公里；新建集气干线1条，合计9.0千米；同沟敷设通信光缆。	
		返排液管道		新建返排液支线42条，合计176.9千米；返排液干线2条，合计11.4千米；部分管道与集气管道同沟敷设	
3	现有试采工程纳入本井区整体开发	地面试采工程		3个现有地面试采工程，直接转入本井区整体开发，开发规模、开发方式与试采工程一致；本评价在第三章井区环境影响回顾性评价中已介绍工艺流程，第四章工程分析中不再重复评价，仅在本井区工程产排污总体水平中纳入分析	
		单井站LNG试采工程		9个单井站LNG试采工程，开发方式由LNG处理罐车外运改变为经本评价中地面工程新建管道开发输送至下游站场，产排污方式及产排量均发生变化；本评价根据变化后的建设内容进行工程分析、产排污计算	

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《中华人民共和国环境保护法》《建设项目环境保护管理条例》相关规定，拟建项目应进行环境影响评价工作。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），项目属于“五、石油和天然气开采业—8陆地天然气开采0721－新区块开发，应编制环境影响

报告书。

中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司委托重庆浩力环境工程股份有限公司承担该建设项目的环境影响报告书编制工作。接受委托后，我公司随即成立了项目组，开展了相关工作。

1.2.1 准备阶段

（1）2023年9月，重庆浩力环境工程股份有限公司承担了拟建工程环评工作，根据环境影响评价导则及相关规范、政策、法规要求，确立了如下环评工作思路：自205井区属于中石油大足-自贡矿权区范围，为新区块开发项目，本次评价对本井区开发情况进行总体评价，掌握区块内开发现状、集输工程等建设情况以及污染物总体产生水平；重点评价拟建项目所辖站场、集气管线及返排液管线。根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求，重点回顾本井区现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况及存在的环保问题等。

（2）根据项目开发方案及设计资料，针对项目建设特点，对单项工程如钻前、钻井、压裂测试施工；站场及集输管线对环境的影响进行识别。

（3）在识别环境影响的基础上，项目建设对区域生态、大气、地表水、地下水、声、土壤及风险等环境要素进行影响分析、预测，论证拟建项目建设环境可行性。

1.2.2 环境影响评价工作阶段

（1）环境敏感目标调查

本评价于2023年10~11月对评价范围进行了详查，查明评价范围内永久基本农田、居民点、饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物保护单位等各类环境敏感区分布情况，判断项目是否涉及各类环境敏感区。

（2）环境现状调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）及各环境要素导则，结合本井区现有工程环境质量调查情况，本评价于2023年12月~2024年1月对项目区域环境空气、声环境、地下水、

土壤、生态环境等开展了现状调查工作。

（3）环境影响评价工作

分析判定建设项目选址选线、规模、性质和工艺路线等与国家和地方有关法律法规、规范文件及相关规划的符合性，并与生态环境分区管控等要求进行对照，作为开展环境影响评价工作的前提和基础。

根据调查、收集的有关档案资料，在环境现状调查基础上，采用计算机模型模拟、类比分析等方法，拟建项目对各环境要素进行分析、预测及评价。同时考虑项目建设强度和产排污对区域自然资源、环境质量、社会环保基础设施资源的可承载性，提出预防或减缓不利影响的对策措施，制定相应的环境管理及环境监测计划。

1.2.3 编制环境影响报告书

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

1.2.4 公众参与

在环境影响评价工作过程中，建设项目严格按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）的要求开展公众参与。

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 评价等级的判定

根据各环境要素环境影响评价技术导则的具体要求，并结合拟建项目分析成果，判定项目大气环境评价等级为二级；地表水环境评价工作等级为污染影响型三级B和水文要素型三级；地下水环境评价工作等级为二级；声环境评价工作等级为二级；土壤环境评价工作等级为二级；环境风险评价等级分别为：钻井工程各平台为简单分析，营运期各站场为简单分析、管线为三级；生态环境影响评价等级分别为：水生生态三级、陆生生态二级。

1.3.2 产业政策符合性判定

拟建项目为页岩气开发工程，为《国民经济行业分类》（GBT4754-2017）

中B0721陆地天然气开采，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第1款“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。符合国家产业政策。

1.3.3 规划、政策符合性判定

拟建项目符合《自贡市国土空间总体规划（2021-2035年）》及自贡市“三区三线”最新划定结果相关要求，项目部署的站场及管线均不涉及城市规划及城镇规划区范围；各单项工程不涉及生态保护红线。

拟建项目在深化项目环评“放管服”改革、强化生态环境保护措施、清洁生产、污染治理、运行风险及环境管理等方面满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）以及《石油天然气开采业污染防治技术政策》等相关文件要求。

1.3.4 选址合理性判定

拟建项目新建站场及管线占地均不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等环境敏感区。项目部分建设内容涉及永久基本农田，根据《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）、《自然资源部关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2022〕129号）等相关文件要求，拟建项目经批准可占用永久基本农田，开工建设前完善相关土地征收手续，按规定补划永久基本农田。

因此，从环保角度分析项目选址合理。

1.4 关注的主要环境问题及主要环境影响

针对项目建设特点，本评价关注的主要环境问题如下：

（1）部分采气站依托现有勘探井平台，回顾前期项目产生的环境影响及

环保措施落实情况，并提出反馈建议；

（2）施工期各站场及管线建设过程中对永久基本农田、土地利用、陆生及水生生态、生态系统及景观格局生态影响；

（3）建设过程中产生的洗井废水、压裂返排废水等生产废水和施工人员生活污水的环境影响，营运期采出水（返排液）的环境影响，不能回用的废水转运至污水处理厂处理的可行性分析；

（4）备用柴油发电机废气、脱水站装置废气及站场无组织废气对大气环境影响；

（5）钻井工程水基和油基钻井固废、废油及站场营运期固废环境影响；

（6）钻井工程（钻机、压裂设备、备用柴油发电机等）、站场（泵、压缩机组撬等）各类设备噪声源对当地声环境保护目标的影响；

（7）钻井工程储存池、营运期中心水池事故等泄漏对浅层地下水环境尤其是周围住户水井地下水的影响。

1.5 环境影响报告书的主要结论

“威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）”符合国家和地方现行产业政策和相关规划，有利于区域能源结构和环境质量的持续改进，项目选址选线避开了各区域城镇发展用地及各环境要素敏感区，选址选线合理；项目采取有效生态环境保护措施及污染防治措施后对环境的影响可以接受，环境风险可控。从环境保护的角度分析，拟建项目生态环境影响可行。

拟建项目编制过程中得到了四川省生态环境厅、四川省环境工程评估中心、自贡市生态环境局等相关职能部门以及中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司等单位领导和专家的大力支持和帮助，在此一并表示感谢！

2 总　则

2.1 评价目的及原则

2.1.1 评价目的

（1）在对工程区进行实地调查、监测和资料收集的基础上，分析项目所在区域的大气环境、地表水环境、地下水环境、生态环境和声环境等的质量现状及存在的主要环境制约因素。

（2）结合项目特点，在工程分析的基础上，进一步分析、预测、评价整个项目建设期对评价区域内大气环境、水环境、声环境、生态环境等可能造成的影响。

（3）对开发方案及设计资料拟采取的环保措施进行论证，提出项目施工期和运营期的污染防治措施及生态保护对策、建议，为项目下阶段建设和环境管理提供科学依据，使项目在取得经济效益的同时最大程度减轻项目建设带来的不利影响。

（4）从环境风险防范角度，论证项目建设的环境风险大小，并从设计、生产、管理等方面提出控制和削减环境风险的对策措施，最大限度降低项目环境风险，实现环境的可持续发展。

2.1.2 评价原则

按照以人为本，建设资源节约型、环境友好型社会和科学发展观的要求，遵循以下原则开展环境影响评价工作：

（1）依法评价原则本次评价要以贯彻国家环境保护的相关法律法规、标准、规范，分析项目与国家及四川省有关产业政策、环保政策、能源政策以及区域可持续发展战略思想要求的符合性，坚持公正、公开原则，综合考虑项目对各种环境因素的影响。

（2）科学评价原则按评价等级，采用导则推荐的预测模式，科学分析项目建设对环境质量的影响，加强污染源强等基础数据的分析计算，提高其可信度。

（3）突出重点，根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 相关法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2014年4月24日修订；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日修正；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日修正；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2017年6月27日修正；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日起施行；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年9月1日起施行；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日起施行；

（8）《中华人民共和国土地管理法》，2019年8月26日修正；

（9）《中华人民共和国水土保持法》，2011年3月1日起施行；

（10）《中华人民共和国森林法》，2019年12月28日修订；

（11）《中华人民共和国野生动物保护法》，2023年5月1日实施；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012年2月29日修正；

（13）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月1日起施行；

（14）《中华人民共和国长江保护法》，2021年3月1日起施行。

2.2.2 行政法规、部门规章及规范性文件

（1）《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2024年2月1日实施）；

（2）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，2021年1月1日起施行；

（3）《建设项目环境保护管理条例》，中华人民共和国国务院令第682号，2017年10月1日起施行；

（4）《基本农田保护条例》（2011年1月8日修订）；

（5）《危险化学品安全管理条例（2013年修正）》（2013年12月7日修正）；

（6）《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010年12月22日修改）；

（7）《中华人民共和国河道管理条例（2018年修订）》（2018年3月19日修正）；

（8）《中华人民共和国森林法实施条例（2018修订）》（2018年3月19日修订）；

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

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

（11）《土地复垦条例》，国务院令第592号，2011年3月5日起实施；

（12）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号）；

（13）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号）；

（14）《关于印发〈建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）〉的通知》（环办〔2013〕103号）；

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

（16）《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）；

（17）《国务院办公厅转发环保总局等部门关于加强农村环境保护工作意见的通知》（国办发〔2007〕63号）；

（18）《分散式饮用水水源地环境保护指南》（环办〔2010〕132号）；

（19）《环境保护部办公厅关于印发《集中式饮用水水源环境保护指南（试行）》的通知》（环办〔2012〕50号）；

（20）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号）；

（21）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31号）；

（22）《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）；

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

（24）《国家危险废物名录》（2021版）；

（25）《关于石油天然气管道建设使用林地有关问题的通知》（林资发〔2010〕105号）；

（26）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）；

（27）《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）；

（28）《国土资源部、工业和信息化部、财政部、环保部、国家能源局关于加强矿山地质环境恢复和综合治理的指导意见》（国土资发〔2016〕63号）；

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

（30）《关于检查化工石化等新建项目环境风险的通知》（环办〔2006〕4号）；

（31）《市场准入负面清单》（2022年本）；

（32）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

（33）《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）；

（34）《长江经济带发展负面清单指南》（试行，2022年版）；

（35）《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点

预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（水利部办公厅办水保〔2013〕188号）；

（36）《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第748号）；

（37）《自然资源部关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89号）；

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

（39）《国家林业局 财政部关于印发<国家级公益林管理办法>的通知》（林资发〔2017〕34号）；

（40）《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）；

（41）《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）；

（42）《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》；

（43）《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告2023年第17号）；

（44）《陆生野生动物重要栖息地名录（第一批）》（国家林业和草原局公告2023年第23号）。

2.2.3 地方性法规和文件

（1）《四川省环境保护条例（2018）》（2018年1月1日起实施）；

（2）《四川省生态功能区划》（川府函〔2006〕100号）；

（3）《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》（2012年修正）；

（4）《四川省〈中华人民共和国水土保持法〉实施办法》（2012年9月21日修订）；

（5）《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）；

（6）《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》（2012年9月26日）；

（7）《四川省人民政府关于公布<四川省重点保护野生动物名录>的通知》

（川府发〔1990〕39号）；

（8）《四川省新增重点保护野生动物名录》（川府发〔2000〕37号）；

（9）《四川省大气污染防治行动计划实施细则》（川办函〔2015〕59号）；

（10）《四川省人民政府办公厅关于城镇集中式饮用水水源地保护区划定方案的通知》（川办函〔2010〕26号）；

（11）《四川省饮用水水源保护管理条例（2019修订）》（2019年9月26日修正）；

（12）《四川省<中华人民共和国大气污染防治法>实施办法（2018修订）》（四川省第十三届人民代表大会常务委员会公告 第24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》；

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

（16）《四川省人民政府办公厅关于印发土壤污染防治行动计划四川省工作方案的通知》（川办函〔2016〕63号）；

（17）《四川省林业厅关于印发<四川省林地保护管理办法>的通知》（川林发〔2010〕33号）；

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

（19）《四川省噪声污染防治行动计划实施方案（2023—2025年）》（川环发〔2023〕9号）；

（20）四川省推动长江经济带发展领导小组办公室 重庆市推动长江经济带发展领导小组办公室关于印发《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》的通知（川长江办〔2022〕17号）；

（21）《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）；

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

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

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

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

（26）《四川省人民政府关于公布四川省重点保护野生植物名录的通知》（川府函〔2016〕27号）；

（27）《四川省沱江流域水环境保护条例》；

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

（29）《四川省突发生态环境事件应急预案（试行）》（川办发〔2022〕26号）；

（30）《四川省突发环境事件应急预案备案行业名录》（2022年版）。

（31）《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）；

（32）《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2号）；

（33）《自贡市“十四五”生态环境保护规划》（自府发〔2022〕25号）；

（34）《自贡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》；

（35）《富顺县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》；

（36）《自贡市沿滩区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》；

（37）《自贡市大安区国民经济和社会发展第十四个五年规划及二〇三五年远景目标纲要》；

（38）《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》（四川省环境保护厅公告 2018年第3号）。

2.2.4 技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则　总纲》（HJ2.1-2016）；

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

（3）《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（5）《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2021）；

（7）《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022）；

（8）《环境影响评价技术导则　土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《危险化学品重大危险源辩识》（GB18218-2018）；

（11）《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号）；

（12）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）；

（13）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

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

（15）《页岩气钻前工程作业规范》（Q/SY16005-2017）；

（16）《页岩气平台钻前土建工程作业要求》（NB/T14021-2017）；

（17）《页岩气水平井钻井作业技术规范》（NB/T10252-2019）；

（18）《页岩气井试气技术规范》（NB/T14014-2016）；

（19）《页岩气测井资料处理与解释规范》（SY/T 6994-2014）

（20）《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；

（21）《页岩气井压裂设计规范》（Q/SY1852-2015）；

（22）《页岩气环境保护第1部分：钻井作业污染防治与处置方法》（GB/T39139.1-2020）；

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

（24）《页岩气井压裂施工规范》（Q/SY1853-2015）；

（25）《页岩气储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2022）；

（26）《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T41519-2022）；

（27）《减少水力压裂作业对地面环境影响的推荐做法》（NB/T 10116-2018）；

（28）《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T 41518-2022）；

（29）《页岩气井油基钻井液重复利用技术规范》（NB/T 10843-2021）；

（30）《页岩气水平井钻井工程设计推荐作法》（NB/T 14019-2016）；

（31）《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T 14006-2020）；

（32）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)；

（33）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；

（34）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2015）；

（35）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（36）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（37）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）；

（38）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2019）；

（39）《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

（40）《土地利用现状分类标准》（GB/T21010-2007）；

（41）《天然气》（GB 17820-2018）；

（42）《油气输送管道风险评价导则》（SY/T 6859-2020）；

（43）《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T 7294-2016）；

（44）《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）；

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

（46）《土地复垦方案编制规程 第5部分石油天然气（含煤层气）项目》（TD/T 1031.5-2011）；

（47）《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）；

（48）《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）；

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

（50）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；

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

（52）《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》（SY/T 6968-2021）；

（53）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

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

（55）《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ1209-2021）。

（56）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）；

（57）《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）。

2.2.5 主要技术文件及相关资料

（1）《威远页岩气田自205井区开发概念设计》；

（2）现有工程环保手续；

（3）环境检测报告；

（4）与拟建项目有关的其他资料。

2.3 总体构思

（1）拟建项目包含钻井工程、地面工程两个部分。钻井工程包含钻前、钻井、压裂测试作业；地面工程包含站场采气（本次新建钻井平台及已建勘探井钻井平台）和管线工程。已建勘探井主要用于地质、气质勘探，已完成环保手续，本次建设内容均在已建平台上新建采气装置，故按照新建项目进行评价。

（2）根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求，本评价对现有已布设勘探工程，以现有措施有效性调查为基础，结合环境质量现状监测，开展环境影响回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。

（3）目前本井区已建12个试采工程纳入区块整体开发，其中9个单井站LNG试采工程（吉富1井试采气工程项目、吉富2井试采气工程项目、吉富6井试采气工程项目、吉富7井试采气工程项目、吉富8井试采气工程项目、自301井试采气工程项目、自303井试采气工程项目、富页1井试采气工程项目、富页3井试采气工程项目）转入区块整体开发，开发方式由LNG处理罐车外运转为原料气处理后管道输送至下游平台，产排污方式及产排量均发生变化，本评价根据变化后的建设内容进行工程分析、产排污计算。

按照910号文“不得重复审批”相关要求，本评价已批在建工程不再做选址合理性论证分析；依据原环评文件，产排污量纳入本评价总体产排污水平计算。

（4）拟建项目新建钻井工程目的层均为***组，钻井过程中会经过含硫层位，因此钻井工程风险评价按含硫气井进行分析、管理。

（5）根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），优化调整地下水及土壤环境现状监测点布设，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求，其他环境要素监测布点按相应导则要求布点。

（6）拟建项目属于新区块开发，项目评价时期主要分析页岩气开发的施工期和营运期，退役期进行简要分析。项目钻井工程以施工期为重点，内部集输工程以施工期、运营期为重点。

（7）在环境影响评价工作过程中，建设单位严格按照《环境影响评价公

众参与办法》（生态环境部令第4号）的要求开展公众参与。

2.4 环境影响识别和评价因子筛选

2.4.1 环境影响因素识别

通过分析施工期、运营期、退役期的各种工程内容与可能受影响的环境要素间的作用效应关系、影响性质、影响范围、影响程度等，定性分析了拟建项目对各环境要素可能产生的污染影响与生态影响，具体见表2.4-1。

表2.4-1　　环境影响因素一览表

阶段	单项工程	工程内容	环境要素	受影响对象	影响方式	影响范围	影响性质	影响程度
施工期	钻前工程	井场修建、道路开挖	生态环境	公益林	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				永久基本农田	直接	占地范围	长期、可逆	中
				自然景观	间接	生态评价范围	长期、可逆	中
	钻井工程	钻井	地下水环境	水井	间接	水文地质单元内	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	土壤评价范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	短期	声评价范围内	短期、可逆	低
	储存改造工程	压裂	地下水环境	水井	间接	水文地质单元内	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	土壤评价范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	短期	声评价范围内	短期、可逆	低
		试气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
			声环境	周边居民	短期	声评价范围内	短期、可逆	低
	集输工程	管线开挖	生态环境	公益林	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				自然景观	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				永久基本农田	直接	占地范围	短期、可逆	中
		设备安装	声环境	周边居民	直接	占地范围	长期、不可逆	中
运营期	集输工程	采气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
			地下水环境	水井	间接	水文地质单元内	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	间接	土壤评价范围	短期、可逆	中
			地表水环境	河流	间接	/	长期、可逆	低
			声环境	周边居民	短期	声评价范围内	长期、可逆	低
退役期	封井	封井	生态环境	/	/	/	短期、可逆	无

2.4.2 评价因子筛选

根据建设项目特点、环境影响的主要特征和方式，结合区域自然环境情况、区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，筛选确定特征因子，并结合行业导则及各环境要素环境影响评价导则确定拟建项目评价因子。

（1）现状评价因子

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

地表水环境：pH、COD、BOD_5、氨氮、石油类、氯化物、硫化物、水温；

地下水环境：pH、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铅、镉、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、钡、氨氮、石油类、硫化物、铁、锰、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Ca^{2+}、Mg^{2+}、K^+、Na^+、Cl^-、SO_4^{2-}及水位；

声环境：等效连续A声级；

土壤环境：土壤理化性质。

建设用地（GB36600-2018）（45项基本因子）：镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘；

农用地（GB15618-2018）（8项基本因子）：砷、镉、铬（总）、铜、铅、汞、镍、锌；

特征因子：pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡。

生态环境：土壤资源、土地利用、水土流失、生态系统类型、地表动植物分布现状、动植物种类和数量及生态系统质量等。

（2）影响评价因子

①施工期

环境空气：TSP、NOx 等；

地表水：COD、BOD_5、NH_3-N、SS、石油类；

地下水：COD、NH_3-N、SS；

噪声：施工噪声；

固体废物：弃土弃渣、废泥浆及岩屑、生活垃圾；

生态环境：农业生产损失、生物多样性、水土流失。

表 2.4-2　施工期生态影响因子筛选

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	物种区系、分布型、保护等级、分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工噪声；直接影响	短期，可逆	弱
生境	土地利用影响、重点评价重要物种的适宜生境面积、质量、连通性等	临时占地导致生境直接破坏；直接影响	短期，可逆	中
生物群落	物种组成、群落结构等	施工占地导致生境直接破坏；直接影响	短期，可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	临时占地导致生境直接破坏；直接影响	短期，可逆	弱
生物多样性	物种组成丰富度、均匀度、优势度等	临时占地导致生境直接破坏；间接影响	短期，可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等	施工对植被剥离，直接影响	短期，可逆	弱
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	不涉及	不涉及	无

②运营期

环境空气：NOx、SO_2、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢、食堂废气；

地表水：定性分析生产废水及生活污水处置的可行性；

地下水：氯化物、硫化物、石油类、钡；

噪声：站场设备噪声；

固体废物：清管及检修废渣、废药剂桶等工业固废；

土壤环境：氯化物、硫化物、石油烃；

环境风险：主要为天然气泄漏及天然气遇火燃烧或爆炸引发的次生污染、压裂返排液泄漏等；

生态环境：土地利用，动植物物种、生境、生物群落、生物多样性、生态

敏感区、生态系统等。

表 2.4-3　运营期生态影响因子筛选

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	物种区系、分布型、保护等级、分布范围、种群数量、种群结构、行为等	临时占地导致生境占用；直接影响	短期，可逆	弱
生境	土地利用影响、重点评价重要物种的适宜生境面积、质量等	临时占地导致部分生境直接破坏，进行生境修复；直接影响	短期，可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	植被恢复；直接影响	短期，可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	生态恢复；间接影响	长期，可逆	弱
生物多样性	物种组成丰富度、均匀度、优势度等	生境修复；间接影响	长期，可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等	植被修复，直接影响	长期，可逆	弱
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	不涉及	不涉及	无

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

（1）环境空气

拟建工程位于农村区域，环境空气功能区划为二类区，TSP 和常规因子 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准；H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中其他污染物空气质量浓度参考限值的 1h 平均值。标准限值见表 2.5-1。

表 2.5-1　环境空气质量标准　　单位：μg/m³

污染物 \ 浓度		浓度限值		
		1 小时平均	24 小时平均	年平均
SO_2	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	500	150	60
NO_2		200	80	40
PM_{10}		/	150	70
$PM_{2.5}$		/	75	35
CO		10mg/m³	4mg/m³	/
O_3		200	160（日最大 8 小时平均）	/
TSP		/	300	200
非甲烷总烃	《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标	2.0mg/m³（1 小时平均）		

	准时选用的环境质量标准	
H_2S	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中表D.1的其他污染物空气质量浓度参考限值	10（1小时平均）

（2）地表水环境

拟建项目定向钻穿越沱江2次，III类水域；定向钻穿越釜溪河1次，IV类水域；其他小型河流采用围堰大开挖穿越，大开挖穿越沟渠数次，无水域功能。执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类、IV类水域水质标准。具体标准见表2.5-2。

表2.5-2 地表水环境质量标准 单位：mg/L（pH无量纲）

项目	pH	COD	氨氮	石油类	BOD_5	氯化物	硫化物
III类标准值	6~9	≤20	≤1.0	≤0.05	≤4	≤250	≤0.2
IV类标准值	6~9	≤30	≤1.5	≤0.5	≤6	≤250	≤0.5

（3）地下水环境

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准；值见表2.5-3。

表2.5-3 地下水环境质量标准 单位：mg/L（pH无量纲）

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

（4）声环境

拟建项目所在区域为农村地区，声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据四川省自贡市区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，

该区域未划定声环境功能区，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为2类区。标准限值见表2.5-4。

表 2.5-4　声环境质量标准　　单位：dB（A）

类别	昼间	夜间
2 类	60	50

（5）土壤环境

拟建项目场地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，钡执行《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/ 2978—2023）中第二类用地筛选值，详见表 2.5-5；场地外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中相关标准，详见表 2.5-6。

表 2.5-5　建设用地土壤质量标准限值　　单位：mg/kg

污染项目		筛选值（第二类用地）
重金属和无机物		
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
挥发性有机物		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8

24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
半挥发性有机物		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	䓛	1293
43	二苯并[a，h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
石油烃类		
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500
47	钡	8660

表 2.5-6　农用地土壤质量标准限制　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	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

（6）水土保持

水力侵蚀强度执行《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），详见表2.5-7。

表2.5-7 土壤侵蚀强度分级标准

级别	平均侵蚀模数/ t/（km^2·a）	平均流失厚度（mm/a）
微度	＜500	＜0.37
轻度	500~2500	0.37~1.9
中度	2500~5000	1.9~3.7
强烈	5000~8000	3.7~5.9
极强烈	8000~15000	5.9~11.1
剧烈	＞15000	＞11.1

2.5.2 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）排放限值；其他废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准。

运营期脱水站脱水装置废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准；站场无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39738-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）、《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）相关控制要求；站场无组织臭气浓度执行 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准；集气增压站值班房厨房废气执行《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）中的最高允许排放浓度。根据《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），项目所在自贡市全域属于大气污染防治重点区域，执行国家排放标准大气污染物特别排放限值和特别控制要求。各标准详见下表。

表 2.5-8 四川省施工场地扬尘排放限值 单位：μg/m^3

监测项目	区域	施工阶段	监测点排放限制
总悬浮颗粒物（TSP）	自贡市	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	600
		其他工程阶段	250

表 2.5-9　大气污染物综合排放标准

污染物	有组织排放			无组织排放（mg/m³）
	最高允许排放浓度（mg/m³）	最高允许排放速率（kg/h）		
		排气筒高度（m）	二级	
二氧化硫	550	15	2.6	0.40
氮氧化物	240		0.77	0.12
颗粒物	120		3.5	1.0

表 2.5-10　挥发性有机物排放控制标准　　单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
NMHC	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

表 2.5-11　四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准　　单位：mg/m³

行业名称	污染物项目	无组织排放浓度	限值含义
涉及有机溶剂生茶和使用的其他行业	VOCs	2.0	大气污染物浓度在任何 1 小时浓度平均值不得超过的值

表 2.5-12　陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准　　单位：mg/m³

控制项目	无组织排放监控浓度限值
非甲烷总烃	4.0

表 2.5-13　《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

控制项目	无组织排放厂界标准（无量纲）
臭气浓度	20

表 2.5-14　饮食业油烟排放标准　　单位：mg/m³

规模	小型	中型	大型
最高允许排放浓度	2.0		

（2）废水

1）施工期：

钻井工程钻前阶段、采气站场、集气增压站和管线工程施工阶段：少量施工废水经沉淀处理后循环使用，不外排；管线施工试压废水经沉淀处置后回用于洒水降尘。施工阶段不设置施工营地，施工期人员生活污水依托周边农户已建污水处理设施处理。

钻井和压裂试气阶段：洗井废水及方井雨水回用于压裂液配制；返排出的压裂废水经预处理后可回用部分用于其他井配置压裂液使用，剩余压裂返排废

水（不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置；生活污水经撬装厕所收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运至临近场镇污水处理厂处理，不外排。

2）营运期

①生活污水

营运期集气增压站厨房含油废水经隔油池预处理后与值守人员生活污水经集气增压站设置的一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处理，不外排。

②生产废水

各采气站产生的采出水、集气增压站及自205脱水站产生装置废水、检修污水输至中心水池，处理达标后回用于平台压裂用水，返排液回用处理工艺满足《页岩气 储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）的要求。

表2.5-15 《页岩气 储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》

序号	项目	单位	水质数据
1	总矿化度	mg/L	≤20000
2	总硬度	mg/L	≤800
3	总铁	mg/L	≤10
4	悬浮物固体含量	mg/L	≤1000
5	pH	/	6~9
6	SRB（硫酸盐还原菌）	个/ml	≤25
7	FB（铁细菌）	个/ml	≤10000
8	TGB（腐生菌）	个/ml	≤10000
9	结垢趋势	/	无
10	配伍性	/	无沉淀、无絮凝

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），具体见表2.5-16。

表2.5-16 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

时段	昼间	夜间
标准限值	70	55

运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区标准，具体见表2.5-17。

表2.5-17 运营期环境噪声排放标准限值　　单位：dB（A）

评价标准	厂界外声环境功能区类别	昼间	夜间
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

一般工业固废：按《一般固体废物分类与代码》（GB/T 39198-2020）识别，参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中有关规定要求贮存过程满足防渗漏、防雨淋、防扬尘环保要求；

危险废物：按《国定危险废物名录》（2021版）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第23号）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告2021年第74号）进行识别、贮存和管理。

2.6 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）“7 评价等级和评价范围”，生态影响、地下水环境、地表水环境、土壤环境、大气环境及声环境评价等级分别按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关原则来确定。

环境风险评价按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定的原则、内容、程序和方法对项目建设的环境风险进行分析、预测和评估。

2.6.1 环境空气

本次开发项目涉及钻井工程、地面工程（采气工程和集输管线工程）。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以运营期为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、备用柴油发

电机废气，由于施工期较短暂，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。营运期正常生产时，页岩气处于完全密闭系统内，集气管道在正常生产时无废气产生和排放。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取拟建工程主要废气污染物-氮氧化物、二氧化硫、颗粒物、非甲烷总烃为评价因子进行核算，分别计算污染物的最大地面浓度占标率 Pi 和地面浓度达标限值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：Pi—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气浓度，μg/m^3；

C0i—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

表 2.6-1　HJ2.2-2018 评价工作等级

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

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用 EIAProA2018 中 AERSCREEN 估算模式对上述污染物的影响程度和范围进行估算，估算参数见下表 2.6-2。

表 2.6-2　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		42.0
最低环境温度/℃		-6.0
土地利用类型		农作物
区域湿度条件		潮湿
是否考虑地形	考虑地形	√是　□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　√否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ °	/

污染源参数见表2.6-3、表2.6-4、表2.6-5。

表2.6-3　大气污染物点源参数表

名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/（m/s）	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
	X	Y								颗粒物	NO_X	SO_2
II列脱水装置重沸器排气筒	-82	22	326	15	0.2	2.239	100	8000	正常	0.0045	0.0118	0.00013
II列脱水装置灼烧炉排气筒	-79	14	326	15	0.2	2.687	100	8000	正常	0.0054	0.0142	0.00016
注：以自205脱水站东南角为坐标原点												

表2.6-4　矩形面源参数表

名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北方向夹角/(°)	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）
	X	Y								非甲烷总烃（NMHC）
自205H77中心水池	0	0	325	205	155	62	3	8000	正常排放	0.0188
注：以自205H77中心水池西北角为坐标原点										

表2.6-5　多边形面源参数表

名称	面源各顶点坐标/m		面源海拔高度/m	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）
	X	Y					非甲烷总烃（NMHC）
自205H74中心水池	0	0	305	3	8000	正常排放	0.0188
	45	-123					
	-74	-294					
	-149	-171					
	-111	-93					
	-128	-54					
自205H69中心水池	0	0	311	3	8000	正常排放	0.0125
	92	-218					
	-4	-257					
	-75	-87					
	-72	-31					
注：以自205H74中心水池、自205H69中心水池东北角为坐标原点							

根据“AERSCREEN预测模式”进行预测正常工况下主要污染源估算模型计算结果见表2.6-6、表2.6-7。

表 2.6-6 环境空气预测结果（有组织排放）

站场	距离	SO_2		NO_X		PM_{10}	
		浓度，μg/m³	占标率，%	浓度，μg/m³	占标率，%	浓度，μg/m³	占标率，%
自205脱水站II列脱水装置重沸器排气筒	50	1.52E-02	0.00	1.31E+00	0.52	4.99E-01	0.11
	75	1.39E-02	0.00	1.19E+00	0.48	4.56E-01	0.1
	100	1.30E-02	0.00	1.12E+00	0.45	4.26E-01	0.09
	200	1.71E-02	0.00	1.47E+00	0.59	5.59E-01	0.12
	300	9.11E-03	0.00	7.82E-01	0.31	2.98E-01	0.07
	400	7.73E-03	0.00	6.63E-01	0.27	2.53E-01	0.06
	500	6.46E-03	0.00	5.55E-01	0.22	2.12E-01	0.05
	579	4.44E-02	0.01	**3.81E+00**	1.52	1.45E+00	0.32
	1000	1.69E-02	0.00	1.45E+00	0.58	5.52E-01	0.12
	2500	4.74E-03	0.00	4.07E-01	0.16	1.55E-01	0.03
	下风向最大值	4.44E-02	0.01	**3.81E+00**	1.52	1.45E+00	0.32
	$D_{10\%}$最远距离/m	579		579		579	
自205脱水站II列脱水装置灼烧炉排气筒	50	1.67E-02	0.00	1.45E+00	0.58	5.54E-01	0.12
	75	1.56E-02	0.00	1.36E+00	0.54	5.17E-01	0.11
	100	1.46E-02	0.00	1.27E+00	0.51	4.85E-01	0.11
	200	2.11E-02	0.00	1.84E+00	0.74	7.02E-01	0.16
	300	1.04E-02	0.00	9.10E-01	0.36	3.47E-01	0.08
	400	8.95E-03	0.00	7.80E-01	0.31	2.97E-01	0.07
	500	7.51E-03	0.00	6.55E-01	0.26	2.50E-01	0.06
	600	4.90E-02	0.01	**4.27E+00**	**1.71**	1.63E+00	0.36
	1000	1.84E-02	0.00	1.61E+00	0.64	6.13E-01	0.14
	2500	8.65E-03	0.00	7.55E-01	0.3	2.87E-01	0.06
	下风向最大值	4.90E-02	0.01	**4.27E+00**	**1.71**	1.63E+00	0.36
	$D_{10\%}$最远距离/m	600		600		600	

表 2.6-7 无组织废气估算模型计算结果

排放源	污染物名称	浓度，μg/m³	占标率（%）
自205H74集气增压站中心水池	非甲烷总烃	2.43E+01	1.22
自205H77集气增压站中心水池	非甲烷总烃	2.02E+01	1.01
自205H69集气增压站中心水池	非甲烷总烃	1.84E+01	0.92

根据预测结果，拟建项目自205脱水站II列脱水装置灼烧炉排气筒排放氮氧化物最大占标率为1.71%，1%<Pi=1.71%<10%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），拟建项目大气环境影响评价等级定为二级。

2.6.2 地表水

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ

349-2023）“7.3 -a）评价类别、按照水污染影响型建设项目开展地表水环境影响评价。”

拟建项目运营期废水主要为采气站采出水、集气增压站增压装置区排水和检修污水、气液分离产生的采出水、脱水站脱水装置废水及检修污水、生活污水。

各采气站原料气气液分离产生的采出水及放空分液罐产生的少量采出水经站内管道进入钻前已建储存池通过转输泵提升至返排液管道转输至中心水池；集气增压站产生的生产污水包括增压装置区排水和检修污水，经站内污水管网收集进入配套建设的中心水池，自205脱水站脱水装置废水及检修污水进入站内生产检修污水处通过已建返排液管线转输至中心水池，处理达标后回用于平台压裂用水。集气增压站厨房含油废水经隔油池预处理后与值守人员生活污水经集气增压站设置的一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置。

综上，根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ 2.3-2018）的规定，拟建项目水环境评价工作等级确定为三级B。

2.6.3 地下水

拟建项目依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）（以下简称“地下水导则”）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）（以下简称“石油天然气导则”）中建设项目地下水评价等级划分标准确定。

（1）建设项目行业分类

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

（2）地下水环境敏感性

根据地下水导则中对地下水敏感程度划分要求，结合拟建项目的影响程度、污染方式、渗漏途径等特征，结合现场调查和资料收集成果，若拟建项目各场地评价范围内包含集中式地下水饮用水源取水口及其保护区等地下水环境敏感区，则认为该场地地下水环境为敏感；若各场地评价范围不涉及上述保护区范围，仅分布有分散式地下水饮用水源及具有供水价值的含水层，则认为该场地地下水环境为较敏感。

根据拟建项目各场地周边地下水环境敏感区的分布情况，结合各场地所在评价范围的敏感点类型，最终得出拟建项目各场地及评价范围均不涉及地下水集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的地下水饮用水水源）准保护区、除地下水集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区（如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区）等地下水环境敏感区，现场调查结果表明各平台、集气增压站和返排液管线评价范围内居民主要以自来水和分散式水井作为生活饮用水，均不涉及地下水集中式饮用水源和与地下水环境相关的其它保护区，地下水环境敏感特征为“较敏感”。

表 2.6-8　地下水环境敏感程度分级表

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

根据地下水导则和石油天然气导则的评价要求，当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。因此，本次地下水等级划分根据该类项目各场地可能对地下水的影响程度及影响情况，结合项目场地

所在水文地质单元分布情况和地下水环境敏感程度，再依据拟建项目行业类进行评价等级判定。

表 2.6-9　建设项目评价工作等级分级表

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

综上，拟建项目井场、站场和返排液管线为II类建设项目，地下水环境影响评价工作等级分级划分“二级”；集气管线为 III 类建设项目，因返排液管线与集气管线同沟敷设，拟建项目集气管线按照II类建设项目开展地下水环境影响评价，等级分级划分为“二级”。综上，最终确定拟建项目平台、集气增压站和返排液管线地下水评价等级为二级。

2.6.4 声环境

拟建项目采气站、集气增压站、脱水站及管道沿线所在区域为《声环境质量标准》（GB-3096-2008）规定的 2 类区，管道穿越高速公路区域为《声环境质量标准》（GB-3096-2008）规定的 4a 类区；管道穿越铁路两侧区域为《声环境质量标准》（GB-3096-2008）规定的 4b 类区。

拟建项目管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中管道不会产生噪声；项目噪声源主要为采气站及集气增压站内的设备噪声，运营期产生的噪声较小，项目建设前后敏感目标噪声增量小于 3dB（A），且受噪声影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分的基本原则，本次声环境影响评价等级定为二级。

2.6.5 生态环境

拟建项目主要对陆生生态产生影响，仅部分管线穿越河流产生水生生态影响，穿越河流包括沱江、釜溪河和小型河流，穿越沱江及釜溪河采用定向钻，穿越河流不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境。因此拟建项目水生生态环境影响评价等级确定为三级。

拟建项目建设内容包括站场和集输管道。拟建项目占地面积（包括永久占地33.2hm²、临时占地270.6763hm²）面积为303.8763hm²≈3.04km²≤20km²。项目影响区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线等生态敏感区。

项目管线线路所经地域整体地貌单元属丘陵地带，沿线以农业经济为主，部分管线穿越公益林，站场区域地下水水位、土壤影响范围内分布有公益林；根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022）：“6.1.6 线性工程可分段确定评价等级。”

拟建项目生态评价分级情况详见表2.6-10。

表2.6-10 生态影响评价工作等级划分表

导则规定		建设项目是否涉及该条款	项目评价等级判定
导则条款6.1.2	a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
	b）涉及自然公园时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
	c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
	d）根据HJ2.3判定属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	项目围堰开挖穿越河流不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境，施工期地表水评价等级为水文要素型三级；运营期地表水评价等级为三级B，做简单的环境影响分析	/
	e）根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	部分管线穿越公益林，评价范围内分布有天然林	不低于二级
	f）当工程占地规模大于20km²时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；	工程按占地性质分为永久占地和临时占地。工程永久占地33.2hm²、临时占地270.6763hm²，总占地面积3.04km²。工程占地面积小于20km²。	/
	g）除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	部分区段涉及e）项	/

导则规定		建设项目是否涉及该条款	项目评价等级判定
	h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	涉及陆生生态评价不低于二级、水生生态评价三级	不低于二级
导则条款6.1.3	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	区域生态功能区划属于“I四川盆地亚热带温润气候生态区”、“I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”、“I2-5 沱江中下游城镇-农业生态功能区”。该区域的生态服务功能区为“城镇与农业发展功能，水环境净化功能”。	不涉及评价等级上调
导则条款6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	项目同时涉及陆生、水生生态影响	陆生不低于二级、水生三级
导则条款6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	不涉及	/
导则条款6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	项目为线性工程，部分区段涉及e）条款中的公益林，不满足下调一级要求	陆生不低于二级
导则条款6.1.7	涉海工程评价等级判定参照GB/T 19485。	不涉及	/
导则条款6.1.8	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及	/

因此，采气站、集气增压站及集气管线（同沟敷设返排液管线）陆生生态环境影响评价均按二级开展、水生生态影响评价按三级开展。

2.6.6 环境风险

拟建项目环境风险分级分为施工期钻井工程风险分级、营运期站场和管线风险分级。

2.6.6.1 施工期钻井阶段

（1）危险物质与工艺系统危险性（P）分级

1）危险物质数量与临界量比值 Q

根据开发方案拟建项目共新建 31 个钻井工程（目的层均为***组），钻井过程中会经过含硫层位，因此钻井工程风险评价按含硫气井进行分析、管理。本评价按不利情况进行分析，即按测试无阻气量及硫化氢含量最大值分别进行评价。根据设计资料，引用本井区范围内自 301 井及吉富 1 井***组（含硫）气质组成和气量数据作评价。根据自 301 井***组测试资料，测试无阻气量为***×$10^4m^3/d$，硫化氢 3.8mg/m^3。根据吉富 1 井钻井工程对***组（含硫）测井资料，测试无阻气量为***×$10^4m^3/d$，硫化氢 518.56mg/m^3。类比其数据，对本次新建平台井钻井工程进行评价。

根据设计资料，单平台柴油的储存量约为 33.4t（2 个 20m^3 柴油罐，密度为 0.835g/mL）；油基泥浆中主要成分为白油（含量为 60%~70%），油基泥浆分批次运至井场储存于油基泥浆循环罐（共计 80m^3）内，白油最大储存量为 56t；单个平台废润滑油最大储存量约为 1t。各平台在油基泥浆钻井阶段会产生含油的油基岩屑，危险废物暂存间油基岩屑暂存量约 300t，其中废油含量为 5%~10%，故废油基岩屑中废油最大储存量为 30t。根据自 301 井气质组成类比，项目 15min 井喷过程泄漏的页岩气量估算，经计算平台单井 15min 井喷过程中危险物质甲烷的泄漏量为 5.865t、硫化氢泄漏量为 0.00004t。根据吉富 1 井气质组成类比，项目 15min 井喷过程泄漏的页岩气量估算，经计算平台单井 15min 井喷过程中危险物质甲烷的泄漏量为 1.271t、硫化氢泄漏量为 0.00115t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）并结合气质报告可知，拟建项目钻井阶段涉及的重点关注的危险物质为甲烷、硫化氢、油类物质，其临界量分别为 10t、2.5t、2500t，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\ldots+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...Q_n—每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

表 2.6-11　单平台危险物质数量与临界值比值计算表（按无阻流量最大统计）

危险物质名称	储存量（泄漏量）/t（q_n）	临界量/t（Q_n）	q_n/Q_n
甲烷	5.865	10	0.5865
硫化氢	0.00004	2.5	0.000016
柴油	33.4	2500	0.0134
白油	56	2500	0.0224
废油	31	2500	0.0124
项目Q值∑	0.637416		

表 2.6-12 单平台危险物质数量与临界值比值计算表（按硫化氢含量最高统计）

危险物质名称	储存量（泄漏量）/t（q_n）	临界量/t（Q_n）	q_n/Q_n
甲烷	1.271	10	0.1271
硫化氢	0.00115	2.5	0.00046
柴油	33.4	2500	0.0134
白油	56	2500	0.0224
废油	31	2500	0.0124
项目Q值∑	0.17576		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 可知：拟建项目各钻井平台危险物质数量与临界值比值 Q＜1，当 Q＜1 时，则各钻井工程环境风险潜势为I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，环境风险评价等级判定见 2.6-13。

表 2.6-13　建设项目环境风险潜势划分

环境风险潜势	IV、IV$^+$	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	**简单分析***
*是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，项目施工期钻井工程阶段各钻井平台环境风险评价等级为简单分析。

2.6.6.2 营运期采气阶段

（1）危险物质与工艺系统危险性（P）分级

1）危险物质数量与临界量比值 Q

拟建工程管线输送物料为各采气站原料气气液分离后的气相和液相，气相主要成分为甲烷等烃类物质，相对密度为 0.5754，甲烷含量约 97.36%、硫化氢含量 3.8mg/m^3。项目拟建站场工艺设备原料气在发生事故后可通过井口高低压截断阀控制，放空废气通过放空系统排放。

液相经钻前已建储存池转输泵提升至项目新建返排液管道转输至集气增压站中心水池处理。本评价类比分析压裂返排液中 COD 等污染因子浓度进行分析，采出水成分类比压裂返排液 COD5000mg/L。因此，气液分离后的液相（采出水）不属于 COD 浓度≥10000mg/L 的有机废液，不属于风险物质，本评价不对返排液管线内风险物质进行计算分析。

拟建项目管线和站场风险物质在线量详见表 2.6-14、表 2.6-15。

表 2.6-14　拟建工程管线风险物质在线量统计表

管线名称	管线长度（km）	设计压力	管径	甲烷在线量（t）	硫化氢在线量（t）
自 313-自 205H77 集气支线	2.6	7.5	DN150	2.187	0.000015
吉富 3-自 205H77 集气支线	0.6	8.5	DN150	0.505	0.000003
自 205H93-自 205H77 集气支线	3.1	8.5	DN150	2.607	0.000018
自 205H86-自 205H77 集气支线	4.4	8.5	DN150	3.701	0.000025
自 205H95-自 205H77 集气支线	4.4	8.5	DN150	3.701	0.000025
自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77 集气支线	5.4	8.5	DN150	4.542	0.000031
自 205H90（自 306）-自 205H89 集气支线	2.0	8.5	DN150	1.682	0.000011
自 205H89-自 205H77 集气支线	4.1	8.5	DN150	3.448	0.000023
吉富 8-自 205H91 集气支线	3.4	8.5	DN150	2.860	0.000019
自 205H91-自 205H92 集气支线	3.7	8.5	DN150	3.112	0.000021
吉富 2-自 205H87 集气支线	1.5	8.5	DN150	1.262	0.000009
自 205H87-自 205H93 集气支线	2.2	8.5	DN150	1.850	0.000013
自贡 1-自 308 集气支线	6.4	8.5	DN150	5.383	0.000037
自 308-自 205H74 集气支线	12.0	8.5	DN150	10.093	0.000068
吉富 9-T 接“自 308-自 205H74 集气支线”	2.7	8.5	DN150	2.271	0.000015
自 205H81-自 205H74 集气支线	4.1	8.5	DN150	3.448	0.000023
自 205H71（自 309）-自 205H70 集气支线	1.1	8.5	DN150	0.925	0.000006
自 205H70-自 205H74 集气支线	3.3	8.5	DN150	2.775	0.000019
自 205H80-自 205H74 集气支线	3.1	8.5	DN150	2.607	0.000018

管线名称	管线长度（km）	设计压力	管径	甲烷在线量（t）	硫化氢在线量（t）
自205H83-自205H80集气支线	1.4	8.5	DN150	1.177	0.000008
自205H79-自205H74集气支线	2.6	8.5	DN150	2.187	0.000015
自205H84（自312）-自205H80集气支线	1.8	8.5	DN150	1.514	0.000010
自205H78（自311）-自205脱水站集气支线	2.4	8.5	DN150	2.019	0.000014
吉富1T接“自205H78（自311）-自205脱水站集气支线”	1.4	8.5	DN150	1.177	0.000008
自205H88-自205脱水站集气支线	1.9	8.5	DN150	1.598	0.000011
自205H64（自303）-自205H65-自205H81集气支线	2.7	8.5	DN150	2.271	0.000015
自205H77集气增压站-自205脱水站集气干线	8.6	7.5	DN250	17.728	0.000120
自205H74集气增压站-自205脱水站集气干线	2.8	7.5	DN250	5.772	0.000039
自205H73-已建沱江穿越线路阀室集气支线	5.8	8.5	DN150	4.878	0.000033
自310-自215H3集气站集气支线	13.9	8.5	DN150	11.691	0.000079
自205H82-自205H69（自302）集气支线	2.7	8.5	DN150	2.271	0.000015
自205H85-自205H69（自302）集气支线	6.3	8.5	DN150	5.299	0.000036
富页2-吉富4集气支线	3.2	8.5	DN150	2.691	0.000018
吉富4-自304集气支线	11.3	8.5	DN150	9.504	0.000064
自304-T接“自310-自215H3集气站集气支线”	4.5	8.5	DN150	3.785	0.000026
自307-富页1集气支线	6.2	8.5	DN150	5.215	0.000035
富页1-吉富7集气支线	3.4	8.5	DN150	2.860	0.000019
吉富7-自215H3集气站集气支线	2.9	8.5	DN150	2.439	0.000017
自205H56-自215H3集气站集气支线	1.9	8.5	DN150	1.598	0.000011
自215H4-自215H3集气站集气支线	0.9	8.5	DN150	0.757	0.000005
富页3-自305集气支线	8.5	8.5	DN150	7.149	0.000048
自305-自205H52集气支线	17.6	8.5	DN150	14.802	0.000100
自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站集气支线”	1.0	8.5	DN150	0.841	0.000006
吉富6-自205H55集气支线	2.8	8.5	DN150	2.355	0.000016
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	9.0	7.5	DN250	18.553	0.000126

表 2.6-15　拟建项目站场风险物质在线量统计表

站场名称	设计能力 $10^4m^3/d$	甲烷最大在线量（t）	H_2S 最大在线量（t）	次氯酸钠最大储存量（t）
自205H64采气站	21.9	0.170	0.0000012	/
自205H65采气站	29.2	0.227	0.0000015	/
自205H70采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自205H71、自309采气站	38.2	0.297	0.000002	/
自205H74集气增压站	200	1.556	0.0000106	1.0
自205H79采气站	43.8	0.341	0.0000023	/
自205H80采气站	58.4	0.454	0.0000031	/
自205H81采气站	21.9	0.170	0.0000012	/
自205H83采气站	29.2	0.227	0.0000015	/
自205H84、自312采气站	35.2	0.274	0.0000018	/
自308采气站	6	0.047	0.0000003	/
自303采气站	6	0.047	0.0000003	/
自贡1采气站	9	0.070	0.0000005	/
吉富9采气站	9	0.070	0.0000005	/
自205H77集气增压站	450	3.501	0.0000238	1.0
自205H86采气站	36.5	0.284	0.0000019	/
自205H87采气站	39	0.303	0.0000021	/
自205H89采气站	39	0.303	0.0000021	/
自205H90采气站	23.4	0.182	0.0000012	/
自205H91采气站	54.6	0.425	0.0000029	/
自205H92采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自205H93采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自205H95采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自313采气站	7	0.054	0.0000004	/
自205H94采气站	43	0.335	0.0000023	/
自301采气站	9	0.070	0.0000005	/
自306采气站	7	0.054	0.0000004	/
吉富2采气站	15	0.117	0.0000008	/
吉富8采气站	4	0.031	0.0000002	/
自205H78、自311采气站	42.5	0.331	0.0000022	/

站场名称	设计能力 $10^4m^3/d$	甲烷最大在线量（t）	H_2S 最大在线量（t）	次氯酸钠最大储存量（t）
自205H88采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
吉富1采气站	3.5	0.027	0.0000002	/
吉富3采气站	9	0.070	0.0000005	/
自205H82采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自205H85采气站	21.9	0.170	0.0000012	/
自205H68采气站	39	0.303	0.0000021	/
自305采气站	7	0.054	0.0000004	/
富页3采气站	8	0.062	0.0000004	/
自205H56采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自205H73采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自215H4采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自310采气站	7	0.054	0.0000004	/
吉富6采气站	15	0.117	0.0000008	/
吉富7采气站	10	0.078	0.0000005	/
自304采气站	7	0.054	0.0000004	/
自307采气站	7	0.054	0.0000004	/
富页1采气站	8	0.062	0.0000004	/
富页2采气站	9	0.070	0.0000005	/
吉富4采气站	9	0.070	0.0000005	/
自205H69集气增压站	200	1.556	0.0000106	1.0
自205脱水站	700	5.446	0.0000369	/
备注：按保守 2min 切断考虑。				

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）并结合气质报告可知，拟建项目涉及的重点关注的危险物质为天然气，主要成分为甲烷、H_2S，甲烷临界量为 10t、H_2S 临界量为 2.5t；集气增压站暂存次氯酸钠，临界量为 5t。按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\ldots+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q1，q2，...qn—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，...Qn—每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（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/T169-2018），对于管道项目，Q 值按照两个站场之间管段危险物质最大存在总量计算，由此，本报告以自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线输送的气相中风险物质作为最大存在量进行计算。危险物质数量与临界量比值见下表 2.6-16。

表 2.6-16　危险物质数量与临界值比值计算表

危险物质名称		最大存在总量/t（q_n）	临界量/t（Q_n）	q_n/Q_n
自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	甲烷	18.553	10	1.8553
	H_2S	0.000126	2.5	0.00005
	Q 值			1.85535
自 205H77 集气增压站	甲烷	3.501	10	0.3501
	H_2S	0.0000238	2.5	0.00001
	次氯酸钠	1.0	5	0.2
	Q 值			0.55011
自 205 脱水站	甲烷	5.446	10	0.5446
	H_2S	0.0000369	2.5	0.000004
	Q 值			0.544604

根据以上计算结果，拟建项目营运期管线中危险物质数量与临界值比值 1≤$Q_{管线}$=1.85535＜10，采气站、集气增压站及脱水站中危险物质数量与临界值比值 $Q_{最大}$=0.55011＜1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 可知：拟建项目采气站、集气增压站及脱水站危险物质数量与临界值比值 Q＜1，当 Q＜1 时，则各采气站、集气增压站及脱水站环境风险潜势为I。

2）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，拟建项目营运期集气管线行业及生产工艺情况（M 值）详见按照表 2.6-17。

表 2.6-17　　行业及生产工艺（M）

序号	工艺单元名称	生产工艺	M 分值
1	集气管线	涉及危险物质管道运输项目	10

由上表可知，管线 M 值为 10，行业及生产工艺为 M3。

3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示，管道按照最大风险计算。

表 2.6-18　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4（✓）	P4

拟建项目集气管线危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

（2）环境敏感程度（E）的分级

1）大气环境敏感程度分级

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.6-19。

表 2.6-19　　大气环境敏感程度分级（E）

分级	大气环境敏感性
E1	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人，或其他需要特殊保护区域：或周边500m范围内人口总数大于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于200人
E2	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人，小于5万人；或周边500m范围内人口总数大于500人，小于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于100人，小于200人
E3	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人；或周边500m范围内人口总数小于500人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小于100人

根据现场调查，拟建项目管线周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人；项目大气环境敏感程度为 E2。

2）地表水环境敏感程度分级

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表2.6-20、表2.6-21。

表2.6-20　地表水环境功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨国界的
敏感F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨省界的
敏感F3	上述地区之外的其他地区

表2.6-21　环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型1和类型2包括的敏感保护目标

项目管线涉及沱江，地表水水域环境功能为III类，地表水环境敏感特征为F2、地表水环境敏感目标分级为S2。

表2.6-22　地表水环境敏感程度分级（E）

环境敏感目标	地表水环境功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2（✓）	E3

综上，拟建项目地表水环境风险敏感程度为E2。

3）地下水环境敏感程度分级

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.6-23　地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区：未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地：特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感G3	上述地区之外的其他地区

表 2.6-24　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述D2和D3条件
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	

根据现场踏勘，项目集气管线地下水评价范围内分布有分散式饮用水水源地，地下水功能敏感性分级为敏感 G2；根据工程地勘报告及水文地质参数，项目所在地包气带岩土的渗透系数 1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，因此包气带防污性能分级为 D2。

表 2.6-25　地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2（✓）	E3
D3	E2	E3	E3

综上，拟建项目地下水环境风险敏感程度为 E2。

（3）项目环境风险潜势划分及评价等级

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在的环境危害程度进行概化

分析，并按下表确定环境风险潜势。

表 2.6-26　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（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV^+	IV	III	III
环境重度敏感区（E2）	IV	III	III	II（✓）
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV^+为极高环境风险。				

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，环境风险评价等级判定见 2.6-27。

表 2.6-27　建设项目环境风险潜势划分

环境风险潜势	IV、IV^+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三（✓）	简单分析*（✓）
*是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，项目营运期各采气站场、集气增压站及脱水站环境风险评价等级为简单分析；管线环境风险评价等级为三级。

2.6.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），项目所在地属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型相应等级开展评价工作。

建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价，天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价。

拟建项目占地面积为“小型”，周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”。采气站、集气增压站及脱水站按照II类建设项目开展土壤环境影响评价；拟建集气管线按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价。

污染影响型评价工作等级划分见表 2.6-28 所示。

表 2.6-28　污染影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价工作等级 敏感程度	I			II			III		
	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。									

由上表可知，拟建项目土壤评价工作等级属于污染影响型二级。

2.7 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、环境影响评价技术导则及上述评价工作等级分析和项目施工期和营运期对环境的影响的特点及周边自然环境特征，结合以往类似工程环评工作及监测数据的实践经验，确定拟建项目的环境影响评价范围。

2.7.1 环境空气

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），拟建项目大气环境影响评价等级定为二级，根据项目特点及行业环境管理惯例，营运期采气站及集气管线正常工况下无废气产生，本次评价环境空气保护目标主要调查钻井工程井口（采气站）周边 500m 范围内、集气增压站及脱水站周边 2.5km 范围、集气管线两侧 200m 范围内分散居民点。

2.7.2 地表水环境

拟建项目施工期采用穿越围堰开挖方式牟溪河（五里河）、柑子溪、杨柳溪等水体，施工期地表水评价范围为穿越点上游500m至下游1000m之间水域。

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

2.7.3 地下水环境

根据地下水导则和石油天然气导则中评价范围的划分要求，建设项目地下

水环境影响评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法。由现场调查和水文地质资料分析可知，拟建项目位于西南丘陵山区，区内地下水补径排条件受地形地貌、地表水系和地质构造控制，使得项目所在区域被切分成多个水文地质单元。对水文地质单元进行合理划分，确定不同层级的水文地质单元，是更加准确评价地下水环境影响变化的基础，也是采用地下水导则规定的地下水环境影响评价工作方法实施的前提。由于本项目各场地所在的最后一级水文地质单元分别具有相对彼此独立的地下水补径排条件，每个单元整体表现为地下水在丘顶山脊处接受补给，顺沟谷地形坡向、走向产状径流，最后通过侧向排泄补给相邻水文地质单元和侵蚀剥蚀的低洼溪沟处补给地表水排泄等典型水文地质单元特点，因此，拟建项目宜采用自定义法进行评价范围划定。

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

同时，拟建项目集输管线（集气管线和返排液管线）为线性工程，依据地下水导则和石油天然导则的评价要求，拟建项目线性工程评价范围宜采用工程边界两侧向外延伸200m的区域作为评价范围，由于拟建项目管线外扩200m不包含地下水集中式饮用水源及其保护区，因此，拟建项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围。

表 2.7-1 各场站及管线评价范围划分情况一览表

区块水文地质调查范围		各场地地下水评价范围			
水文地质单元划分	调查范围（km^2）	编号	井场名称	评价范围面积（km^2）	评价范围边界
沱江左岸水文地质单元	326.2	1	自 310 井	1.958	东侧以马合溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		2	自 215H4 井	3.786	北侧以鳌溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		3	自 205H56 井	3.786	北侧以鳌溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		4	自 205H68 井	2.584	西侧以上龙卤水库为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		5	自 205H69 井	0.808	东侧以钱家溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		6	自 205H73 井	0.348	东侧、北侧以柑子溪为排泄边界，西侧以沱江为排泄边界，南侧以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		7	自 205H82 井	2.028	南侧以钱家溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		8	自 205H85 井	2.464	西侧以沱江为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
沱江右岸水文地质单元	285.47	9	自 205H64 井	0.595	东侧以老鸦滩溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		10	自 205H65 井	0.595	东侧以老鸦滩溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		11	自 205H70 井	2.434	北西侧以河流为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		12	自 205H71 井(自 309 井)	3.816	南东侧以沱江为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		13	自 205H74 井	0.584	北侧以河流为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		14	自 205H77 井(自 313 井)	3.657	北西侧以杨柳溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		15	自 205H78 井	2.850	北西侧以水桥河为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		16	自 205H79 井	0.878	北侧以水库为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		17	自 205H80 井	6.523	北西侧以皂角坝河为排泄边界，西侧以釜溪河为排泄边界，其余边界

					以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		18	自205H81井	0.682	南东侧以河流为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		19	自205H83井	6.523	北西侧以皂角坝河为排泄边界，西侧以釜溪河为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		20	自205H84井	0.371	东侧、北侧、西侧以皂角坝河为排泄边界，南侧以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		21	自205H86井	0.890	东侧以沱江为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		22	自205H87井	1.041	东侧以大溪沟为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		23	自205H88井	6.18	东侧以沱江为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		24	自205H89井	3.657	北西侧以杨柳溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		25	自205H90井	1.486	东侧、南侧以杨柳溪为排泄边界，南西侧以釜溪河为排泄边界，北侧以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		26	自205H91井	1.439	南侧以杨柳溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		27	自205H92井	0.260	南侧以杨柳溪为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		28	自205H93井	0.756	南西侧以水库为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
		29	自205H95井	0.991	南西侧以溪沟为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
沿滩水文地质单元	4.961	30	自308井	4.961	南侧以羊叉河为排泄边界，其余边界以丘顶地表水分水岭为隔水边界
集输管线	/	管线两侧200m范围			

2.7.4 声环境

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

2.7.5 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，污染影响型土壤二级评价土壤调查评价范围为采气站、集气增压站、脱水站占地范围内以及占地范围外200m范围。

2.7.6 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169—2018），简单分析的大气环境风险评价范围参照三级评价范围，距建设项目边界一般不低于3km，管道大气风险评价范围为管道中心两侧一般不低于 200m。地表水环境风险范围为井场（井站）周边地表水体，管线穿越的地表水体。地下水环境风险评价范围为各站场（井站）以及管线划定的评价范围。

2.7.7 生态环境

陆生生态评价范围：拟建项目为地面集输工程，属于线性工程，综合考虑拟建项目施工期、运营期污染生态影响，结合项目周边环境敏感目标分布情况，并根据《环境影响评价技术导则—生态影响》（HJ19-2022）中“6.2.5 线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为参考评价范围；线性工程穿越非生态敏感区时，以线路中心线向两侧外延300m为参考评价范围”；《环境影响评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》中“7.1 通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”《全国生态状况调查评估技术规范—项目尺度生态影响评估》（HJ1175-2021）中“4.2.2 针对一般项目，其生态影响评估范围应不小于主体工程、附属工程、直接干扰区（如取弃土场等临时工程区）以及周边500m的区域”，拟建项目影响范围涉及公益林、天然林，综合考虑本项目施工期、营运期的生态影响，结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），生态评价范围确定为管线中心线向两侧外延300m、站场用地红线外扩50m，范围涵盖项目临时占地、永久占地范围，评价范围共计12125.71hm^2。

水生生态评价范围：本次水生调查范围主要为沱江相关水域，对于水量较少的支流选取代表性支流调查，同时季节性小型沟渠不进行调查。本项目管线

穿越沱江及其支流、五里河（沱江右侧一级支流）支流、釜溪河（沱江左侧一级支流）及其支流和杨柳溪（釜溪河右侧一级支流）；项目在沱江上的评价范围为管线在沱江的上下游的两穿越点之间，在沱江支流柑子溪上的评价范围为上下游穿越点之间水域，在五里河上的评价范围为穿越点上游500m至下游1000m共1500m，在釜溪河支流上的评价范围为穿越点上游500m至下游1000m共1500m，在釜溪河支流上的评价范围为为穿越点上游500m至下游1000m共1500m，在杨柳溪上评价范围为上下游穿越点之间的水域。

2.8 环境保护目标

2.8.1 区块范围内环境敏感区

根据现场调查和本井区区块范围内环境敏感区资料的收集与识别，拟建项目区块范围不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等环境敏感区，不涉及生态保护红线。区块范围分布有镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区、6处集中式饮用水水源保护区，拟建项目涉及永久基本农田、公益林及水土流失重点治理区。各处环境敏感区基本情况统计见下表2.8-1。

表2.8-1　　项目区块范围内环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	水产种质资源保护区	镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区	与项目最近距离为610m
2	6处集中式饮用水水源保护区	县级、乡镇级集中式饮用水源	保护区范围内无项目重叠，位置关系详见表2.8-8
3	永久基本农田	项目施工永久占用134.48hm^2、临时占用14.13hm^2	部分工程临时占用，部分工程永久占用，见附图20
4	公益林	项目施工临时占用国家公益林3.00 hm^2	管线临时占用公益林，见附图21
5	水土流失重点治理区	沱江下游省级水土流失重点治理区	富顺县、大安区、沿滩区均属沱江下游省级水土流失重点治理区

2.8.2 环境保护目标

（1）生态环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态环境保护目标为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。本井区内新建各钻井平台及集输管道均不涉及生态敏感区，不涉及生态保护红线。根据资料收集，结合现场调查和访问情况，评价区内未见野生重点保护植物，有2棵挂牌古树分别为核桃和龙眼，2棵未挂牌树均为树龄达100年以上的古树分别为皂荚和银杏；评价区有易危动物棘腹蛙、黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇，省重点保护动物有黑水鸡、中国林蛙。评价区内生态环境保护目标主要为永久基本农田、公益林、古树、易危动物以及沱江下游省级水土流失重点治理区。

表 2.8-2　　项目生态环境保护目标一览表

序号	生态保护目标名称	环境敏感性	与各单项工程位置关系	环境保护要求
1	重要物种	古树名木（核桃、龙眼、皂荚和银杏）	位于富顺县中兴场张家祠堂、社区雷嘴，项目施工未占用	对古树名木进行避让，禁止砍伐。
		《中国生物多样性红色名录》中濒危物种（黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇），易危物种（乌梢蛇），特有种（北草蜥、灰胸竹鸡）	黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇：评价区内草地、农田与村舍附近偶见 棘腹蛙：评价区内水田与河流附近偶见	加强对施工人员的宣传教育，禁止对濒危、易危、特有种动物进行捕杀。
		省重点保护动物：黑水鸡、中国林蛙	评价区内坑塘、河流、湿地水面偶见	
2	国家二级公益林	项目管线穿越国家二级公益林长度为3000m，施工临时占用国家公益林3.00 hm^2		加强对施工人员的管理，办理相关手续，且在项目管线临时占用后及时进行复植，加强钻井过程中对地下水的保护
3	永久基本农田	项目永久占用14.13hm^2、临时占用134.48hm^2		严格控制用地范围，尽量减少对永久基本农田的占用，办理相关手续，且在项目临时占用后及时进行复垦。
4	水土流失重点治理区	水土流失		减少和防止水土流失

（2）环境空气保护目标

拟建项目大气环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，二级评价项目大气环境影响评价范围为边长5km的矩形区域。根据拟建工程特点及行业环境管理惯例，本次评价环境空气保护目标主要调查钻井工程井口周边500m范围内、采气站和集气增压站周边2.5km范围、集气管线两侧200m范围内的分散居民点。大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区。各采气站及集气增压站大气环境保护目标统计表见表2.8-3、表2.8-4，管线大气环境保护目标统计表见表2.8-5。

表2.8-3 自205H56钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-50	-125	14	49	大气环境	二类	西南	135
2#散户居民	-100	-210	11	39	大气环境	二类	西南	230
3#散户居民	-70	115	12	42	大气环境	二类	西北	135
4#散户居民	100	100	4	14	大气环境	二类	东北	140
5#散户居民	175	-45	3	10	大气环境	二类	东南	180
6#散户居民	0	-330	10	34	大气环境	二类	南	330
7#散户居民	-250	-390	3	10	大气环境	二类	西南	465
8#散户居民	-310	-230	7	24	大气环境	二类	西南	385
9#散户居民	-340	150	6	20	大气环境	二类	西北	370
10#散户居民	-120	370	7	24	大气环境	二类	西北	390
11#散户居民	305	300	7	24	大气环境	二类	东北	430
12#散户居民	370	0	7	24	大气环境	二类	东	370
13#散户居民	230	-390	3	10	大气环境	二类	东南	450
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表2.8-3 自205H64钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-225	-220	3	11	大气环境	二类	西南	315
2#散户居民	-240	-85	1	4	大气环境	二类	西南	255
3#散户居民	-40	95	12	44	大气环境	二类	西北	105
4#散户居民	-15	143	8	29	大气环境	二类	北	145
5#散户居民	104	152	15	55	大气环境	二类	东北	185
6#散户居民	0	-127	14	51	大气环境	二类	南	125
7#散户居民	-300	145	4	14	大气环境	二类	西北	330
8#散户居民	-200	303	7	24	大气环境	二类	西北	360
9#散户居民	0	385	7	24	大气环境	二类	北	385
10#散户居民	283	145	19	66	大气环境	二类	东北	320

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
11#散户居民	300	0	16	55	大气环境	二类	东	300
12#散户居民	0	-397	15	52	大气环境	二类	东南	395
13#散户居民	-110	-440	16	55	大气环境	二类	西南	455
14#散户居民	-365	-85	23	80	大气环境	二类	西南	375
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H65 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-23	-58	1	2	大气环境	二类	西南	60
2#散户居民	-220	0	7	24	大气环境	二类	西南	220
3#散户居民	-125	-154	12	41	大气环境	二类	西南	195
4#散户居民	0	-175	5	17	大气环境	二类	南	175
5#散户居民	155	-125	7	24	大气环境	二类	东南	200
6#散户居民	105	95	13	44	大气环境	二类	东北	142
7#散户居民	0	150	6	20	大气环境	二类	北	150
8#散户居民	-352	-70	12	42	大气环境	二类	西南	360
9#散户居民	-295	-402	2	7	大气环境	二类	西南	499
10#散户居民	0	-340	21	74	大气环境	二类	南	340
11#散户居民	320	-25	3	11	大气环境	二类	东南	320
12#散户居民	300	155	11	39	大气环境	二类	东北	335
13#散户居民	235	415	6	21	大气环境	二类	东北	475
14#散户居民	0	368	7	25	大气环境	二类	北	365
15#散户居民	-290	407	6	21	大气环境	二类	西北	500
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H68 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-85	35	1	3	大气环境	二类	西北	92
2#散户居民	-155	0	12	43	大气环境	二类	西	155
3#散户居民	-135	140	5	18	大气环境	二类	西北	195
4#散户居民	0	140	7	25	大气环境	二类	北	140
5#散户居民	148	135	10	36	大气环境	二类	东北	200
6#散户居民	190	0	6	22	大气环境	二类	东	190
7#散户居民	100	-120	11	40	大气环境	二类	东南	155
8#散户居民	0	-158	7	25	大气环境	二类	南	155
9#散户居民	-303	-192	5	16	大气环境	二类	西南	355
10#散户居民	-300	260	8	25	大气环境	二类	西北	395
11#散户居民	40	407	6	19	大气环境	二类	东北	405
12#散户居民	285	260	3	10	大气环境	二类	东北	385
13#散户居民	346	-50	4	13	大气环境	二类	东南	350
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H70 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-185	190	2	7	大气环境	二类	西北	265
2#散户居民	-200	0	6	20	大气环境	二类	西	200
3#散户居民	-234	-150	4	13	大气环境	二类	西南	275
4#散户居民	170	-183	3	10	大气环境	二类	东南	250
5#散户居民	135	0	9	30	大气环境	二类	东	135
6#散户居民	430	0	9	29	大气环境	二类	东	430
7#散户居民	358	-75	15	48	大气环境	二类	东南	365
8#散户居民	285	-300	7	22	大气环境	二类	东南	415
9#散户居民	0	-420	4	13	大气环境	二类	南	420
10#散户居民	-167	-300	5	16	大气环境	二类	西南	340
11#散户居民	-330	-300	12	38	大气环境	二类	西南	445
12#散户居民	-325	0	8	26	大气环境	二类	西南	325
13#散户居民	-228	330	10	32	大气环境	二类	西北	400
14#散户居民	-10	380	11	35	大气环境	二类	西北	380
15#散户居民	110	-418	12	38	大气环境	二类	东北	430
16#散户居民	318	155	15	48	大气环境	二类	东北	355
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H71、自 309 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-82	-179	4	12	大气环境	二类	西南	197
2#散户居民	-225	-50	5	16	大气环境	二类	西南	230
3#散户居民	-102	0	3	9	大气环境	二类	西	102
4#散户居民	108	215	3	9	大气环境	二类	东北	241
5#散户居民	202	42	5	16	大气环境	二类	东北	206
6#散户居民	153	-145	7	22	大气环境	二类	东南	211
7#散户居民	165	-365	5	16	大气环境	二类	东南	401
8#散户居民	0	-360	29	95	大气环境	二类	南	360
9#散户居民	-270	-300	4	13	大气环境	二类	西南	404
10#散户居民	-338	0	13	43	大气环境	二类	西	338
11#散户居民	-148	320	48	158	大气环境	二类	西北	353
12#散户居民	365	195	4	13	大气环境	二类	东北	414
13#散户居民	393	-35	8	26	大气环境	二类	东南	395
14#散户居民	365	-235	10	33	大气环境	二类	东南	434
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H73 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	10	121	2	6	大气环境	二类	东北	120
2#散户居民	128	105	9	29	大气环境	二类	东北	165

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
3#散户居民	-120	-25	10	32	大气环境	二类	西南	125
4#散户居民	265	-65	3	10	大气环境	二类	东南	275
5#散户居民	-130	275	1	3	大气环境	二类	西北	305
6#散户居民	215	225	6	19	大气环境	二类	东北	310
7#散户居民	280	-175	5	16	大气环境	二类	东南	330
8#散户居民	363	72	3	10	大气环境	二类	东北	370
9#散户居民	365	0	6	19	大气环境	二类	东	365
10#散户居民	214	-285	2	6	大气环境	二类	东南	355
11#散户居民	-274	-310	4	13	大气环境	二类	西南	415
12#散户居民	-115	-478	5	16	大气环境	二类	西南	490
13#散户居民	-300	230	23	75	大气环境	二类	西北	375
14#散户居民	-140	430	17	55	大气环境	二类	西北	450
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H74 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-230	45	5	16	大气环境	二类	西北	234
2#散户居民	100	142	3	10	大气环境	二类	东北	174
3#散户居民	230	0	2	7	大气环境	二类	东	230
4#散户居民	108	-290	5	16	大气环境	二类	东南	309
5#散户居民	-100	-250	3	10	大气环境	二类	西南	269
6#散户居民	-323	150	9	29	大气环境	二类	西北	356
7#散户居民	0	405	16	52	大气环境	二类	北	405
8#散户居民	440	125	9	29	大气环境	二类	东北	457
9#散户居民	300	0	25	82	大气环境	二类	东	300
10#散户居民	325	-340	9	29	大气环境	二类	东南	470
11#散户居民	100	-450	5	16	大气环境	二类	东南	461
12#散户居民	-240	-440	3	10	大气环境	二类	西南	501
13#散户居民	-340	-155	7	23	大气环境	二类	西南	374
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H77 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-85	-135	12	38	大气环境	二类	西南	160
2#散户居民	0	190	12	38	大气环境	二类	北	190
3#散户居民	112	145	8	25	大气环境	二类	东北	183
4#散户居民	140	0	30	94	大气环境	二类	东	140
5#散户居民	110	-195	9	28	大气环境	二类	东南	224
6#散户居民	115	-363	6	19	大气环境	二类	东南	381
7#散户居民	-45	-460	3	9	大气环境	二类	西南	462
8#散户居民	-240	-235	17	53	大气环境	二类	西南	336
9#散户居民	-400	-215	3	9	大气环境	二类	西南	454

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
10#散户居民	-385	-48	7	22	大气环境	二类	西南	388
11#散户居民	-365	155	8	25	大气环境	二类	西北	397
12#散户居民	-307	330	15	47	大气环境	二类	西北	451
13#散户居民	-195	330	21	66	大气环境	二类	西北	383
14#散户居民	130	350	16	50	大气环境	二类	东北	373
15#散户居民	280	330	7	22	大气环境	二类	东北	433
16#散户居民	450	-175	4	13	大气环境	二类	东南	483
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H78、自 311 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	95	-165	16	49	大气环境	二类	东南	190
2#散户居民	0	-219	6	18	大气环境	二类	南	219
3#散户居民	-58	-175	14	43	大气环境	二类	西南	184
4#散户居民	-145	0	8	25	大气环境	二类	西	145
5#散户居民	0	165	12	37	大气环境	二类	北	165
6#散户居民	105	135	11	34	大气环境	二类	东北	171
7#散户居民	370	80	7	22	大气环境	二类	东北	379
8#散户居民	315	-328	5	15	大气环境	二类	东南	455
9#散户居民	0	-345	14	43	大气环境	二类	南	345
10#散户居民	-60	-340	15	46	大气环境	二类	西南	345
11#散户居民	-300	0	18	55	大气环境	二类	西	300
12#散户居民	-160	350	20	62	大气环境	二类	西北	385
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H79 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-225	25	9	28	大气环境	二类	西北	226
2#散户居民	0	140	12	38	大气环境	二类	北	140
3#散户居民	155	100	3	9	大气环境	二类	东北	184
4#散户居民	108	-40	5	16	大气环境	二类	东南	115
5#散户居民	55	-125	13	41	大气环境	二类	东南	137
6#散户居民	-125	-98	19	59	大气环境	二类	西南	159
7#散户居民	-305	-280	7	22	大气环境	二类	西南	414
8#散户居民	-310	-190	4	13	大气环境	二类	西南	364
9#散户居民	-305	0	26	81	大气环境	二类	西	305
10#散户居民	-305	245	10	31	大气环境	二类	西北	391
11#散户居民	0	380	12	38	大气环境	二类	北	380
12#散户居民	270	360	7	22	大气环境	二类	东北	450
13#散户居民	302	0	19	59	大气环境	二类	东	302
14#散户居民	415	-180	4	13	大气环境	二类	东南	452
15#散户居民	228	-275	6	19	大气环境	二类	东南	357

16#散户居民	178	-395	4	13	大气环境	二类	东南	433
17#散户居民	0	-490	3	9	大气环境	二类	南	490
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H80 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	145	60	2	6	大气环境	二类	东北	157
2#散户居民	-100	-160	12	34	大气环境	二类	西南	189
3#散户居民	-185	0	4	11	大气环境	二类	西	185
4#散户居民	-50	255	8	23	大气环境	二类	西北	260
5#散户居民	75	225	7	20	大气环境	二类	东北	237
6#散户居民	0	-270	2	6	大气环境	二类	西	270
7#散户居民	105	-295	1	3	大气环境	二类	东南	313
8#散户居民	-225	145	7	20	大气环境	二类	西北	268
9#散户居民	235	135	3	8	大气环境	二类	东北	271
10#散户居民	100	-350	7	20	大气环境	二类	东南	364
11#散户居民	150	345	18	51	大气环境	二类	东北	376
12#散户居民	-302	205	6	17	大气环境	二类	西北	365
13#散户居民	330	-210	2	6	大气环境	二类	东南	391
14#散户居民	-395	60	6	17	大气环境	二类	西北	400
15#散户居民	-265	-330	8	23	大气环境	二类	西南	423
16#散户居民	302	-430	4	11	大气环境	二类	东南	525
17#散户居民	332	183	5	14	大气环境	二类	东北	379
18#散户居民	125	-450	2	6	大气环境	二类	东南	467
19#散户居民	-318	393	5	14	大气环境	二类	西北	506
20#散户居民	0	397	7	20	大气环境	二类	南	397
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H81 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	159	70	5	16	大气环境	二类	东北	174
2#散户居民	0	-133	16	51	大气环境	二类	西南	133
3#散户居民	-104	0	9	28	大气环境	二类	西	104
4#散户居民	-302	0	15	47	大气环境	二类	西	302
5#散户居民	-437	-183	4	13	大气环境	二类	西南	474
6#散户居民	-275	-300	4	13	大气环境	二类	西南	407
7#散户居民	-100	-370	5	16	大气环境	二类	西南	383
8#散户居民	385	-285	2	6	大气环境	二类	东南	479
9#散户居民	418	0	6	19	大气环境	二类	东	418
10#散户居民	346	80	5	16	大气环境	二类	东北	355
11#散户居民	290	250	6	19	大气环境	二类	东北	383
12#散户居民	185	330	9	28	大气环境	二类	东北	378
13#散户居民	50	350	11	35	大气环境	二类	东北	354
14#散户居民	-85	390	14	44	大气环境	二类	西北	399

备注：钻井平台1#井口为坐标原点

续表 2.8-3　自 205H82 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	62	-160	3	9	大气环境	二类	东南	172
2#散户居民	-100	0	19	55	大气环境	二类	西	100
3#散户居民	150	88	2	6	大气环境	二类	东北	174
4#散户居民	-155	55	4	12	大气环境	二类	西北	164
5#散户居民	-175	55	9	26	大气环境	二类	西北	183
6#散户居民	-220	140	3	9	大气环境	二类	西北	261
7#散户居民	-305	100	20	58	大气环境	二类	西北	321
8#散户居民	-330	255	11	32	大气环境	二类	西北	417
9#散户居民	-205	395	13	38	大气环境	二类	西北	445
10#散户居民	-30	495	3	9	大气环境	二类	西北	496
11#散户居民	265	360	10	29	大气环境	二类	东北	447
12#散户居民	298	155	8	23	大气环境	二类	东北	336
13#散户居民	348	0	13	38	大气环境	二类	东	348
14#散户居民	280	-195	19	55	大气环境	二类	东南	341
15#散户居民	80	-390	11	32	大气环境	二类	东南	398
16#散户居民	-50	-450	4	12	大气环境	二类	西南	453
17#散户居民	-215	-365	2	6	大气环境	二类	西南	424
18#散户居民	-305	-205	23	66	大气环境	二类	西南	367
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H83 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	100	15	1	3	大气环境	二类	东北	101
2#散户居民	20	120	5	14	大气环境	二类	东北	122
3#散户居民	-113	53	8	22	大气环境	二类	西北	125
4#散户居民	-70	-115	9	25	大气环境	二类	西南	135
5#散户居民	158	0	12	33	大气环境	二类	东	158
6#散户居民	80	-98	1	3	大气环境	二类	东南	127
7#散户居民	0	-195	8	22	大气环境	二类	南	195
8#散户居民	-105	220	8	23	大气环境	二类	西北	244
9#散户居民	220	270	2	6	大气环境	二类	东北	348
10#散户居民	40	335	14	39	大气环境	二类	东北	337
11#散户居民	-315	-50	3	8	大气环境	二类	西南	319
12#散户居民	303	0	4	11	大气环境	二类	东	303
13#散户居民	130	-400	4	10	大气环境	二类	东南	421
14#散户居民	0	-415	6	17	大气环境	二类	南	415
15#散户居民	-340	-250	8	22	大气环境	二类	西南	422
16#散户居民	-230	358	5	14	大气环境	二类	西北	426
17#散户居民	388	-250	3	8	大气环境	二类	东南	462
18#散户居民	-340	-430	1	3	大气环境	二类	西南	548

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
19#散户居民	-420	-40	3	8	大气环境	二类	西南	422
20#散户居民	-440	60	4	11	大气环境	二类	西北	444
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H84、自 312 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-110	0	11	29	大气环境	二类	西	110
2#散户居民	-110	-78	10	27	大气环境	二类	西南	135
3#散户居民	0	-132	14	37	大气环境	二类	南	132
4#散户居民	130	-95	8	21	大气环境	二类	东南	161
5#散户居民	108	25	4	10	大气环境	二类	东北	111
6#散户居民	375	158	17	45	大气环境	二类	东北	407
7#散户居民	370	-180	10	27	大气环境	二类	东南	411
8#散户居民	300	-395	6	16	大气环境	二类	东南	496
9#散户居民	60	-405	1	3	大气环境	二类	东南	409
10#散户居民	-80	-455	9	24	大气环境	二类	西南	462
11#散户居民	-268	-380	7	19	大气环境	二类	西南	465
12#散户居民	-375	-245	8	21	大气环境	二类	西南	448
13#散户居民	-108	450	4	11	大气环境	二类	西北	463
14#散户居民	60	420	11	24	大气环境	二类	东北	424
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H85 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	100	100	4	12	大气环境	二类	东北	141
2#散户居民	107	-163	5	15	大气环境	二类	东南	195
3#散户居民	0	-126	22	66	大气环境	二类	南	126
4#散户居民	-183	0	23	69	大气环境	二类	西	183
5#散户居民	215	0	5	15	大气环境	二类	东	215
6#散户居民	148	200	8	24	大气环境	二类	东北	249
7#散户居民	255	145	1	3	大气环境	二类	东北	293
8#散户居民	158	303	3	9	大气环境	二类	东北	342
9#散户居民	335	50	4	12	大气环境	二类	东北	339
10#散户居民	0	345	4	14	大气环境	二类	北	345
11#散户居民	-325	85	3	8	大气环境	二类	西北	336
12#散户居民	-310	-90	12	36	大气环境	二类	西南	323
13#散户居民	305	-50	9	27	大气环境	二类	东南	309
14#散户居民	-130	-420	1	3	大气环境	二类	西南	440
15#散户居民	170	-395	5	15	大气环境	二类	东南	430
16#散户居民	175	-350	2	7	大气环境	二类	东南	391
17#散户居民	-240	368	2	6	大气环境	二类	西北	439
18#散户居民	-320	365	6	18	大气环境	二类	西北	485

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
19#散户居民	225	385	4	11	大气环境	二类	东北	446
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H86 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-80	153	16	48	大气环境	二类	西北	173
2#散户居民	-120	-120	36	109	大气环境	二类	西南	170
3#散户居民	0	-330	9	27	大气环境	二类	南	330
4#散户居民	-320	-153	18	54	大气环境	二类	西南	355
5#散户居民	-313	-50	7	21	大气环境	二类	西南	317
6#散户居民	-313	110	13	39	大气环境	二类	西北	332
7#散户居民	-245	225	21	63	大气环境	二类	西北	333
8#散户居民	-150	365	29	88	大气环境	二类	西北	395
9#散户居民	410	0	2	6	大气环境	二类	东	410
10#散户居民	245	-220	15	45	大气环境	二类	东南	329
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H87 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-75	120	26	80	大气环境	二类	西北	142
2#散户居民	-203	0	10	31	大气环境	二类	西	203
3#散户居民	-110	-190	6	19	大气环境	二类	西南	220
4#散户居民	0	-248	11	34	大气环境	二类	南	248
5#散户居民	200	150	4	12	大气环境	二类	东北	250
6#散户居民	-305	-270	15	46	大气环境	二类	西南	407
7#散户居民	-250	-370	13	40	大气环境	二类	西南	447
8#散户居民	0	-370	15	44	大气环境	二类	南	370
9#散户居民	345	-345	4	12	大气环境	二类	东南	488
10#散户居民	380	95	11	30	大气环境	二类	东北	392
11#散户居民	280	208	11	32	大气环境	二类	东北	349
12#散户居民	75	450	14	43	大气环境	二类	东北	456
13#散户居民	-465	0	2	6	大气环境	二类	西	465
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H88 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-205	225	1	3	大气环境	二类	西北	304
2#散户居民	-82	-260	9	28	大气环境	二类	西南	273
3#散户居民	-55	-180	7	22	大气环境	二类	西南	188
4#散户居民	130	-125	20	63	大气环境	二类	东南	180
5#散户居民	150	85	4	13	大气环境	二类	东北	172

6#散户居民	-285	305	25	79	大气环境	二类	西北	417
7#散户居民	-350	-230	5	16	大气环境	二类	西南	419
8#散户居民	0	-365	9	28	大气环境	二类	南	365
9#散户居民	215	-285	5	18	大气环境	二类	东南	357
10#散户居民	305	0	19	60	大气环境	二类	东	305
11#散户居民	0	460	9	27	大气环境	二类	北	460
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H89 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-108	0	6	18	大气环境	二类	西	108
2#散户居民	-212	0	4	12	大气环境	二类	西	212
3#散户居民	-140	160	3	9	大气环境	二类	西北	213
4#散户居民	0	140	14	42	大气环境	二类	北	140
5#散户居民	142	-140	3	7	大气环境	二类	东南	199
6#散户居民	300	-268	8	24	大气环境	二类	东南	402
7#散户居民	0	-455	7	21	大气环境	二类	南	455
8#散户居民	-355	-55	6	17	大气环境	二类	西南	359
9#散户居民	-305	385	4	14	大气环境	二类	西北	491
10#散户居民	0	485	3	9	大气环境	二类	北	485
11#散户居民	165	435	4	12	大气环境	二类	东北	465
12#散户居民	300	295	3	10	大气环境	二类	东北	421
13#散户居民	300	165	3	9	大气环境	二类	东北	342
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H90 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-120	-197	3	10	大气环境	二类	西南	231
2#散户居民	-100	0	8	26	大气环境	二类	西	100
3#散户居民	-235	115	3	11	大气环境	二类	西北	262
4#散户居民	-70	120	18	59	大气环境	二类	西北	139
5#散户居民	70	170	5	16	大气环境	二类	东北	184
6#散户居民	110	100	2	7	大气环境	二类	东北	149
7#散户居民	175	40	11	36	大气环境	二类	东北	180
8#散户居民	-240	-350	12	39	大气环境	二类	西南	424
9#散户居民	-445	0	4	13	大气环境	二类	西	445
10#散户居民	-300	270	11	34	大气环境	二类	西北	404
11#散户居民	0	355	12	39	大气环境	二类	北	355
12#散户居民	130	400	10	33	大气环境	二类	东北	421
13#散户居民	305	60	14	46	大气环境	二类	东北	311
14#散户居民	305	-55	29	95	大气环境	二类	东南	310
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H91 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-208	45	3	9	大气环境	二类	西北	213
2#散户居民	-185	-100	6	17	大气环境	二类	西南	210
3#散户居民	0	-125	5	14	大气环境	二类	南	125
4#散户居民	220	-70	2	6	大气环境	二类	东南	231
5#散户居民	0	240	5	14	大气环境	二类	北	240
6#散户居民	-320	0	8	23	大气环境	二类	西	320
7#散户居民	-285	-195	4	13	大气环境	二类	西南	345
8#散户居民	-180	-355	13	37	大气环境	二类	西南	398
9#散户居民	0	-320	4	12	大气环境	二类	南	320
10#散户居民	230	-300	4	11	大气环境	二类	东南	378
11#散户居民	360	0	12	35	大气环境	二类	东	360
12#散户居民	150	395	4	14	大气环境	二类	东北	423
13#散户居民	-130	475	3	9	大气环境	二类	西北	492
14#散户居民	-300	255	4	11	大气环境	二类	西北	394
15#散户居民	-395	260	4	12	大气环境	二类	西北	473
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 205H93 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	最近距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	135	0	13	40	大气环境	二类	东	135
2#散户居民	0	135	7	22	大气环境	二类	北	135
3#散户居民	-200	0	7	20	大气环境	二类	西	200
4#散户居民	-305	-90	5	15	大气环境	二类	西南	318
5#散户居民	-330	120	12	37	大气环境	二类	西北	351
6#散户居民	-320	340	8	25	大气环境	二类	西北	467
7#散户居民	-90	400	10	31	大气环境	二类	西北	410
8#散户居民	305	175	5	15	大气环境	二类	东北	352
9#散户居民	305	0	11	30	大气环境	二类	东	305
10#散户居民	311	-240	2	6	大气环境	二类	东南	393
11#散户居民	205	-350	11	34	大气环境	二类	东南	406
12#散户居民	0	-343	5	12	大气环境	二类	南	343
13#散户居民	-75	-343	3	9	大气环境	二类	西南	351
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 215H4 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	69	28	3	9	大气环境	二类	东北	74
2#散户居民	-135	0	11	33	大气环境	二类	西	135
3#散户居民	-145	135	12	36	大气环境	二类	西北	198
4#散户居民	0	140	3	9	大气环境	二类	北	140

5#散户居民	105	225	8	24	大气环境	二类	东北	248
6#散户居民	-130	480	2	6	大气环境	二类	西北	497
7#散户居民	-303	70	8	24	大气环境	二类	西北	311
8#散户居民	-303	320	6	18	大气环境	二类	西北	441
9#散户居民	111	303	1	3	大气环境	二类	东北	323
10#散户居民	350	270	5	15	大气环境	二类	东北	442
11#散户居民	330	92	5	13	大气环境	二类	东北	343
12#散户居民	305	-135	18	55	大气环境	二类	东南	334
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 308 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-120	-275	6	19	大气环境	二类	西南	300
2#散户居民	55	-255	1	3	大气环境	二类	东南	261
3#散户居民	167	-73	1	3	大气环境	二类	东南	182
4#散户居民	140	120	8	25	大气环境	二类	东北	184
5#散户居民	-248	350	2	6	大气环境	二类	西北	429
6#散户居民	-260	-310	14	44	大气环境	二类	西南	405
7#散户居民	0	-420	5	16	大气环境	二类	南	420
8#散户居民	270	-275	3	9	大气环境	二类	东南	385
9#散户居民	320	-185	5	16	大气环境	二类	东南	370
10#散户居民	340	0	7	22	大气环境	二类	东	340
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 310 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	-105	-130	6	19	大气环境	二类	西南	167
2#散户居民	-225	-70	7	22	大气环境	二类	西南	236
3#散户居民	-150	70	7	22	大气环境	二类	西北	166
4#散户居民	0	178	17	54	大气环境	二类	北	178
5#散户居民	160	0	7	22	大气环境	二类	东	160
6#散户居民	115	-480	3	10	大气环境	二类	东南	494
7#散户居民	-240	-330	18	57	大气环境	二类	西南	408
8#散户居民	-350	195	11	35	大气环境	二类	西北	401
9#散户居民	-220	375	14	44	大气环境	二类	西北	435
10#散户居民	0	340	9	29	大气环境	二类	北	340
11#散户居民	230	340	20	63	大气环境	二类	东北	410
12#散户居民	360	310	11	35	大气环境	二类	东北	475
13#散户居民	340	-135	6	19	大气环境	二类	东南	366
备注：钻井平台1#井口为坐标原点								

续表 2.8-3　自 313 钻井平台大气环境保护目标调查表（500m）

保护目标名称	空间相对位置/m		保护内容		保护对象	环境功能区	方位	距离/m
	X	Y	户	人				
1#散户居民	162	-130	5	17	大气环境	二类	东南	208
2#散户居民	-154	0	14	46	大气环境	二类	西	154
3#散户居民	-158	100	7	23	大气环境	二类	西北	187
4#散户居民	40	165	8	26	大气环境	二类	东北	170
5#散户居民	165	115	9	30	大气环境	二类	东北	201
6#散户居民	330	0	10	33	大气环境	二类	东	330
7#散户居民	290	-245	4	13	大气环境	二类	东南	380
8#散户居民	255	-335	15	50	大气环境	二类	东南	421
9#散户居民	0	-440	4	13	大气环境	二类	南	440
10#散户居民	-120	-350	12	40	大气环境	二类	西南	370
11#散户居民	-325	-90	14	46	大气环境	二类	西南	337
12#散户居民	-240	305	7	21	大气环境	二类	西北	388
13#散户居民	-45	305	3	10	大气环境	二类	西北	308
14#散户居民	100	345	4	13	大气环境	二类	东北	359
15#散户居民	300	110	5	15	大气环境	二类	东北	320
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点								

表 2.8-4　集气增压站、脱水站周边大气环境保护目标分布情况（2.5km）

名称	主要保护目标		坐标		方位	距厂界距离	保护对象	保护内容
			X	Y				
自205脱水站	1#	***村	896	498	东北	1040m	散居居民	约 450 人
	2#	***村	-782	994	西北	1296m	散居居民	约 380 人
	3#	***村	30	-931	南	904m	散居居民	约 450 人
	4#	***村	-827	-1154	西南	1397m	散居居民	约 300 人
自205H74集气增压站	1#	***村	-531	834	西北	991m	散居居民	约350人
	2#	***村	711	892	东北	1142m	散居居民	约500人
	3#	***村	-738	-521	西南	908m	散居居民	约400人
	4#	互助社区	450	-1142	东南	1195m	居住区	约6000人
自205H77集气增压站	1#	***村	207	-497	东南	514m	散居居民	约500人
	2#	***村	1065	11	东	1067m	散居居民	约300人
	3#	***村	-6.6	-969	南	926m	散居居民	约520人
	4#	***村	865	1128	东南	1433m	散居居民	约420人
	5#	***村	-1018	1097	西北	1508m	散居居民	约350人
	6#	瓦市镇中学	-603	-1117	西南	1254m	师生	约650人
自205H69集气增压站	1#	***村	-470	433	西北	658m	散居居民	约420人
	2#	***村	1144	513	东北	1280m	散居居民	约400人
	3#	***村	132	-961	南	859m	散居居民	约500人
备注：自205脱水站以站场中心为坐标原点；集气增压站以1#井口为坐标原点								

表 2.8-5　　管线周边环境空气保护目标分布情况

管线名称	相对位置			保护内容	功能区划
	桩号	范围	距离		
自205H73集气站-沱江穿越阀室集气支线	B1-B20	左侧	33~200	居民散户，约35户102人	二类区
		右侧	45-200	居民散户，约27户81人	
	B20-B40	左侧	58-190	居民散户，约14户42人	
		右侧	40-150	居民散户，约18户54人	
	B40-B58	左侧	38-160	居民散户，约24户75人	
		右侧	20-165	居民散户，约18户57人	
	B58-B72	左侧	35-150	居民散户，约3户9人	
		右侧	12-165	居民散户，约12户36人	
自313-自205H77集气支线	B1-B8	左侧	5-178	居民散户，约44户132人	
		右侧	21-145	居民散户，约21户63人	
	B8-B18	左侧	28-180	居民散户，约30户90人	
		右侧	32-180	居民散户，约27户81人	
吉富3-自205H92井集气支线	B1-B6	左侧	65-174	居民散户，约19户57人	
		右侧	5-188	居民散户，约32户63人	
自205H93-自205H77井集气支线	B1-B12	左侧	5-195	居民散户，约73户216人	
		右侧	5-175	居民散户，约61户183人	
	B12-B19	左侧	25-177	居民散户，约29户87人	
		右侧	20-183	居民散户，约17户51人	
自205H86-自205H77井集气支线	B1-B19	左侧	30-180	居民散户，约83户249人	
		右侧	32-170	居民散户，约91户273人	
	B19-B28	左侧	36-187	居民散户，约52户156人	
		右侧	33-193	居民散户，约38户114人	
自310-自215H3集气站集气支线	B1-B20	左侧	40-190	居民散户，约116户348人	
		右侧	39-190	居民散户，约90户270人	
	B20-B40	左侧	40-195	居民散户，约65户195人	
		右侧	30-190	居民散户，约83户249人	
	B40-B60	左侧	10-200	居民散户，约93户279人	
		右侧	35-185	居民散户，约49户147人	
	B60-B80	左侧	25-175	居民散户，约49户147人	
		右侧	15-187	居民散户，约92户276人	
自205H95-自205H77井集气支线	B1-B11	左侧	30-170	居民散户，约47户141人	
		右侧	29-195	居民散户，约46户138人	
	B11-B21	左侧	52-192	居民散户，约25户75人	
		右侧	28-200	居民散户，约52户156人	
	B21-B32	左侧	35-189	居民散户，约36户108人	
		右侧	16-200	居民散户，约43户126人	
自205H94（自301）-自205H92-自205H77集气支线	B1-B17	左侧	15-175	居民散户，约30户90人	
		右侧	35-182	居民散户，约16户48人	
	B17-B34	左侧	20-152	居民散户，约27户81人	
		右侧	38-180	居民散户，约32户96人	

管线名称	相对位置			保护内容	功能区划
	桩号	范围	距离		
	B34-B51	左侧	22-190	居民散户，约94户282人	
		右侧	7-195	居民散户，约60户180人	
自205H90（自306）-自205H89集气支线	B1-B10	左侧	36-164	居民散户，约19户57人	
		右侧	33-160	居民散户，约29户87人	
	B10-B17	左侧	51-170	居民散户，约11户33人	
		右侧	27-182	居民散户，约15户45人	
自205H89-自205H77集气支线	B1-B13	左侧	55-180	居民散户，约37户111人	
		右侧	25-180	居民散户，约39户117人	
	B13-B26	左侧	30-190	居民散户，约68户204人	
		右侧	11-185	居民散户，约49户147人	
吉富8-自205H91集气支线	B1-B9	左侧	28-182	居民散户，约34户102人	
		右侧	38-162	居民散户，约25户75人	
	B9-B17	左侧	29-174	居民散户，约7户21人	
		右侧	65-182	居民散户，约8户24人	
自205H91-自205H92集气支线	B1-B10	左侧	24-148	居民散户，约20户60人	
		右侧	30-178	居民散户，约30户90人	
	B10-B21	左侧	25-167	居民散户，约39户117人	
		右侧	20-182	居民散户，约66户198人	
自205H87-自205H93集气支线	B1-B7	左侧	21-180	居民散户，约26户78人	
		右侧	22-140	居民散户，约18户54人	
	B7-B14	左侧	20-191	居民散户，约30户90人	
		右侧	24-179	居民散户，约12户36人	
自205H76-自205H69（自302）返排液管道	B1-B7	左侧	8-190	居民散户，约24户72人	
		右侧	34-165	居民散户，约33户99人	
自205H82-自205H69（自302）集气支线	B1-B11	左侧	24-191	居民散户，约39户117人	
		右侧	24-172	居民散户，约45户135人	
	B11-22	左侧	36-190	居民散户，约23户69人	
		右侧	22-185	居民散户，约36户108人	
自205H85-自205H69（自302）集气支线	B1-B14	左侧	17-180	居民散户，约58户174人	
		右侧	42-180	居民散户，约59户177人	
	B14-B28	左侧	22-186	居民散户，约53户159人	
		右侧	20-181	居民散户，约83户249人	
吉富4-自304集气支线	B1-B14	左侧	29-184	居民散户，约52户156人	
		右侧	22-187	居民散户，约64户192人	
	B14-B28	左侧	40-150	居民散户，约44户132人	
		右侧	30-180	居民散户，约72户216人	
	B28-B42	左侧	33-190	居民散户，约36户108人	
		右侧	25-192	居民散户，约65户195人	
自307-富页1集气支线	B1-B20	左侧	46-190	居民散户，约114户342人；琵琶镇社快初级中学校，约600人	
		右侧	27-175	居民散户，约60户180人	

管线名称	相对位置			保护内容	功能区划
	桩号	范围	距离		
	B20-B40	左侧	21-195	居民散户，约49户147人	
		右侧	38-190	居民散户，约63户189人	
富页1-吉富7集气支线	B1-B10	左侧	46-175	居民散户，约36户108人	
		右侧	27-172	居民散户，约34户102人	
	B10-B19	左侧	37-181	居民散户，约49户147人	
		右侧	46-175	居民散户，约33户99人	
自205H56-自215H3集气站集气支线	B1-B9	左侧	17-195	居民散户，约29户87人	
		右侧	26-175	居民散户，约23户69人	
	B9-B19	左侧	5-173	居民散户，约18户54人	
		右侧	15-196	居民散户，约19户57人	
自215H4-自215H3集气站集气支线	B1-B7	左侧	79-192	居民散户，约18户54人	
		右侧	33-104	居民散户，约6户18人	
	B7-B12	左侧	5-173	居民散户，约16户48人	
		右侧	15-196	居民散户，约13户39人	
富页3-自305集气支线	B1-B18	左侧	20-182	居民散户，约57户171人	
		右侧	31-173	居民散户，约39户117人	
	B18-B36	左侧	36-198	居民散户，约56户168人	
		右侧	19-186	居民散户，约40户120人	
	B36-B55	左侧	36-183	居民散户，约54户162人	
		右侧	26-177	居民散户，约74户222人	
自305-自205H52集气支线	B1-B19	左侧	35-190	居民散户，约57户141人	
		右侧	27-177	居民散户，约46户138人	
	B19-B38	左侧	50-188	居民散户，约70户210人	
		右侧	32-175	居民散户，约60户180人	
	B38-B57	左侧	21-192	居民散户，约61户183人	
		右侧	29-181	居民散户，约79户237人	
	B57-B76	左侧	15-191	居民散户，约67户201人	
		右侧	46-200	居民散户，约63户189人	
	B76-B95	左侧	22-200	居民散户，约88户264人	
		右侧	21-200	居民散户，约85户255人	
吉富2-自205H87集气支线	B1-B8	左侧	32-173	居民散户，约22户66人	
		右侧	38-178	居民散户，约44户132人	
富页2-吉富4集气支线	B1-B23	左侧	27-180	居民散户，约57户171人	
		右侧	25-187	居民散户，约39户117人	
自304-T接“自310-自215H3集气站”集气支线	B1-B17	左侧	26-191	居民散户，约41户123人	
		右侧	40-190	居民散户，约45户135人	
	B17-B34	左侧	26-185	居民散户，约80户240人	
		右侧	22-180	居民散户，约55户165人	
吉富7-自215H3集气站集气支线	B1-B22	左侧	37-178	居民散户，约55户165人	
		右侧	18-182	居民散户，约74户222人	
自205H68 T接	B1-B8	左侧	43-186	居民散户，约26户78人	

管线名称	相对位置			保护内容	功能区划
	桩号	范围	距离		
“自205H52井-自215H1集气站”集气支线		右侧	30-181	居民散户，约20户60人	
吉富6-自205H55集气支线	B1-B10	左侧	50-188	居民散户，约32户96人	
		右侧	40-191	居民散户，约32户96人	
	B10-B17	左侧	7-178	居民散户，约17户51人	
		右侧	51-186	居民散户，约23户69人	
自贡1-自308井管道集气支线	B1-B17	左侧	22-185	居民散户，约56户168人	
		右侧	31-178	居民散户，约40户120人	
	B17-B35	左侧	2-176	居民散户，约29户87人	
		右侧	37-197	居民散户，约35户105人	
自308-自205H74集气支线	B1-B22	左侧	22-185	居民散户，约31户96人	
		右侧	43-178	居民散户，约51户153人	
	B22-B44	左侧	31-198	居民散户，约58户174人	
		右侧	16-185	居民散户，约115户345人	
	B44-B67	左侧	30-180	居民散户，约61户183人	
		右侧	25-186	居民散户，约63户189人	
吉富9T接“自308-自205H74集气支线	B1-B8	左侧	29-186	居民散户，约24户72人	
		右侧	27-183	居民散户，约18户54人	
	B8-B16	左侧	36-161	居民散户，约25户75人	
		右侧	50-184	居民散户，约37户117人	
自205H81-自205H74集气支线	B1-B13	左侧	43-195	居民散户，约41户123人	
		右侧	25-196	居民散户，约36户108人	
	B13-B26	左侧	30-180	居民散户，约42户126人	
		右侧	25-186	居民散户，约32户96人	
自205H71（自309）-自205H70集气支线	B1-B8	左侧	44-185	居民散户，约31户93人	
		右侧	40-172	居民散户，约35户105人	
自205H70-自205H74集气支线	B1-B10	左侧	30-181	居民散户，约29户87人	
		右侧	40-175	居民散户，约34户102人	
	B10-B21	左侧	22-186	居民散户，约41户123人；吉祥街居民，约13栋468人	
		右侧	30-185	居民散户，约71户213人	
自205H80-自205H74集气支线	B1-B10	左侧	5-182	居民散户，约50户150人	
		右侧	37-175	居民散户，约17户51人	
	B10-B21	左侧	25-195	居民散户，约46户138人	
		右侧	40-183	居民散户，约19户57人	
自205H83-自205H80集气支线	B1-B10	左侧	53-185	居民散户，约51户153人	
		右侧	22-176	居民散户，约33户99人	
自205H79-自205H74集气支线	B1-B10	左侧	31-198	居民散户，约30户90人	
		右侧	29-185	居民散户，约35户105人	
	B10-B19	左侧	30-185	居民散户，约57户171人	

管线名称	相对位置			保护内容	功能区划
	桩号	范围	距离		
		右侧	17-191	居民散户，约20户60人	
自205H84（自312）-自205H80集气支线	B1-B6	左侧	30-168	居民散户，约24户72人	
		右侧	40-178	居民散户，约32户96人	
	B6-B12	左侧	30-172	居民散户，约20户60人	
		右侧	28-177	居民散户，约29户87人	
自205H78（自311）-自205脱水站集气支线	B1-B8	左侧	30-185	居民散户，约27户81人	
		右侧	22-190	居民散户，约29户87人	
	B8-B16	左侧	31-181	居民散户，约29户87人	
		右侧	45-191	居民散户，约44户132人	
吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站”集气支线	B1-B9	左侧	24-182	居民散户，约51户135人	
		右侧	18-188	居民散户，约41户123人	
自205H88-自205脱水站集气支线	B1-B13	左侧	32-182	居民散户，约45户135人	
		右侧	20-188	居民散户，约41户123人	
自205H64（自303）-自205H65-自205H81集气支线	B1-B8	左侧	39-188	居民散户，约24户72人	
		右侧	30-195	居民散户，约37户111人	
	B8-B17	左侧	5-188	居民散户，约18户54人	
		右侧	43-174	居民散户，约22户66人	
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	B1-B20	左侧	17~145	居民散户，约27户78人	
		右侧	8~200	居民散户，约28户84人	
	B20-B40	左侧	22~193	居民散户，约41户123人	
		右侧	27~195	居民散户，约22户66人	
	B40-B60	左侧	17~140	居民散户，约42户126人	
		右侧	14~180	居民散户，约35户105人	
	B60-B80	左侧	13~200	居民散户，约17户51人	
		右侧	18~200	居民散户，约23户69人	
	B80-B100	左侧	14~165	居民散户，约11户33人	
		右侧	55~134	居民散户，约25户75人	
	B100-B130	左侧	23~164	居民散户，约33户99人	
		右侧	33~198	居民散户，约38户114人	
自205H77集气站-自205脱水站集气干线	B1-B17	左侧	8~185	居民散户，约96户288人	
		右侧	14~182	居民散户，约113户339人	
	B17-B34	左侧	18~184	居民散户，约57户171人	
		右侧	3~175	居民散户，约86户258人	
	B34-B52	左侧	40~194	居民散户，约83户249人	
		右侧	40~184	居民散户，约64户192人	
自205H74-自205脱水站集气干线	B1-B22	左侧	21~192	居民散户，约118户354人	
		右侧	19~164	居民散户，约64户192人	
自205H79-自205H80返排液管线	B1-B6	左侧	80~190	居民散户，约18户54人	
		右侧	60~190	居民散户，约29户87人	
	B6-B8	左侧	50~185	居民散户，约8户24人	

管线名称	相对位置			保护内容	功能区划
	桩号	范围	距离		
	B8-B12	右侧	50~180	居民散户，约13户39人	
		左侧	50~140	居民散户，约6户18人	
		右侧	40~200	居民散户，约20户60人	

（3）声环境保护目标

根据现场踏勘，钻井工程井口周围300m范围内，营运期采气站场、集气增压站及脱水站周围200m范围和管道沿线两侧各200m范围环境保护目标以零散分布的农户为主，不存在学校、医院、居民区等人口集聚区。管线工程声环境保护目标分布情况同表2.8-5管线大气环境保护目标，各平台周边声环境保护目标分布情况见下表。

表2.8-6　自205H56钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-50	-125	1	135	西南	2类	14	49	农村独栋楼
3#散户居民	-70	115	1	230	西南	2类	11	39	农村独栋楼
4#散户居民	100	100	1	135	西北	2类	12	42	农村独栋楼
5#散户居民	175	-45	1	140	东北	2类	4	14	农村独栋楼
6#散户居民	0	-330	1	180	东南	2类	3	10	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表2.8-6　自205H64钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
2#散户居民	-240	-85	1	255	西南	2类	1	4	农村独栋楼
3#散户居民	-40	95	1	105	西北	2类	12	44	农村独栋楼
4#散户居民	-15	143	1	145	北	2类	8	29	农村独栋楼
5#散户居民	104	152	1	185	东北	2类	15	55	农村独栋楼
6#散户居民	0	-127	1	125	南	2类	14	51	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表2.8-6　自205H65钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-23	-58	1	60	西南	2类	1	2	农村独栋楼
2#散户居民	-220	0	1	220	西南	2类	7	24	农村独栋楼
3#散户居民	-125	-154	1	195	西南	2类	12	41	农村独栋楼
4#散户居民	0	-175	1	175	南	2类	5	17	农村独栋楼
5#散户居民	155	-125	1	200	东南	2类	7	24	农村独栋楼
6#散户居民	105	95	1	142	东北	2类	13	44	农村独栋楼
7#散户居民	0	150	1	150	北	2类	6	20	农村独栋楼

备注：钻井平台1#井口为坐标原点

续表 2.8-6　自 205H68 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-85	35	1	92	西北	2类	1	3	农村独栋楼
2#散户居民	-155	0	1	155	西	2类	12	43	农村独栋楼
3#散户居民	-135	140	1	195	西北	2类	5	18	农村独栋楼
4#散户居民	0	140	1	140	北	2类	7	25	农村独栋楼
5#散户居民	148	135	1	200	东北	2类	10	36	农村独栋楼
6#散户居民	190	0	1	190	东	2类	6	22	农村独栋楼
7#散户居民	100	-120	1	155	东南	2类	11	40	农村独栋楼
8#散户居民	0	-158	1	155	南	2类	7	25	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H70 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-185	190	1	265	西北	2类	2	7	农村独栋楼
2#散户居民	-200	0	1	200	西	2类	6	20	农村独栋楼
3#散户居民	-234	-150	1	275	西南	2类	4	13	农村独栋楼
4#散户居民	170	-183	1	250	东南	2类	3	10	农村独栋楼
5#散户居民	135	0	1	135	东	2类	9	30	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H71、自 309 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-82	-179	1	197	西南	2类	4	12	农村独栋楼
2#散户居民	-225	-50	1	230	西南	2类	5	16	农村独栋楼
3#散户居民	-102	0	1	102	西	2类	3	9	农村独栋楼
4#散户居民	108	215	1	241	东北	2类	3	9	农村独栋楼
5#散户居民	202	42	1	206	东北	2类	5	16	农村独栋楼
6#散户居民	153	-145	1	211	东南	2类	7	22	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H73 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	10	121	1	120	东北	2类	2	6	农村独栋楼
2#散户居民	128	105	1	165	东北	2类	9	29	农村独栋楼
3#散户居民	-120	-25	1	125	西南	2类	10	32	农村独栋楼
4#散户居民	265	-65	1	275	东南	2类	3	10	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H74 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护	空间相对位置/m	最近距	方位	功能区	规模	保护目标情

目标名称	X	Y	Z	离/m		类别	户	人	况说明
2#散户居民	100	142	1	174	东北	2 类	3	10	农村独栋楼
3#散户居民	230	0	1	230	东	2 类	2	7	农村独栋楼
5#散户居民	-100	-250	1	269	西南	2 类	3	10	农村独栋楼
9#散户居民	300	0	1	300	东	2 类	25	82	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H77 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-85	-135	1	160	西南	2 类	12	38	农村独栋楼
2#散户居民	0	190	1	190	北	2 类	12	38	农村独栋楼
3#散户居民	112	145	1	183	东北	2 类	8	25	农村独栋楼
4#散户居民	140	0	1	140	东	2 类	30	94	农村独栋楼
5#散户居民	110	-195	1	224	东南	2 类	9	28	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H78、自 311 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	95	-165	1	190	东南	2 类	16	49	农村独栋楼
2#散户居民	0	-219	1	219	南	2 类	6	18	农村独栋楼
3#散户居民	-58	-175	1	184	西南	2 类	14	43	农村独栋楼
4#散户居民	-145	0	1	145	西	2 类	8	25	农村独栋楼
5#散户居民	0	165	1	165	北	2 类	12	37	农村独栋楼
6#散户居民	105	135	1	171	东北	2 类	11	34	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H79 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-225	25	1	226	西北	2 类	9	28	农村独栋楼
2#散户居民	0	140	1	140	北	2 类	12	38	农村独栋楼
3#散户居民	155	100	1	184	东北	2 类	3	9	农村独栋楼
4#散户居民	108	-40	1	115	东南	2 类	5	16	农村独栋楼
5#散户居民	55	-125	1	137	东南	2 类	13	41	农村独栋楼
6#散户居民	-125	-98	1	159	西南	2 类	19	59	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H80 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	145	60	1	157	东北	2 类	2	6	农村独栋楼
2#散户居民	-100	-160	1	189	西南	2 类	12	34	农村独栋楼
3#散户居民	-185	0	1	185	西	2 类	4	11	农村独栋楼
4#散户居民	-50	255	1	260	西北	2 类	8	23	农村独栋楼

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
5#散户居民	75	225	1	237	东北	2类	7	20	农村独栋楼
6#散户居民	0	-270	1	270	西	2类	2	6	农村独栋楼
8#散户居民	-225	145	1	268	西北	2类	7	20	农村独栋楼
9#散户居民	235	135	1	271	东北	2类	3	8	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H81 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	159	70	1	174	东北	2类	5	16	农村独栋楼
2#散户居民	0	-133	1	133	西南	2类	16	51	农村独栋楼
3#散户居民	-104	0	1	104	西	2类	9	28	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H82 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	62	-160	1	172	东南	2类	3	9	农村独栋楼
2#散户居民	-100	0	1	100	西	2类	19	55	农村独栋楼
3#散户居民	150	88	1	174	东北	2类	2	6	农村独栋楼
4#散户居民	-155	55	1	164	西北	2类	4	12	农村独栋楼
5#散户居民	-175	55	1	183	西北	2类	9	26	农村独栋楼
6#散户居民	-220	140	1	261	西北	2类	3	9	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H83 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	100	15	1	101	东北	2类	1	3	农村独栋楼
2#散户居民	20	120	1	122	东北	2类	5	14	农村独栋楼
3#散户居民	-113	53	1	125	西北	2类	8	22	农村独栋楼
4#散户居民	-70	-115	1	135	西南	2类	9	25	农村独栋楼
5#散户居民	158	0	1	158	东	2类	12	33	农村独栋楼
6#散户居民	80	-98	1	127	东南	2类	1	3	农村独栋楼
7#散户居民	0	-195	1	195	南	2类	8	22	农村独栋楼
8#散户居民	-105	220	1	244	西北	2类	8	23	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H84、自 312 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-110	0	1	110	西	2类	11	29	农村独栋楼

2#散户居民	-110	-78	1	135	西南	2类	10	27	农村独栋楼
3#散户居民	0	-132	1	132	南	2类	14	37	农村独栋楼
4#散户居民	130	-95	1	161	东南	2类	8	21	农村独栋楼
5#散户居民	108	25	1	111	东北	2类	4	10	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H85 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	100	100	1	141	东北	2类	4	12	农村独栋楼
2#散户居民	107	-163	1	195	东南	2类	5	15	农村独栋楼
3#散户居民	0	-126	1	126	南	2类	22	66	农村独栋楼
4#散户居民	-183	0	1	183	西	2类	23	69	农村独栋楼
5#散户居民	215	0	1	215	东	2类	5	15	农村独栋楼
6#散户居民	148	200	1	249	东北	2类	8	24	农村独栋楼
7#散户居民	255	145	1	293	东北	2类	1	3	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H86 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-80	153	1	173	西北	2类	16	48	农村独栋楼
2#散户居民	-120	-120	1	170	西南	2类	36	109	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　H87 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-75	120	1	142	西北	2类	26	80	农村独栋楼
2#散户居民	-203	0	1	203	西	2类	10	31	农村独栋楼
3#散户居民	-110	-190	1	220	西南	2类	6	19	农村独栋楼
4#散户居民	0	-248	1	248	南	2类	11	34	农村独栋楼
5#散户居民	200	150	1	250	东北	2类	4	12	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H88 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
2#散户居民	-82	-260	1	273	西南	2类	9	28	农村独栋楼
3#散户居民	-55	-180	1	188	西南	2类	7	22	农村独栋楼
4#散户居民	130	-125	1	180	东南	2类	20	63	农村独栋楼
5#散户居民	150	85	1	172	东北	2类	4	13	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 205H89 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	

1#散户居民	-108	0	1	108	西	2类	6	18	农村独栋楼
2#散户居民	-212	0	1	212	西	2类	4	12	农村独栋楼
3#散户居民	-140	160	1	213	西北	2类	3	9	农村独栋楼
4#散户居民	0	140	1	140	北	2类	14	42	农村独栋楼
5#散户居民	142	-140	1	199	东南	2类	3	7	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表2.8-6　自205H90钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-120	-197	1	231	西南	2类	3	10	农村独栋楼
2#散户居民	-100	0	1	100	西	2类	8	26	农村独栋楼
3#散户居民	-235	115	1	262	西北	2类	3	11	农村独栋楼
4#散户居民	-70	120	1	139	西北	2类	18	59	农村独栋楼
5#散户居民	70	170	1	184	东北	2类	5	16	农村独栋楼
6#散户居民	110	100	1	149	东北	2类	2	7	农村独栋楼
7#散户居民	175	40	1	180	东北	2类	11	36	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表2.8-6　自205H91钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-208	45	1	213	西北	2类	3	9	农村独栋楼
2#散户居民	-185	-100	1	210	西南	2类	6	17	农村独栋楼
3#散户居民	0	-125	1	125	南	2类	5	14	农村独栋楼
4#散户居民	220	-70	1	231	东南	2类	2	6	农村独栋楼
5#散户居民	0	240	1	240	北	2类	5	14	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表2.8-6　自205H93钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	135	0	1	135	东	2类	13	40	农村独栋楼
2#散户居民	0	135	1	135	北	2类	7	22	农村独栋楼
3#散户居民	-200	0	1	200	西	2类	7	20	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表2.8-6　自215H4钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	69	28	1	74	东北	2类	3	9	农村独栋楼
2#散户居民	-135	0	1	135	西	2类	11	33	农村独栋楼
3#散户居民	-145	135	1	198	西北	2类	12	36	农村独栋楼
4#散户居民	0	140	1	140	北	2类	3	9	农村独栋楼
5#散户居民	105	225	1	248	东北	2类	8	24	农村独栋楼
备注：钻井平台1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 308 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
2#散户居民	55	-255	1	261	东南	2 类	1	3	农村独栋楼
3#散户居民	167	-73	1	182	东南	2 类	1	3	农村独栋楼
4#散户居民	140	120	1	184	东北	2 类	8	25	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 310 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	-105	-130	1	167	西南	2 类	6	19	农村独栋楼
2#散户居民	-225	-70	1	236	西南	2 类	7	22	农村独栋楼
3#散户居民	-150	70	1	166	西北	2 类	7	22	农村独栋楼
4#散户居民	0	178	1	178	北	2 类	17	54	农村独栋楼
5#散户居民	160	0	1	160	东	2 类	7	22	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

续表 2.8-6　自 313 钻井平台声环境保护目标调查表（300m）

声环境保护目标名称	空间相对位置/m			最近距离/m	方位	功能区类别	规模		保护目标情况说明
	X	Y	Z				户	人	
1#散户居民	162	-130	1	208	东南	2 类	5	17	农村独栋楼
2#散户居民	-154	0	1	154	西	2 类	14	46	农村独栋楼
3#散户居民	-158	100	1	187	西北	2 类	7	23	农村独栋楼
4#散户居民	40	165	1	170	东北	2 类	8	26	农村独栋楼
5#散户居民	165	115	1	201	东北	2 类	9	30	农村独栋楼
备注：钻井平台 1#井口为坐标原点									

（4）地表水环境保护目标

拟建项目周边河流均属于沱江水系，主要为沱江及其一级支流釜溪河、二级支流镇溪河，本井区所涉及的水库主要为大坡上水库、上游水库、洪水沟水库。地表水环境保护目标主要为项目管道敷设穿越水体。拟建项目采用定向钻穿越沱江及釜溪河，穿越牟溪河（五里河）、柑子溪、杨柳溪、沟渠等水体（无水域功能）采用围堰开挖方式，穿越河流、沟渠均不涉及重点保护与珍稀水生生物栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄流通道等水环境保护目标。

拟建项目井区范围内共分布有 6 处集中式饮用水源保护区，分别为上游水库集中式饮用水源保护区、洪水沟集中式饮用水源保护区、镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区，以及尚未划定饮用水源保护区及明确取水口位置的大坡上

水库集中式饮用水源保护区、沱江狮市镇花园村取水点、沱江赵化镇古木村取水点。其中，大坡上水库集中式饮用水源保护区、沱江狮市镇花园村取水点、沱江赵化镇古木村取水点由于尚未划定取水口位置及保护区，本评价无法判断其具体位置关系，但通过取水口所在村镇位置，可大致判断取水口与拟建项目单个工程均较远，项目单个工程不在集中式饮用水源保护区集雨范围内；洪水沟集中式饮用水源保护区距离井区内建设项目较远（＞6km）。拟建项目与上游水库集中式饮用水源保护区、镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区位置关系统计见表2.8-8。

表 2.8-7　　地表水环境保护目标

序号	河流	水域功能	与区块关系
1	沱江	III类	吉富4-自304集气支线定向钻穿越沱江1次；富页3-自305集气支线定向钻穿越沱江1次
2	釜溪河	IV类	自308-自205H74集气增压站集气支线定向钻穿越釜溪河1次
3	镇溪河	III类	吉富4平台西北侧最近距离约3.3km

表 2.8-8　区域内集中式饮用水源保护区

饮用水源名称	相关场站/管线	位置关系	最近距离（m）	
上游水库集中式饮用水源保护区	自H68井	井场位于饮用水源西北侧，未在水源地集雨范围内	取水口	4100
			一级保护区	3490
			二级保护区	1900
	自305-自205H52集气、返排液支线	管线位于饮用水源东侧，未在水源地集雨范围内	取水口	720
			一级保护区	380m
			二级保护区	260m
镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区	吉富4井	井场位于饮用水源东南侧，未在水源地集雨范围内	取水口	3400
			一级保护区	3200
			二级保护区	2500
			准保护区	4500
	吉富4-自304集气支线、返排液支线	管线位于饮用水源东南侧，未在水源地集雨范围内	取水口	3500m
			一级保护区	3200m
			二级保护区	2500m
			准保护区	4200

（5）地下水环境保护目标

根据现场踏勘，各平台所在区域无集中式地下水饮用水水源地，无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，周边农户以自来水和分散式

水井水作为主要水源，故拟建项目地下水环境保护目标为评价范围内的分散式水井。井区范围内自205H92平台、自205H95平台勘探钻井工程环境影响评价文件编制阶段，根据建设时序及地下水环境影响，将平台地下环境保护目标纳入本评价统计。项目地下水环境保护目标统计表。

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①做为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被生存；②做为区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，评价范围内地下水环境保护目标主要分为两种类型，一种为当地居民利用的分散式浅层地下水取水井；另外一种为具有供水价值的侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）浅层风化带裂隙水含水层和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，结合拟建项目各站场的空间分布特征，拟建项目评价范围内分散式地下水饮用水源保护目标共783处，分散保护目标类型均为水井；井口和管线与下游分散式保护目标水井最近距离分别约77m、51m。各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见下表。

表 2.8-9　项目站场评价范围分散式水井统计表

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
1	自205H56、自215H4	S1	***	***	机井	160	15	2.4	2户6人	292.37	J_2s^2	H56东南侧向170m
2		S2	***	***	机井	160	18	3.6	1户3人	313.08	J_2s^2	H4西北侧向149m
3		S3	***	***	机井	160	24	2.7	3户8人	327.46	J_2s^2	H4东南上游120m
4		S4	***	***	机井	160	14	3.0	2户5人	306.49	J_2s^2	H4东北下游196m
5		S5	***	***	浅井	300	10	0.8	5户12人	325.60	J_2s^2	H4东南上游615m
6		S6	***	***	浅井	300	12	1.1	2户5人	308.09	J_2s^2	H4东北下游272m
7		S7	***	***	机井	160	25	3.6	3户8人	302.46	J_2s^2	H4北侧下游587m
8		S8	***	***	机井	160	16	3.9	2户5人	323.69	J_2s^2	H4西北下游457m
9		S9	***	***	机井	160	18	2.1	3户7人	306.28	J_2s^2	H56东南上游328m
10		S10	***	***	机井	160	20	3.5	2户5人	298.78	J_2s^2	H56东南上游529m
11		S11	***	***	浅井	300	11	1.0	2户6人	291.53	J_2s^2	H56西北下游245m
12		S12	***	***	机井	160	17	4.9	1户3人	288.53	J_2s^2	H56西北下游489m
13		S13	***	***	机井	160	21	3.0	2户4人	295.06	J_2s^2	H4西北下游996m
14		S14	***	***	机井	160	16	1.5	3户7人	293.78	J_2s^2	H4东北侧向1157m
15		S15	***	***	机井	160	23	2.6	2户5人	293.41	J_2s^2	H4西北下游1246m
16		S16	***	***	机井	160	18	3.6	4户8人	293.24	J_2s^2	H56西北下游674m
17		S17	***	***	机井	160	22	2.8	2户6人	287.11	J_2s^2	H56西北下游788m
18		S18	***	***	机井	160	18	3.0	5户12人	305.49	J_2s^2	H4东北侧向1016m
19	自205H64、自205H65	S1	***	***	机井	160	25	6.0	4户9人	292.69	J_3sn	H64东南下游164m
20		S2	***	***	机井	160	30	7.0	7户15人	294.77	J_3sn	H65东北下游151m
21		S3	***	***	机井	160	14	2.7	3户7人	294.10	J_3sn	H65东北侧向188m
22		S4	***	***	浅井	300	11	1.0	2户5人	295.56	J_3sn	H65东北侧向338m
23		S5	***	***	浅井	300	12	2.0	2户4人	292.41	J_3sn	H64西北侧向171m
24		S6	***	***	机井	160	15	2.6	3户8人	296.66	J_3sn	H64东北下游199m
25		S7	***	***	机井	160	19	3.2	2户5人	286.16	J_3sn	H64东北下游268m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
26		S8	***	***	浅井	300	20	1.8	3户7人	298.39	J_3sn	H64西北上游509m
27		S9	***	***	机井	160	22	3.5	3户8人	305.47	J_3sn	H64西北上游426m
28		S10	***	***	机井	160	15	2.2	4户15人	302.64	J_3sn	H64西北上游325m
29		S11	***	***	浅井	300	16	1.6	3户8人	293.37	J_3sn	H65西南上游189m
30		S12	***	***	机井	160	18	3.8	4户10人	287.34	J_3sn	H65西南上游192m
31		S13	***	***	机井	160	20	2.0	5户13人	291.33	J_3sn	H65东北侧向304m
32	自205H68	S1	***	***	浅井	300	9	0.4	4户9人	353.21	J_2s^2	平台西北下游442m
33		S2	***	***	机井	160	12	1.5	3户7人	356.24	J_2s^2	平台东北侧向703m
34		S3	***	***	机井	160	18	2.8	1户3人	346.15	J_2s^2	平台东北下游194m
35		S4	***	***	浅井	300	10	1.0	1户4人	349.38	J_2s^2	平台西侧侧向228m
36		S5	***	***	机井	160	21	4.2	3户7人	350.68	J_2s^2	平台东南上游184m
37		S6	***	***	机井	160	23	2.6	2户5人	340.59	J_2s^2	平台北侧下游238m
38		S7	***	***	机井	160	25	4.0	3户8人	338.72	J_2s^2	平台西北下游553m
39		S8	***	***	机井	160	21	3.6	2户6人	352.59	J_2s^2	平台西北侧向562m
40		S9	***	***	机井	160	18	2.7	4户10人	336.38	J_2s^2	平台西北下游856m
41		S10	***	***	机井	160	15	1.6	3户8人	343.90	J_2s^2	平台西北下游754m
42		S11	***	***	机井	160	19	3.2	2户5人	345.66	J_2s^2	平台西北下游1229m
43		S12	***	***	机井	160	20	1.9	3户9人	338.48	J_2s^2	平台西北下游1475m
44		S13	***	***	机井	160	18	2.9	2户6人	345.16	J_2s^2	平台西北侧向870m
45		S14	***	***	浅井	300	11	1.0	1户4人	347.81	J_2s^2	平台西北下游514m
46	自205H70	S1	***	***	机井	160	19	5.0	4户11人	312.35	J_2s^2	平台西南下游269m
47		S2	***	***	机井	160	20	3.2	2户7人	319.74	J_2s^2	平台东北上游243m
48		S3	***	***	浅井	300	9	1.0	2户5人	307.50	J_2s^2	平台西侧下游232m
49		S4	***	***	机井	160	16	2.5	3户8人	301.35	J_2s^2	平台西南下游410m
50		S5	***	***	机井	160	11	0.8	1户3人	308.49	J_2s^2	平台西南下游733m
51		S6	***	***	机井	160	18	3.8	2户5人	314.82	J_2s^2	平台西南下游425m
52		S7	***	***	机井	160	21	4.7	3户7人	327.86	J_2s^2	平台东南侧向257m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
53		S8	***	***	机井	160	22	3.0	2户5人	316.67	J_2s^2	平台东南侧向554m
54		S9	***	***	浅井	300	14	1.5	3户6人	320.66	J_2s^2	平台东北上游500m
55		S10	***	***	机井	160	24	2.9	2户5人	330.70	J_2s^2	平台东北上游861m
56		S11	***	***	浅井	300	10	0.7	3户7人	328.85	J_2s^2	平台东北上游443m
57		S12	***	***	机井	160	21	3.5	4户12人	304.93	J_2s^2	平台西南下游1208m
58		S13	***	***	机井	160	26	2.9	3户8人	296.16	J_2s^2	平台西北下游1198m
59		S14	***	***	机井	160	20	3.0	1户4人	309.74	J_2s^2	平台西北侧向395m
60		S15	***	***	机井	160	22	2.8	2户5人	319.08	J_2s^2	平台东南侧向416m
61	自205H71（自309）	S1	***	***	机井	160	30	7.0	3户7人	313.78	J_2s^2	平台西北上游160m
62		S2	***	***	机井	160	26	4.6	4户8人	305.98	J_2s^2	平台西北上游120m
63		S3	***	***	机井	160	28	3.9	3户8人	319.30	J_2s^2	平台西南上游286m
64		S4	***	***	机井	160	16	2.6	2户5人	302.35	J_2s^2	平台西南上游191m
65		S5	***	***	浅井	300	12	1.6	3户7人	304.41	J_2s^2	平台西南上游383m
66		S6	***	***	机井	160	16	2.0	1户4人	297.88	J_2s^2	平台东北下游242m
67		S7	***	***	浅井	300	9	0.9	3户8人	309.94	J_2s^2	平台东南侧向240m
68		S8	***	***	浅井	300	11	1.2	2户6人	299.99	J_2s^2	平台东南下游456m
69		S9	***	***	机井	160	25	3.6	3户8人	291.46	J_2s^2	平台东南下游462m
70		S10	***	***	机井	160	31	5.2	2户5人	297.21	J_2s^2	平台东北侧向697m
71		S11	***	***	机井	160	17	4.0	2户6人	295.13	J_2s^2	平台东南下游794m
72		S12	***	***	机井	160	22	3.6	1户4人	286.96	J_2s^2	平台东南下游1083m
73		S13	***	***	机井	160	16	4.2	2户5人	304.72	J_2s^2	平台东南下游1759m
74		S14	***	***	机井	160	18	2.9	1户3人	281.28	J_2s^2	平台东南下游2364m
75		S15	***	***	机井	160	15	4.0	4户10人	277.39	J_2s^2	平台东南下游2593m
76		S16	***	***	机井	160	22	3.3	3户9人	276.21	J_2s^2	平台东南下游2622m
77		S17	***	***	机井	160	16	2.9	2户5人	292.00	J_2s^2	平台东南下游1619m
78		S18	***	***	机井	160	18	3.0	3户7人	319.00	J_2s^2	平台东北侧向648m
79	自	S1	***	***	机井	160	20	2.0	2户5人	282.45	J_2s^2	平台西南侧向476m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
80	205H73	S2	***	***	机井	160	17	2.8	3户7人	289.49	J_2s^2	平台西南侧向284m
81		S3	***	***	机井	160	21	3.6	1户3人	309.71	J_2s^2	平台南侧上游311m
82		S4	***	***	机井	160	17	5.3	3户8人	299.03	J_2s^2	平台东南上游234m
83		S5	***	***	机井	160	22	2.9	2户6人	286.02	J_2s^2	平台西南下游261m
84		S6	***	***	机井	160	16	3.7	4户10人	297.90	J_2s^2	平台西南下游191m
85		S7	***	***	机井	160	21	4.1	3户7人	295.56	J_2s^2	平台东南上游148m
86		S8	***	***	机井	160	25	2.0	2户6人	279.56	J_2s^2	平台西侧侧向77m
87		S9	***	***	浅井	300	14	1.5	3户8人	283.96	J_2s^2	平台西北下游369m
88		S10	***	***	机井	160	17	2.4	4户11人	281.58	J_2s^2	平台西北下游526m
89		S11	***	***	机井	160	21	3.0	2户6人	279.90	J_2s^2	平台西北下游572m
90	自205H74	S1	***	***	机井	160	16	2.4	3户8人	317.17	J_2s^2	平台东北上游303m
91		S2	***	***	机井	160	17	7.9	3户7人	302.29	J_2s^2	平台东北下游203m
92		S3	***	***	机井	160	14	1.9	6户15人	311.25	J_2s^2	平台东南侧向321m
93		S4	***	***	机井	160	20	2.9	3户9人	303.42	J_2s^2	平台西南下游279m
94		S5	***	***	机井	160	18	2.2	2户5人	293.44	J_2s^2	平台西南下游234m
95		S6	***	***	机井	160	21	2.7	1户3人	307.44	J_2s^2	平台东南上游315m
96		S7	***	***	浅井	300	11	0.8	3户7人	306.57	J_2s^2	平台东北上游444m
97		S8	***	***	浅井	300	13	1.3	2户5人	318.64	J_2s^2	平台东南上游633m
98		S9	***	***	机井	160	18	2.8	2户6人	327.52	J_2s^2	平台东南上游660m
99		S10	***	***	机井	160	21	3.1	1户4人	310.67	J_2s^2	平台东侧上游492m
100		S11	***	***	浅井	300	15	1.5	2户5人	310.62	J_2s^2	平台东侧上游398m
101	自205H77、自205H89（自313）	S1	***	***	机井	160	24	4.0	4户9人	311.34	J_2s^2	H77东北上游238m
102		S2	***	***	机井	160	28	5.0	2户6人	307.34	J_2s^2	H77东北侧向172m
103		S3	***	***	机井	160	30	5.0	3户7人	305.75	J_2s^2	H77西北下游179m
104		S4	***	***	机井	160	32	6.0	4户12人	305.81	J_2s^2	H77西南侧向296m
105		S5	***	***	机井	160	24	5.0	3户8人	299.03	J_2s^2	H77西北下游430m
106		S6	***	***	机井	160	27	5.0	2户6人	298.83	J_2s^2	H77西北下游853m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
107		S7	***	***	机井	160	28	7.0	3户7人	311.44	J_2s^2	H89东南上游398m
108		S8	***	***	机井	160	21	2.2	1户4人	304.19	J_2s^2	H77西北下游840m
109		S9	***	***	浅井	300	10	0.9	2户6人	300.51	J_2s^2	H77西北下游1072m
110		S10	***	***	浅井	300	12	1.4	3户7人	291.48	J_2s^2	H89东北侧向319m
111		S11	***	***	机井	160	25	2.8	1户3人	288.48	J_2s^2	H89西北下游188m
112		S12	***	***	机井	160	31	3.2	1户4人	292.73	J_2s^2	H89西南下游153m
113		S13	***	***	浅井	300	10	0.7	2户6人	294.18	J_2s^2	H89西北下游492m
114		S14	***	***	浅井	300	16	1.7	3户8人	296.50	J_2s^2	H77西北下游1274m
115		S15	***	***	机井	160	19	3.8	2户5人	296.78	J_2s^2	H77西北下游693m
116		S16	***	***	机井	160	21	2.7	4户10人	285.82	J_2s^2	H89西南下游740m
117		S17	***	***	机井	160	20	3.0	3户8人	298.08	J_2s^2	H89西南下游664m
118		S18	***	***	浅井	300	24	1.8	4户10人	305.66	J_2s^2	H89西南侧向876m
119		S19	***	***	机井	160	20	3.0	2户5人	302.83	J_2s^2	H89西南侧向572m
120	自205H78(自31)	S1	***	***	机井	160	18	2.1	3户9人	307.34	J_2s^2	平台西北下游193m
121		S2	***	***	机井	160	17	2.9	2户6人	323.86	J_2s^2	平台西南上游230m
122		S3	***	***	机井	160	21	3.0	3户7人	319.31	J_2s^2	平台东南侧向181m
123		S4	***	***	浅井	300	10	0.8	4户11人	308.61	J_2s^2	平台东北下游273m
124		S5	***	***	浅井	300	12	1.3	5户15人	309.48	J_2s^2	平台西北侧向450m
125		S6	***	***	浅井	300	9	0.4	3户9人	327.72	J_2s^2	平台西北侧向607m
126		S7	***	***	机井	160	27	2.9	2户5人	330.17	J_2s^2	平台东北侧向679m
127		S8	***	***	机井	160	24	3.0	4户10人	328.89	J_2s^2	平台西北侧向879m
128		S9	***	***	机井	160	27	2.5	2户5人	321.69	J_2s^2	平台东北下游878m
129		S10	***	***	机井	160	28	4.1	3户7人	306.74	J_2s^2	平台东北下游569m
130		S11	***	***	机井	160	21	2.6	2户4人	318.03	J_2s^2	平台东北下游526m
131		S12	***	***	机井	160	15	4.0	4户9人	309.81	J_2s^2	平台东北下游786m
132		S13	***	***	机井	160	18	3.1	4户11人	318.73	J_2s^2	平台东南侧向938m
133		S14	***	***	机井	160	23	2.5	1户5人	310.84	J_2s^2	平台东南上游812m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
134		S15	***	***	机井	160	25	4.0	3户8人	322.02	J_2s^2	平台西南上游469m
135		S16	***	***	机井	160	18	4.8	4户12人	322.71	J_2s^2	平台东南上游1081m
136		S17	***	***	机井	160	28	5.1	2户4人	324.93	J_2s^2	平台东南侧向961m
137	自205H79	S1	***	***	机井	160	29	6.0	4户10人	323.59	J_2s^2	平台西北下游278m
138		S2	***	***	机井	160	17	3.8	2户6人	321.12	J_2s^2	平台西南侧向164m
139		S3	***	***	浅井	300	13	2.0	3户8人	323.55	J_2s^2	平台东南上游232m
140		S4	***	***	机井	160	19	3.5	2户6人	314.10	J_2s^2	平台东南侧向381m
141		S5	***	***	机井	160	16	1.8	3户9人	321.16	J_2s^2	平台东南上游333m
142		S6	***	***	机井	160	21	3.0	1户3人	315.97	J_2s^2	平台东北下游210m
143		S7	***	***	机井	160	24	2.6	2户5人	320.89	J_2s^2	平台西北下游294m
144		S8	***	***	机井	160	26	3.6	1户3人	310.65	J_2s^2	平台东北下游435m
145		S9	***	***	机井	160	20	4.0	3户8人	310.98	J_2s^2	平台东北下游576m
146		S10	***	***	机井	160	21	3.4	1户4人	310.08	J_2s^2	平台西北下游697m
147		S11	***	***	机井	160	18	2.8	5户12人	315.46	J_2s^2	平台西北下游678m
148		S12	***	***	机井	160	14	1.7	1户3人	317.84	J_2s^2	平台西北下游586m
149		S13	***	***	机井	160	18	3.7	2户6人	320.90	J_2s^2	平台西北下游160m
150	自205H80、自205H83	S1	***	***	机井	160	21	4.0	2户5人	300.65	J_2s^2	H80西南下游286m
151		S2	***	***	机井	160	15	3.0	1户3人	287.84	J_2s^2	H83东南下游101m
152		S3	***	***	机井	160	23	3.1	2户5人	320.47	J_2s^2	H80西北侧向218m
153		S4	***	***	浅井	300	28	0.9	1户3人	319.80	J_2s^2	H80东北上游343m
154		S5	***	***	机井	160	21	3.5	1户4人	307.37	J_2s^2	H80西南下游533m
155		S6	***	***	机井	160	26	1.4	2户7人	297.96	J_2s^2	H80西南下游883m
156		S7	***	***	机井	160	25	1.8	1户3人	286.97	J_2s^2	H80西南下游829m
157		S8	***	***	机井	160	31	3.7	1户2人	297.86	J_2s^2	H83东北上游353m
158		S9	***	***	机井	160	25	2.5	1户3人	285.42	J_2s^2	H83东南上游494m
159		S10	***	***	浅井	300	13	1.0	1户3人	295.57	J_2s^2	H80西南侧向492m
160		S11	***	***	机井	160	17	3.2	2户5人	307.17	J_2s^2	H80西南侧向831m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
161		S12	***	***	机井	160	14	4.9	3户8人	300.33	J_2s^2	H83东南上游1537m
162		S13	***	***	机井	160	27	2.6	1户4人	301.76	J_2s^2	H83东南侧向1270m
163		S14	***	***	浅井	300	10	1.3	3户10人	296.47	J_2s^2	H83东南上游1445m
164		S15	***	***	机井	160	18	2.9	2户7人	279.35	J_2s^2	H83东南下游1066m
165		S16	***	***	机井	160	22	3.7	3户8人	301.51	J_2s^2	H83东南下游465m
166		S17	***	***	机井	160	16	2.8	2户6人	295.73	J_2s^2	H83西北下游115m
167		S18	***	***	机井	160	21	4.2	2户4人	299.84	J_2s^2	H83西南侧向287m
168		S19	***	***	机井	160	26	1.8	1户3人	282.56	J_2s^2	H83西北下游521m
169		S20	***	***	机井	160	18	2.7	1户4人	279.61	J_2s^2	H83西侧下游844m
170		S21	***	***	机井	160	21	4.0	2户5人	287.46	J_2s^2	H83西南下游869m
171		S22	***	***	机井	160	26	2.8	2户6人	291.85	J_2s^2	H83西南下游1151m
172		S23	***	***	浅井	300	25	1.4	3户6人	296.68	J_2s^2	H83西南下游459m
173		S24	***	***	机井	160	21	2.0	1户3人	284.54	J_2s^2	H83西南下游1506m
174	自205H81	S1	***	***	机井	160	20	4.0	2户4人	285.03	J_3sn	平台东南下游410m
175		S2	***	***	机井	160	27	3.2	2户6人	289.97	J_3sn	平台东南下游309m
176		S3	***	***	机井	160	24	3.0	3户9人	295.31	J_3sn	平台西南侧向125m
177		S4	***	***	机井	160	17	2.7	1户3人	290.12	J_3sn	平台东北下游358m
178		S5	***	***	浅井	300	15	1.5	3户8人	288.91	J_3sn	平台东北侧向287m
179		S6	***	***	机井	160	19	3.2	2户5人	282.45	J_3sn	平台东北上游391m
180		S7	***	***	机井	160	21	1.8	2户4人	285.95	J_3sn	平台东北上游216m
181		S8	***	***	机井	160	20	3.0	1户3人	289.17	J_3sn	平台东北下游476m
182		S9	***	***	机井	160	26	3.7	2户5人	307.42	J_3sn	平台东北侧向566m
183		S10	***	***	浅井	300	17	1.6	2户6人	291.29	J_3sn	平台东北下游788m
184		S11	***	***	机井	160	27	3.6	3户6人	281.88	J_3sn	平台东北下游647m
185		S12	***	***	机井	160	25	2.7	1户5人	288.18	J_3sn	平台东北下游505m
186		S13	***	***	机井	160	31	4.8	2户7人	279.69	J_3sn	平台东南下游318m
187	自	S1	***	***	机井	160	27	2.6	1户4人	336.14	J_2s^2	平台西北上游200m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
188	205H82	S2	***	***	机井	160	25	3.0	3户8人	339.40	J_2s^2	平台西北上游454m
189		S3	***	***	机井	160	27	4.1	2户5人	336.37	J_2s^2	平台东北侧向202m
190		S4	***	***	机井	160	22	3.9	3户9人	327.26	J_2s^2	平台东南下游199m
191		S5	***	***	机井	160	20	3.4	2户5人	321.39	J_2s^2	平台东南下游380m
192		S6	***	***	机井	160	25	4.0	1户4人	325.15	J_2s^2	平台东南下游431m
193		S7	***	***	机井	160	17	2.0	2户6人	327.17	J_2s^2	平台东南下游362m
194		S8	***	***	浅井	300	10	1.0	2户5人	331.06	J_2s^2	平台东南下游670m
195		S9	***	***	浅井	300	16	1.7	1户3人	337.26	J_2s^2	平台东北侧向711m
196		S10	***	***	机井	160	19	3.9	2户5人	325.04	J_2s^2	平台东北上游466m
197		S11	***	***	机井	160	21	2.5	1户4人	332.83	J_2s^2	平台东北上游624m
198		S12	***	***	机井	160	17	3.0	2户5人	360.29	J_2s^2	平台东北上游1244m
199		S13	***	***	机井	160	26	2.9	1户4人	338.77	J_2s^2	平台东北侧向980m
200		S14	***	***	机井	160	25	3.7	2户5人	320.60	J_2s^2	平台东南下游1066m
201	自205H84（自312）	S1	***	***	机井	160	31	8.0	3户9人	285.25	J_2s^2	平台西北下游140m
202		S2	***	***	机井	160	26	3.6	2户5人	309.94	J_2s^2	平台西北下游77m
203		S3	***	***	浅井	300	16	1.5	1户4人	293.03	J_2s^2	平台西南侧向100m
204		S4	***	***	机井	160	20	3.2	1户3人	284.30	J_2s^2	平台西南侧向341m
205		S5	***	***	机井	160	24	2.8	2户5人	294.33	J_2s^2	平台东南侧向47m
206		S6	***	***	机井	160	29	4.9	3户7人	306.01	J_2s^2	平台东南上游286m
207		S7	***	***	机井	160	24	4.2	2户5人	304.90	J_2s^2	平台东北下游284m
208		S8	***	***	机井	160	21	2.6	1户3人	303.15	J_2s^2	平台东北下游166m
209		S9	***	***	机井	160	19	4.1	1户4人	287.92	J_2s^2	平台东北下游447m
210		S10	***	***	机井	160	26	2.8	3户7人	299.12	J_2s^2	平台东南上游147m
211		S11	***	***	机井	160	31	3.0	2户5人	301.01	J_2s^2	平台西北下游151m
212	自205H85	S1	***	***	机井	160	17	2.1	3户7人	313.52	J_2s^2	平台西北下游223m
213		S2	***	***	浅井	300	27	1.5	2户4人	320.38	J_2s^2	平台西北下游177m
214		S3	***	***	机井	160	15	3.2	1户3人	325.77	J_2s^2	平台西南侧向94m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
215		S4	***	***	机井	160	21	1.8	2户5人	323.88	J_2s^2	平台东侧侧向156m
216		S5	***	***	机井	160	27	4.0	1户3人	318.79	J_2s^2	平台东南上游266m
217		S6	***	***	机井	160	15	2.5	2户5人	313.38	J_2s^2	平台东南上游310m
218		S7	***	***	机井	160	19	2.8	3户7人	331.90	J_2s^2	平台东南上游562m
219		S8	***	***	机井	160	16	1.8	2户5人	329.85	J_2s^2	平台东南上游682m
220		S9	***	***	机井	160	26	4.0	1户4人	322.33	J_2s^2	平台东北上游557m
221		S10	***	***	机井	160	19	2.6	2户6人	310.99	J_2s^2	平台西北下游646m
222		S11	***	***	机井	160	25	4.0	1户3人	302.23	J_2s^2	平台西南下游508m
223		S12	***	***	浅井	300	17	1.6	2户5人	300.22	J_2s^2	平台西北下游784m
224		S13	***	***	机井	160	28	3.9	3户8人	296.60	J_2s^2	平台西北下游1031m
225		S14	***	***	机井	160	24	2.7	1户4人	287.62	J_2s^2	平台西北下游1199m
226		S15	***	***	浅井	300	10	0.9	1户3人	309.88	J_2s^2	平台西北下游1038m
227		S16	***	***	浅井	300	13	1.5	2户5人	346.19	J_2s^2	平台东北侧向696m
228	自205H86	S1	***	***	机井	160	18	2.0	3户9人	297.56	J_2s^2	平台东北下游102m
229		S2	***	***	机井	160	21	4.1	2户5人	306.37	J_2s^2	平台东南侧向79m
230		S3	***	***	机井	160	27	3.2	1户4人	300.38	J_2s^2	平台西北下游360m
231		S4	***	***	机井	160	26	5.2	2户6人	298.80	J_2s^2	平台西北侧向562m
232		S5	***	***	机井	160	16	3.7	2户7人	305.02	J_2s^2	平台西北侧向723m
233		S6	***	***	机井	160	21	3.5	5户13人	305.48	J_2s^2	平台西北侧向382m
234		S7	***	***	机井	160	29	7.1	3户9人	321.80	J_2s^2	平台西北上游484m
235		S8	***	***	机井	160	21	4.2	2户7人	323.38	J_2s^2	平台东南上游278m
236		S9	***	***	机井	160	30	3.8	1户4人	327.62	J_2s^2	平台西南上游346m
237		S10	***	***	机井	160	28	7.4	4户15人	321.17	J_2s^2	平台西南上游335m
238		S11	***	***	机井	160	21	2.4	5户17人	291.10	J_2s^2	平台东南下游263m
239		S12	***	***	机井	160	26	4.2	3户8人	318.27	J_2s^2	平台西北上游255m
240	自205H8	S1	***	***	机井	160	25	3.0	4户10人	329.78	J_2s^2	平台西北侧向269m
241		S2	***	***	机井	160	17	1.8	4户11人	325.18	J_2s^2	平台西北侧向229m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
242	7	S3	***	***	浅井	300	9	0.8	2户5人	330.11	J_2s^2	平台西北侧向479m
243		S4	***	***	浅井	300	13	1.6	3户7人	325.91	J_2s^2	平台西南上游422m
244		S5	***	***	机井	160	26	4.0	4户11人	324.07	J_2s^2	平台西南上游339m
245		S6	***	***	机井	160	25	5.8	2户6人	338.55	J_2s^2	平台西南上游189m
246		S7	***	***	机井	160	28	2.8	4户9人	296.61	J_2s^2	平台东南下游496m
247		S8	***	***	机井	160	17	3.5	3户7人	286.62	J_2s^2	平台东南下游582m
248		S9	***	***	机井	160	21	2.8	2户5人	302.94	J_2s^2	平台东南下游680m
249		S10	***	***	机井	160	18	4.1	3户8人	306.14	J_2s^2	平台东北下游379m
250		S11	***	***	机井	160	20	4.0	4户11人	296.68	J_2s^2	平台东北下游307m
251		S12	***	***	机井	160	16	2.6	3户7人	303.77	J_2s^2	平台东北侧向474m
252		S13	***	***	机井	160	19	3.5	4户10人	288.07	J_2s^2	平台东侧下游600m
253	自205H88	S1	***	***	机井	160	21	2.0	3户10人	305.73	J_2s^2	平台东南下游216m
254		S2	***	***	机井	160	18	2.7	2户6人	320.71	J_2s^2	平台西南侧向170m
255		S3	***	***	机井	160	20	3.0	2户5人	283.53	J_2s^2	平台东南下游522m
256		S4	***	***	机井	160	15	2.7	4户11人	285.50	J_2s^2	平台东南下游395m
257		S5	***	***	机井	160	19	3.8	3户7人	296.75	J_2s^2	平台东南下游601m
258		S6	***	***	机井	160	21	2.9	4户13人	282.20	J_2s^2	平台东南下游724m
259		S7	***	***	机井	160	20	3.5	3户10人	280.47	J_2s^2	平台东南下游779m
260		S8	***	***	机井	160	25	4.1	4户10人	293.74	J_2s^2	平台东北下游981m
261		S9	***	***	机井	160	18	3.0	2户5人	301.63	J_2s^2	平台西北上游377m
262		S10	***	***	机井	160	21	2.6	2户4人	301.95	J_2s^2	平台西南上游797m
263		S11	***	***	机井	160	18	3.2	3户7人	319.29	J_2s^2	平台西南上游923m
264		S12	***	***	浅井	300	21	1.6	1户3人	343.11	J_2s^2	平台西南上游1348m
265		S13	***	***	机井	160	18	2.8	3户8人	316.22	J_2s^2	平台西北上游1042m
266		S14	***	***	机井	160	21	4.2	4户11人	297.91	J_2s^2	平北侧侧向台990m
267		S15	***	***	机井	160	19	4.0	2户6人	283.97	J_2s^2	平台东北下游1499m
268		S16	***	***	机井	160	20	2.6	2户5人	310.78	J_2s^2	平台西南侧向1086m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
269	自205H90	S1	***	***	机井	160	16	2.0	3户8人	309.50	J_2s^2	平台西南下游130m
270		S2	***	***	机井	160	22	2.7	2户6人	303.66	J_2s^2	平台西北上游172m
271		S3	***	***	机井	160	19	4.0	4户10人	306.99	J_2s^2	平台东北上游319m
272		S4	***	***	机井	160	32	3.8	3户9人	299.15	J_2s^2	平台西北上游335m
273		S5	***	***	浅井	300	11	0.9	4户11人	298.29	J_2s^2	平台西南下游264m
274		S6	***	***	浅井	300	13	1.3	2户4人	293.77	J_2s^2	平台西南下游416m
275		S7	***	***	机井	160	25	4.0	3户7人	302.78	J_2s^2	平台东北侧向198m
276		S8	***	***	机井	160	24	2.6	4户12人	299.51	J_2s^2	平台东南下游320m
277		S9	***	***	机井	160	27	3.2	2户5人	301.54	J_2s^2	平台西南下游473m
278		S10	***	***	浅井	300	22	1.8	3户9人	289.51	J_2s^2	平台西南下游847m
279		S11	***	***	机井	160	18	2.6	2户6人	293.85	J_2s^2	平台西南下游1187m
280		S12	***	***	机井	160	21	3.2	4户11人	281.20	J_2s^2	平台东南下游791m
281		S13	***	***	机井	160	20	1.9	3户7人	294.50	J_2s^2	平台南侧下游614m
282		S14	***	***	机井	160	18	3.6	2户6人	285.13	J_2s^2	平台西北下游751m
283	自205H91	S1	***	***	机井	160	21	5.0	1户3人	311.22	J_2s^2	平台西南下游363m
284		S2	***	***	机井	160	17	3.5	3户11人	312.17	J_2s^2	平台西南下游161m
285		S3	***	***	机井	160	19	2.8	2户5人	313.57	J_2s^2	平台西南下游251m
286		S4	***	***	浅井	300	8	0.8	1户4人	297.57	J_2s^2	平台东南下游206m
287		S5	***	***	浅井	300	14	1.4	2户4人	320.55	J_2s^2	平台东北上游252m
288		S6	***	***	浅井	300	11	0.8	4户10人	314.41	J_2s^2	平台南侧下游311m
289		S7	***	***	机井	160	20	2.5	3户8人	309.99	J_2s^2	平台西南下游476m
290		S8	***	***	机井	160	21	4.2	2户5人	314.97	J_2s^2	平台西南下游585m
291		S9	***	***	机井	160	25	2.8	3户7人	300.17	J_2s^2	平台西南下游729m
292		S10	***	***	机井	160	28	2.9	2户4人	300.01	J_2s^2	平台东南下游639m
293		S11	***	***	机井	160	31	4.0	5户13人	304.70	J_2s^2	平台东南侧向1220m
294		S12	***	***	机井	160	24	2.5	4户10人	293.50	J_2s^2	平台南侧下游1447m
295		S13	***	***	机井	160	17	3.5	3户8人	293.76	J_2s^2	平台西南下游1557m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
296		S14	***	***	机井	160	19	2.7	4户12人	291.66	J_2s^2	平台东南下游1618m
297		S15	***	***	机井	160	25	4.2	3户9人	290.67	J_2s^2	平台西南下游1785m
298	自205H92	S1	***	***	机井	160	15	4.0	4户12人	308.00	J_2s^2	平台西北上游189m
299		S2	***	***	机井	160	21	2.7	5户15人	320.84	J_2s^2	平台西北上游130m
300		S3	***	***	机井	160	25	4.2	3户10人	329.29	J_2s^2	平台东北侧向255m
301		S4	***	***	机井	160	18	2.5	2户6人	319.83	J_2s^2	平台东北侧向224m
302		S5	***	***	机井	160	21	3.3	3户8人	321.01	J_2s^2	平台西北上游137m
303		S6	***	***	机井	160	19	3.8	4户11人	322.12	J_2s^2	平台东北侧向259m
304		S7	***	***	浅井	300	11	0.9	2户6人	323.13	J_2s^2	平台东北上游223m
305		S8	***	***	浅井	300	13	1.4	5户14人	324.88	J_2s^2	平台东北侧向297m
306		S9	***	***	机井	160	26	3.6	3户8人	309.75	J_2s^2	平台东南下游437m
307		S10	***	***	机井	160	21	2.5	2户5人	319.13	J_2s^2	平台东南下游131m
308	自205H93	S1	***	***	机井	160	26	3.0	3户9人	334.90	J_2s^2	平台东北上游193m
309		S2	***	***	机井	160	28	3.5	2户5人	334.75	J_2s^2	平台东北上游324m
310		S3	***	***	机井	160	25	2.7	3户8人	327.59	J_2s^2	平台东北上游466m
311		S4	***	***	浅井	300	8	0.5	4户13人	327.80	J_2s^2	平台东北上游519m
312		S5	***	***	浅井	300	11	1.1	3户8人	334.92	J_2s^2	平台西南下游213m
313		S6	***	***	浅井	300	18	0.9	2户6人	330.19	J_2s^2	平台西南下游305m
314		S7	***	***	机井	160	26	3.5	4户11人	329.26	J_2s^2	平台西南下游375m
315		S8	***	***	浅井	300	15	1.5	3户9人	323.09	J_2s^2	平台西南下游574m
316		S9	***	***	机井	160	30	2.9	2户5人	309.29	J_2s^2	平台西南下游727m
317		S10	***	***	机井	160	17	3.5	2户7人	309.24	J_2s^2	平台西南下游859m
318		S11	***	***	机井	160	22	2.6	4户15人	328.32	J_2s^2	平台西南侧向769m
319		S12	***	***	机井	160	30	4.9	2户5人	308.12	J_2s^2	平台西南下游1013m
320	自205H95	S1	***	***	机井	160	26	4.0	3户9人	305.71	J_2s^2	平台西南下游288m
321		S2	***	***	机井	160	18	3.6	2户6人	307.86	J_2s^2	平台西南下游440m
322		S3	***	***	机井	160	21	4.4	2户5人	315.01	J_2s^2	平台西南下游463m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
323		S4	***	***	机井	160	19	2.6	3户8人	304.72	J_2s^2	平台北侧侧向181m
324		S5	***	***	浅井	300	12	1.0	3户9人	303.40	J_2s^2	平台东北上游238m
325		S6	***	***	机井	160	19	3.2	2户5人	309.76	J_2s^2	平台东北上游357m
326		S7	***	***	浅井	300	9	0.8	5户13人	312.77	J_2s^2	平台东北上游639m
327		S8	***	***	浅井	300	11	1.3	3户9人	316.11	J_2s^2	平台东北上游611m
328		S9	***	***	机井	160	24	2.8	2户7人	323.91	J_2s^2	平台东北上游623m
329		S10	***	***	浅井	300	18	1.6	1户4人	317.82	J_2s^2	平台东北上游809m
330		S11	***	***	机井	160	21	2.1	4户15人	319.30	J_2s^2	平台东北上游920m
331		S12	***	***	机井	160	19	2.6	5户17人	325.19	J_2s^2	平台东北上游1016m
332		S13	***	***	机井	160	31	3.7	3户8人	305.35	J_2s^2	平台东北上游427m
333		S14	***	***	机井	160	26	4.0	4户10人	309.70	J_2s^2	平台西南下游149m
334	自308	S1	***	***	机井	160	35	8.0	4户11人	296.15	J_3sn	平台西北下游367m
335		S2	***	***	机井	160	28	6.0	2户5人	289.48	J_3sn	平台东北下游150m
336		S3	***	***	机井	160	26	5.0	3户7人	292.80	J_3sn	平台东南下游173m
337		S4	***	***	机井	160	32	8.0	4户11人	314.63	J_3sn	平台西南下游269m
338		S5	***	***	机井	160	26	5.0	2户6人	296.50	J_3sn	平台西南下游441m
339		S6	***	***	机井	160	28	3.6	4户9人	308.12	J_3sn	平台西北上游841m
340		S7	***	***	机井	160	24	2.8	3户7人	320.02	J_3sn	平台西北上游1200m
341		S8	***	***	机井	160	21	2.5	2户5人	309.41	J_3sn	平台西北上游848m
342		S9	***	***	机井	160	20	3.2	3户8人	318.25	J_3sn	平台北侧侧向613m
343		S10	***	***	机井	160	17	2.8	1户3人	305.68	J_3sn	平台东北侧向757m
344		S11	***	***	机井	160	19	5.0	2户6人	309.87	J_3sn	平台东北侧向1171m
345		S12	***	***	机井	160	21	2.6	3户9人	327.24	J_3sn	平台西北上游1120m
346		S13	***	***	机井	160	25	4.1	1户4人	324.19	J_3sn	平台西北上游1573m
347		S14	***	***	机井	160	17	3.8	5户12人	315.90	J_3sn	平台西北上游1621m
348		S15	***	***	机井	160	21	4.1	4户10人	334.98	J_3sn	平台西北上游2176m
349		S16	***	***	机井	160	19	2.5	3户7人	349.56	J_3sn	平台西北上游2084m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
350		S17	***	***	机井	浅井	300	1.6	3户6人	340.59	J_3sn	平台西北上游2572m
351		S18	***	***	机井	浅井	300	0.9	2户5人	326.24	J_3sn	平台西北侧向1350m
352		S19	***	***	机井	浅井	300	1.2	6户15人	287.87	J_3sn	平台东北下游282m
353	自310	S1	***	***	机井	160	25	3.0	3户9人	275.46	J_3sn	平台东南下游288m
354		S2	***	***	机井	160	17	2.6	4户11人	284.10	J_3sn	平台西南侧向192m
355		S3	***	***	机井	160	25	5.2	5户14人	290.05	J_3sn	平台西南侧向323m
356		S4	***	***	机井	160	21	2.4	3户10人	285.96	J_3sn	平台西北下游200m
357		S5	***	***	机井	160	18	3.6	6户17人	297.32	J_3sn	平台西北上游460m
358		S6	***	***	机井	160	20	3.2	4户11人	302.42	J_3sn	平台西北上游630m
359		S7	***	***	机井	160	25	2.6	3户9人	295.55	J_3sn	平台西侧上游762m
360		S8	***	***	机井	160	29	5.0	5户14人	305.02	J_3sn	平台西南上游1091m
361		S9	***	***	机井	160	17	3.5	3户9人	319.55	J_3sn	平台西南上游1270m
362		S10	***	***	机井	160	19	3.7	5户12人	295.70	J_3sn	平台西南上游1110m
363		S11	***	***	机井	160	24	4.2	3户8人	296.12	J_3sn	平台西南上游1185m
364		S12	***	***	机井	160	16	2.4	4户11人	289.52	J_3sn	平台西南上游528m
365		S13	***	***	机井	160	25	3.0	5户12人	286.55	J_3sn	平台东北下游284m
366		S14	***	***	机井	160	29	2.9	1户2人	290.24	J_3sn	平台西南下游349m
367		S15	***	***	机井	160	20	3.5	2户5人	282.22	J_3sn	平台西南下游668m
368	自205H69集气增压站	S1	***	***	机井	160	15	4.1	3户8人	309.42	J_2s^2	站场北侧侧向186m
369		S2	***	***	机井	160	19	4.8	2户5人	309.34	J_2s^2	站场西北上游213m
370		S3	***	***	机井	160	20	5.3	4户11人	305.84	J_2s^2	站场西南上游163m
371		S4	***	***	浅井	300	10	2.8	2户4人	302.58	J_2s^2	站场西南侧向319m
372		S5	***	***	机井	160	17	3.7	3户8人	307.34	J_2s^2	站场南侧侧向242m
373		S6	***	***	机井	160	18	4.5	2户6人	304.22	J_2s^2	站场西南下游385m
374		S7	***	***	机井	160	19	4.2	3户8人	317.18	J_2s^2	站场西北上游441m
375		S8	***	***	机井	160	15	2.6	2户6人	309.17	J_2s^2	站场东北下游154m
376		S9	***	***	浅井	300	9	1.6	1户5人	311.84	J_2s^2	站场西北上游326m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与项目相对位置关系
377		S10	***	***	浅井	300	8	2.1	4户10人	311.18	J_2s^2	站场东南上游398m
378		S11	***	***	机井	160	12	3.0	3户6人	295.99	J_2s^2	站场西南下游452m
379		S12	***	***	机井	160	19	4.7	2户5人	303.00	J_2s^2	站场东北下游343m

注：分散式水井已纳入站场统计的，集输管线周边不重复统计。

表2.8-10 拟建项目集输管线评价范围分水式水井统计表

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
1	自205H73井-沱江穿越阀室	GD-1	***	***	机井	160	35	5.0	1户3人	297.85	J_2s^2	管道西北上游70m
2		GD-2	***	***	机井	160	20	6.0	2户5人	279.88	J_2s^2	管道东南上游56m
3		GD-3	***	***	机井	160	27	6.0	1户4人	292.09	J_2s^2	管道东南侧向59m
4		GD-4	***	***	机井	160	18	5.0	2户6人	307.78	J_2s^2	管道东南上游73m
5		GD-5	***	***	机井	160	19	4.0	2户5人	307.32	J_2s^2	管道北侧下游70m
6		GD-6	***	***	机井	160	14	2.8	3户6人	297.64	J_2s^2	管道西南上游94m
7		GD-7	***	***	机井	160	14	2.3	2户4人	313.05	J_2s^2	管道东北上游132m
8		GD-8	***	***	机井	160	35	5.3	1户4人	301.91	J_2s^2	管道东北上游61m
9		GD-9	***	***	机井	160	16	3.0	2户5人	310.64	J_2s^2	管道西侧下游87m
10		GD-10	***	***	机井	160	12	3.0	1户4人	303.58	J_2s^2	管道东侧上游124m
11		GD-11	***	***	机井	160	19	4.0	3户6人	290.48	J_2s^2	管道西侧下游105m
12		GD-12	***	***	机井	160	17	5.0	3户9人	298.74	J_2s^2	管道西北上游141m
13		GD-13	***	***	浅井	300	11	1.0	2户5人	314.28	J_2s^2	管道东南下游96m
14		GD-14	***	***	机井	160	19	2.7	1户4人	308.57	J_2s^2	管道西北上游85m
15		GD-15	***	***	机井	160	21	3.9	2户6人	314.29	J_2s^2	管道西北上游64m
16	自205H56-自205H9	GD-16	***	***	机井	160	26	3.2	3户8人	322.06	J_2s^2	管道南侧上游123m
17		GD-17	***	***	机井	160	20	4.6	2户7人	323.16	J_2s^2	管道南侧侧向74m
18		GD-18	***	***	机井	160	18	2.1	1户4人	323.38	J_2s^2	管道北侧下游96m
19		GD-19	***	***	浅井	300	11	1.0	1户3人	328.96	J_2s^2	管道北侧上游125m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
20	2井管道	GD-20	***	***	机井	160	24	2.5	2户5人	322.53	J_2s^2	管道南侧侧向122m
21		GD-21	***	***	机井	160	29	2.8	2户7人	312.97	J_2s^2	管道东北下游92m
22		GD-22	***	***	机井	160	25	2.6	3户8人	309.62	J_2s^2	管道西南上游69m
23		GD-23	***	***	机井	160	18	3.2	1户3人	325.50	J_2s^2	管道北侧上游106m
24		GD-24	***	***	机井	160	22	3.5	2户5人	317.82	J_2s^2	管道南侧侧向118m
25		GD-25	***	***	机井	160	18	3.4	3户7人	315.88	J_2s^2	管道西北侧向100m
26		GD-26	***	***	机井	160	25	3.4	2户6人	317.79	J_2s^2	管道西南侧向80m
27		GD-27	***	***	机井	160	21	2.8	1户3人	323.05	J_2s^2	管道北侧下游129m
28		GD-28	***	***	机井	160	26	2.3	2户5人	313.17	J_2s^2	管道南侧上游63m
29		GD-29	***	***	机井	160	25	1.8	2户7人	306.82	J_2s^2	管道西北下游99m
30	自205H90-自205H89	GD-30	***	***	机井	160	18	2.5	1户3人	302.17	J_2s^2	管道东南侧向80m
31		GD-31	***	***	机井	160	20	2.4	2户4人	296.35	J_2s^2	管道东南下游129m
32		GD-32	***	***	机井	160	26	3.6	2户6人	287.95	J_2s^2	管道南侧下游120m
33		GD-33	***	***	机井	160	30	1.9	3户7人	287.98	J_2s^2	管道北侧下游90m
34	吉富8井-自205H91井管道	GD-34	***	***	机井	160	24	5.8	1户3人	302.04	J_2s^2	管道东侧上游89m
35		GD-35	***	***	浅井	300	11	1.0	2户6人	311.25	J_2s^2	管道西侧上游79m
36		GD-36	***	***	浅井	300	10	0.9	2户5人	304.68	J_2s^2	管道东侧上游48m
37		GD-37	***	***	机井	160	30	1.6	1户3人	298.18	J_2s^2	管道西侧上游78m
38		GD-38	***	***	机井	160	25	3.2	2户5人	317.99	J_2s^2	管道西侧下游117m
39		GD-39	***	***	机井	160	19	2.7	3户7人	325.76	J_2s^2	管道东侧下游133m
40		GD-40	***	***	机井	160	24	3.0	2户5人	319.54	J_2s^2	管道西南上游96m
41		GD-41	***	***	机井	160	16	2.5	1户3人	319.42	J_2s^2	管道东北上游81m
42		GD-42	***	***	机井	160	20	3.5	2户5人	325.39	J_2s^2	管道东北下游76m
43		GD-43	***	***	机井	160	25	2.8	1户3人	327.30	J_2s^2	管道西南侧向94m
44		GD-44	***	***	机井	160	16	3.1	2户5人	325.16	J_2s^2	管道东侧上游99m
45		GD-45	***	***	机井	160	27	2.5	2户7人	309.08	J_2s^2	管道西南下游124m
46		GD-46	***	***	机井	160	19	3.2	3户8人	303.17	J_2s^2	管道西南侧向80m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
47		GD-47	***	***	机井	160	18	2.7	1户3人	308.75	J_2s^2	管道东北侧向78m
48		GD-48	***	***	机井	160	22	3.0	2户5人	301.37	J_2s^2	管道西南下游112m
49	自205H91井-自205H92井管道	GD-49	***	***	浅井	300	14	1.5	3户7人	311.20	J_2s^2	管道北侧上游72m
50		GD-50	***	***	机井	160	8	2.8	2户4人	301.36	J_2s^2	管道北侧上游75m
51		GD-51	***	***	机井	160	20	2.1	1户3人	304.44	J_2s^2	管道北侧上游65m
52		GD-52	***	***	机井	160	17	2.3	2户5人	286.84	J_2s^2	管道西南下游156m
53		GD-53	***	***	机井	160	21	4.3	1户3人	304.39	J_2s^2	管道南侧下游113m
54		GD-54	***	***	机井	160	25	2.8	2户6人	308.18	J_2s^2	管道东北上游145m
55		GD-55	***	***	机井	160	24	3.4	1户4人	302.59	J_2s^2	管道西南下游150m
56		GD-56	***	***	机井	160	20	3.5	4户10人	311.87	J_2s^2	管道东北上游76m
57		GD-57	***	***	机井	160	18	3.7	2户5人	305.08	J_2s^2	管道南侧下游68m
58		GD-58	***	***	机井	160	25	2.4	3户7人	315.68	J_2s^2	管道南侧侧向157m
59		GD-59	***	***	机井	160	10	2.3	1户4人	321.34	J_2s^2	管道南侧上游136m
60		GD-60	***	***	机井	160	21	1.9	2户6人	318.90	J_2s^2	管道北侧上游75m
61		GD-61	***	***	机井	160	30	2.6	1户3人	323.31	J_2s^2	管道南侧上游125m
62		GD-62	***	***	机井	160	19	2.5	2户6人	318.89	J_2s^2	管道南侧侧向99m
63		GD-63	***	***	机井	160	26	3.7	2户5人	309.19	J_2s^2	管道南侧上游127m
64	自205H95井-自205H92井管道	GD-64	***	***	机井	160	24	1.8	1户3人	320.081	J_2s^2	管道东侧上游88m
65		GD-65	***	***	机井	160	25	2.6	2户6人	328.14	J_2s^2	管道西侧侧向110m
66		GD-66	***	***	机井	160	15	3.1	3户8人	321.21	J_2s^2	管道西南侧向95m
67		GD-67	***	***	机井	160	20	2.6	1户3人	333.57	J_2s^2	管道东北上游52m
68		GD-68	***	***	机井	160	26	3.0	2户6人	320.54	J_2s^2	管道东北上游60m
69		GD-69	***	***	机井	160	18	2.6	3户10人	314.86	J_2s^2	管道东北上游94m
70		GD-70	***	***	机井	160	30	3.6	2户5人	310.09	J_2s^2	管道西南侧向80m
71		GD-71	***	***	机井	160	27	2.6	3户9人	314.90	J_2s^2	管道东北上游90m
72		GD-72	***	***	机井	160	18	3.3	1户4人	319.01	J_2s^2	管道东北侧向68m
73		GD-73	***	***	浅井	300	11	1.0	2户6人	315.22	J_2s^2	管道西南下游79m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
74		GD-74	***	***	浅井	300	9	0.9	2户8人	315.87	J_2s^2	管道东北上游151m
75		GD-75	***	***	浅井	300	13	1.6	1户3人	312.12	J_2s^2	管道西南上游105m
76		GD-76	***	***	机井	160	24	4.3	3户7人	305.40	J_2s^2	管道东北上游68m
77		GD-77	***	***	机井	160	14	2.7	3户8人	308.11	J_2s^2	管道东北上游135m
78		GD-78	***	***	机井	160	25	3.3	2户5人	309.36	J_2s^2	管道东北上游92m
79		GD-79	***	***	机井	160	17	2.7	2户6人	312.60	J_2s^2	管道西侧上游131m
80		GD-80	***	***	机井	160	19	3.8	1户3人	314.63	J_2s^2	管道东侧侧向125m
81		GD-81	***	***	机井	160	20	2.6	3户6人	312.08	J_2s^2	管道西北上游118m
82		GD-82	***	***	机井	160	16	4.2	2户4人	310.95	J_2s^2	管道东侧上游40m
83		GD-83	***	***	机井	160	30	2.6	2户5人	314.08	J_2s^2	管道东南侧向52m
84		GD-84	***	***	机井	160	27	3.2	1户3人	312.09	J_2s^2	管道西侧上游48m
85		GD-85	***	***	机井	160	20	2.0	1户3人	322.57	J_2s^2	管道东侧侧向81m
86		GD-86	***	***	机井	160	25	3.5	2户4人	311.32	J_2s^2	管道西北侧向53m
87	吉富2井-自205H87井管道线	GD-116	***	***	机井	160	22	2.4	1户4人	285.20	J_2s^2	管道北侧上游161m
88		GD-117	***	***	机井	160	26	4.7	2户6人	283.88	J_2s^2	管道北侧下游134m
89		GD-118	***	***	机井	160	28	2.9	1户3人	291.19	J_2s^2	管道东北侧向57m
90		GD-120	***	***	机井	160	18	3.5	2户5人	293.40	J_2s^2	管道西南下游56m
91		GD-121	***	***	浅井	300	21	1.7	1户4人	290.12	J_2s^2	管道南侧下游115m
92		GD-122	***	***	机井	160	17	2.8	2户6人	306.03	J_2s^2	管道南侧下游118m
93		GD-123	***	***	机井	160	30	2.7	1户4人	297.22	J_2s^2	管道南侧下游143m
94	自205H87井-自205H93井管道	GD-103	***	***	机井	160	19	2.5	1户3人	329.51	J_2s^2	管道西北下游151m
95		GD-104	***	***	机井	160	25	5.3	2户5人	332.56	J_2s^2	管道东南侧向88m
96		GD-105	***	***	机井	160	20	5.4	2户6人	334.43	J_2s^2	管道西北上游86m
97		GD-106	***	***	机井	160	26	7.2	2户5人	324.45	J_2s^2	管道西北下游80m
98		GD-107	***	***	机井	160	18	4.1	1户3人	332.37	J_2s^2	管道东北上游79m
99		GD-108	***	***	机井	160	19	6.1	2户4人	335.14	J_2s^2	管道南侧下游112m
100		GD-109	***	***	机井	160	20	6.6	1户4人	325.88	J_2s^2	管道北侧下游70m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
101		GD-110	***	***	机井	160	16	6.1	2户5人	333.69	J_2s^2	管道南侧上游50m
102		GD-111	***	***	浅井	300	7	1.8	1户3人	310.55	J_2s^2	管道东北上游53m
103		GD-112	***	***	机井	160	22	2.8	2户5人	322.75	J_2s^2	管道东南下游72m
104		GD-113	***	***	机井	160	18	2.4	1户3人	306.28	J_2s^2	管道南侧下游67m
105		GD-114	***	***	机井	160	25	2.6	1户5人	293.22	J_2s^2	管道东北侧向52m
106	自205H93井-自205H92井管道	GD-97	***	***	机井	160	24	3.3	2户4人	313.07	J_2s^2	管道西南下游97m
107		GD-98	***	***	机井	160	25	2.4	1户4人	320.35	J_2s^2	管道西侧上游77m
108		GD-99	***	***	机井	160	15	1.8	2户7人	332.90	J_2s^2	管道东侧上游59m
109		GD-100	***	***	机井	160	18	2.8	1户3人	323.78	J_2s^2	管道西侧上游93m
110		GD-101	***	***	机井	160	20	2.4	2户4人	333.85	J_2s^2	管道东南下游96m
111		GD-102	***	***	机井	160	15	2.5	1户4人	335.19	J_2s^2	管道东侧上游84m
112	自205H82井-自205H69井	GD-124	***	***	浅井	300	16	1.8	2户7人	304.85	J_2s^2	管道西侧上游135m
113		GD-125	***	***	机井	160	24	3.5	3户8人	311.66	J_2s^2	管道东侧上游70m
114		GD-126	***	***	机井	160	17	4.5	1户3人	319.04	J_2s^2	管道西侧上游89m
115		GD-127	***	***	机井	160	26	2.5	1户5人	312.98	J_2s^2	管道西侧侧向110m
116		GD-128	***	***	机井	160	29	2.9	2户6人	308.26	J_2s^2	管道东侧侧向138m
117		GD-129	***	***	机井	160	18	1.9	2户4人	319.34	J_2s^2	管道东南下游84m
118		GD-130	***	***	浅井	300	25	1.8	2户7人	317.31	J_2s^2	管道西北下游131m
119		GD-131	***	***	机井	160	20	2.4	1户4人	324.25	J_2s^2	管道西侧侧向24m
120		GD-132	***	***	浅井	300	11	1.5	2户4人	319.65	J_2s^2	管道东侧下游129m
121		GD-133	***	***	机井	160	17	2.8	1户3人	323.55	J_2s^2	管道西北上游75m
122		GD-134	***	***	机井	160	25	2.6	2户6人	333.54	J_2s^2	管道东侧侧向80m
123		GD-135	***	***	机井	160	18	4.7	3户8人	330.36	J_2s^2	管道东侧侧向86m
124		GD-136	***	***	机井	160	24	2.0	1户4人	329.34	J_2s^2	管道西侧侧向187m
125		GD-137	***	***	浅井	300	9	1.0	2户6人	313.48	J_2s^2	管道东南下游193m
126		GD-138	***	***	浅井	300	8	0.9	2户4人	332.35	J_2s^2	管道西侧侧向152m
127		GD-139	***	***	机井	160	25	2.4	1户3人	334.43	J_2s^2	管道西侧侧向94m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
128	自205H85井-自205H69井（自302井）管道	GD-140	***	***	机井	160	16	3.1	2户5人	320.26	J_2s^2	管道西侧上游73m
129		GD-141	***	***	机井	160	10	2.6	3户8人	312.28	J_2s^2	管道西北下游126m
130		GD-142	***	***	机井	160	18	3.1	1户3人	325.75	J_2s^2	管道东南下游99m
131		GD-143	***	***	机井	160	25	2.5	2户7人	321.46	J_2s^2	管道西侧侧向79m
132		GD-144	***	***	机井	160	29	3.1	2户5人	324.54	J_2s^2	管道东侧下游124m
133		GD-145	***	***	浅井	300	17	2.0	3户9人	325.65	J_2s^2	管道西侧侧向52m
134		GD-146	***	***	机井	160	16	3.1	2户5人	326.66	J_2s^2	管道东南上游77m
135		GD-147	***	***	机井	160	20	2.7	1户3人	313.10	J_2s^2	管道西侧上游85m
136		GD-148	***	***	机井	160	18	3.9	2户4人	323.24	J_2s^2	管道东侧上游56m
137		GD-149	***	***	机井	160	24	2.6	1户3人	337.62	J_2s^2	管道东侧上游96m
138		GD-150	***	***	机井	160	30	3.3	2户6人	353.49	J_2s^2	管道东侧侧向87m
139		GD-151	***	***	机井	160	14	2.7	1户3人	309.71	J_2s^2	管道西侧下游120m
140		GD-152	***	***	机井	160	25	4.7	2户5人	320.44	J_2s^2	管道西侧侧向155m
141		GD-153	***	***	机井	160	18	2.8	1户3人	297.80	J_2s^2	管道西侧上游70m
142		GD-154	***	***	机井	160	24	4.1	3户7人	313.96	J_2s^2	管道西南下游142m
143		GD-155	***	***	浅井	300	10	1.0	2户4人	319.33	J_2s^2	管道东侧上游66m
144		GD-156	***	***	浅井	300	12	1.4	1户5人	318.81	J_2s^2	管道东北上游83m
145		GD-157	***	***	机井	160	17	2.6	2户6人	320.99	J_2s^2	管道东北上游84m
146		GD-158	***	***	机井	160	18	3.2	1户3人	318.52	J_2s^2	管道西侧下游93m
147		GD-159	***	***	浅井	300	15	1.3	2户5人	334.29	J_2s^2	管道南侧下游109m
148	富页2井-吉富4井管道	GD-160	***	***	机井	160	19	2.8	1户4人	338.82	J_2s^2	管道东南下游85m
149		GD-161	***	***	机井	160	12	3.4	2户5人	369.61	J_2s^2	管道西侧侧向90m
150		GD-162	***	***	机井	160	20	2.5	2户7人	327.45	J_2s^2	管道东侧上游82m
151		GD-163	***	***	机井	160	25	3.7	2户4人	307.98	J_2s^2	管道西侧上游87m
152		GD-164	***	***	机井	160	21	2.5	3户8人	306.83	J_2s^2	管道东侧下游140m
153		GD-165	***	***	机井	160	10	3.0	1户3人	303.20	J_2s^2	管道西侧上游82m
154		GD-166	***	***	机井	160	17	2.7	1户4人	295.15	J_2s^2	管道东北侧向21m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
155	富页4井-自304井管道	GD-167	***	***	机井	160	20	3.5	2户5人	305.77	J_2s^2	管道北侧上游94m
156		GD-168	***	***	机井	160	18	2.5	1户4人	305.79	J_2s^2	管道南侧下游135m
157		GD-170	***	***	机井	160	25	3.2	2户7人	304.67	J_2s^2	管道西南上游92m
158		GD-169	***	***	浅井	300	9	1.7	1户3人	310.41	J_2s^2	管道北侧上游74m
159		GD-171	***	***	浅井	300	15	2.0	1户4人	305.21	J_2s^2	管道南侧下游108m
160		GD-172	***	***	机井	160	25	3.2	2户5人	305.61	J_2s^2	管道南侧侧向83m
161		GD-173	***	***	浅井	300	17	1.7	1户3人	304.65	J_2s^2	管道南侧上游86m
162		GD-174	***	***	机井	160	20	2.8	1户4人	305.68	J_2s^2	管道北侧下游90m
163		GD-175	***	***	机井	160	18	3.0	2户5人	281.51	J_2s^2	管道南侧侧向76m
164		GD-176	***	***	机井	160	25	2.8	1户3人	284.55	J_2s^2	管道西北上游98m
165		GD-177	***	***	机井	160	21	3.2	2户4人	296.43	J_2s^2	管道西北上游96m
166		GD-178	***	***	机井	160	26	2.9	1户3人	301.18	J_2s^2	管道西侧下游84m
167		GD-179	***	***	机井	160	29	1.6	1户4人	283.53	J_2s^2	管道东侧下游79m
168		GD-180	***	***	浅井	300	10	1.0	2户5人	348.36	J_2s^2	管道东南上游82m
169		GD-181	***	***	机井	160	18	3.2	2户6人	316.74	J_2s^2	管道西北上游78m
170		GD-182	***	***	机井	160	20	4.1	3户6人	306.78	J_2s^2	管道西侧下游85m
171		GD-183	***	***	机井	160	27	2.6	1户3人	320.27	J_2s^2	管道东南下游79m
172	自310井-自205H59井管道	GD-197	***	***	浅井	300	11	1.0	2户4人	281.33	J_2s^2	管道西北上游80m
173		GD-198	***	***	机井	160	27	2.7	2户6人	277.90	J_3sn	管道西北上游102m
174		GD-199	***	***	机井	160	17	2.5	3户9人	275.08	J_3sn	管道东南侧向93m
175		GD-200	***	***	机井	160	25	3.0	1户3人	278.07	J_3sn	管道东南下游130m
176		GD-201	***	***	浅井	300	13	1.5	3户8人	280.58	J_3sn	管道西侧侧向158m
177		GD-202	***	***	浅井	300	10	1.1	2户5人	289.45	J_3sn	管道西侧侧向126m
178		GD-203	***	***	机井	160	22	2.0	2户4人	282.21	J_3sn	管道南侧下游133m
179		GD-204	***	***	机井	160	18	3.2	1户3人	291.33	J_3sn	管道北侧上游150m
180		GD-205	***	***	机井	160	18	2.6	2户5人	280.48	J_3sn	管道东南上游76m
181		GD-206	***	***	机井	160	19	3.6	2户6人	292.51	J_3sn	管道南侧下游108m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
182		GD-207	***	***	机井	160	30	2.8	3户6人	308.96	J_3sn	管道西北上游97m
183		GD-208	***	***	机井	160	25	1.6	1户5人	302.79	J_3sn	管道西北上游90m
184		GD-209	***	***	机井	160	19	2.5	2户7人	297.95	J_3sn	管道西南下游119m
185		GD-210	***	***	机井	160	25	3.2	1户4人	284.45	J_3sn	管道西北侧向84m
186		GD-211	***	***	机井	160	19	2.8	3户8人	311.89	J_3sn	管道南侧下游91m
187		GD-212	***	***	机井	160	20	3.6	2户5人	328.69	J_3sn	管道南侧上游70m
188		GD-213	***	***	机井	160	9	2.5	3户9人	330.93	J_3sn	管道南侧下游84m
189		GD-214	***	***	机井	160	26	2.0	2户5人	328.75	J_3sn	管道西北上游97m
190		GD-215	***	***	机井	160	17	1.9	1户4人	331.13	J_3sn	管道东南侧向91m
191		GD-216	***	***	机井	160	25	3.3	2户6人	340.24	J_3sn	管道西北上游88m
192		GD-217	***	***	机井	160	10	2.6	2户5人	330.25	J_3sn	管道西北上游71m
193		GD-218	***	***	机井	160	17	4.2	1户3人	321.95	J_3sn	管道东南下游119m
194		GD-219	***	***	机井	160	20	2.8	2户5人	337.24	J_2s^2	管道北侧上游88m
195		GD-220	***	***	机井	160	24	3.7	1户4人	292.84	J_2s^2	管道北侧上游79m
196		GD-221	***	***	机井	160	27	3.0	2户5人	314.74	J_2s^2	管道北侧上游86m
197		GD-222	***	***	机井	160	16	1.9	1户4人	313.53	J_2s^2	管道北侧侧向65m
198		GD-223	***	***	机井	160	19	3.2	2户5人	306.76	J_2s^2	管道南侧下游86m
199		GD-224	***	***	机井	160	25	2.0	3户9人	304.42	J_2s^2	管道北侧上游78m
200		GD-225	***	***	机井	160	27	4.2	2户5人	332.35	J_2s^2	管道西南下游109m
201		GD-226	***	***	机井	160	18	4.9	1户4人	323.17	J_2s^2	管道南侧下游74m
202		GD-227	***	***	机井	160	24	2.5	1户3人	333.03	J_2s^2	管道东侧侧向85m
203		GD-228	***	***	机井	160	24	4.1	2户5人	333.64	J_2s^2	管道西北侧向143m
204		GD-229	***	***	机井	160	30	2.9	3户7人	334.19	J_2s^2	管道东南下游121m
205		GD-230	***	***	机井	160	19	3.1	2户5人	319.84	J_2s^2	管道北侧侧向78m
206		GD-231	***	***	机井	160	25	2.0	1户3人	336.80	J_2s^2	管道东南下游118m
207		GD-232	***	***	机井	160	30	3.6	1户4人	307.31	J_2s^2	管道西北下游84m
208		GD-233	***	***	机井	160	24	2.7	3户7人	321.61	J_2s^2	管道东侧侧向62m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
209	自304井T接“自310井-自205H59井管道	GD-184	***	***	机井	160	14	2.8	2户5人	314.00	J_2s^2	管道东侧上游94m
210		GD-185	***	***	机井	160	21	3.4	3户7人	309.75	J_2s^2	管道西侧上游65m
211		GD-186	***	***	机井	160	18	5.2	2户4人	309.93	J_2s^2	管道东侧下游88m
212		GD-187	***	***	机井	160	16	2.7	1户3人	317.57	J_2s^2	管道西侧上游72m
213		GD-188	***	***	机井	160	20	2.8	2户5人	310.17	J_2s^2	管道西侧上游52m
214		GD-189	***	***	机井	160	25	3.3	1户3人	307.43	J_2s^2	管道东侧上游83m
215		GD-190	***	***	机井	160	23	4.1	2户5人	301.88	J_2s^2	管道东侧下游107m
216		GD-191	***	***	机井	160	18	4.7	3户7人	308.98	J_2s^2	管道东侧上游72m
217		GD-192	***	***	机井	160	21	2.7	2户5人	308.88	J_2s^2	管道西侧上游93m
218		GD-193	***	***	机井	160	20	1.8	1户4人	311.00	J_2s^2	管道西侧上游126m
219		GD-194	***	***	机井	160	24	2.5	2户6人	317.52	J_2s^2	管道东侧上游86m
220		GD-195	***	***	机井	160	17	3.1	1户3人	302.68	J_2s^2	管道西侧上游146m
221		GD-196	***	***	机井	160	24	1.6	2户5人	313.50	J_2s^2	管道东侧侧向142m
222	自307井-富页1井管道	GD-243	***	***	机井	160	21	2.5	3户8人	304.84	J_2s^2	管道北侧侧向95m
223		GD-244	***	***	机井	160	17	3.1	1户4人	305.99	J_2s^2	管道东侧下游119m
224		GD-245	***	***	机井	160	26	2.0	1户3人	303.85	J_2s^2	管道东侧侧向96m
225		GD-246	***	***	机井	160	28	3.6	2户5人	301.44	J_2s^2	管道西侧上游149m
226		GD-247	***	***	机井	160	30	5.2	3户9人	309.27	J_2s^2	管道南侧下游118m
227		GD-248	***	***	机井	160	16	2.9	2户5人	296.59	J_2s^2	管道东北下游115m
228		GD-249	***	***	机井	160	22	3.0	1户4人	307.60	J_2s^2	管道西北上游129m
229		GD-250	***	***	机井	160	21	1.6	2户6人	299.46	J_2s^2	管道南侧下游125m
230		GD-251	***	***	机井	160	30	2.7	2户7人	297.34	J_2s^2	管道西侧上游86m
231		GD-252	***	***	机井	160	17	3.2	5户13人	291.33	J_2s^2	管道西侧上游83m
232		GD-253	***	***	机井	160	18	2.6	6户15人	293.71	J_2s^2	管道东侧下游153m
233		GD-254	***	***	机井	160	30	3.0	2户5人	300.08	J_2s^2	管道北侧上游94m
234		GD-255	***	***	机井	160	26	4.1	3户7人	301.95	J_2s^2	管道南侧上游70m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
235	吉富1井-吉富7井管道	GD-234	***	***	浅井	300	8	0.9	5户10人	332.87	J_2s^2	管道西侧上游63m
236		GD-235	***	***	浅井	300	11	1.1	6户11人	334.99	J_2s^2	管道东南侧向88m
237		GD-236	***	***	机井	160	24	3.9	3户8人	323.97	J_2s^2	管道西侧上游80m
238		GD-237	***	***	机井	160	19	2.5	5户14人	317.21	J_2s^2	管道东侧下游132m
239		GD-238	***	***	机井	160	14	2.0	4户11人	333.04	J_2s^2	管道西侧上游72m
240		GD-239	***	***	机井	160	22	1.5	5户13人	321.64	J_2s^2	管道东南下游148m
241		GD-240	***	***	机井	160	30	2.6	3户10人	321.52	J_2s^2	管道东北侧向92m
242		GD-241	***	***	机井	160	24	3.2	4户13人	314.68	J_2s^2	管道东侧下游126m
243		GD-242	***	***	机井	160	24	2.6	5户14人	325.14	J_2s^2	管道西侧侧向146m
244	自205H56井-自205H3集气站管道	GD-256	***	***	机井	160	26	1.9	3户9人	296.09	J_2s^2	管道北侧上游89m
245		GD-257	***	***	机井	160	21	3.2	3户7人	312.20	J_2s^2	管道南侧下游53m
246	富页3井-自305井管道	GD-258	***	***	机井	160	17	1.7	2户5人	315.58	J_2s^2	管道北侧上游93m
247		GD-259	***	***	机井	160	25	3.0	4户12人	295.58	J_2s^2	管道南侧下游89m
248		GD-260	***	***	机井	160	20	2.8	2户4人	310.04	J_2s^2	管道西侧下游139m
249		GD-261	***	***	浅井	300	11	0.8	1户3人	295.68	J_2s^2	管道南侧上游83m
250		GD-262	***	***	浅井	300	13	1.5	4户14人	298.22	J_2s^2	管道东南下游77m
251		GD-263	***	***	机井	160	14	2.7	3户8人	301.82	J_2s^2	管道北侧上游94m
252		GD-264	***	***	机井	160	18	3.7	4户13人	316.20	J_2s^2	管道东南下游96m
253		GD-265	***	***	机井	160	24	2.9	2户6人	312.94	J_2s^2	管道西侧上游62m
254		GD-266	***	***	机井	160	16	3.1	2户5人	285.12	J_2s^2	管道东南下游71m
255		GD-267	***	***	机井	160	26	2.9	1户4人	284.78	J_2s^2	管道北侧上游92m
256		GD-268	***	***	机井	160	30	2.6	3户9人	284.50	J_2s^2	管道北侧下游124m
257		GD-269	***	***	机井	160	25	1.9	5户14人	316.80	J_2s^2	管道东南下游85m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
258		GD-270	***	***	机井	160	18	2.6	3户10人	303.95	J_2s^2	管道北侧下游77m
259	自305井-自205H52井管道	GD-271	***	***	机井	160	18	2.8	2户7人	318.13	J_3sn	管道西北下游104m
260		GD-272	***	***	机井	160	25	1.8	5户15人	290.70	J_3sn	管道东南上游68m
261		GD-273	***	***	浅井	300	12	1.1	3户10人	300.25	J_3sn	管道东侧上游82m
262		GD-274	***	***	机井	160	28	2.0	2户6人	301.80	J_3sn	管道东南上游88m
263		GD-275	***	***	浅井	300	15	1.5	6户18人	295.65	J_3sn	管道西北侧向87m
264		GD-276	***	***	机井	160	19	3.2	4户11人	312.45	J_3sn	管道南侧下游112m
265		GD-277	***	***	机井	160	20	2.5	2户5人	312.30	J_3sn	管道西北侧向122m
266		GD-278	***	***	机井	160	18	3.2	7户16人	327.10	J_3sn	管道东侧上游98m
267		GD-279	***	***	机井	160	25	1.7	2户6人	325.50	J_3sn	管道东北上游94m
268		GD-280	***	***	机井	160	32	3.2	4户10人	338.43	J_3sn	管道西北侧向60m
269		GD-281	***	***	机井	160	25	2.1	3户9人	344.02	J_3sn	管道东南上游86m
270		GD-282	***	***	机井	160	20	2.8	4户12人	323.59	J_3sn	管道东侧下游79m
271		GD-283	***	***	机井	160	20	2.0	6户20人	323.63	J_3sn	管道西北上游85m
272		GD-284	***	***	机井	160	15	2.6	3户9人	303.59	J_3sn	管道西北上游73m
273		GD-285	***	***	机井	160	27	3.1	2户6人	309.99	J_3sn	管道西侧侧向77m
274		GD-286	***	***	机井	160	16	2.6	3户10人	310.89	J_2s^2	管道南侧下游119m
275		GD-287	***	***	机井	160	35	2.9	6户21人	325.90	J_2s^2	管道西北侧向68m
276		GD-288	***	***	机井	160	25	1.4	4户14人	320.56	J_2s^2	管道东南下游95m
277		GD-289	***	***	浅井	300	10	1.0	3户10人	334.33	J_2s^2	管道西北上游93m
278		GD-290	***	***	机井	160	20	3.2	5户13人	322.44	J_2s^2	管道北侧上游90m
279		GD-291	***	***	浅井	300	13	1.5	4户12人	341.25	J_2s^2	管道西侧侧向94m
280		GD-292	***	***	机井	160	30	2.8	5户15人	321.73	J_2s^2	管道东南上游97m
281		GD-293	***	***	机井	160	28	3.2	3户10人	332.80	J_2s^2	管道东侧侧向91m
282		GD-294	***	***	浅井	300	14	1.8	5户13人	343.52	J_2s^2	管道西侧上游75m
283		GD-295	***	***	机井	160	26	3.9	4户12人	333.63	J_2s^2	管道东侧下游86m
284		GD-296	***	***	机井	160	23	3.2	5户14人	351.41	J_2s^2	管道北侧上游95m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
285		GD-297	***	***	机井	160	27	2.7	4户12人	341.90	J_2s^2	管道西南上游84m
286		GD-298	***	***	机井	160	25	4.0	6户17人	354.29	J_2s^2	管道西南侧向80m
287		GD-299	***	***	机井	160	25	5.2	2户5人	349.73	J_2s^2	管道东北下游95m
288		GD-300	***	***	机井	160	30	2.5	1户4人	347.46	J_2s^2	管道西侧下游70m
289		GD-301	***	***	机井	160	26	3.0	2户6人	356.56	J_2s^2	管道西南侧向77m
290		GD-302	***	***	机井	160	30	4.2	5户13人	342.50	J_2s^2	管道东侧侧向72m
291	自205H68井接自205H52井-自215H1集气站管道	GD-303	***	***	机井	160	27	2.7	2户6人	369.20	J_2s^2	管道西北上游77m
292		GD-304	***	***	机井	160	16	3.6	4户11人	372.50	J_2s^2	管道西北上游63m
293		GD-305	***	***	机井	160	30	2.7	3户9人	374.74	J_2s^2	管道东南侧向73m
294	吉富6井-自205H55井管道	GD-306	***	***	浅井	300	13	1.5	4户12人	355.16	J_2s^2	管道西侧下游87m
295		GD-307	***	***	机井	160	26	3.0	5户15人	358.48	J_2s^2	管道东侧侧向84m
296		GD-308	***	***	机井	160	16	2.6	3户10人	343.02	J_2s^2	管道西南侧向51m
297		GD-309	***	***	机井	160	23	2.8	2户6人	335.74	J_2s^2	管道东侧侧向81m
298		GD-310	***	***	机井	160	18	3.3	3户8人	342.10	J_2s^2	管道西南下游72m
299		GD-311	***	***	机井	160	25	2.8	4户11人	346.30	J_2s^2	管道西北下游141m
300		GD-312	***	***	机井	160	30	3.7	2户6人	352.94	J_2s^2	管道东南下游129m
301		GD-313	***	***	机井	160	22	2.7	5户14人	336.78	J_2s^2	管道西侧下游102m
302		GD-314	***	***	机井	160	20	3.1	3户8人	353.11	J_2s^2	管道东侧上游89m
303	自贡1井-自308井管道	GD-315	***	***	机井	160	35	2.7	2户5人	310.66	J_2s^2	管道西北下游118m
304		GD-316	***	***	机井	160	25	4.2	3户9人	328.47	J_3sn	管道西侧下游143m
305		GD-317	***	***	机井	160	22	2.6	2户5人	337.16	J_3sn	管道西侧侧向80m
306		GD-318	***	***	机井	160	20	3.0	3户8人	335.05	J_3sn	管道西北上游91m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
307		GD-319	***	***	机井	160	22	3.6	4户13人	327.43	J_3sn	管道西北上游75m
308		GD-320	***	***	机井	160	25	2.7	3户8人	328.36	J_3sn	管道东侧上游90m
309		GD-321	***	***	机井	160	20	3.1	2户6人	343.12	J_3sn	管道东侧下游118m
310		GD-322	***	***	机井	160	16	2.6	4户11人	328.48	J_3sn	管道西侧侧向71m
311		GD-323	***	***	机井	160	15	3.3	3户9人	336.87	J_3sn	管道西侧上游155m
312		GD-324	***	***	机井	160	23	3.9	2户5人	332.99	J_3sn	管道东侧下游110m
313		GD-325	***	***	浅井	300	10	1.0	2户7人	332.05	J_3sn	管道西侧侧向121m
314	自308井-自205H74井管道	GD-398	***	***	浅井	300	13	1.3	4户15人	304.20	J_3sn	管道南侧下游51m
315		GD-399	***	***	机井	160	15	2.7	2户5人	295.08	J_3sn	管道东南下游96m
316		GD-400	***	***	机井	160	25	4.0	3户9人	282.68	J_3sn	管道东南下游104m
317		GD-401	***	***	机井	160	20	3.4	2户6人	293.05	J_3sn	管道南侧下游108m
318		GD-402	***	***	机井	160	28	3.6	2户5人	304.80	J_3sn	管道东南上游93m
319		GD-403	***	***	机井	160	32	2.7	3户8人	288.06	J_3sn	管道北侧上游66m
320		GD-404	***	***	机井	160	30	4.0	3户9人	287.47	J_3sn	管道南侧侧向110m
321		GD-405	***	***	浅井	300	14	1.5	2户5人	291.86	J_3sn	管道西北上游152m
322		GD-406	***	***	机井	160	21	3.2	5户13人	290.33	J_3sn	管道东南上游88m
323	吉富9井接“自308井-自205H74井管道”	GD-326	***	***	机井	160	18	2.5	3户9人	319.45	J_2s^2	管道西侧侧向97m
324		GD-327	***	***	机井	160	24	4.6	2户7人	321.50	J_2s^2	管道西南下游156m
325		GD-328	***	***	机井	160	18	4.2	1户4人	311.25	J_2s^2	管道东侧侧向81m
326		GD-329	***	***	浅井	300	10	0.8	4户15人	340.11	J_2s^2	管道东侧下游69m
327		GD-330	***	***	浅井	300	14	1.3	5户17人	314.84	J_2s^2	管道西侧下游109m
328		GD-331	***	***	机井	160	25	2.8	3户8人	305.24	J_2s^2	管道东侧侧向132m
329		GD-332	***	***	机井	160	15	2.0	4户10人	292.43	J_2s^2	管道东侧侧向153m
330	自205H70井-自	GD-333	***	***	机井	160	20	3.2	4户11人	315.67	J_2s^2	管道南侧下游122m
331		GD-334	***	***	浅井	300	14	1.5	2户5人	315.10	J_2s^2	管道东南下游65m
332		GD-335	***	***	机井	160	26	2.6	3户7人	316.79	J_2s^2	管道东南下游71m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
333	205H74井管道	GD-336	***	***	机井	160	31	3.2	4户11人	314.19	J_2s^2	管道南侧上游85m
334		GD-337	***	***	机井	160	28	3.0	2户6人	316.96	J_2s^2	管道南侧下游80m
335		GD-338	***	***	机井	160	15	2.5	4户9人	316.16	J_2s^2	管道北侧上游82m
336		GD-339	***	***	机井	160	19	4.2	3户7人	312.46	J_2s^2	管道南侧上游85m
337		GD-340	***	***	机井	160	24	2.6	2户5人	318.57	J_2s^2	管道北侧上游87m
338	自205H80井-自205H74井管道	GD-341	***	***	机井	160	24	3.4	3户8人	311.98	J_2s^2	管道东南上游121m
339		GD-342	***	***	机井	160	30	2.8	4户11人	314.27	J_2s^2	管道南侧上游68m
340		GD-343	***	***	机井	160	27	4.1	3户7人	313.47	J_2s^2	管道北侧上游103m
341		GD-344	***	***	机井	160	35	2.7	4户10人	306.99	J_2s^2	管道南侧下游98m
342		GD-345	***	***	机井	160	40	3.7	3户10人	304.90	J_2s^2	管道东北上游74m
343		GD-346	***	***	机井	160	32	2.5	2户6人	314.83	J_2s^2	管道西南上游153m
344	自205H79井-自205H74井管道	GD-347	***	***	浅井	300	12	0.9	2户5人	320.54	J_2s^2	管道西北下游141m
345		GD-348	***	***	浅井	300	11	1.3	4户11人	319.78	J_2s^2	管道西北上游136m
346		GD-349	***	***	机井	160	23	3.2	3户7人	322.46	J_2s^2	管道西北上游143m
347		GD-350	***	***	机井	160	21	3.9	4户13人	321.33	J_2s^2	管道东南侧向117m
348		GD-351	***	***	机井	160	22	2.6	3户10人	324.41	J_2s^2	管道东南下游135m
349	自205H84井-自205H80井管道	GD-352	***	***	机井	160	30	4.0	4户10人	310.92	J_2s^2	管道西南上游99m
350		GD-353	***	***	机井	160	25	3.2	2户5人	295.47	J_2s^2	管道西侧下游113m
351		GD-354	***	***	机井	160	21	4.8	2户4人	304.59	J_2s^2	管道东北上游89m
352		GD-355	***	***	机井	160	30	2.5	3户7人	308.80	J_2s^2	管道东侧侧向69m
353		GD-356	***	***	机井	160	25	4.0	1户3人	313.66	J_2s^2	管道东北上游145m
354		GD-357	***	***	机井	160	27	2.5	3户8人	306.35	J_2s^2	管道东北下游115m
355		GD-358	***	***	机井	160	26	3.5	4户11人	303.01	J_2s^2	管道西南下游110m
356		GD-359	***	***	机井	160	30	3.6	2户6人	306.79	J_2s^2	管道东北下游145m
357	自	GD-360	***	***	机井	160	22	2.9	2户5人	348.51	J_2s^2	管道西侧上游128m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
358	205H78井-自205脱水站管道	GD-361	***	***	机井	160	24	4.2	3户8人	338.36	J_2s^2	管道东侧上游152m
359		GD-362	***	***	机井	160	30	2.7	2户6人	349.92	J_2s^2	管道西侧上游168m
360	自205H64井-自205H65井-自205H81井管道	GD-363	***	***	机井	160	35	2.5	4户10人	292.24	J_3sn	管道西南上游135m
361		GD-364	***	***	机井	160	28	3.2	3户9人	296.39	J_3sn	管道东侧下游124m
362		GD-365	***	***	机井	160	25	2.7	4户11人	287.67	J_3sn	管道西侧侧向139m
363		GD-366	***	***	机井	160	30	2.0	2户4人	291.82	J_3sn	管道东侧上游132m
364		GD-367	***	***	机井	160	40	3.2	3户7人	285.29	J_3sn	管道东侧上游141m
365		GD-368	***	***	浅井	300	12	1.8	4户12人	299.25	J_3sn	管道西侧下游117m
366	自205H94井（自301井）-自205H92井-H77集气站管道	GD-87	***	***	机井	160	26	2.7	2户5人	297.34	J_2s^2	管道西南下游135m
367		GD-88	***	***	机井	160	22	4.2	3户9人	316.57	J_2s^2	管道西南侧向93m
368		GD-89	***	***	机井	160	30	3.0	2户6人	303.91	J_2s^2	管道东侧侧向63m
369		GD-90	***	***	机井	160	27	2.6	4户11人	308.72	J_2s^2	管道东侧下游87m
370		GD-91	***	***	机井	160	30	3.5	3户7人	306.21	J_2s^2	管道西侧上游35m
371		GD-92	***	***	机井	160	26	3.9	2户6人	309.69	J_2s^2	管道东侧上游86m
372		GD-93	***	***	机井	160	35	2.5	1户3人	294.71	J_2s^2	管道西侧下游79m
373		GD-94	***	***	机井	160	25	3.2	3户11人	305.57	J_2s^2	管道东侧上游136m
374		GD-95	***	***	机井	160	21	4.2	2户5人	325.38	J_2s^2	管道东北上游74m
375		GD-96	***	***	机井	160	16	3.4	1户4人	314.45	J_2s^2	管道西南下游109m
376	自205H77集气站中心	GD-369	***	***	机井	160	26	2.6	2户4人	348.27	J_2s^2	管道西侧下游110m
377		GD-370	***	***	浅井	300	14	1.5	4户10人	321.00	J_2s^2	管道西侧上游97m
378		GD-371	***	***	机井	160	30	3.2	3户8人	321.52	J_2s^2	管道西南下游136m
379		GD-372	***	***	浅井	300	15	2.0	2户5人	323.65	J_2s^2	管道北侧上游92m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
380	水池-自205脱水站中心水池管道	GD-373	***	***	机井	160	20	3.5	3户7人	331.08	J_2s^2	管道西南上游90m
381		GD-374	***	***	机井	160	30	2.8	2户4人	324.83	J_2s^2	管道北侧侧向56m
382		GD-375	***	***	机井	160	27	4.0	5户13人	314.09	J_2s^2	管道东侧侧向83m
383		GD-376	***	***	机井	160	27	2.5	4户10人	310.49	J_2s^2	管道东侧上游58m
384		GD-377	***	***	机井	160	20	4.1	3户8人	306.89	J_2s^2	管道西南下游126m
385		GD-378	***	***	机井	160	27	3.7	4户12人	299.09	J_2s^2	管道东北下游86m
386		GD-379	***	***	机井	160	26	2.6	5户14人	318.87	J_2s^2	管道西侧下游92m
387		GD-380	***	***	机井	160	17	3.2	2户6人	301.64	J_2s^2	管道东侧下游84m
388		GD-381	***	***	浅井	300	11	0.9	3户7人	317.95	J_2s^2	管道西南侧向82m
389		GD-382	***	***	浅井	300	13	1.2	2户4人	314.35	J_2s^2	管道南侧下游90m
390		GD-383	***	***	机井	160	25	3.2	1户3人	331.90	J_2s^2	管道北侧上游97m
391		GD-384	***	***	机井	160	30	4.7	4户14人	319.43	J_2s^2	管道北侧下游101m
392		GD-385	***	***	机井	160	28	3.9	2户5人	335.67	J_2s^2	管道南侧上游88m
393		GD-386	***	***	机井	160	30	3.0	3户8人	325.12	J_2s^2	管道南侧上游53m
394		GD-387	***	***	机井	160	26	3.7	2户6人	328.43	J_2s^2	管道北侧上游93m
395		GD-388	***	***	机井	160	30	4.2	3户8人	328.98	J_2s^2	管道西南下游89m
396		GD-389	***	***	浅井	300	10	0.9	4户15人	322.23	J_2s^2	管道西侧下游67m
397		GD-390	***	***	浅井	300	13	1.5	3户8人	331.99	J_2s^2	管道东侧下游85m
398	自205H74集气站中心水池-自205脱水站中心水池管道	GD-391	***	***	机井	160	24	3.2	2户5人	305.34	J_2s^2	管道北侧上游92m
399		GD-392	***	***	机井	160	25	1.6	4户11人	316.34	J_2s^2	管道北侧上游150m
400		GD-393	***	***	机井	160	18	3.2	2户4人	319.99	J_2s^2	管道南侧上游94m
401		GD-394	***	***	机井	160	25	2.9	2户5人	345.70	J_2s^2	管道北侧上游77m
402		GD-395	***	***	机井	160	27	4.0	3户7人	343.83	J_2s^2	管道北侧上游85m
403		GD-396	***	***	机井	160	30	3.6	4户10人	345.16	J_2s^2	管道南侧侧向78m

序号	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	埋深（m）	服务人口（人/户）	水位高程（m）	出露层位	与工程相对位置关系
404		GD-397	***	***	机井	160	32	3.9	2户5人	314.15	J_2s^2	管道东南上游93m

（6）土壤环境保护目标

根据现场踏勘，拟建项目土壤环境保护目标为采气站场及集气增压站周边200m范围分布的耕地和永久基本农田。主要为旱地和水田，主要种植水稻、玉米、红薯和蔬菜等，土壤以黄壤、黄色石灰土为主，并分布有少量林地。

（7）环境风险保护目标

施工期项目环境风险主要来自钻井过程事故状态下页岩气的泄漏，环境保护目标为距离井场边界3km的范围内的城镇、学校等人口相对密集的场所等。

营运期项目的主要潜在环境风险为页岩气泄漏进而产生火灾或爆炸的风险，其影响途径主要为环境空气影响；返排液管线泄漏对地表水及地下水环境影响。拟建项目大气环境风险评价等级为简单分析，参照三级评价范围为采气站场、集气增压站、脱水站3km范围内的城镇、学校等人口相对密集的场所和地表水体涉及的饮用水源保护区等；管线工程环境风险保护目标分布情况同管线大气环境保护目标。

表2.8-11　环境风险保护目标统计表

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
自205脱水站	***村	东北	978	聚居点	约450人
	***村	东南	1390	聚居点	约450人
	***村	西南	1440	聚居点	约450人
	***村	西南	1686	聚居点	约500人
	***村	西北	1853	聚居点	约380人
	***村	东北	2253	聚居点	约550人
	***村	东北	2545	聚居点	约400人
	***村	东南	2310	聚居点	约400人
	***村	东南	2390	聚居点	约320人
	富顺互助中心小学	西南	2953	学校	师生约600人
	互助社区	西南	3000	聚居点	约6000人
	***村	西	3000	聚居点	约350人
	***村	西北	2986	聚居点	约400人
自205H93	新店镇场镇	西	1110	聚居点	约8636人
	***村	西北	886	聚居点	约420人
	***村	东南	1587	聚居点	约420人
	***村	西南	2559	聚居点	约350人
	***村	西北	2384	聚居点	约400人
	***村	东北	2900	聚居点	约500人
	***村	东南	2747	聚居点	约500人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	***村	东南	2900	聚居点	约400人
	***村	西南	2900	聚居点	约500人
	***村	西	2821	聚居点	约400人
	***村	西北	2960	聚居点	约380人
	***村	东北	2685	聚居点	约300人
自205H70	***村	南	1110	聚居点	约400人
	***村	西南	1510	聚居点	约380人
	互助社区	西北	1700	聚居点	约6000人
	富顺互助中心小学	西北	1765	学校	师生约600人
	富顺县互助初级中学	西北	2010	学校	师生约700人
	***村	西北	1805	聚居点	约450人
	***村	东北	2100	聚居点	约450人
	***村	东北	1453	聚居点	约350人
	***村	西北	2236	聚居点	约500人
	***村	东北	2774	聚居点	约320人
自205H91	***村	西南	447	聚居点	约350人
	***村	西北	2158	聚居点	约400人
	***村	西北	2230	聚居点	约320人
	***村	东北	1893	聚居点	约380人
	***村	东北	1620	聚居点	约400人
	***村	东南	2610	聚居点	约350人
	***村	东南	2900	聚居点	约500人
	***村（仙市镇）	西南	2870	聚居点	约450人
	仙市镇场镇	西北	2900	场镇	约5000人
	***村	西南	2899	聚居点	约400人
	***村	西南	2685	聚居点	约400人
	***村	东北	3000	聚居点	约350人
自205H89	***村（仙市镇）	西	1510	聚居点	约450人
	***村	西北	2100	聚居点	约350人
	***村	东南	1119	聚居点	约500人
	***村	西南	1203	聚居点	约420人
	***村	东北	3000	聚居点	约400人
	***村	东北	2670	聚居点	约350人
	***村	东南	2900	聚居点	约480人
	***村	东南	2620	聚居点	约400人
	***村	西南	2760	聚居点	约300人
	***村	西南	2630	聚居点	约400人
H90	***村（仙市镇）	东北	405	聚居点	约450人
	***村	东南	1012	聚居点	约420人
	***村	西南	1781	聚居点	约300人
	***村	西南	1122	聚居点	约400人
	***村	西北	2145	聚居点	约400人
	***村	西北	2515	聚居点	约400人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	***村	西北	2300	聚居点	约400人
	仙市镇场镇	西北	2560	聚居点	约4万人
	仙市镇中心小学	西北	2637	学校	师生约600人
	***村	西北	2910	聚居点	约400人
	***村	东北	2810	聚居点	约350人
	***村	东	2679	聚居点	约500人
	***村	东南	2900	聚居点	约400人
自313	***村	西南	360	聚居点	约500人
	瓦市镇中学	东南	1833	学校	师生约650人
	***村	东南	2180	聚居点	约480人
	***村	西南	2660	聚居点	约400人
	***村	西南	2317	聚居点	约420人
	***村	西北	2885	聚居点	约350人
	***村	东北	1795	聚居点	约350人
	***村	东南	2500	聚居点	约500人
	瓦市镇中心小学	东南	3000	学校	师生约2100人
	***村	东南	2900	聚居点	约450人
	***村	北	2980	聚居点	约400人
自205H87	***村	东北	980	聚居点	约500人
	***村	东南	1320	聚居点	约500人
	***村	西北	1750	聚居点	约420人
	***村	东南	2400	聚居点	约450人
	王大山街	东南	2870	聚居点	约1000人
	***村	西南	2800	聚居点	约400人
	***村	西南	2190	聚居点	约420人
	***村	西北	2633	聚居点	约300人
	***村	东北	3000	聚居点	约300人
	***村	东北	2840	聚居点	约350人
自215H4	***村	西北	1600	聚居点	约500人
	柑坳社区	东北	1420	聚居点	约2000人
	***村	西南	2840	聚居点	约320人
	高石社区	西北	2695	聚居点	约375人
	富顺福民中医医院	东北	1540	医院	医护约552人
	骑龙镇柑坳九年制学校	东北	1630	学校	师生约600人
	***村	东北	2930	聚居点	约300人
自205H82	回龙初级中学	东南	820	学校	师生约1200人
	回龙镇中心学校	东南	1500	学校	师生约700人
	***村	东北	1314	聚居点	约500人
	***村	东南	1580	聚居点	约500人
	回龙镇场镇	东南	1490	聚居点	约2.0万人
	***村	东南	1690	聚居点	约400人
	***村	西南	2200	聚居点	约420人
	***村	西	2580	聚居点	约500人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	***村	西北	2134	聚居点	约500人
	***村	西北	2900	聚居点	约500人
	***村	东北	2823	聚居点	约300人
	***村	东北	2747	聚居点	约300人
自205H56	***村	西北	700	聚居点	约500人
	富顺福民中医医院	东北	1500	医院	医护约552人
	骑龙镇柑坳九年制学校	东北	1800	学校	师生约600人
	柑坳社区	东北	1735	聚居点	约2000人
	富顺县高石九年制学校	西南	2690	学校	师生约760人
	高石社区	西南	1911	聚居点	约375人
	***村	西北	2486	聚居点	约500人
	***村	南	2900	聚居点	约320人
自205H71、自309	***村	西南	815	聚居点	约400人
	***村	西南	1877	聚居点	约380人
	***村	东北	1200	聚居点	约350人
	***村	东南	2800	聚居点	约520人
	***村	西南	2960	聚居点	约420人
	互助社区	西北	2700	聚居点	约6000人
	富顺互助中心小学	西北	2744	学校	师生约600人
	富顺县互助初级中学	西北	2910	学校	师生约700人
	***村	西北	2630	聚居点	约450人
	***村	东北	2580	聚居点	约450人
	***村	东北	2730	聚居点	约320人
自205H88	***村	东北	832	聚居点	约400人
	***村	东南	1600	聚居点	约380人
	***村	东南	1850	聚居点	约400人
	***村	东南	2630	聚居点	约320人
	***村	西南	2514	聚居点	约450人
	***村	西南	746	聚居点	约450人
	***村	西北	1135	聚居点	约550人
	***村	东北	2830	聚居点	约420人
	狮市镇场镇	东南	2900	聚居点	约2.7万人
	***村	西南	2900	聚居点	约450人
	***村	西北	2475	聚居点	约380人
	***村	西北	2889	聚居点	约400人
	***村	西北	2540	聚居点	约380人
自205H65	富顺县文井九年制学校	西北	1136	学校	师生约800人
	***村	西北	1333	聚居点	约360人
	***村	东南	1840	聚居点	约480人
	***村	西南	1655	聚居点	约400人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	***村	西北	2820	聚居点	约400人
	***村	东北	3000	聚居点	约500人
	***村	东北	2760	聚居点	约380人
	富顺安和实验学校	东南	3000	学校	师生约1050人
	***村	东南	2900	聚居点	约1000人
	自贡衡水一中富顺学校	西南	3000	学校	师生约1700人
	自贡衡川实验学校	西南	3000	学校	师生约4800人
	***村	西南	2960	聚居点	约400人
	***村	西北	2720	聚居点	约600人
自205H64	富顺县文井九年制学校	西北	1296	学校	师生约800人
	***村	西北	1400	聚居点	约360人
	***村	东南	1750	聚居点	约480人
	***村	西南	1789	聚居点	约400人
	***村	西北	2960	聚居点	约400人
	***村	东北	2950	聚居点	约500人
	***村	东北	2526	聚居点	约380人
	富顺安和实验学校	东南	3000	学校	师生约1050人
	***村	东南	2900	聚居点	约1000人
	自贡衡水一中富顺学校	西南	3000	学校	师生约1700人
	自贡衡川实验学校	西南	3000	学校	师生约4800人
	***村	西南	2960	聚居点	约400人
	富顺县互助初级中学	东北	3000	学校	师生约700人
自205H74集气增压站	***村	西北	900	聚居点	约350人
	***村	东北	987	聚居点	约500人
	***村	东南	1910	聚居点	约450人
	富顺互助中心小学	东南	1497	学校	师生约600人
	互助社区	东南	1567	聚居点	约6000人
	富顺县互助初级中学	西南	1730	学校	师生约700人
	***村	西南	1787	聚居点	约500人
	***村	西南	2819	聚居点	约400人
	***村	西北	2186	聚居点	约400人
	***村	西北	2550	聚居点	约460人
	***村	西北	2363	聚居点	约400人
	***村	东北	2657	聚居点	约380人
	***村	东南	2830	聚居点	约450人
自311、自205H78	***村	东北	858	聚居点	约400人
	***村	东南	420	聚居点	约380人
	***村	西南	1990	聚居点	约500人
	***村	西南	2620	聚居点	约350人
	***村	西南	2658	聚居点	约400人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	瓦市镇场镇	西北	2800	聚居点	约2.2万人
	***村	西北	2732	聚居点	约480人
	***村	东北	2394	聚居点	约380人
	***村	东	2100	聚居点	约550人
	***村	东南	2505	聚居点	约450人
	***村	东南	2900	聚居点	约450人
	***村	西北	3000	聚居点	约450人
	瓦市镇中心小学	西北	3000	学校	师生约2100人
自205H79	***村	西南	470	聚居点	约400人
	***村	西南	1700	聚居点	约460人
	***村	西北	1960	聚居点	约450人
	***村	北	2630	聚居点	约450人
	瓦市镇场镇	东北	2695	聚居点	约2.2万人
	瓦市镇中心小学	东北	2894	学校	师生约2100人
	***村	东北	2267	聚居点	约380人
	***村	东北	2668	聚居点	约400人
	***村	东南	1495	聚居点	约350人
	***村	东南	2154	聚居点	约500人
	***村	西南	2330	聚居点	约400人
	***村	西北	3000	聚居点	约480人
自205H80	***村	东北	400	聚居点	约460人
	***村	东南	774	聚居点	约400人
	***村	西南	2050	聚居点	约350人
	***村	北	2286	聚居点	约450人
	***村	东北	1618	聚居点	约400人
	***村	东南	2020	聚居点	约350人
	***村	东南	2370	聚居点	约400人
	***村	西南	2533	聚居点	约500人
自205H83	***村	西南	900	聚居点	约350人
	***村	西北	1840	聚居点	约300人
	***村	东北	1650	聚居点	约460人
	***村	东南	1730	聚居点	约400人
	***村	东南	2040	聚居点	约500人
	***村	东南	2568	聚居点	约400人
	***村	西南	2900	聚居点	约300人
	***村	西北	3000	聚居点	约500人
	***村	东北	2904	聚居点	约450人
	***村	东北	2913	聚居点	约400人
自205H84、自312	***村	东北	950	聚居点	约450人
	***村	东南	1660	聚居点	约460人
	***村	西北	2220	聚居点	约500人
	***村	西北	1968	聚居点	约400人
	***村	东北	1850	聚居点	约480人
	***村	东南	2036	聚居点	约400人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	***村	东南	2550	聚居点	约400人
	***村	西南	2860	聚居点	约350人
	***村	西南	2910	聚居点	约300人
自205H81	***村	东南	790	聚居点	约360人
	富顺县文井九年制学校	东南	887	学校	师生约800人
	***村	西南	1681	聚居点	约600人
	***村	西北	1555	聚居点	约500人
	***村	东北	1220	聚居点	约400人
	***村	东北	2625	聚居点	约500人
	富顺县互助初级中学	东北	2790	学校	师生约700人
	***村	西南	2900	聚居点	约400人
	***村	西北	2750	聚居点	约300人
	***村	西北	2950	聚居点	约350人
	***村	东北	2850	聚居点	约400人
自205H85	***村	东南	340	聚居点	约500人
	***村	西北	1000	聚居点	约400人
	***村	东北	1230	聚居点	约300人
	***村	东南	2454	聚居点	约300人
	***村	东南	2600	聚居点	约500人
	***村	西南	2450	聚居点	约500人
	***村	西南	2445	聚居点	约450人
	***村	西北	1928	聚居点	约350人
	***村	北	2219	聚居点	约450人
	***村	东北	2950	聚居点	约400人
自308	***村	东南	945	聚居点	约400人
	***村	西南	2426	聚居点	约300人
	***村	西北	1788	聚居点	约320人
	***村	西北	2551	聚居点	约350人
	***村	东北	1698	聚居点	约350人
	***村	东北	2739	聚居点	约300人
	***村	东南	2300	聚居点	约300人
	***村	东南	2860	聚居点	约350人
自310	***村	东北	1230	聚居点	约350人
	***村	西北	1740	聚居点	约600人
	***村	西北	2223	聚居点	约400人
	***村	东北	1990	聚居点	约300人
	富顺县黄葛九年制学校	东南	1740	学校	师生约1070人
	***村	东南	2588	聚居点	约400人
	***村	西南	3000	聚居点	约350人
	***村	东南	2410	聚居点	约380人
	***村	北	3000	聚居点	约300人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
自205H86	***村	西南	300	聚居点	约450人
	王大山街	西北	655	聚居点	约1000人
	***村	东南	1329	聚居点	约500人
	***村	西北	1710	聚居点	约400人
	***村	东北	2100	聚居点	约500人
	***村	南	1980	聚居点	约380人
	***村	西南	3000	聚居点	约400人
	***村	西南	2646	聚居点	约480人
	***村	西北	2500	聚居点	约500人
	***村	东北	2500	聚居点	约450人
自205H77集气增压站	***村	东南	610	聚居点	约500人
	***村	西北	1810	聚居点	约350人
	***村	东北	1670	聚居点	约420人
	***村	东南	2220	聚居点	约480人
	瓦市镇中学	西南	1540	学校	师生约650人
	瓦市镇中心小学	东南	1880	学校	师生约2100人
	瓦市镇场镇	东南	2100	聚居点	约2.2万人
	***村	南	2150	聚居点	约450人
	***村	西南	2830	聚居点	约500人
	新店镇场镇	西北	2570	聚居点	约8636人
自205H73	狮市镇场镇	西南	710	聚居点	约2.7万人
	***村	西北	1000	聚居点	约400人
	***村	西北	1340	聚居点	约380人
	***村	东北	1175	聚居点	约300人
	狮市镇九年制学校	西南	1214	学校	师生约1300人
	***村	西南	1990	聚居点	约320人
	***村	东北	2150	聚居点	约500人
	***村	东南	2830	聚居点	约300人
	***村	西南	2900	聚居点	约300人
	***村	西北	2850	聚居点	约450人
	***村	西北	2480	聚居点	约400人
自205H68	***村	西南	1195	聚居点	约400人
	***村	西北	1820	聚居点	约300人
	***村	西北	1323	聚居点	约350人
	***村	东南	2195	聚居点	约450人
	***村	西南	2848	聚居点	约600人
	***村	西南	2503	聚居点	约450人
	***村	西北	2522	聚居点	约400人
	***村	东北	2367	聚居点	约400人
	***村	东	2467	聚居点	约350人
	***村	西北	3000	聚居点	约300人
	中兴场社区	东北	2733	聚居点	约2000人
	古佛镇中石九年制学校	东北	2909	学校	师生约1000人

站场	保护目标名称	相对场站方位	距离/m	属性	规模
	上游水库	东南	2100	饮用水水源保护区	

2.9 环保政策符合性及选址合理性分析

2.9.1 产业政策符合性

（1）与《产业结构调整指导目录（2024年本）》的符合性分析

拟建项目为页岩气开发项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2024年2月1日实施）有关规定，项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。符合国家产业政策。

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

（2）与《市场准入负面清单》（2022年本）的符合性

根据《市场准入负面清单》（2022年本），未获得许可或相关资格，不得从事矿产资源的勘查开采、生产经营及对外合作：勘查、开采矿产资源及转让探矿权、采矿权审批，矿山企业、石油天然气企业安全生产许可，石油天然气、煤层气对外合作专营；石油天然气、煤层气对外合作项目（含风险勘探和合作开发区域）审批。

拟建项目为页岩气开发项目，项目属于已办理矿产资源勘查许可证范围内；不属于《市场准入负面清单》（2022年本）中禁止准入类项目，许可准入类禁止事项；符合市场准入负面清单要求。

2.9.2 规划符合性

（1）与国土空间规划的符合性

根据《自贡市国土空间总体规划（2021-2035年）》及自贡市“三区三线”最新划定结果，各单项工程均未在自贡市富顺县富世镇、王井镇、互助镇、赵

化镇、骑龙镇、东湖镇、狮市镇、大安区回龙镇、沿滩区瓦市镇、仙市镇场镇范围内，项目的实施符合自贡市国土空间规划相关要求。各单项工程不涉及集中式饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，未在自贡市“三区三线”划定的生态红线范围内。项目选址选线涉及永久基本农田占用，本次环评要求建设单位在开工前先办理拟建工程的相关规划用地手续，取得规划用地手续后再开工建设。

综上，拟建项目符合《自贡市国土空间总体规划（2021-2035年）》及“三区三线”相关要求。

（2）与生态功能区划的符合性

①与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性

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

②与《四川省生态功能区划》的符合性分析

根据《四川省生态功能区划》（2010年版），项目所在地属于“I 四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区、I-2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区”。主要生态服务功能为“城镇农业发展、水环境污染控制。项目评价区域主要为旱地、水田、园地和水生态系统，生态系统呈不规则斑块分布于评价区域平坦、缓坡处，面积小，农作物种类单一。

拟建项目不在重点保护区，区域无自然保护区、森林公园、地质公园和风景名胜区核心区。项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，项目建设符合《四川省生态功能区划》要求。

（3）与长江经济带发展负面清单相关文件分析

①与《长江经济带发展负面清单指南》（试行，2022年版）的符合性分析

表 2.9-1　与《长江经济带发展负面清单指南》符合性分析

序号	负面清单	项目情况	符合性
1	禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目。	不属于码头、长江通道项目	符合
2	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目。	项目不涉及上述区域	符合
3	禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	项目不涉及上述区域	符合
4	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	项目不涉及上述区域	符合
5	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	项目不涉及上述区域	符合
6	禁止未经许可在长江干支流及湖泊新设、改设或扩大排污口。	项目不涉及排污口工程	符合
7	禁止在“一江一口两湖七河”和332个水生生物保护区开展生产性捕捞。	项目不进行生产性捕捞	符合
8	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	不属于上述项目范围	符合
9	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	不属于落后产能项目	符合
10	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	不属于上述项目范围	符合
11	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	不属于上述项目范围	符合
注：1、长江干流指流经长江经济带四川省、云南省、重庆市、湖北省、湖南省、江西省、安徽省、江苏省、上海市的长江主河段。 2、长江支流指直接或者间接流入长江干流的河流，可以分为一级支流、二级支流等。			

3、长江重要支流指流域面积一万平方公里以上的支流，其中流域面积八万平方公里以上的一级支流包括雅砻江、岷江、嘉陵江、乌江、湘江、沅江、汉江和赣江等；重要湖泊包括鄱阳湖、洞庭湖、太湖、巢湖、滇池等。
4、“一江一口两湖七河”指长江干流、长江口、鄱阳湖、洞庭湖、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江；332个水生生物保护区指《率先全面禁捕的长江流域水生生物保护区名录》中的水生动植物自然保护区和水产种质资源保护区。
5、长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围指长江干支流、重要湖泊岸线边界（即水利部门河湖管理范围边界）向陆城纵深一公里。
6、合规园区指已列入《中国开发区审核公告目录》或由省级人民政府批准设立、审核认定的园区。

根据上表分析可知，项目符合《长江经济带发展负面清单指南》（试行，2022年版）文件的有关要求。

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

根据“四川省推动长江经济带发展领导小组办公室 重庆市推动长江经济带发展领导小组办公室关于印发《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》的通知”（川长江办〔2022〕17号），该通知要求“以推动长江经济带高质量发展为目标，按照最严格的生态环境保护要求，对不符合《指南》的投资建设行为一律禁止，确保长江生态功能逐步恢复，环境质量持续改善；管控方式为明确列出禁止投资建设的项目类别，依法管控，确保涉及长江的一切投资建设活动都以不破坏生态环境为前提”。拟建项目与其主要内容符合性分析见表2.9-2。

表2.9-2 与《负面清单实施细则（试行，2022年版）》符合性分析表

序号	负面清单实施细则管控内容要求	项目情况	符合性
第五条	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州一宜宾一乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	项目不涉及港口工程	符合
第六条	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划（2020-2035年）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。	不属于过长江通道项目	符合
第七条	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	不涉及自然保护区核心区、缓冲区	符合
第八条	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范	不涉及风景名胜区	符合

序号	负面清单实施细则管控内容要求	项目情况	符合性
	围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。		
第九条	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	不涉及饮用水水源准保护区	符合
第十条	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	不涉及饮用水水源二级保护区	符合
第十一条	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	不涉及饮用水水源一级保护区	符合
第十二条	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	不涉及水产种质资源保护区	符合
第十三条	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	不涉及国家湿地公园及左列活动	符合
第十四条	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	不涉及长江流域河湖岸线	符合
第十五条	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	不涉及左列区域	符合
第十六条	禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意的除外。	不涉及排污口工程	符合
第十七条	禁止在长江干流、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和51个（四川省45个、重庆市6个）水生生物保护区开展生产性捕捞。	不进行生产性捕捞	符合
第十八条	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	不属于化工园区和化工项目	符合
第十九条	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	不属于左列项目	符合
第二十条	禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。	不属于左列项目	符合
第二	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦	不属于左列项目	符合

序号	负面清单实施细则管控内容要求	项目情况	符合性
十一条	化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。		
第二十二条	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。（一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。（二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。	不属于石化、现代煤化工等项目	符合
第二十三条	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资；限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	不属于落后产能项目	符合
第二十四条	禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	不属于过剩产能行业	符合
第二十五条	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）：（一）新建独立燃油汽车企业；（二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力；（三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）；（四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。	不属于左列项目	符合
第二十六条	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	不属于左列项目	符合

根据上表可知，项目建设符合四川省推动长江经济带发展领导小组办公室重庆市推动长江经济带发展领导小组办公室关于印发《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》的通知”（川长江办〔2022〕17号）的要求。

（4）能源发展规划及矿产资源规划符合性分析

①与《“十四五”现代能源体系规划》的符合性分析

根据《国家发展改革委国家能源局关于印发<“十四五”现代能源体系规划>的通知》（发改能源〔2022〕210号）：加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老

油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。立足四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。加强能源生态环境保护政策引领，依法开展能源基地开发建设规划、重点项目等环境影响评价，完善用地用海政策，严格落实区域“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单）生态环境分区管控要求。

拟建项目位于四川省四川盆地威远气田，项目的建设有利于努力保持既有气田稳产，有利于增加下一步的天然气清洁能源的开采供应，执行环评制度，通过评价提出的空间管控、环境准入以及环境保护对策措施，有利于减少土地占用，对环境敏感区的影响小。

拟建项目的建设总体符合《“十四五”现代能源体系规划》的相关要求。

②与《四川省“十四五”能源发展规划》符合性

根据四川省人民政府于2022年印发的《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）要求，大力推进天然气（页岩气）勘探开发，实施国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气（页岩气）生产基地。加大德阳—安岳古裂陷周缘、川中下古生界—震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组—***组层系勘探力度。加快川中下古生界—震旦系气藏、川西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州等区块产能建设，稳定主产区产量，开发接续区块。到2025年，天然气（页岩气）年产量达到630亿立方米。

拟建项目自205井区开发项目属《四川省“十四五”能源发展规划》中天然气开发重点项目中“威远区块”，项目建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》规划要求。

③与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》符合性分析

根据《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》：“川南能源化工勘查开发区。包括自贡、宜宾、泸州、内江4市，加快培育壮大优势产业集群，打造全省第二经济增长极。重点推进川南页岩气勘查开发试验区建设，持续推

进长宁-威远页岩气田已发现规模开发，打造川渝天然气千亿产能基地；加快煤层气勘查开发，推动采煤采气一体化；优化煤炭勘查开发布局，加快淘汰落后产能，保障无烟煤安全供应；从严配置水泥、玻璃、陶瓷原料等矿产资源，遏制过剩产能，提高综合开发利用效益。”

拟建项目位于自贡市富顺县、大安区、沿滩区境内，位于威远区块范围内；处于川南页岩气勘查开发试验区，属于重点推进对象，项目建设将为国家能源战略提供有力储备。

因此，项目建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》的相关要求。

④与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）环境影响报告书》及审查意见符合性分析

表2.9-3 与环境影响报告书及审查意见符合性分析表

规划环评审查意见要求	拟建项目情况	符合性
（二）严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。针对与生态保护红线存在空间重叠的勘查规划区块KQ51000000040、开采规划区块CQ51000000004、CQ51000000025等，进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。针对与自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等存在空间局部重叠的—KQ51000000005等5个勘查规划区块、CQ51000000004等3个开采规划区块、KZ51000000002等9个规划重点勘查区、CZ51000000001等4个重点开采区、GK51000000001等7个国家规划矿区、NY51000000001等8个能源资源基地、ZB51000000002等3个战略性矿产储备区，进一步优化布局，确保满足相关生态环境敏感区管控要求。落实《报告书》提出的位于一般生态空间的22个已设采矿权保留区块、34个勘查规划区块的管控要求，进一步优化布局，依法依规妥善处置，严格控制采矿、探矿活动范围和强度。	本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内。拟建项目采气站场、集气增压站、集气管线占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。	符合
(四）严格环境准入，保护区域生态功能。按照四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与一般生态空间存在空间重叠的勘查规划区块、开采规划区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统	拟建项目为页岩气开发项目，项目符合各环境管控单元管控要求。项目施工期及营运期各污染物均得到有效治理，项	符合

规划环评审查意见要求	拟建项目情况	符合性
结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。	目建设不会降低区域生态系统结构稳定性，不会导致区域生态功能退化。	
(六)加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，在用尾矿库100%安装在线监测装置，明确责任主体、强化资金保障。组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加或优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制。	本项目按照导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤及噪声监测计划，并根据风险影响评价结果制定了相应的环境风险应急预案。	符合

综上，拟建项目建设符合《关于<四川省矿产资源规划（2021-2025年）环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕105号）环境影响报告书》中相关要求。

（5）与国民经济发展规划符合性分析

①与《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》的符合性分析

根据《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》：实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到630亿立方米。大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气田滚动开发，加快川南长宁、威远、泸州等区块页岩气产能建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到2.25万公里以上，年输配能力达700亿立方米。

拟建项目为页岩气开发项目，位于四川省自贡市，属威远区块，符合《四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要》要求。

②与《自贡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》的符合性分析

根据《自贡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》：积极推进页岩气勘探开发，完善企地合作、互利共享机制，大力推进“气大庆”建设，协同建设川渝千亿立方米天然气产能基地，加快重点区域增储上产，实施3亿m^3/年LNG储气调峰、天然气等离子体裂解制氢制高纯炭黑等重点项目。打通页岩气内外输送通道，协同建设威远-荣县-乐山、威远-自贡-泸州、隆昌-自贡等页岩气输气干线工程。构建电力输配保障网络，开展骨干电网建设，积极发展智能电网，开展智能配电示范建设。增强成品油供应储备能力，以中石油成品油库、中石化成品油库为支撑，打造成品油应急储备基地。积极推进清洁能源基础设施建设，新建一批LNG加注站。

拟建项目属于页岩气开发项目，符合《自贡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》要求。

（6）与生态环境保护规划符合性分析

①《四川省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

根据《四川省“十四五”生态环境保护规划》，推动国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色化发展。加快天然气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、川西致密气、川南页岩气等气田为重点，强化气田开发的环境管理，推动甲烷减排和回收利用，提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。

拟建项目属于川南页岩气开发项目，项目油基泥浆钻井固废委托有资质单位处理，项目水基岩屑委托地方砖厂综合利用，返排液回用于平台压裂用水，不能回用部分罐车运至回注处理，或外运有资质污水处理厂进行处理。项目建设符合《四川省“十四五”生态环境保护规划》。

②《自贡市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

根据《自贡市“十四五”生态环境保护规划》，（三）推动能源结构优化调整。优化调整能源结构。优化能源结构，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，控制化石能源消费总量，合理控制煤炭消费总量，提升煤炭清洁化利用率。增加市外清洁能源输入，逐步提高清洁能源占比。大力推进页岩气等清洁

能源开发，提高页岩气就地转化利用率，以川南页岩气气田为重点，加强在滚动开发过程中的环境管理，支持荣县区块打造国家级页岩气循环产业示范基地。鼓励发展天然气分布式能源系统，加快液化天然气（LNG）推广应用。加快煤改气、煤改电进度，同步推进天然气管网、加气站、电网等设施建设，保障“煤改气、煤改电”等替代工程有效落实。

拟建项目属于川南页岩气开发项目。项目建设符合《自贡市“十四五”生态环境保护规划》。

③与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》符合性分析

拟建项目与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》符合性分析见下表。

表 2.9-4　与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》符合性分析

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
1	推进绿色低碳转型发展	推动产业结构绿色转型	促进传统产业绿色升级。严控石化化工、钢铁、建材、煤炭、有色金属等行业新增产能，严格执行产能等量或减量置换。禁止在长江干支流岸线1公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，实施沱江、岷江、涪江、嘉陵江等沿江危险化学品生产企业搬迁改造。大力推进食品、轻工、纺织、机械、化工等传统产业清洁生产改造。推动装备制造、冶金建材、汽车摩托车等传统产业高质量集群化发展。促进废钢资源回收利用，提高电炉短流程炼钢比例。促进物流、餐饮、交通运输等行业绿色转型，积极构建绿色物流产业	拟建项目不属于左列化工、钢铁等项目	符合
			培育绿色新兴产业集群。围绕新一代信息技术、生物医药、通用航空、临港产业、新能源、新材料、智能制造、集成电路等新兴产业，培育绿色经济增长源。重点支持发展先进金属材料、高端航空航天装备、化工合成材料、复合材料、电子材料和页岩气、氢能等产业，打造附加值高、污染物排放量小的绿色产业基地。培育壮大清洁能源产业，建设国家一流清洁能源科技创新基地。提升汽车产业竞争力，加快推动汽车产业向电动化、智能化、网联化方向转型。培育壮大绿色环保产业，发展重庆中心城区、成都、自贡、德阳等节能环保产业集群		
			深化绿色创新驱动。构建市场导向的绿色技术创新体系，实施绿色技术创新攻关行动。实施工业绿色生产，开展绿色设计，推行绿色供应链管理。建设沱江绿色发展经济带		
		促进	加快推动能源结构优化。充分发挥四川水电和天然	拟建项目为页岩	符合

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
		能源结构绿色优化	气等清洁能源优势，统筹调配构建成渝地区“能源互联网”，创建清洁能源高质量发展示范区，提高清洁能源消费比例。重点实施气田增储上产，推进宜宾、内江、泸州、涪陵、南川等地页岩气勘探开发，建设天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，打造中国“气大庆”。优化天然气使用方式，新增天然气优先保障居民生活需求和船舶运输需求，加大工业用煤天然气替代规模；完善天然气产供储销体系，加快管网建设与整合，推动省级管网以市场化方式融入国家管网	气开发项目，项目营运期能源消耗仅涉及电、值守人员用水，不属于“两高”项目，生产过程节约用电	
			优化煤炭消费结构。严控钢铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费，新（改、扩）建设项目实行用煤减量替代		
			促进能源资源节约高效利用。严格落实能源消费强度和总量双控制度，坚决遏制“两高”项目盲目发展。实施节能重点工程，强化重点用能单位节能管理，着力提高工业、建筑、交通等重点领域能源利用效率。加强城市照明规划、设计、建设、运营全过程管控，严格控制景观照明与道路照明亮度和时间。加大节能科研力度，鼓励先进节能技术和产品推广应用，加快能耗在线监测系统建设与数据运用。推进水资源消耗总量和强度双控行动，联合落实最严格的水资源管理制度，实施节水行动。开展重点行业和重点产品资源效率对标提升行动		
		稳步推进区域碳排放达峰	有序开展碳达峰行动相关工作。研究制定成渝地区碳达峰目标、路线图和实施方案，率先开展重点领域碳达峰行动。推动重点行业、企业提出碳达峰目标和低碳转型规划，鼓励大型企业和重点工业园区制定碳达峰行动方案。调控石化化工、钢铁、建材、煤炭、有色金属等重点行业产能，提高准入门槛，开展低碳化改造。制定交通领域低碳行动方案，推行智慧低碳交通，提高绿色出行比例和资源环境效益，加快实现铁路公交化。积极推广人工湿地、河湖生态缓冲带等低能耗环境污染治理与修复基础设施建设。积极开展低碳城市建设	拟建项目建设单位已定期开展甲烷排放监测与管控，能源消耗仅涉及电、值守人员用水	符合
			建立健全应对气候变化制度体系。开展石油天然气开采、煤炭开采等重点行业甲烷排放监测与管控。开展重点行业温室气体排放与排污许可管理相关试点研究。建立健全企业温室气体数据报送系统，完善低碳产品政府采购、绿色金融、企业碳排放信息披露等相关制度。统筹提升城乡极端气候事件监测预警、防灾减灾综合评估和风险管控能力，制定应对和防范措施，探索运用基于自然的解决方案适应气候变化，提升区域适应气候变化能力		
			构建温室气体减排激励机制。推进地方自愿减排工		

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
			作，扩大风电、户用沼气、林业等自愿减排项目应用领域；将自愿减排交易制度体系与乡村振兴相结合，鼓励参与国家核证自愿减排交易。加强“碳惠通”“碳惠天府”等碳普惠制的推广应用，推动实现成渝碳普惠互认和对接。制定出台“碳标签”涉及的各项标准与规范，探索开展出口产品低碳认证		
2	筑牢长江上游生态屏障	共筑“四屏六廊”生态格局	共建区域生态屏障体系。加大天然林资源保护力度，加强天然林、公益林管护及有害生物防治，全面保护原生性生态系统	拟建项目位于自贡市富顺县、沿滩区、大安区境内，项目符合“三线一单”、长江经济带发展负面清单相关要求	符合
			共建区域绿色生态廊道。以长江、嘉陵江、乌江、岷江、沱江、涪江为主体，其他支流、湖泊、水库、渠系为支撑，建设江河水系绿色生态廊道。建立生态调度机制，适时适度实施生态补水。开展长江重点支流沿岸生态缓冲带、河岸防护林体系建设，提升江河水系生态廊道功能		
			严格落实生态空间布局与管控。衔接国土空间规划分区和用途管制要求，统筹建立并实施成渝地区“三线一单”生态环境分区管控制度，协调跨省相邻区域管控分区和管控要求。严格执行长江经济带发展负面清单管理制度体系，共同制定负面清单实施细则，严格建设项目生态环境准入。加强长江干流及嘉陵江等重要支流限制开发和禁止开发的岸线、河段及区域的产业布局和项目建设管控力度		
		加强重要生态空间保护	推进生态功能重要区域保护。推进三峡库区土壤保持重要区、大娄山区水源涵养与生物多样性保护重要区、武陵山区生物多样性保护与水源涵养重要区、岷山一邛崃山一凉山生物多样性保护与水源涵养重要区等国家生态功能重要区域保护，增强水土保持、水源涵养、生物多样性维护等功能。以渝东北三峡库区核心区、渝东南乌江下游区域为重点，分区分阶段开展生态修复，试点实施生态敏感区生态搬迁	拟建项目占地不涉及自然保护区、文物保护单位、饮用水水源保护区、森林公园和地质遗迹等，施工场地占地范围无文物建筑、遗址遗迹或名木古树等，采取严格的生态恢复措施后不会对其自然景观和人文景观产生较大影响	符合
			完善自然保护地体系建设。有序推进自然保护地勘界立标，做好与生态保护红线衔接。实行成渝地区自然保护地统一管理、分区管控、协同保护，分类有序解决历史遗留问题，推动自然保护地内不符合管控要求的矿产资源、能源、工业、旅游等开发建设项目稳妥有序退出		
			严格生态保护红线监管。落实各级政府主体责任，强化生态保护红线刚性约束，严格管控生态保护红线内人为活动。加强生态保护红线监管，开展生态保护红线内生态环境质量和人为活动遥感监测，及时发现查处违法违规生态破坏问题		
			持续开展生态保护成效评估。以长江干流及其重要支流以及黑龙滩、三岔湖等重点湖库为对象开展生态保护修复遥感评估，以页岩气开发、大型水电开		

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
			发等重大工程区域为重点开展生态系统治理成效评价		
			加强城市生态系统保护修复。开展城市绿色空间体系建设，合理布局绿心、绿楔、绿环、绿廊等城市结构性绿地。强化城市绿地保护。完善中小型栖息地和生物迁徙廊道系统		
		强化区域生态系统修复治理	加强水土流失综合治理。完善三峡库区及周边水土流失综合防治体系建设，加大水土流失治理力度，优先推进嘉陵江、沱江等重点区域水土流失治理，推动三峡库区及上游生态清洁小流域建设	管道开挖后立即进行生态恢复	符合
			开展岩溶地区石漠化综合治理。综合实施岩溶地区天然林保护、封山育林育草、人工造林种草、退化林修复和土地综合整治，加独对林草植被的保护、恢复与整治，提高石漠化地区林草植被覆盖度，增强岩溶生态系统稳定性		
			推进河湖及岸线生态修复。加强受损河湖水体保护修复与湿地保护修复，开展水生植被恢复，提升河湖、湿地生态功能。加强江河湖岸缓冲带防护林体系建设，提高岸线防护功能。采取清淤疏浚、岸坡整治等多种措施，推进水系连通及水美乡村试点建设项目。实施三峡库区消落带分区分类保护和多级治理		
			开展矿区生态修复。开展矿山开采损毁土地治理恢复，恢复矿区生态环境。推进矿区损毁土地复垦，加强新建、在建矿山管理，严格落实“边开采、边保护、边复垦”措施		
		联合开展生物多样性保护	严格落实长江十年禁渔	拟建项目施工期内严格落实野生动植物保护，加强施工人员教育，落实区域生物安全风险管控	符合
			加强珍稀濒危野生动植物保护		
			强化区域生物安全风险管控		
3	深化环境污染同防共治	共抓水生态环境治理	推进跨界水体联保共治。构建跨界水污染协同治理格局。加强工业污染、畜禽养殖污染、入河排污口、环境风险隐患点等协同管理。持续推进长江入河排污口排查与整治提升工作，严格入河排污口监督管理，建立入河排污口台账清单。深化沱江、龙溪河、岷江流域水环境综合治理与可持续发展试点，共同推动琼江等示范河湖建设。统筹制定琼江、大清流河、任市河、铜钵河、大陆溪河、南溪河等跨界河流水生态环境保护方案，推动跨界水体目标、标准、监测、措施等协调统一，力保跨界水体水质稳定达标。	拟建项目返排液回用于平台压裂用水，不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。各采气站运营期产生的返	符合
			全面补齐污水收集能力短板。加快城中村、老旧城区、易地扶贫搬迁安置区、乡镇的生活污水收集管		

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
			网建设，基本消除城市收集管网空白区。有条件的地区加快雨污分流改造。有序实施混错接、漏接、老旧破损管网更新修复。积极探索城市排水体制机制改革，推广“厂网一体”治污新模式。	排液通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。	
			统筹提升水污染防治能力。以23个跨界国控断面所在河流为重点，推动毗邻地区城市和建制乡镇污水处理设施、污水污泥无害化处置设施共建共享。有序推进污水处理厂提升改造，实现全面稳定达标排放。坚持“水泥同治”，全面推进县级及以上城市污泥处理处置。扎实推进工业园区废水治理，全面开展园区污水管网排查整治，合理建设和改造污水集中处理设施。		
			深入推进农业农村面源污染治理。		
			系统实施流域水生态环境修复。加快制定重点河湖生态流量保障目标，保证河湖生态用水需求，保障枯水期和鱼类产卵期生态流量。长江干流、重要支流和重要湖泊上游的水利水电、航运枢纽等工程应当将生态用水调度纳入日常运行调度规程，保证河湖生态流量。分类整改不符合生态保护要求的小水电工程。开展长江干流及其主要支流水生态修复，因地制宜建设湿地、河湖生态缓冲带。		
		深化大气污染联防联控	协同开展$PM_{2.5}$和臭氧污染防治。探索实施$PM_{2.5}$和臭氧污染连片整治，实现$PM_{2.5}$和臭氧污染“双控双减”。制定空气质量持续改善行动计划，明确控制目标、路线图和时间表，未达标城市编制并实施大气环境质量限期达标规划。到2025年，力争臭氧基本达标。	拟建项目为页岩气开发项目，所在区域为环境空气质量达标区，项目不使用燃煤锅炉	符合
			推进区域工业污染协同治理。逐步统一重点行业大气污染物排放标准，协同推动成渝地区工业污染治理。持续推进钢铁、水泥行业超低排放改造。推动铸造、铁合金、有色金属、玻璃、陶瓷等行业工业炉窑深度治理和升级改造。推进燃气锅炉低氮燃烧改造。实施挥发性有机物（VOCs）总量控制，推广使用低（无）VOCs含量或者低反应活性的原辅料，推进重点行业VOCs综合治理。严格控制铸造、铁合金、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、有色金属等行业物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放		
			推进燃煤锅炉和小热电关停整合。推进小热电机组科学整合，鼓励有条件的地区通过替代建设高效清洁热源等方式，逐步淘汰燃煤小热电机组		
			强化移动源联合治理与监管，加快交通运输结构调整		
			加强重污染天气联合应对。加强污染成因机理和排放特征分析，提升臭氧预报能力。对重点行业实施绩效分级动态管控。联合对交界区域重点涉气企业		

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
			开展现场执法检查，发现环境问题移交属地处理		
		加强土壤污染协同治理	强化土壤污染源协同监管。严格落实新（改、扩）建设项目土壤与地下水环境影响评价、有毒有害物质排放监管、土壤和地下水污染隐患排查、自行监测等要求。规范有色金属矿采选、有色金属矿冶炼、化工、农药、炼焦等重点行业企业土壤污染防治管理。持续推进重金属减排，鼓励涉重金属企业开展绿色化提标改造	拟建项目为农村区域，根据项目对土壤环境质量现状的监测结果可知，项目区域土壤环境无污染	符合
			实施建设用地风险管控和修复。将建设用地土壤环境管理要求纳入国土空间规划，合理确定土地用途，优化规划开发时序。从严管控农药、化工等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。以长江干流、嘉陵江、乌江、岷江等沿江化工园区、矿山、污染地块为重点，开展典型污染地块土壤和地下水风险管控和修复治理		
			开展农用地土壤污染分类管控。落实农用地分类管理制度		
		协同开展“无废城市”建设	梯次推进“无废城市”建设。深化重庆中心城区“无废城市”建设。以大型工业园区为重点，逐步推进建设20个绿色园区、绿色工厂、无废矿区等	拟建项目产生的一般工业固废及生活垃圾均分类收集，合理处置；危险废物分类分区收集，交有危废处置资质的单位转运处置	符合
			提高工业固体废物源头减量和资源化利用水平。重点推动大型园区循环化改造和企业清洁化改造，引导双桥经开区等地废弃电器电子产品及报废汽车等拆解企业开展设施升级，延长产品产业链，提高可再生资源回收利用水平。在德阳、雅安、綦江等地统筹布局区域工业固体废物资源回收和综合利用基地，以尾矿、磷石膏、赤泥、钛石膏、锰渣、煤研石等为重点，加强贮存处置环节管理，推动工业固体废物综合利用示范		
			强化区域危险废物利用处置能力共享。完善危险废物收集转运体系，深化危险废物跨省转移“白名单”制度，探索危险废物跨区域“点对点”定向利用许可证豁免试点。推进汽车制造、电子、油气开采、医药化工等行业企业建设危险废物利用处置设施。依法严厉打击危险废物非法跨界转移、倾倒等违法行为		
			推进生活垃圾分类和资源循环利用。逐步扩大垃圾分类覆盖城市，建立健全农村生活垃圾收运处置体系，推动相邻区域共建共享生活垃圾焚烧处理设施。广泛采用密闭、负压等措施，消除垃圾收集、转运阶段产生的异味，基本消除垃圾处置阶段产生的恶臭。加强塑料污染治理，探索可复制推广的塑料减量模式。提升建筑垃圾资源化利用水平，加强建筑垃圾再生产品在建筑、市政及道路工程中的应用		
			促进主要农业废弃物全量利用		

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
		解决人民群众反映强烈的环境问题	开展扬尘与餐饮油烟污染治理。强化施工工地、渣土运输、道路、堆场等扬尘污染控制；加强餐饮油烟治理，城市建成区产生油烟的餐饮服务单位全部安装油烟净化装置并定期维护	拟建项目占地范围内不涉及饮用水水源保护区；施工期洒水抑尘，有效控制扬尘影响；项目区域声环境质量现状达标，运营期设备经基础减震等措施后厂界噪声可达标	符合
			提升城市声环境质量。加强交通运输、建筑施工和社会生活等噪声监测和监管，探索实施城市主干道“一路一策”，提高受噪声影响区域建筑物的隔声性能		
			统筹推进城乡黑臭水体治理		
			加强流域饮用水水源地保护。以县级及以上城市集中式饮用水水源地为重点，持续推进集中式饮用水水源地规范化建设。探索建立毗邻区县跨界饮用水水源地联合保护机制		
4	严密防控区域环境风险	完善环境风险防控与预警	推进区域、流域环境风险管控。开展区域、流域突发环境事件风险评估，划分水环境高风险区域，实施分级管理。以三峡库区及长江干支流为重点，联合调查流域内水环境应急设施及场所，绘制流域环境风险“一河一策一图”，编制完善突发环境事件应急响应方案。提升跨界区域、流域上下游风险防范水平，结合地方实际推动建设一批水环境风险防控工程	建设单位编制应急预案、配备消防器材、可燃气体探测器、管道沿线设置警示牌、管道标识桩等风险防范和应急控制措施，可有效控制环境风险事故	符合
			加强环境风险源头防控。推动开展工业园区环境风险评估，以长江干流、嘉陵江、乌江、岷江等沿岸工业园区为重点，加强园区环境应急管理能力建设。联合开展涉危涉化、尾矿库企业环境风险隐患排查治理专项行动，动态更新企业突发环境事件风险状况，实现“一企一策一档”精细化监管		
			加强环境风险预警能力。提升突发环境事件监测预警能力，建立跨区域、跨流域突发环境污染事件应急监测联合响应机制。探索建立突发环境事件舆论风险和生态环境群体性事件预警工作机制		
		强化环境应急准备与响应	完善优化应急预案体系。推进重要区域、流域应急预案修编，并纳入成渝地区突发公共事件应急管理体系。推进跨界流域上下游市县突发水污染事件联防联控。强化饮用水水源地、工业园区应急预案管理		
			夯实环境应急战备基础。依托长江、嘉陵江等重点流域建立健全以应急物资储备为主、社会救援物资为辅的生态环境应急物资保障体系。开展区域环境风险应急管理数据共享，确保应急物资共享、应急处置协作，共同防范化解长江上游生态环境风险。以跨界区域、流域环境敏感目标为重点，联合开展环境应急演练，提升突发环境事件快速处置能力和实战水平		
			强化基层环境应急管理水平。以化工园区、尾矿库、		

序号			规划要求	拟建项目情况	符合性
			冶炼企业等为重点，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。加强市县两级应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，动态监控可能引发跨界流域突发水污染事件的风险物质本底值		
		加强重点领域环境风险管理	加强尾矿库环境监管	拟建项目不属于左列项目，项目区域各要素环境质量满足要求	符合
			协调推进辐射安全管理		
			开展新污染物治理行动。选取石化、印染、原料药等重点行业企业，开展新污染物环境风险防控与治理工程试点示范。推进区域协同减排和有毒有害化学物质替代，在污水处理、饮用水净化、固体废物处置、污染土壤修复等领域研发推广新污染物治理关键技术		
			推动生态环境与健康管理。加强饮用水、空气、土壤等环境健康影响监测与评价，逐步建立生态环境与健康调查、监测和风险评估制度。以长江上游（川渝段）等重点流域为试点，探索建立生态环境健康监测网络及风险评估工作体系		

根据上表分析，拟建项目满足《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》相关要求。

2.9.3 与环境保护相关政策符合性分析

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

拟建项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）对比分析详见表2.9-5。

表2.9-5 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》符合性分析

序号	技术政策要求	拟建工程内容	符合性
一	**推进规划环境影响评价**		
（一）	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	项目属于项目环评阶段，项目属于四川省矿产资源总体规划中页岩气开发重点项目	符合
（二）	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	未编制油气开发专项规划环境影响报	非强制性要

序号	技术政策要求	拟建工程内容	符合性
		告书	求，不违背。
（三）	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议,合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线,环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护地、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重,确需开发的,应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。	项目属于页岩气区块开采环评	/
二	**深化项目环评“放管服”改革**		
（四）	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	拟建工程以新区块为单位开展环评。评价内容为钻井工程和地面工程。项目评价单独对现有工程进行了回顾性评价，对现有工程存在的生态环境问题提出了相应的处置措施。项目污染物处置依托第三方处置，已论证委托第三方处置的可行性和有效性	符合
（五）	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单并形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放	拟建工程为页岩气区块开采项目，原勘探井转为生产井纳入区块评价	符合

序号	技术政策要求	拟建工程内容	符合性
	总量的海洋油开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。		
（六）	各级生态环境主管部门在审批区块环评时,不得违规设置或保留水土保持、规划选址用地（用海）预审、行业或下级生态环境主管部预审等前置条件。涉及自然保护地、饮用水水源保护区、生态保护红线等法定保护区域的，在符合法律法规的前提下，主管部门意见不作为环评审批的前置条件。对于已纳入区块环评且未产生重大变动情形的单项工程，各级生态环境主管部门不得要求重复开展建设项目环评。	/	/
三	**强化生态环境保护措施**		
（七）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	拟建工程生产废水优先回用于区域内钻井工程配制压裂液；不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置，不向地表水体排放污染物	符合
（八）	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	拟建项目污废水优先回用于区域内钻井工程配制压裂液，不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。不涉及回注。	符合
（九）	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	拟建项目产生的危险废物主要为油基泥浆钻井阶段产生的油基岩屑和少量废油，在进行减量化处置后作为危险废物进行储存和处置	符合
（十）	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有	拟建项目为页岩气	符合

序号	技术政策要求	拟建工程内容	符合性
	机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	开发项目，不含凝析油等。项目不使用加热炉或锅炉	
（十一）	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，钻井工程选用先进的钻井技术，缩短施工时间。钻井设备使用网电、柴油发电机作为备用电源使用高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求	符合
（十二）	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	拟建工程不涉及油气长输管道	符合
（十三）	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。	拟建工程为页岩气开发项目，不属于油气储存项目	符合
（十四）	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	拟建工程制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求	符合
四	**加强事中事后监管**		
（十七）	陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位	拟建项目建设后及时完善相关验收手续，建设内容与环	符合

序号	技术政策要求	拟建工程内容	符合性
	置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，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，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。海洋油气开发项目重大变动清单另行制定。	评进行对照分析，若存在重大变动完善相应手续	
（十八）	建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。		
（十九）	陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每3-5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。海洋油气开发项目环境影响后评价的具体要求另行规定。	拟建项目按照要求建成后每3-5年开展一次环境影响后评价	符合
（二十）	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行)》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施.....拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。	后期工程退役，按要求完善相关拆除方案手续及污染防止措施	符合
（二十一）	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	拟建项目环评开展阶段已开展公众参与	符合

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

（2）与永久基本农田相关文件符合性分析

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

根据《两部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中相关规定，“一般建设项目不得占用永久基本农田，重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源部门负责对组织占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。”

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

由于地下天然气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、永久基本农田占用等因素、按照站场土地集约利用原则，拟建项目新建平台占用永久基本农田，在取得用地许可后，项目实施可行。项目管线临时占用了永久基本农田，占用时间短，施工过程中严格按照相关规范及本评价提出的相关要求进行施工，尽量控制对区域永久基本农田的影响，施工结束后立即对所占永久基本农田进行复垦，对区域农田生态影响较小。

综上，项目符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）的要求。

②与《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）符合性分析

根据《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）：国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目”经批准可以占用永久基本农田。

拟建项目为页岩气（非常规天然气）开采项目，符合国家产业政策，属于（自然资规〔2018〕3号）中明确的“符合国家产业政策的能源开采”范畴，建设单位应按照文件要求，尽快办理永久基本农田征、占用手续。

③与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

根据通知（自然资规〔2021〕2号），建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

临时用地使用期限一般不超过两年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批。油气资源探采合一涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。

临时用地申请人应当编制临时用地土地复垦方案报告表，由有关自然资源主管部门负责审核。其中，所申请使用的临时用地位于项目建设用地报批时已批准土地复垦方案范围内的，不再重复编制土地复垦方案报告表。

临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。

拟建项目为页岩气开发项目，属于能源建设项目；项目部分新建站场永久占用永久基本农田，管线敷设临时占用部分永久基本农田，建设单位尽快办理永久基本农田征、占用手续，对耕地占用进行占补平衡；管道敷设完成后及时按照土地复垦方案进行复垦归还。

综上，项目建设符合《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求。

④与《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）符合性分析

根据《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号），“严格永久基本农田占用与补划。能源、交通、水利、军事设施等重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，经依法批准，应在落实耕地占补平衡基础上，按照数量不减、质量不降原则，在可以长期稳定利用的耕地上落实永久基本农田补划任务。”

拟建项目为页岩气开发项目，属于能源建设项目；项目部分新建站场永久占用永久基本农田，管线敷设临时占用部分永久基本农田，建设单位尽快办理永久基本农田征、占用手续，对耕地占用进行占补平衡；管道敷设完成后及时按照土地复垦方案进行复垦归还。综上，项目建设符合《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）相关要求。

⑤与《关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕

1280号）符合性分析

拟建项目与《关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280号）符合性详见下表。

表2.9-6　与“自然资办函〔2023〕1280号”符合性分析（摘录项目相关内容）

序号	文件要求	项目情况	符合性
三、做好临时用地政策衔接	现行《土地管理法实施条例》修订颁布前，已经批准的能源、交通、水利等基础设施临时用地，使用期限已超过2年又确需继续使用的，在不改变用地位置、不扩大用地规模的条件下，经原审批机关批准可以继续使用，但总的使用期限不得超过四年。批准继续使用的临时用地信息应通过系统填报并予标注。能源基础设施建设中，油气探采合一开发涉及的钻井及配套设施依据2号文件审批的临时用地，使用期限不超过四年。油气企业在勘探结束转入开采的，应及时办理建设用地审批手续。建设用地经依法批准后，不再进行土地复垦，相关土地复垦费用退回。未在规定期限内办理建设用地手续的，按违法用地处理。对于占用耕地以外其他地类的临时用地，在规定的使用期限内，在不改变用途和范围的前提下，经临时用地原审批机关批准，可以确定给其他建设作为临时用地使用，但必须确保土地复垦义务履行到位。在确保临时用地土地复垦落实的前提下，地方可以探索使用银行保函预存土地复垦费用，减轻企业资金压力。	目前正在办理相关用地手续	符合

根据上表分析，拟建项目符合《关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280号）要求。

⑥与《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）符合性分析

根据通知（川自然资规〔2022〕3号）：

一、进一步规范临时用地审批。涉及占用耕地和永久基本农田的临时用地，由市级自然资源主管部门负责审批，不涉及的由县级自然资源主管部门负责审批。需要临时使用林地的，应当按照《中华人民共和国森林法》有关规定进行临时用地审批。临时用地位于地质灾害易发区进行工程建设的，申请人应按照《地质灾害防治条例》有关规定提供地质灾害危险性评估报告，并落实防治措施。

二、进一步落实临时用地恢复责任。县级自然资源主管部门负责审查临时用地土地复垦方案，并在土地复垦义务人完成复垦工作后，会同农业农村等相关部门开展复垦验收。

三、进一步强化永久基本农田特殊保护。市、县级自然资源主管部门要严格耕地用途管制，临时用地应尽量不占或少占耕地，原则上不占用永久基本农田。确需占用永久基本农田的，县级自然资源主管部门应在前期选址阶段，实地核实永久基本农田地块的空间位置、地类、面积、质量状况、利用现状等，组织编制临时用地踏勘报告，并对占用永久基本农田的必要性和合理性进行严格论证，报市级自然资源主管部门审查。

四、进一步严格临时用地监管。市、县级自然资源主管部门应按照相关规定对临时用地选址、审批、备案、使用、复垦进行严格审核把关、依法监督检查，严禁违规认定临时用地严禁在法律法规规定的禁止区域审批临时用地，严禁擅自扩大临时用地审批范围和延长使用期限，严禁以临时用地名义规避建设用地审批手续特别是建设占用耕地和永久基本农田，要坚持节约集约用地，切实保障临时用地依法管理、有序使用、及时恢复。

拟建项目为页岩气开发项目，项目新建部分站场永久占用永久基本农田，管线敷设临时占用部分永久基本农田；管线选线在减少公益林、天然林等植被砍伐、避开周边居民点等条件下，最大程度地避让永久基本农田，但不可避免的管线敷设过程中临时占用部分永久基本农田；建设单位根据通知要求完善相关永久基本农田征、占用手续，临时用地土地复垦方案；现场施工在永久基本农田范围施工时应限制作业带宽度，避免越界施工，加快施工进度，开挖的土壤分层堆放并做好防雨措施，避免雨水冲刷造成水土流失；施工结束后立即按照审查的临时用地土地复垦方案进行原土壤分层情况回填，并恢复原有农作物。综上，项目建设符合《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）相关要求。

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本方案与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告2012年第18号，2012-03-07实施）对比分析详见表2.9-7。

表2.9-7 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策要求	拟建项目内容	符合性
一	清洁生产		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	拟建项目不涉及使用国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	项目钻井液循环利用率大于95%，钻井过程中产生的废水随钻处理，不外排；完钻后废水预处理后回用于压裂液配置。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	压裂液在井场内集中配置，对返排出的压裂废水均进行回收利用，用于该区域其他井的压裂液的配置，不能回用部分罐车运至中心水池，或外运有资质污水处理厂进行处理。在压裂、试气过程中，在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施。	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	新建钻井工程采用水平井钻井技术，尽量减少了工程岩屑、废水的产生；项目采用从式井组，减少了井场占地。	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	拟建项目试气阶段测试放喷废气燃烧池点火燃烧排放。采气站放空通过放空立管放散，集气增压站及脱水站通过放空立管点燃后充分燃烧后排放。项目放空区位置不涉及鸟类迁徙通道。	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	拟建项目属于页岩气开采，项目钻井废水和压裂废水等主要回用于区域内钻井工程配制压裂液，不能回用的部分转运至中心水池或污水处理厂处置，不涉及直接排放	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	各平台钻井工程固体废物收集、贮存设施均按照相关标准要求采取了防渗措施。固体废物分类收集，油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置单位进行处置。水基岩屑外运资源化利用	符合

3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	拟建项目在井口及易产生污油的生产设施底部进行防渗处理，并采用油桶收集可能产生的废油，按危废进行收集管理，交有资质的单位处置或由施工单位回收利用。	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	拟建项目制定有环境监理计划。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止天然气泄漏污染地下水。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位对页岩气勘探开发设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在平台/站场周边设置有事故监测点，实时监测污染因子。	符合

综上所述，拟建项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

（4）与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析

拟建项目与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析见下表。

表 2.9-8 项目与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	污染防治技术政策要求	拟建项目内容	符合性
一	选址要求		
1	页岩气开采区域和单体建设项目选址布局应避开人群聚集区，选址应符合城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划。	拟建项目新建平台井口周边500m范围内为散居居民，无人口密集性场所，项目各单项工程选址已避开人群聚集区，符合当地城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划要求。	符合
2	页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区域、自然保护区的核心区及缓冲	根据现场调查，拟建项目页岩气开发作业占地区域不涉及四川省生态红线区域、自然保护区、风景名胜区、饮	符合

	区、风景名胜区核心景区、饮用水水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。因工程条件和自然因素限制，确需在自然保护区实验区、风景名胜区核心景区以外范围、饮用水水源准保护区开发建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证。	用水水源保护区及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。	
3	在岩溶区从事页岩气开采活动应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺。	拟建项目各平台/站场选址均不属于浅层岩溶区。	符合
二	水污染防治		
1	取用地表水应优先保证生态用水、生活用水和农业用水。	拟建项目拟建项目属于页岩气开采项目，项目压裂期间会取用地表水，环评要求项目在取水之前应完善水资源环境论证相关手续。	符合
2	页岩气钻井应使用先进钻井技术，减少单井用水量；因地制宜，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率。	拟建项目钻井工程作业期间产生洗井废水、方井雨水用于本井压裂液配置。压裂试气阶段开井返排液优先用于本井区内各平台间的回用，不能回用部分压裂返排废水及区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置	符合
3	钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率、平台或区域压裂返排液回用率均应达到85%以上。无法回用的，应采取就近处理原则，减缓废水转输过程中的环境风险。采取回注方式处理压裂返排液，应充分考虑其依托回注井的完整性，注入层的封闭性、隔离性、可注性，以及压裂返排液与注入层的相容性，确保环境安全。依托的回注井相关手续须齐全，运行监控管理制度须健全。	拟建项目钻井工程作业期间产生洗井废水、方井雨水用于本井压裂液配置。压裂试气阶段开井返排液优先用于实施区块内各平台间的回用，回用率为85%。不能回用部分压裂返排废水及区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。各采气站运营期产生的返排液通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。	符合
4	钻井废水、压裂返排液等废水或废液的收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范	对压裂返排液等废水的收集、贮存、处理处置设施和场所已提出相应的防渗要求。	符合

	和环境影响评价文件的要求采取防渗措施。		
三	**固体废物处置及综合利用**		
1	页岩气开采产生的固体废物应实行全过程管理，并按照“减量化、资源化、无害化”的原则，减少固体废物的产生量，并对其进行资源化利用和无害化处理处置。	拟建项目产生的固体废物将按照“减量化、资源化、无害化”的原则，减少固体废物的产生量，并对其进行资源化利用。	符合
2	气体钻井、水基钻井液钻井、油基钻井液钻井等钻井作业应全程采用岩屑不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运。	拟建项目使用水基钻井液+油基钻井液相结合的方式进行钻井，采取泥浆不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运。	符合
3	水基岩屑应首先进行固液分离，降低含水率，回收其中的液相并重复利用，剩余固相优先考虑资源化综合利用，同时加强其暂存、预处理、转运等过程的环境管理，避免二次污染。外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求，同时接纳企业应具有相关环保手续。	拟建项目各平台产生的水基钻井固废（岩屑和废泥浆）在各平台经“不落地”系统处理后外运可接受且相关环保手续齐全的砖厂等进行资源化综合利用。	符合
4	油基岩屑应首先进行再生利用，回收其中的基础油和油基钻井液并重复使用；回收基础油和油基钻井液宜采用离心、热脱附、萃取、洗净分离等工艺技术。	拟建项目产生的油基岩屑将首先进行再生利用，油基钻井液重复使用；油基钻井液采用离心工艺技术。	符合
5	油基岩屑处置后的产物若符合相关国家污染物排放（控制）标准或技术规范要求，且符合国家、地方制定或行业通行的被替代原料生产的产品质量标准的，不作为固体废物管理，按照相应的产品管理，除此之外，均按危险废物进行管理；国家或地方法律法规、标准等另有规定的从其规定。	拟建项目产生的油基岩屑按危险废物进行管理，并交由具有危险废物处理资质的单位拉运处置。	符合
6	固体废物处理处置过程应符合国家和地方污染控制标准及相关技术规范要求，避免和减少二次污染。对产生的二次污染，应按照国家和地方环境保护法规和标准的规定进行治理。	拟建项目固体废物处理处置过程符合国家和地方污染控制标准及相关技术规范要求，不会产生二次污染。	符合
7	固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规	拟建项目对固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所已提出相应的防渗	符合

	范和环境影响评价文件的要求采取防渗措施。	要求。	
8	严格执行危险废物转移联单制度。转移危险废物的（向县内本单位转移除外），危险废物产生单位必须按照相关规定填写危险废物转移联单。	拟建项目对产生的危险废物提出了相应的管理要求。严格执行危险废物转移联单制度。转移危险废物的(向县内本单位转移除外），危险废物产生单位必须按照相关规定填写危险废物转移联单。	符合
四	**大气污染防治**		
1	重视并做好油基岩屑暂存、转运和处理处置过程中异味的控制。	拟建项目钻井阶段产生的油基岩屑采用收集罐暂存，环评要求项目应做好油基岩屑暂存、转运和处理处置过程中异味的控制，及时拉运处置。	符合
2	压裂柴油动力机组燃油废气排放应满足国家相关标准要求。	拟建项目正常情况下采用网电作业，不使用柴油发电机组。备用的柴油发电机组将使用轻质柴油，废气排放满足国家相关标准要求。	符合
五	**噪声污染防治**		
1	优先使用网电，采用低噪声设备，宜在柴油机和发电机上安装高效消声设备，从源头上降低噪声。	拟建项目正常情况下采用网电作业，采用低噪声设备，备用柴油发电机上安装有高效消声设备，设置发电机房。	符合
2	合理安排压裂作业时间，压裂作业 施工宜在昼间进行。在压裂及测试放喷阶段，针对噪声超标的居民点，应采取功能置换、设置隔声屏障、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施，减轻和控制噪声对其的不利影响。	项目将合理安排压裂作业时间，压裂作业施工在昼间进行。针对噪声超标的居民点，将采取临时撤离、协调沟通等措施，减轻和控制噪声对其的不利影响。	符合
六	**环境管理与环境风险防范**		
1	制定环境保护管理规章制度，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位和施工单位制定有环境保护管理规章制度实行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	建立健全环境管理档案、污染源和环境质量信息数据库、环保设施和污染物台账，执行环境统计报表制度。	拟建项目将建立环境管理档案、污染源和环境质量信息数据库、环保设施和污染物台账及环境统计报表制度。	符合
3	委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域地下水、地表水及土壤环境质量，密切监控地下水、地表水及土壤环境质量变化，确保监测数据的真实有效，并将监测结果定期上报所在地环保部门。	拟建项目将委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域地下水、地表水及土壤环境质量，并将监测结果定期上报所在地生态环境部门。	符合
4	建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，对可能产生的突发环境事件做到反应迅速、措施有效、应对及时，避免重大环	拟建项目将建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，避免重大环境损害事件的发生。	符合

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

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

（5）与《地下水管理条例》符合性分析

拟建项目与《地下水管理条例》符合性分析见下表。

表 2.9-9　项目与《地下水管理条例》符合性分析（摘录）

序号	要求	拟建项目情况	符合性
四十、禁止下列污染或者可能污染地下水的行为			
1	利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物	拟建项目不涉及废水直接排放，钻井阶段洗井废水、方井雨水用于压裂液配站，压裂返排液回用于区块内其他井场配置压裂液，不能回用部分压裂返排废水及区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置	符合
2	利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质	拟建工程设置原料和固体废物等均在场地内暂存，后期转运处置，不涉及利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存原料和废料	符合
3	利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物	拟建工程原材料和产生的固废在泥浆循环系统和清洁化操作平台区域使用和暂存，后期按要求转运处置；产生的废水主要回用于压裂液配置，不能回用部分压裂	符合

		返排废水及区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置	
4	法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为	不涉及	符合
四十一、企事业单位应当采取措施			
5	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施	拟建工程属于地下矿产资源开采，报告设置了地下水环境影响评价章节进行地下水环境影响分析和提出相关防护措施	符合
6	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测	拟建工程设置有地下水水质监测井	符合
7	加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测	拟建工程不属于加油站项目	符合
8	存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施	拟建工程清洁化操作平台进行固废暂存，已采取重点防渗	符合

由上表分析可知，拟建项目建设符合《地下水管理条例》中的相关要求。

（6）与《国家级公益林管理办法》（国家林业局财政部林资发〔2017〕34号）符合性分析

拟建项目与《国家级公益林管理办法》符合性分析见下表。

表2.9-10　项目与《国家级公益林管理办法》符合性分析（摘录）

序号	相关要求	项目情况	符合性
1	第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设征收、征用、占用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。	拟建项目属于天然气勘探项目，选址具有行业特殊性，由地下决定地上，项目区域周边除林地、居民建设宅基地、鱼塘、道路等用地外，均属于基本农田，确难避让国家二级公益林，建设单位开工建设前按要求办理《临时利用林地审核同意书》及《四川省林木采伐证》。	符合
2	第十二条 一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。	拟建项目临时占用林地属于国家二级公益林，不涉及一级国家级公益林占用。	符合
3	第十四条 国家级公益林中的天然林，除执行上述规定外，还应当严格执行	拟建项目占用林地属于人工林，不涉及天然林占用。	符合

	天然林资源保护的相关政策和要求。		

（7）与《四川省沱江流域水环境保护条例》符合性分析

项目所在地属沱江流域，且管道穿越沱江及沱江一级支流釜溪河使用水平定向钻进行管线地下穿越施工。项目与《四川省沱江流域水环境保护条例》符合性分析见下表。

表 2.9-11 与《四川省沱江流域水环境保护条例》符合性分析（摘录）

序号	条例要求	项目情况	符合性
1	省人民政府可以根据沱江流域水污染防治需要和经济、技术条件，制定严于国家标准的水污染物排放标准，执行水污染物特别排放限值；对国家重点水污染物之外的其他水污染物排放实行总量控制。排放水污染物，不得超过国家或者地方规定的水污染物排放标准和重点水污染物排放总量控制指标。	钻井期间返排液优先用于实施区块内各平台间的回用，不能回用部分压裂返排废水及区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。各采气站运营期产生的返排液通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。项目不涉及废水直接排放	符合
2	省人民政府应当依法确定沱江流域水资源利用上线，加强水资源实时监控管理系统建设，实行最严格的水资源管理制度。县级以上地方人民政府应当严守本行政区域沱江流域水资源利用上线，市级或者县级行政区域取用水总量达到或者超过取用水总量控制指标的，暂停审批建设项目新增取水，取用水总量接近取用水总量控制指标的，限制审批建设项目新增取水。	项目前期临时值守人员生活用水依托当地居民，饮用水采用桶装纯净水；站场检修用水、集气增压站及脱水站生活用水采用清水罐车自场镇拉运市政水供给，不涉及新增取水	符合
3	工业集聚区未按照要求配套建设污水处理设施的，暂停审批该区域内排放水污染物的建设项目环境影响评价文件。	项目不在工业聚集区内	符合

4	县级以上地方人民政府在沱江流域实行总磷污染防治特别措施： （一）削减总磷污染物排放总量，禁止新建、改建、扩建增加含磷污染物排放的建设项目； （二）推动磷矿开采项目逐步搬迁或者退出，禁止新建磷矿开采项目； （三）强化工业领域总磷污染防治，禁止在工业循环冷却水除垢、杀菌过程中加入含磷药剂； （四）加强资源化综合利用，新增磷石膏实现产消平衡，并按照要求削减磷石膏堆放存量，实施涉磷石膏堆场规范化整治，按照要求开展地下水监测； （五）监督磷石膏堆场按照相关技术规范采取防渗漏和渗滤液处理、冲洗废水处理等措施达标排放，禁止偷排和漏排； （六）其他特别措施。	项目不涉及水污染物直接排放，不属于磷矿项目，不涉及磷石膏产生	符合
5	在沱江流域设置排污口的单位，应当在排污口设置标志牌，载明相关信息，接受社会监督。县级以上地方人民政府应当组织生态环境等主管部门开展本行政区域沱江流域的排污口调查，对排污口情况登记造册，实施规范化整治和动态管理。	项目不涉及排污口设置	符合

根据上表分析，项目符合《四川省沱江流域水环境保护条例》相关要求根据上表分析，项目符合《四川省沱江流域水环境保护条例》相关要求。

2.9.4 与“三线一单”符合性分析

（1）与自贡市“三线一单”文件分析

根据自贡市人民政府印发的《自贡市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（自府发〔2021〕11号），全市划分优先保护、重点管控、一般管控三大类共31个环境管控单元。

优先保护单元：以生态环境保护为主的区域，全市划分优先保护单元6个。主要包括生态保护红线、自然保护区、饮用水水源保护区、地质公园、水产种质资源保护区等。

重点管控单元：涉及水、大气、土壤、自然资源等资源环境要素重点管控的区域，全市划分重点管控单元23个。其中：城镇重点单元6个，工业重点单元12个，环境要素重点单元5个。主要包括人口密集的城镇规划区和产业

集聚的工业园区（集聚区）等。

一般管控单元：除优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域，全市划分一般管控单元2个。

拟建项目与自贡市“三线一单”总体管控要求符合性分析详见下表。

表2.9-12　与自贡市“三线一单”总体管控要求符合性分析表

规划	具体内容	拟建项目	符合性
全市总体生态环境管控要求	1、以环境污染治理和风险防范为主，促进产业转型升级，加强污染排放控制和环境风险防控，不断提升资源利用效率，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题，严格落实区域及重点行业污染物允许排放量。 环境要素重点单元在维护区域生态环境质量的前提下，有针对性地加强污染物和环境风险防控，重点加强农业源、生活源治理。单元内若新布局工业园区、企业，应充分论证环境合理性。	项目为页岩气（非常规天然气）开采项目，项目建成后不消耗其他资源，仅占用少量的土地资源，项目消耗相对区域资源利用总量较少，不会超过资源利用上线要求；钻井施工采用清洁化随钻处理措施，方井雨水回用于配置压裂液；压裂试气阶段开井返排液优先用于实施区块内各平台间的回用，不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。各采气站运营期产生的返排液通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能	符合
全市总体生态环境准入要求	1、优化全市产业结构，持续推进全市老工业基地绿色转型，加大装备制造、新材料、新能源、电子信息等新兴产业占比。 2、禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。 3、水污染物和大气污染物严格按照《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求执行。 4、严守环境质量底线硬约束，禁止新建、改建、扩建石化、煤电、钢铁、有色金属冶炼（除金属压延外）项目，对化工新材料等重点发展产业提出严格资源环境绩效水平要求。		符合
富顺县生态环境准入要求	1．禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，积极引导沿江化工企业“退岸入园”。 2．优化调整产业结构，严格高排放、高耗能项目环境准入要求。推动晨光科技园绿色转型和跨江发展，对氟化工新材料执行严格资源环境绩效水平要求。 3．加强区域大气污染治理，大气污染物执行特别排放限值。强化化工新材料等重点行业挥发性有机物治理。 4．开展釜溪河小流域整治，全面提高城镇生活污水收集、处理能力；加强城乡污水治理，合理布局畜禽养殖，推进畜禽粪污无害化、资源化综合利用。 5．加强沿江化工企业风险管控，强化沱江上下游联防联控。		符合
沿滩区生态环	1．优化产业结构，严格高排放、高耗能项目环境准入要求，加大战略新兴产业占比，推动先进材料绿色发		符合

境准入要求	展。 2．优化能源结构，提高清洁能源占比，城市建成区及工业园区禁止新建燃煤（除集中供热项目外）及其它高污染燃料锅炉。 3．加强区域大气污染治理，大气污染物执行特别排放限值。强化全区挥发性有机物治理，加大施工扬尘管控力度。 4．持续推进水系连通工程，推进釜溪河等小流域污染治理，全面提高城镇生活污水收集、处理能力；推进农村污水治理，合理布局畜禽养殖和水产养殖，推进畜禽粪污无害化、资源化综合利用，鼓励水产养殖尾水循环利用。 5．页岩气开采应满足《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求。	力、环保手续齐全的污水处理厂处置，不向地表水体排放。建成后对当地经济发展有一定的社会发展作用，不属于区域负面清单要求。 拟建项目满足《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求。	
大安区生态环境准入要求	1．持续推进张家坝、大塘山锅炉等老工业基地及传统产业绿色转型升级，严控高污染、高排放项目引入。 2．优化能源结构，提高清洁能源占比，城市建成区及工业园区禁止新建燃煤及其它高污染燃料锅炉。 3．加强区域大气污染治理，大气污染物执行特别排放限值。强化全区挥发性有机物治理。 4．推进李白河、杨柳河、石梯河等小流域污染治理，全面提高城镇生活污水收集、处理能力；加强城乡污水治理，合理布局畜禽养殖，推进畜禽粪污无害化、资源化综合利用。 5．有序开展土壤污染治理与修复。		

（2）与四川省政务服务网“三线一单”分析

根据《四川省生态环境厅办公室关于印发<产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）>和<项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知>（川环办函〔2021〕469号）和自贡市“三线一单”分区管控的通知，结合“四川省政务服务网—三线一单”符合性分析系统，拟建项目涉及到环境管控单元情况见下表。

表2.9-13　拟建项目涉及环境管控单元表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	所属城市	所属区县	准入清单类型	管控类型
ZH51032220004	富顺县要素重点管控单元	自贡市	富顺县	环境管控单元	环境综合管控单元要素重点管控单元
YS5103223210001	大磨子-富顺县-管控单元	自贡市	富顺县	水环境管控分区	水环境一般管控区
YS5103222330001	自贡市富顺县弱扩散区	自贡市	富顺县	大气环境管控分区	大气环境弱扩散重点管控区

YS5103222510001	富顺县水资源重点管控区	自贡市	富顺县	自然资源管控分区	水资源重点管控区
YS5103222550001	富顺县自然资源重点管控区	自贡市	富顺县	自然资源管控分区	自然资源重点管控区
YS5103221410006	富顺县土壤优先保护区	自贡市	富顺县	土壤污染风险管控分区	农用地优先保护区
YS5103222220001	九曲河-富顺县-城镇污染重点管控单元	自贡市	富顺县	水环境管控分区	水环境城镇生活污染重点管控区
YS5103222210002	李家湾-富顺-工业重点管控单元	自贡市	富顺县	水环境管控分区	水环境工业污染重点管控区
YS5103222340001	富顺县中心城区	自贡市	富顺县	大气环境管控分区	大气环境受体敏感重点管控区
ZH51030420005	大安区要素重点管控单元	自贡市	大安区	环境管控单元	环境综合管控单元要素重点管控单元
YS5103043210001	老翁桥-大安区-管控单元	自贡市	大安区	水环境管控分区	水环境一般管控区
YS5103042330001	自贡市大安区弱扩散区	自贡市	大安区	大气环境管控分区	大气环境弱扩散重点管控区
YS5103042510001	大安区水资源重点管控区	自贡市	大安区	自然资源管控分区	水资源重点管控区
YS5103042550001	大安区自然资源重点管控区	自贡市	大安区	自然资源管控分区	自然资源重点管控区
YS5103041410003	大安区土壤优先保护区	自贡市	大安区	土壤污染风险管控分区	农用地优先保护区
ZH51031120005	沿滩区要素重点管控单元	自贡市	沿滩区	环境管控单元	环境综合管控单元要素重点管控单元
YS5103112220001	宋渡大桥-沿滩区-城镇污染重点管控单元	自贡市	沿滩区	水环境管控分区	水环境城镇生活污染重点管控区
YS5103112320001	自贡市沿滩区布局敏感区	自贡市	沿滩区	大气环境管控分区	大气环境布局敏感重点管控区
YS5103112510001	沿滩区水资源重点管控区	自贡市	沿滩区	自然资源管控分区	水资源重点管控区
YS5103112550001	沿滩区自然资源重点管控区	自贡市	沿滩区	自然资源管控分区	自然资源重点管控区

表 2.9-14　拟建项目与自贡市各环境管控单元符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控类别	单元特性管控要求	项目情况	符合性
ZH51032220004	富顺县要素重点管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求同自贡市要素重点单元总体准入要求；允许开发建设活动的要求；不符合空间布局要求活动的退出要求，1、鼓励现有企业进行环保升级改造，适时搬迁入园 2、同自贡市要素重点单元总体准入要求；其他空间布局约束要求	项目为页岩气（非常规天然气）开采项目，项目建成后不消耗其他资源，仅占用少量的土地资源，项目消耗相对区域资源利用总量较少，不会超过资源利用上线要求；钻井施工采用清洁化随钻处理措施，方井雨水回用于配置压裂液；压裂试气阶段开井返排液优先用于实施区块内	符合
		污染物排放管控	现有源提标升级改造：1、加强页岩气油基岩屑暂存措施；2、同自贡市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 新增源等量或倍量替代、新增源排放标准限值、污染物排放绩效水平准入要求同自贡市要素重点单元总体准入要求；其他污染物排放管控要求		
		环境风险防控	严格管控类农用地管控要求：对严格管控类，应严控其用途，根据土壤污染超标程度，依法划定农产品禁止生产区域严禁种植食用农产品；制定实施重度污染耕地种植结构调整或退耕还林还草计划。 安全利用类农用地管控要求：对安全利用类，应制定安全利用方案，通过农艺调控、替代种植、种植结构调整等措施，降低农产品超标风险，确保农产品质量安全；开展受污染耕地安全利用及修复；禁止建设向农用水体排放含有毒、有害废水的项目。 污染地块管控要求：建设用地污染风险重点管控区：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》等要求，引入新建产业或企业时，企业选择应结合产业发展规划，充分考虑企业类型、污染物排放特征以及外环境情况等因素，避免企业形成交叉污染。对可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价。环境影响评价文件应当包括对土壤可能造成的不良影响及应当采取的相应预防措施等内容。建设用地污染风险重点管控企业：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》，执行《污染地块土壤环境管理办法（试行）》，加强对地块的环境风险防控管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当采取相应的土壤污染防治措施。涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须		

			经评估、治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。 园区环境风险防控要求、企业环境风险防控要求同自贡市要素重点单元总体准入要求； 其他环境风险防控要求	各平台间的回用，不能回用部分压裂返排废水及区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。 各采气站运营期产生的返排液通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。 ，不向地表	
		资源开发效率要求	水资源利用效率要求、能源利用效率要求同自贡市要素重点单元总体准入要求。 地下水开采要求：应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 其他资源利用效率要求		
YS5103223210001	大磨子-富顺县-管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求：落实《水污染防治行动计划》《长江经济带生态环境保护规划》等文件中关于城镇污水污染控制要求，提高污水处理能力及处理效率。 工业废水污染控制措施要求：落实《水污染防治行动计划》《长江经济带生态环境保护规划》等文件中关于工业废水污染控制要求，确保达标排放。 农业面源水污染控制措施要求：落实《水污染防治行动计划》《长江经济带生态环境保护规划》等文件中关于农业面源水污染控制要求； 船舶港口水污染控制措施要求、饮用水水源和其它特殊水体保护要求		
		环境风险防控	加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。		
		资源开发效率要求	/		
YS5103222330001	富顺县大气环境弱扩散重点管控区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	大气环境质量执行标准：《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级； 区域大气污染物削减/替代要求：新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代。 燃煤和其他能源大气污染控制要求：优化能源结构，持续减少工业煤炭消费，提高能源利用效率。 工业废气污染控制要求、机动车船大气污染控制要求、扬尘污染控制要求、农业生产经营活动大气污染控制要求、重点行业企业专项治理要求；		

			其他大气污染物排放管控要求：严格落实产业布局调整要求，加快落后产能有序退出。推动重污染企业搬迁。推动现有污染治理提标升级。全面加强移动源和农业源污染治理。在不利气象条件下，严格执行重污染天气应急预案要求，落实限产、停产要求，减少污染排放。	水体排放项目。建成后对当地经济发展有一定的社会发展作用，不属于区域负面清单要求。	
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	/		
YS5103222510001	富顺县水资源重点管控区	空间布局约束	严格执行“最严格水资源管理制度”确定的用水总量控制指标，加强水资源取水论证，严格水资源总量考核管理，同时全面推进节水型社会建设，提高用水效率提高页岩气开采清洁生产水平，使用先进钻井技术，减少单井用水量；因地制宜，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率、平台或区域压裂返排液回用率均应达到85%以上		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	土地资源开发效率要求、能源资源开发效率要求、其他资源开发效率要求		
YS5103222550001	富顺县自然资源重点管控区	空间布局约束	合理开发高效利用水资源，建设节水型社会；优化土地利用布局与结构；优化产业空间布局，构建清洁能源体系		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	土地资源开发效率要求、能源资源开发效率要求、其他资源开发效率要求		
YS5103221410006	富顺县土壤优先保护区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率	/		

		要求			
YS5103222220001	九曲河-富顺县-城镇污染重点管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求：提升城镇生活污水处理能力，完善城镇生活污水收集系统，推进城镇生活污水处理设施提标改造，按要求达到《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》排放限值； 工业废水污染控制措施要求：重点实施总磷总量控制和重点污染物减排，从严控制新建、扩建涉磷行业的项目建设；集中治理工业集聚区水污染，形成较为完善的工业集聚区废水处理体系，实现超标废水零排放；对于枯水期等易发生水质超标的时段，实施排污大户企业限产限排等应急措施； 农业面源水污染控制措施要求：推进化肥、农药使用量“零增长”，提升畜禽养殖养殖废物资源化利用率； 船舶港口水污染控制措施要求、饮用水水源和其它特殊水体保护要求		
		环境风险防控	加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。		
		资源开发效率要求	/		
YS5103222210002	李家湾-富顺-工业重点管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求：提升城镇生活污水处理能力，完善城镇生活污水收集系统，推进城镇生活污水处理设施提标改造，按要求达到《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》排放限值； 工业废水污染控制措施要求：重点实施总磷总量控制和重点污染物减排，从严控制新建、扩建涉磷行业的项目建设；集中治理工业集聚区水污染，形成较为完善的工业集聚区废水处理体系，实现超标废水零排放；对于枯水期等易发生水质超标的时段，实施排污大户企业限产限排等应急措施； 农业面源水污染控制措施要求：推进化肥、农药使用量“零增长”，提升畜禽养殖养殖废物资源化利用率；		

			船舶港口水污染控制措施要求、饮用水水源和其它特殊水体保护要求		
		环境风险防控	加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。		
		资源开发效率要求	/		
YS5103222340001	富顺县中心城区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求：禁止在长江流域禁止采砂区和禁止采砂期从事采砂活动-其他同城镇重点管控单元总体准入要求； 限制开发建设活动的要求：限制中心城区向南发展；其他同城镇重点管控单元总体准入要求； 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 位于城镇空间内的企业：①具有合法手续的企业，且污染物排放及环境风险满足管理要求的企业，可继续保留，并进一步加强日常环保监管；允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建，以及不增加环境风险的产品升级调整，引导企业结合推进新型城镇化、产业结构调整和化解过剩产能等，退城入园，有序搬迁②不具备合法手续，或污染物排放超标、环境风险不可控的企业，限期进行整改提升，通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产，整改后仍不能达到要求的，属地政府应按相关要求责令关停并退出 其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	现有源提标升级改造：现有企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。-从事机动车修理、印刷、服装干洗、研发等排放挥发性有机污染物的生产作业，应当按照有关技术规范进行综合治理。-推广机动车维修企业使用水性、紫外光固化涂料，喷涂和补漆工序须在密闭喷漆室内进行，禁止露天和敞开式喷漆作业；包装印刷业必须使用符合环保要求的油墨；餐饮服务业油烟必须经处理达到相应排放标准要求。-推进建筑装饰行业VOCs综合治理，倡导绿色装修，推广使用符合环保要求的建筑涂料、木器涂料、胶黏剂等产品。-其他同城镇空间重点单元总体准入要求 新增源等量或倍量替代、新增源排放标准限值同城镇重点管控单元总体准入要求。		

			污染物排放绩效水平准入要求 企业 VOCs 治理要求：（1）机械制造行业。推广使用高固体分、粉末涂料，喷漆与烘干废气采用吸附燃烧等方式进行处理。（2）食品加工行业必须使用低挥发性溶剂；同时开展挥发性有机物收集与净化处理；-其他同城镇重点管控单元总体准入要求。 其他污染物排放管控要求		
		环境风险防控	严格管控类农用地管控要求：对严格管控类，应严控其用途，根据土壤污染超标程度，依法划定农产品禁止生产区域严禁种植食用农产品；制定实施重度污染耕地种植结构调整或退耕还林还草计划。 安全利用类农用地管控要求：对安全利用类，应制定安全利用方案，通过农艺调控、替代种植、种植结构调整等措施，降低农产品超标风险，确保农产品质量安全；开展受污染耕地安全利用及修复；禁止建设向农用水体排放含有毒、有害废水的项目。 污染地块管控要求 建设用地污染风险重点管控区：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》等要求，引入新建产业或企业时，企业选择应结合产业发展规划，充分考虑企业类型、污染物排放特征以及外环境情况等因素，避免企业形成交叉污染。对可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价。环境影响评价文件应当包括对土壤可能造成的不良影响及应当采取的相应预防措施等内容。建设用地污染风险重点管控企业：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》，执行《污染地块土壤环境管理办法（试行）》，加强对地块的环境风险防控管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当采取相应的土壤污染防治措施。涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须经评估、治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。 园区环境风险防控要求、企业环境风险防控要求同城镇重点管控单元总体准入要求。 其他环境风险防控要求		
		资源开发效率要求	水资源利用效率要求、能源利用效率要求同城镇重点管控单元总体准入要求。 地下水开采要求：应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 其他资源利用效率要求		

ZH51030420005	大安区要素重点管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求同自贡市要素重点单元总体准入要求 允许开发建设活动的要求； 不符合空间布局要求活动的退出要求：1、鼓励现有建材、金属制品、非金属制品、印刷包装、食品加工企业进行环保升级改造，适时搬迁入园；2、同自贡市要素重点单元总体准入要求； 其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	现有源提标升级改造：提高汽修厂、4S店挥发性有机物的收集、处理效率。 新增源等量或倍量替代、新增源排放标准限值、污染物排放绩效水平准入要求同自贡市要素重点单元总体准入要求。 其他污染物排放管控要求		
		环境风险防控	严格管控类农用地管控要求：对严格管控类，应严控其用途，根据土壤污染超标程度，依法划定农产品禁止生产区域严禁种植食用农产品；制定实施重度污染耕地种植结构调整或退耕还林还草计划。 安全利用类农用地管控要求：对安全利用类，应制定安全利用方案，通过农艺调控、替代种植、种植结构调整等措施，降低农产品超标风险，确保农产品质量安全；开展受污染耕地安全利用及修复；禁止建设向农用水体排放含有毒、有害废水的项目。 污染地块管控要求 建设用地污染风险重点管控区：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》等要求，引入新建产业或企业时，企业选择应结合产业发展规划，充分考虑企业类型、污染物排放特征以及外环境情况等因素，避免企业形成交叉污染。对可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价。环境影响评价文件应当包括对土壤可能造成的不良影响及应当采取的相应预防措施等内容。建设用地污染风险重点管控企业：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》，执行《污染地块土壤环境管理办法（试行）》，加强对地块的环境风险防控管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当采取相应的土壤污染防治措施。涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须经评估、治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。		

			园区环境风险防控要求、企业环境风险防控要求同自贡市要素重点单元总体准入要求。 其他环境风险防控要求		
		资源开发效率要求	水资源利用效率要求、能源利用效率要求同自贡市要素重点单元总体准入要求。 地下水开采要求：应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 其他资源利用效率要求		
YS5103043210001	老翁桥-大安区-管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求：落实《水污染防治行动计划》《长江经济带生态环境保护规划》等文件中关于城镇污水污染控制要求，提高污水处理能力及处理效率。 工业废水污染控制措施要求：落实《水污染防治行动计划》《长江经济带生态环境保护规划》等文件中关于工业废水污染控制要求，确保达标排放。 农业面源水污染控制措施要求：落实《水污染防治行动计划》《长江经济带生态环境保护规划》等文件中关于农业面源水污染控制要求 船舶港口水污染控制措施要求、饮用水水源和其它特殊水体保护要求		
		环境风险防控	加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。		
		资源开发效率要求	/		
YS5103042330001	自贡市大安区弱扩散区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	大气环境质量执行标准：《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级； 区域大气污染物削减/替代要求：新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代。 燃煤和其他能源大气污染控制要求：优化能源结构，持续减少工业煤炭消费，提高能源利用效率。 工业废气污染控制要求、机动车船大气污染控制要求、扬尘污染控制要求、农业生产经营活动大气污染控制要求、重点行业企业专项治理要求 其他大气污染物排放管控要求：严格落实产业布局调整要求，加快落后产能有序退出。		

			推动重污染企业搬迁。推动现有污染治理提标升级。全面加强移动源和农业源污染治理。在不利气象条件下，严格执行重污染天气应急预案要求，落实限产、停产要求，减少污染排放。		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	/		
YS5103042510001	大安区水资源重点管控区	空间布局约束	严格执行“最严格水资源管理制度”确定的用水总量控制指标，加强水资源取水论证，严格水资源总量考核管理，同时全面推进节水型社会建设，提高用水效率提高页岩气开采清洁生产水平，使用先进钻井技术，减少单井用水量；因地制宜，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率、平台或区域压裂返排液回用率均应达到85%以上		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	土地资源开发效率要求、能源资源开发效率要求、其他资源开发效率要求		
YS5103042550001	大安区自然资源重点管控区	空间布局约束	合理开发高效利用水资源，建设节水型社会；优化土地利用布局与结构；优化产业空间布局，构建清洁能源体系		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	土地资源开发效率要求、能源资源开发效率要求、其他资源开发效率要求		
YS5103041410003	大安区土壤优先保护区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求、限制开发建设活动的要求、允许开发建设活动的要求、不符合空间布局要求活动的退出要求、其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	/		

ZH51031120005	沿滩区要素重点管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 同自贡市要素重点单元总体准入要求 限制开发建设活动的要求 同自贡市要素重点单元总体准入要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 1、鼓励现有企业进行环保升级改造，适时搬迁入园 2、同自贡市要素重点单元总体准入要求 其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	现有源提标升级改造 同自贡市要素重点管控单元总体准入要求。 新增源等量或倍量替代 同自贡市要素重点单元总体准入要求。 新增源排放标准限值 同自贡市要素重点单元总体准入要求。 污染物排放绩效水平准入要求 同自贡市要素重点单元总体准入要求。 其他污染物排放管控要求		
		环境风险防控	禁止开发建设活动的要求 同自贡市要素重点单元总体准入要求 限制开发建设活动的要求 同自贡市要素重点单元总体准入要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 1、鼓励现有企业进行环保升级改造，适时搬迁入园 2、同自贡市要素重点单元总体准入要求 其他空间布局约束要求		
		资源开发效率要求	水资源利用效率要求 同自贡市要素重点单元总体准入要求。 地下水开采要求		

			应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 能源利用效率要求 同自贡市要素重点管控单元总体准入要求。 其他资源利用效率要求		
YS5103112220001	宋渡大桥-沿滩区-城镇污染重点管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求 提升城镇生活污水处理能力，完善城镇生活污水收集系统，推进城镇生活污水处理设施提标改造，按要求达到《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》排放限值 工业废水污染控制措施要求 重点实施总磷总量控制和重点污染物减排，从严控制新建、扩建涉磷行业的项目建设；集中治理工业集聚区水污染，形成较为完善的工业集聚区废水处理体系，实现超标废水零排放；对于枯水期等易发生水质超标的时段，实施排污大户企业限产限排等应急措施 农业面源水污染控制措施要求 推进化肥、农药使用量“零增长”，提升畜禽养殖养殖废物资源化利用率 船舶港口水污染控制措施要求 饮用水水源和其它特殊水体保护要求		
		环境风险防控	加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。		
		资源开发效率要求	/		
YS5103112320	自贡市沿滩区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求		

001	布局敏感区		允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	大气环境质量执行标准 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级 区域大气污染物削减/替代要求 新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代。 燃煤和其他能源大气污染控制要求 优化能源结构，持续减少工业煤炭消费，提高能源利用效率。 工业废气污染控制要求 机动车船大气污染控制要求 扬尘污染控制要求 农业生产经营活动大气污染控制要求 重点行业企业专项治理要求 其他大气污染物排放管控要求 严格落实《产业结构调整指导目录（2019年本）》要求，禁止新建不符合国家产业政策和行业准入条件的高污染项目，严格执行产能置换有关要求，严格控制化工、水泥、砖瓦等高污染、高耗能项目建设，加快淘汰落后产能和工艺。强化镇村工业集聚区环境管理，逐步引导涉气污染企业入驻工业集聚区。严格落实污染物排放总量控制要求，对新建排放二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物的项目实施现役源2倍量替代。加强对现有污染源的大气污染管控。		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	/		
YS5103112510001	沿滩区水资源重点管控区	空间布局约束	严格执行“最严格水资源管理制度”确定的用水总量控制指标，加强水资源取水论证，严格水资源总量考核管理，同时全面推进节水型社会建设，提高用水效率提高页岩气开采清洁生产水平，使用先进钻井技术，减少单井用水量；因地制宜，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率、平台或区域压裂返排液回用率均应达到85%以上		
		污染物排放管	/		

		控			
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	土地资源开发效率要求 能源资源开发效率要求 其他资源开发效率要求		
YS5103112550001	沿滩区自然资源重点管控区	空间布局约束	合理开发高效利用水资源，建设节水型社会；优化土地利用布局与结构；优化产业空间布局，构建清洁能源体系		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	土地资源开发效率要求 能源资源开发效率要求 其他资源开发效率要求		
YS5103111410004	沿滩区土壤优先保护区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求		
		污染物排放管控	/		
		环境风险防控	/		
		资源开发效率要求	/		

综上，项目为页岩气开发项目，施工期及运营期产生的各类污染物均得到有效的处理，不会对外环境造成不利影响，与区域管控要求不相悖。经过与“三线一单”对照分析，项目不在生态保护红线内、未超出环境质量底线及资源利用上线、不属于当地环境准入负面清单，项目与“三线一单”规定相符；满足自贡市“三线一单”要求。

2.9.5 选址选线符合性分析

（1）选址环境可行性

地下天然气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“地面建设服从地下油气资料分布”，首先需考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置。

站场的选址已避让公益林及天然林，由于区域永久基本农田分布区域较广，采气站具有“井下决定井上”特点，因此项目站场将占用永久基本农田，但在选址过程中，已对站场布局进行了优化，站场及辅助设施尽可能减少永久基本农田占用，确需占用，需在施工前取得相关部门的同意。

针对本井区内分布的6处乡镇集中式饮用水源保护区：上游水库集中式饮用水源保护区、洪水沟集中式饮用水源保护区、镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区，以及尚未划定饮用水源保护区及明确取水口位置的大坡上水库集中式饮用水源保护区、沱江狮市镇花园村取水点、沱江赵化镇古木村取水点。拟建项目选址选线采取了绕避措施，项目占地均未在集中式饮用水源保护区范围内；同时项目选址未涉及优先保护单元，未涉及生态保护红线，符合四川省“三线一单”的相关要求。本次建设内容所涉及的各单项工程不涉及保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态保护红线等环境敏感区，无珍稀野生保护动物栖息地等环境敏感目标，确保各单项工程项目选址周边无环境限制因素。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）等规定：油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m。根据现场勘察，各单项工程均严格按照上述要求选址建设，本次新建平台井口100m范围内均无住户，新建钻井平台均满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT5466-2013）、

《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）等中规定的要求。

根据现场调查，拟建项目处于农村环境，拟建项目采气期井站为五级井站，周围50m范围内无100人以下的散居房屋和100人以上的居住区、厂矿企业、35kV及以上独立变电所、无林地、无高速公路和铁路、无架空电力线路，300m范围内无爆炸作业场地，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等要求。

拟建项目选址内无泉眼、地下暗河等控制性水点分布，严格按照相关规定取得土地使用手续后开工，采取措施后符合永久基本农田保护区管理要求，不涉及其他各类保护区即环境敏感区，符合规划和国土管理方面的规定。拟建项目建设前占地为耕地为主，建设用地为临时占地，在采取补偿等措施后，对失地农民和企业的生活影响较小。选址位于当地城镇规划区外，不涉及环境敏感区，符合“三线一单”管控要求，因此项目选址合理。

（2）管线选线合理性分析

1）线路方案比选

拟建项目管线所涉及的站场位置固定，管线长度相对较短，管线采用“枝状”管网布局。工程设计之初路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原则进行布局。据现场踏勘，管道沿线房屋、居民区、河流、水库、水塘等较多，对管道走向有诸多限制，结合确定了的井位分布和接入方案，大部分管线长度较短，在避开难以穿越的水库、水塘、高坡后，路由走向相对唯一。拟建项目仅对自305井-自205H52井集气支线（同沟敷设返排液管线）走向进行方案比选。

自305井-自205H52井集气支线（同沟敷设返排液管线）走向见下图。

***

图2.9-1 自305井-自205H52井集气支线方案比选图

环保比选情况见表2.9-15。

表2.9-15　　自305井-自205H52井集气支线比选方案

比选内容		推荐方案（东线方案）	比选方案（西线方案）	比选分析
工程概况	工程量	管线6.4km	管线5.2km	西线方案较优
环保比选	施工临时占地面积	8.08hm^2	6.68m^2	西线方案较优
	敏感点分布	距童寺镇最近距离1.1km，距离较近。沿线居民点较少，距离较远。距上游水库饮用水源保护区一级保护区最近距离400m。	距童寺镇最近距离890m，距离较近。沿线居民点较多，距离较近。距上游水库饮用水源保护区一级保护区最近距离185m。	东线方案较优
	动物影响	区域无大型野生动物分布，少量啮齿类动物、鸟类施工影响较小	区域无大型野生动物分布，少量啮齿类动物、鸟类施工影响较小	相当
	植物影响	占地破坏灌木林地面积较大，施工结束后可进行复绿，对植被的影响较小。	占地破坏少量灌木林地面积，施工结束后可进行复绿，对植被的影响较小。	相当
	基本农田的影响	临时占用基本农田较少，主要为旱地，复垦后无永久占用	临时占用基本农田较多，主要为水田，复垦后无永久占用	东线方案较优
	水土流失	土石方量较多，水土流失更强烈。	土石方量较少，水土流失更少。	西线方案较优
	施工噪声、废气影响	施工期周边敏感点较少，噪声、废气影响较小。运营期无噪声影响。	施工期周边敏感点较多，噪声、废气影响较大。运营期无噪声影响。	东线方案较优
	环境风险	周边敏感点较少，环境风险影响更小。	周边敏感点较多，环境风险影响更大。	东线方案较优

综上，从环境保护角度，西线方案虽然较短，临时占地面积较小，造成的水土流失相对较小，但东线方案优势是距饮用水源保护区及场镇距离更远，涉及的沿线敏感目标较少，评价认为综合比选后，东线方案从环保角度更优，为推荐方案。

2）吉富4采气站接入方案

根据周边采气站分布情况，吉富4采气站周边主要分布有自304采气站、自310采气站等。根据吉富4采气站周边站场分布情况，推荐以下两个方案，方案管道走向见下图。

***

图 2.9-2 吉富 4 集气支线（同沟敷设返排液管线）接入点方案比选图

表 2.9-16 吉富 4 采气站接入方案比选一览表

名称		方案 1	方案 2	比选分析
接管方案		吉富 4 接入自 304，再通过新建管线输至自 215H3 集气站井经已建管线输至自 205 脱水站进行脱水处理后进行外输。	吉富 4 接入自 310，再通过新建管线输至自 215H3 集气站井经已建管线输至自 205 脱水站进行脱水处理后进行外输。	/
环保比选	工程量	管道长 11.3km	管道全长 7.2km	方案 2 较优
	施工临时占地面积	12.33hm^2	8.05hm^2	方案 2 较优
	敏感点分布	穿越沱江 1 次，涉及沿线居民点较少，距离较远。	穿越沱江 1 次，涉及镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区。沿线居民点较少，距离较远。沿线居民点点对较多，距离较近。	方案 1 较优
	动物影响	区域无大型野生动物分布，少量啮齿类动物、鸟类施工影响较小	区域无大型野生动物分布，少量啮齿类动物、鸟类施工影响较小	相当
	植物影响	占地破坏灌木林地面积较大，施工结束后可进行复绿，对植被的影响较小。	占地破坏灌木林地面积较小，施工结束后可进行复绿，对植被的影响较小。	相当
	基本农田的影响	临时占用基本农田较多，主要为水田，复垦后无永久占用	临时占用基本农田较少，主要为水田，复垦后无永久占用	相当
	水土流失	土石方量较多，水土流失更强烈。	土石方量较少，水土流失更少。	方案 2 较优
	施工噪声、废气影响	施工期周边敏感点较少，噪声、废气影响较小。运营期无噪声影响	施工期周边敏感点较多，噪声、废气影响较大。运营期无噪声影响，	方案 1 较优
	环境风险	周边敏感点较少，环境风险影响更小。	周边敏感点较多，环境风险影响更大。	方案 1 较优

根据上述比选，吉富 4-自 304 集气支线（同沟敷设返排液管线）沿线居民点较少，避开了镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区等敏感区，选线合理，可以作为推荐方案。

3）沱江及釜溪河穿越方式比选

管线通过河流基本有穿越和跨越两种方式。由于四川地区人口稠密，环境复杂，采用跨越方式运行管理困难，对防恐要求高，且造价高，管道安全不易保证，因此在穿越方案可行的前提下不推荐跨越方案。

目前主要的河流穿越方式如下表所示。

表 2.9-17　　主要河流穿越方式

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

根据开发方案及现有工程施工中对沱江及其支流穿越方式的论证，同时根据项目工期及投产需要，沱江及釜溪河穿越可考虑定向钻穿越，故进行穿越方案比选，进一步论证穿越方式的合理性。根据区域地层岩性可知，钻孔深度20m以内未击穿中风化泥质砂岩，基本满足定向钻穿越的条件，故特对沱江及釜溪河穿越进行穿越方案比选。

表 2.9-18　　穿越方式比选情况一览表

类型	定向钻穿越	围堰开挖穿越	比选结果
对水体的扰动	对水体扰动较小	围堰开挖穿越会造成水体中泥沙含量增大，对水体扰动较大	定向钻优
污染物对水体的影响	施工机械在施工过程中将产生废气、废油，如管理不当，将对地表水体造成污染	施工开挖可能会对水生生物造成影响	相当
施工对生态环境的影响	施工时间较长，穿越施工对周边生态环境影响较大	穿越施工对周边生态环境影响较大	相当
工程可行性	适用于大、中型河流穿越，该穿越方式主要适用于粘土、粉土地层，不适用于卵石层和硬质岩层	适用于季节性河流及沟渠穿越	定向钻优

根据上述比选，围堰开挖对水体扰动大，同时围堰开挖土石方量较大，围堰工程量较大，对周边生态环境影响较大，同时围堰开挖的穿越方式适用于季节性河流及沟渠穿越；定向钻穿越及桁架跨越适用于项目中的大中型河流，因此项目穿越沱江、釜溪河选择定向钻穿越。

由上表可以看出，顶管穿越方案为较长距离的基岩层顶管，施工难度较大，造价偏高，且两侧竖井深度较深，竖井施工难度及安全风险高。而定向钻方案施工技术成熟，管道埋深较深，不受季节和河流冲刷等影响，对管道安全有利；且对大中型河流-沱江/釜溪河影响较小，加上工期短，投资较低；定向钻穿越出入土点不涉及占用公益林，管道两侧敏感点少，穿越长度小。沱江定向钻穿越段入、出土端场地均能满足《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）、《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》（SY/T 6968-2021）的要求。

因此，综合以上分析，沱江、釜溪河穿越推荐采用定向钻穿越方案。

4）管道选线合理性

拟建项目管线经过地属于二、三级地区，不在当地城镇规划区内。管道沿

线不涉及特殊生态敏感区（自然保护区、世界文化和自然遗产地），亦不涉及重要生态敏感区（风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场、越冬场和洄游通道、天然渔场）、管道沿线不涉及四川省生态保护红线。

拟建项目管道建设走向主要由站场位置决定，结合土地利用现状图，各站场之间沿线基本农田广泛分布，同时管道选址要考虑避让城镇区、饮用水源保护区、水产种质保护区等环境敏感区、与居民房屋保持5m以上的距离。拟建项目管道建设临时占地难以避让永久基本农田及公益林。拟建项目属于页岩气开采，临时占用永久基本农田符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）等相关政策。管线选线已尽量绕避或少占了公益林地，未占用天然林，开工建设前按要求办理《临时利用林地审核同意书》及《四川省林木采伐证》。

管道沿线区域无学校、医院、城镇、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区。永久基本农田及公益林临时占用符合国家规定。水土流失重点防治区的影响可控。管线开挖穿越河沟对地表水、水生生态的影响小可接受。

管道沿线周边主要为少量散户居民，管线与农户最近的距离约5m，满足《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中要求的5m范围内无建、构筑物的要求。避免了从居民聚集地中间穿越，尽量从离民房较远的旱地、农田穿越，减少了环境风险。

综上，通过采取评价提出的污染防治、生态保护与恢复、风险防范和应急措施，管道建设总体对环境影响小可接受。因此，拟建工程管线线路走向合理。

3 井区环境影响回顾性评价

本井区内现有工程均已完成勘探、试采环评审批手续，本评价对现有工程回顾分析。现有工程已完成测试井76口（其中试采井62口（地面集输或LNG试采）），井均获气6-9万方/天，正排采气井1-6口。累计投产井62口（评价井1口，地面集输试采井52口，LNG装置试采井9口）。

根据现有环保手续及现场踏勘情况，现有工程无遗留环保问题。

3.1 现有钻井工程主要环保措施及影响调查

3.1.1 钻井工程现状

自205井区（吉林油田配置区）现有工程已完成测试井76口（其中试采井62口（地面集输或LNG试采）），井均获气6-9万方/天，正排采气井1-6口。累计投产井62口（评价井1口，地面集输试采井52口，LNG装置试采井9口）。本井区内现有工程包括勘探井钻井工程41个，具体开展情况详见下表。

拟建工程区域范围内钻井项目情况如下：

表 3.1-1　井区现有钻井工程环保手续统计表

序号	项目名称	建设内容			环评批复	建设进度	责任主体	验收情况
		位置	目的层	井型				
1	自贡1井钻井工程	自贡市沿滩区九洪乡***村	***组	1井式水平井	自环沿滩准许〔2021〕11号	已完钻	中石油吉林油田分公司	已验收
2	自301勘探钻井工程	自贡市大安区何市镇***村	***组	1井式水平井	自环大安准许〔2021〕14号	已完钻，正在LNG试采		已验收
3	自302勘探钻井工程	自贡市大安区回龙镇***村	***组	1井式水平井	自环大安准许〔2021〕15号	已完钻，正在LNG试采		已验收
4	自303井钻井工程	自贡市富顺县邓井关街道***村	***组	1井式水平井	自环富顺准许〔2021〕28号	已完钻，正在LNG试采		已验收
5	富页1井钻井工程	自贡市富顺县龙万乡***村	***组	1井式水平井	自环审批〔2022〕3号	正在试油作业	中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司	/
6	富页2井钻井工程	自贡市富顺县兜山镇***村	***组	1井式水平井	自环审批〔2022〕56号	已完钻		正在验收
7	富页3井钻井工程	自贡市富顺县赵化镇***村	***组	1井式水平井	自环审批〔2022〕55号	已完钻，正在LNG试采		正在验收
8	吉富1井钻井工程	自贡市沿滩区瓦市镇***村	***组	1井式斜度井	自环沿滩准许〔2021〕12号	已完钻，正在LNG试采		已验收
9	吉富2井钻井工程	自贡市大安区牛佛镇***村	***组	1井式斜度井	自环审批〔2022〕74号	/		/
	吉富2井钻井工程（重新报批）	自贡市大安区牛佛镇***村	茅口组	1井式定向井	自环审批〔2023〕15号	已完钻，正在LNG试采		已验收
10	吉富3井组钻井工程	自贡市沿滩区瓦市镇***村	茅口组、嘉陵江组、***组、栖霞组、五峰组-***组	1井式直井	自环审批〔2023〕57号	正在试油作业		/
11	吉富4井钻井工程	自贡市富顺县永年镇***村	茅口组	1井式定向井	自环审批〔2023〕14号	已完钻		正在验收

12	吉富6井钻井工程	自贡市富顺县代寺镇***村	茅口组、***组	1井式 定向井	自环审批〔2023〕59号	已完钻，正在LNG试采		正在验收
13	吉富7井钻井工程	自贡市富顺县龙万乡***村	茅口组	1井式 定向井	自环审批〔2023〕16号	已完钻，正在LNG试采		正在验收
14	吉富8井钻井工程	自贡市沿滩区仙市镇***村	茅口组、***组	1井式 定向井	自环审批〔2023〕49号	已完钻，正在LNG试采		正在验收
15	吉富9井钻井工程	自贡市沿滩区黄市镇***村	茅口组、宝塔组	1井式 水平井	自环审批〔2023〕88号	已完钻		正在验收
16	自304井钻井工程	自贡市富顺县琵琶镇***村	***组	1井式 水平井	自环审批〔2023〕13号	已完钻		正在验收
17	自305井钻井工程	自贡市富顺县赵化镇***村	***组	1井式 水平井	自环审批〔2022〕57号	正在试油作业		/
18	自306井钻井工程	自贡市沿滩区仙市镇***村	***组	1井式 水平井	自环审批〔2023〕78号	正在钻井作业		/
19	自307井钻井工程	自贡市富顺县琵琶镇***村	***组	1井式 水平井	自环审批〔2023〕61号	未建设		/
20	自205H52平台钻井工程	自贡市富顺县古佛镇***村	***组	6井式 水平井	自环审批〔2022〕41号	正在钻井作业		/
21	自205H53平台钻井工程	自贡市富顺县代寺镇***村	***组	6井式 水平井	自环审批〔2022〕39号	正在压裂作业		/
22	自205H54平台钻井工程	自贡市富顺县代寺镇***村	***组	6井式 水平井	自环审批〔2022〕40号	正在试油作业，剩余3口井未建设		/
23	自205H55平台钻井工程	自贡市富顺县代寺镇***村	***组	6井式 水平井	自环审批〔2022〕38号	/		/
	自205H55平台钻井工程（重新报批）	自贡市富顺县代寺镇***村	***组	6井式 水平井	自环审批〔2022〕73号	正在压裂作业		/
24	自205H58平台钻井工程	自贡市富顺县代寺镇***村	***组	4井式 水平井	自环审批〔2022〕58号	正在试油作业		/
25	自205H59平台钻	自贡市富顺县狮市镇***村	***组	5井式	自环审批	正在压裂作业		/

	井工程			水平井	〔2022〕36号			
26	自205H69平台钻井工程	自贡市大安区回龙镇***村	***组	4井式水平井	自环审批〔2022〕87号	正在钻井作业		/
27	自205H76平台钻井工程	自贡市大安区回龙镇***村	***组	4井式水平井	自环审批〔2022〕88号	正在试油作业		/
28	自215H1平台钻井工程	自贡市富顺县代寺镇***村及古佛镇***村	***组	4井式水平井	自环审批〔2022〕4号	已完钻		正在验收
29	自215H2勘探钻井工程	自贡市富顺县古佛镇***村	***组	4井式水平井	自环审批〔2022〕75号	已完钻		正在验收
30	自215H3平台钻井工程	自贡市富顺县骑龙镇***村	***组	4井式水平井	自环审批〔2022〕5号	已完钻		正在验收
31	自205H94平台钻井工程	自贡市大安区何市镇***村	***组	5井式水平井	自环审批〔2023〕58号	正在钻井作业		/
32	自205H92平台钻井工程	自贡市大安区新店镇***村	***组	6井式水平井	/	正在完善环评手续		/
33	自205H95平台钻井工程	自贡市大安区新店镇***村	***组	4井式水平井	/			/

综上，本井区内现有工程包括6个钻井工程已完工且完善相关环保设施验收手续。11个钻井工程已完工，正在开展环保设施验收工作，本评价要求尽快完善环保设施验收手续。13个钻井工程已完成环评手续，目前未完工；本评价要求上述工程完成钻井工程后及时开展环保设施验收工作，并将上述项目环保设施验收手续作为拟建项目竣工验收支撑材料。3个钻井工程暂未开展建设，根据建设单位工作进度安排开展后，完善相关环保设施验收手续。

3.1.2 钻井工程环境影响调查

（1）已完工钻井工程

截至2024年4月，区域内已完工钻井工程共计17个。其中自页1井钻井工程、自301勘探钻井工程、自302勘探钻井工程、自303井钻井工程、吉富1井钻井工程、吉富2井钻井工程（重新报批）（共计6个）已完工，且完善相关环保设施验收手续。

富页2井钻井工程、富页3井钻井工程、吉富4井钻井工程、吉富6井钻井工程、吉富7井钻井工程、吉富8井钻井工程、吉富9井钻井工程、自304井钻井工程、自215H1平台钻井工程、自215H2勘探钻井工程、自215H3平台钻井工程（共计11个）已完工，正在开展环保设施验收工作，本评价要求尽快完善环保设施验收手续。

根据建设单位提供数据，井区内已完钻工程中吉富1井测试放喷无阻流量约***×$10^4m^3/d$，自页1井测试放喷无阻流量约***×$10^4m^3/d$，自301井测试放喷无阻流量约***×$10^4m^3/d$，自302井测试放喷无阻流量约***×$10^4m^3/d$，吉富7井测试放喷无阻流量约***×$10^4m^3/d$。

表 3.1-2　井区范围内单井气质分析数据统计表

井号		自页 1		吉富 1		吉富 7	自 301
检测日期		***	***	***	***	***	***
取样深度（米）		***	***	***	***	***	***
取样层位		***	***	***	***	***	***
摩尔分数 10^{-2}	***	***	***	***	***	***	0
	***	***	***	***	***	***	0.02
	***	***	***	***	***	***	0.61
	***	***	***	***	***	***	1.76
	***	***	***	***	***	***	<0.01
	***	***	***	***	***	***	97.36
	***	***	***	***	***	***	0.25
	***	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	***	/
相对密度		***	***	***	***	***	***
硫化氢（mg/m^3）		***	***	***	***	***	***

表 3.1-3　井区范围内单井返排液成分统计表

井号		吉富 1	自页 1		自 301	吉富 7
层位		***	***	***	***	***
井段		***	***	***	***	***
检测时间		***	***	***	***	***
化学性质（mg/L）	***	***	***	***	***	1.02
	***	***	***	***	***	2556
	***	***	***	***	***	1256
	***	***	***	***	***	415
	***	***	***	***	***	1120

	***	***	***	***	***	39102
	***	***	***	***	***	226
	***	***	***	***	***	19.7
	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	/
	***	***	***	***	***	10.222
	***	***	***	***	***	52653.744
	***	***	***	***	***	1.382
	***	***	***	***	***	13.336
	***	***	***	***	***	74.793
	***	***	***	***	***	0.022
	***	***	***	***	***	1.616
	***	***	***	***	***	0
	***	***	***	***	***	1322.8
	***	***	***	***	***	0
矿化度求和（验证）		***	***	***	***	***
总矿化度 TDS（g/L）		***	***	***	***	***
PH 值		***	***	***	***	***
水型		***	***	***	***	***
密度（g/cm^3）		***	***	***	***	***

根据上述工程竣工环保设施验收报告、污染物处置资料可知，已完工钻井工程环境影响如下：

①生态环境影响

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：除用于试采工程用地以外的原钻井工程临时用地还未覆土还耕，需在后续工程中完成。

②大气环境影响

施工期采取湿式作业；扬尘已采取洒水降尘、篷布遮盖建筑材料等措施处理；汽车尾气已加强对机械、车辆的维修保养等措施进行处理；钻井期间燃料燃烧产生的废气通过设备自带排气筒达标排放；放喷废气采用放喷管线将天然气引至放喷池进行点火燃烧处理。

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：钻井工程施工已结束，钻井设备已撤离，钻井过程对周围居民进行了一定的解释和安抚工作，钻井期间采取了有效的措施，钻井期间未发生废气投诉事件。

③地表水环境主要环保措施及影响

钻井工程施工废水经沉淀处理后回用于场地洒水抑尘；钻前生活污水经租用的农户家厕所等污水系统收集处置；井场内沿基础周围修建场内排水明沟；井场外侧修建雨水沟实行清污分流；钻井期间作业废水经井场预处理后配置压裂液使用；钻井厕所粪便废水由当地农民用作肥料；完钻后对厕所进行回填。洗浴及食堂污水隔油+一体化生化设施处理后用于当地旱地浇灌。压裂返排液回用于区域内其他平台压裂液配置，不能回用部分均已运至回注井回注或污水处理厂处置。

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：建设单位在施工期注重环境管理，采取了有效的水污染防治措施，未对水环境造成不利影响。

④地下水环境影响

钻井工程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、应急响应进行全面控

制。对项目区可能产生污染的地方划定重点污染防治区、一般污染防治区，不同的防渗区域采取不同的防渗措施。井场四周修建截洪沟实现了清污分流。

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：钻井工程验收阶段井场附近地下水水质监测点均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，无超标现象；且与原环评阶段的监测值相比，验收阶段各监测因子的浓度变化不大。钻井工程未发生水污染事故及相关环保投诉，对周边地下水影响较小。

⑤声环境主要环保措施及影响

建设单位钻前阶段选择了低噪声先进设备、合理安排施工时间；钻井阶段采用排气筒上自带高质量消声器的柴油发电机噪声活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料；钻井设备、泥浆泵、振动筛置于钻井平台内，基础安装减振垫层；压裂试气阶段将压裂车布置在井场内，基础安装减振垫层和阻尼涂料；放喷池尽量布置在农户分布稀疏区域，并修建了防火挡墙。

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：钻井工程施工过程中声环境保护措施落实到位，噪声随着工程施工的完成而消失，施工期内未出现重大扰民问题及环保投诉现象。

⑥固体环境主要环保措施及影响

钻前阶段在场地内设置表土集中临时堆存点堆存，完井后用于场地复垦；钻前工程挖填土石方量（道路和井场）能在场内自行平衡；生活垃圾定点堆放并及时清运，按当地环卫部门要求妥善处置。钻井阶段井场内设置一套不落地系统将钻井过程中产生的钻井岩屑和泥浆收集，压滤机脱水后，全部拉运至有资质单位资源化利用；油基岩屑等危险废物交由有资质单位处置；生活垃圾存放在垃圾箱内交由环卫部门处置。压裂试气阶段生活垃圾存放在垃圾箱内交由环卫部门处置。

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：钻井工程井场内建筑垃圾和生活垃圾已清运；施工期未发生固体废物污染事故及相关环保投诉事件。

⑦风险事故防范及应急措施

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查：项目采取的环境风险事故防范措施得力，并制定完善相关应急救援预案，能够在事故状态下采取有效的控制措施，使危害减到最低程度；钻井工程开始至工程结束没有发生过重大的环境风险事故。

⑧已完工钻井工程各类污染物处置去向统计

根据竣工环保设施验收资料、污染物处置资料及现场走访调查，已完工钻井工程各类污染物处置去向详见下表：

表 3.1-4　井区已完工钻井工程污染物处置去向统计表

项目名称	污染物处置去向		资料来源
自贡1井钻井工程	废水	生活污水：经环保厕所收集后转运至九洪乡城镇污水处理厂处理，未直接外排。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液由中石油川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司运至四川瑞利生物科技有限公司气田废水处理站、重庆满翼环保科技有限公司气田污水无害化综合处理项目、遂宁市博通科技有限公司工业废水处理厂一期工程建设项目处理，均未直接外排。	验收调查报告
	固废	一般工业固废：水基岩屑由松原市吉油汇诺工程技术有限责任公司运至四川治民环保工程有限公司“水基岩屑综合利用改扩建项目”、自贡市立铭建筑材料有限公司“自贡市建筑垃圾再生资源化利用项目”资源化利用。 危险废物：未实施四开水平段油基泥浆钻进；废油由钻井队用于其他井配制油基泥浆，未外排。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	
自301勘探钻井工程	废水	生活污水：经一体化处理装置处理后用作农肥。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液运至自303井、自201H54井、威204H53井回用，其余废水运至四川瑞利污水处理厂处理，均未外排。	
	固废	一般工业固废：水基岩屑运至自贡市宏康建材制造有限公司进行制砖，四川治民环保有限公司（富顺县利民机砖厂和富顺县古佛同心研砖厂）作为原料利用。 危险废物：油基岩屑运至内江瑞丰环保科技有限公司处理，自贡金龙水泥有限公司进行处置。废油回用于后期水平钻井段油基钻井液的配制，全部回用。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	
自302勘探钻井工程	废水	生活污水：经旱厕收集后，由四川清偕环保科技有限公司运至一心污水处理厂、天洋污水处理厂、大同污水处理厂，由四川泸天化麦王汇兴水务有限公司处理后达标排放。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液经过现场预处理后运至本公司其他钻井平台内回用于配制压裂液，剩余不能回用的压裂废水用罐车运至注井回注处理或污水处理厂处理。	
	固废	一般工业固废：水基岩屑由威远县圣祥运输有限公司运至四川广成环保工程有限公司、	

		自贡市宏康建材制造有限公司、自贡市万祥建筑材料制品有限公司进行烧砖处理。 危险废物：油基岩屑由威远县特能运业有限公司、自贡新羽物流有限公司运至四川内江瑞丰环保科技有限公司、自贡金龙水泥有限公司进行处置。废油回用于后期水平钻井段油基钻井液的配制，全部回用。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	
自303井钻井工程	废水	生活污水：经一体化处理装置处理后用作农肥。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液经过现场预处理后运至自201H54井、自221井配置压裂液，其余废水运至四川瑞利污水处理厂处理，均未外排。	
	固废	一般工业固废：水基岩屑运至自贡市万祥建筑材料制品有限公司和自贡瑞竣宏升建材有限公司进行处置。 危险废物：油基岩屑由重庆运输总公司运至内江瑞丰环保科技有限公司进行处置，废油回用于后期水平钻井段油基钻井液的配制，全部回用。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	
吉富1井钻井工程	废水	生活污水：经环保厕所收集后转运至瓦市镇城镇污水处理厂处理，未直接外排。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液由中石油川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司运至重庆满翼环保科技有限公司气田污水无害化综合处理项目、遂宁市博通科技有限公司工业废水处理厂一期工程建设项目处理，均未外排。	
	固废	一般工业固废：水基岩屑由松原市吉油汇诺工程技术有限责任公司运至四川治民环保工程有限公司“水基岩屑综合利用改扩建项目”、自贡市立铭建筑材料有限公司“自贡市建筑垃圾再生资源化利用项目”资源化利用。 危险废物：未实施四开水平段油基泥浆钻进；废油由钻井队用于其他井配制油基泥浆，未外排。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	
吉富2井钻井工程（重新报批）	废水	生活污水：经环保厕所收集后转运至牛佛镇城镇污水处理厂处理，未直接外排。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液由运至自23井回注站回注。	验收资料（污染物处置手续等）
	固废	一般工业固废：水基岩屑运至自贡市万祥建筑材料制品有限公司和自贡瑞竣宏升建材有限公司进行处置。 危险废物：油基岩屑由重庆运输总公司运至内江瑞丰环保科技有限公司进行处置，废油	

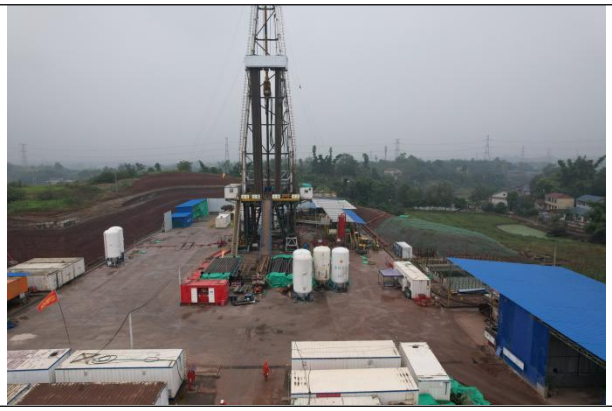
		回用于后期水平钻井段油基钻井液的配制，全部回用。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	
富页2井钻井工程、富页3井钻井工程、吉富4井钻井工程、吉富6井钻井工程、吉富7井钻井工程、吉富8井钻井工程、吉富9井钻井工程、自304井钻井工程、自215H1平台钻井工程、自215H2勘探钻井工程、自215H3平台钻井工程	废水	生活污水：经一体化处理装置处理后用作农肥；或经环保厕所收集后转运至地方城镇污水处理厂处理，未直接外排。 钻前施工废水：经沉淀池预沉后循环利用于场地洒水抑尘，未外排。 钻井作业废水：预处理后用于压裂液配制，压裂返排液由运至自23井回注站回注，或运至四川瑞利污水处理厂、泸州市兴泸污水处理有限公司处理。	
	固废	一般工业固废：水基岩屑运至自贡市万祥建筑材料制品有限公司、自贡瑞竣宏升建材有限公司等有资质单位进行处置。 危险废物：油基岩屑由重庆运输总公司运至内江瑞丰环保科技有限公司等有资质单位进行处置，废油回用于后期水平钻井段油基钻井液的配制，全部回用。 生活垃圾交由环卫部门处理，废包装材料收集后集中外售至废品回收站。	

（2）未完工钻井工程

截至2024年4月，区域内已完成环评手续，目前未完工钻井工程共计14个，其中4个正在钻井作业（自306井钻井工程、自205H52平台钻井工程、自205H69平台钻井工程、自205H94平台钻井工程）、3个正在压裂作业（自205H53平台钻井工程、自205H55平台钻井工程（重新报批）、自205H59平台钻井工程）、6个正在试油作业（富页1井钻井工程、吉富3井组钻井工程、自305井钻井工程、自205H54平台钻井工程、自205H58平台钻井工程、自205H76平台钻井工程）、1个未开展建设（自307井钻井工程）；区域内2个钻井工程正在完善环评手续（自205H92平台钻井工程、自205H95平台钻井工程）。

本评价要求上述工程完成钻井工程后及时开展环保设施验收工作，并将上述项目环保设施验收手续作为拟建项目竣工验收支撑材料。

现有钻井工程现状如下：

正在钻井作业	
	
自306井钻井工程	自205H52平台钻井工程

	
自 205H69 平台钻井工程	自 205H94 平台钻井工程
正在压裂作业	
	
自 205H53 平台钻井工程	自 205H55 平台钻井工程（重新报批）
	
自 205H59 平台钻井工程	
正在试油作业	

	
富页 1 井钻井工程	吉富 3 井组钻井工程
	
自 305 井钻井工程	自 205H54 平台钻井工程
	
自 205H58 平台钻井工程	自 205H76 平台钻井工程
未开展建设	



自307井钻井工程



自205H92平台钻井工程



自205H95平台钻井工程

图3.2-1　未完工钻井工程现状

未完工钻井工程暂无完整环保验收资料，因此根据现场踏勘，上述现有工程正在建设。钻井工程均按其钻井工程环境影响评价文件布设井场，井场内设置了清洁化操作平台（内设废水预处理区废水循环处理系统、岩屑临时堆放区和材料区），经过清洁化操作，废弃物及时收集、处理、回用、最终处置等，从而确保污染物“不落地”。未完工钻井工程尽快开展建设，完工后及时开展环保设施验收工作。根据环评手续及现场踏勘情况，未完工钻井工程环境影响如下：

①生态环境影响

各井场均按照环评要求设置了耕植土堆放区暂存井场剥离表层熟土，后期用于后期区域临时用地生态恢复，且耕植土堆放区设置有排水沟。

后期交由建设单位开展井区开发，除地面工程占地区域，剩余临时占地及时按照环评及土地复垦方案要求进行土地复垦及生态恢复，尽量恢复临时占地原有用地性质，并将平台内耕植土临时堆场存放的剥离耕植土用于覆土。

②废水环境影响

各钻井平台内钻前施工人员生活污水均依托周边居民环卫设施处置；施工废水沉淀后用于场内洒水抑扬，未发现污水外溢现象。钻井阶段生活污水经旱厕收集后转运至场镇污水处理厂处置。正在开展钻井作业的工程钻井废水暂存于井场内用于本平台配制压裂液，现场未发现废水偷排、泄漏现象。压裂及试油作业的工程压裂返排液转运至区域内其他钻井平台回用，暂无钻井平台消纳的压裂返排液由罐车运至自215H1、自215H3集气站已建中心水池暂存回用；剩余部分运至有资质的四川瑞利污水处理厂、泸州市兴泸污水处理有限公司处理。

本评价要求后期压裂作业产生的废水按照环保要求进行收集处置，并保留相关转运、处置手续作为钻井工程验收支撑材料。

③废气环境影响

施工中采取了加强施工场所洒水，防尘土飞扬；施工道路采用洒水减轻扬尘；运输建筑材料的施工车辆采用了相应的遮盖等措施，钻前工程废气影响小。在建钻井平台现场电力资源充沛，目前均使用电网开展钻井作业，柴油发电机等应急供电设备未使用，无柴油机废气产生；后期测试放喷根据环评要求采用放喷管线引至燃烧池点火燃烧排放，燃烧后对大气环境影响小。

④噪声环境影响

项目钻前施工均在昼间进行，夜间不施工，合理布局噪声设备，加强设备维护等措施降低施工噪声，降低钻前施工噪声，施工期间整体噪声环境影响较小。钻井阶段及后期压裂阶段噪声源较大，对周边农户进行协商和部分撤离，取得居民谅解。

根据现场调查，正在开展钻井作业的部分平台存在村民反映噪声污染事件，建设单位已配合地方村委相关部门对村民反映事件进行处理；本评价要求后期钻井及压裂作业应按照环评要求开展声环境污染防治措施，并根据现场实际情况加强防治措施。

⑤固废环境影响

各钻前施工土建开挖带来的临时土石方运至耕植土堆放区内倒换暂存，基本实现场内平衡。生活垃圾收集后，及时外运交当地镇环卫部门处置，现场未遗留。根据现场调查，水基岩屑及泥浆按照环评要求外运有资质单位进行资源化利用，油基岩屑等危险废物按照环评要求外运有资质单位进行无害化处置。根据目前各平台钻井队收集转运记录，水基岩屑及泥浆已转运部分运至自贡市万祥建筑材料制品有限公司、自贡瑞竣宏升建材有限公司等有资质单位进行资源化处置；油基岩屑运至内江瑞丰环保科技有限公司等有资质单位进行处置，部分暂未转运处置油基岩屑均按照环保手续要求采用收集罐或吨袋进行收集。

本评价要求后期产生的水基岩屑及泥浆、油基岩屑均按照环保要求进行收集处置，并保留相关转运、处置手续作为钻井工程验收支撑材料。

⑥环境风险措施

本井区内未完工钻井工程钻前、钻井过程均严格按照《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）等行业相关规范、钻井设计按要求进行工程控制。项目目前均按相关行业规范和环评要求的风险防范措施进行施工，钻井作业环境风险可控。中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司对各钻井平台进行管理，各井场内均按照规范及环评手续要求设置截流措施、事故排水收集措施、清净废水系统防控措施、雨排水系统防控措施、生产废水处理系统防控措施、毒性气体泄漏紧急处置装置、毒性气体泄漏监控预警措施、防渗措施、固体废弃物防治措施、环评及批复的其他风险防范措施等。

根据现场调查，未完工钻井工程开工至今暂未发生过重大的环境风险事故。

3.1.3 井区内现有钻井工程存在的环境问题及建议

通过对本井区范围内现有钻井工程进行现场踏勘、现状环境监测及查阅相关资料，区域勘探开发至今，未出现较大环境污染事故，区域内环境质量状况总体较好。

1、钻井工程存在的环境问题：

（1）已完工钻井工程

除后期预留地面集输站场用地以外的原钻井工程临时用地还未恢复。由于

钻井队撤场后将井场用地交由土地复耕部门进行生态恢复，目前正在根据土地复垦方案进行土地复垦，已完工暂未验收的钻井工程尽快进行覆土，恢复原土地利用类型；并在钻井工程竣工环境保护验收工作中落实生态恢复情况。

（2）未完工钻井工程

①部分井场内水基岩屑及泥浆、油基岩屑未及时转运处置，存在井场内固废泄漏风险；

②根据现场调查，正在开展钻井作业的部分平台出现过农户反映噪声影响较大事件，但未造成污染投诉，建设单位已及时解决相关事件。

2、建议：

（1）除后期预留地面集输站场用地以外的原钻井工程临时用地还未覆土还耕，对已明确征为集输站场建设用地以外的区域，尽快进行覆土，恢复原土地利用类型；其中燃烧池根据站场气量大小进行拆除（气量较大站场，燃烧池保留用于集输工程中应急放喷）。

（2）区域内出现农户反映噪声影响较大事件虽已配合相关部门进行处理；但本评价要求后期钻井及压裂作业应按照环评要求开展声环境污染防治措施，并根据现场实际情况加强防治措施。

3.2 现有地面工程（试采）现状及环境影响调查

3.2.1 地面工程（试采）现状

本井区现有地面工程（试采）情况如下：

表 3.2-1　本井区现有地面工程环保手续统计表

项目名称		建设情况	环评批复	验收情况
地面集输工程（试采）	自 215 区块试采地面建设工程	建设投产	自环审批〔2022〕71 号	正在验收
	吉林川南配置区自 205 区块第一批产能建设工程（试采）	正在建设	自环审批〔2023〕28 号	/
	自 215H1 集气站与自 215LNG 站双向互通工程	建设投产	自环审批〔2023〕84 号	正在验收
LNG 试采工程	吉富 1 井试采气工程		自环审批〔2023〕69 号	
	吉富 2 井试采气工程		自环审批〔2023〕81 号	/
	吉富 2 井试采气工程（重新报批）		自环审批〔2023〕89 号	已验收
	吉富 8 井试采气工程		自环审批〔2023〕93 号	正在验收
	自 301 井试采气回收项目		自环审批〔2023〕67 号	
	自 303 井试采气回收项目		自环审批〔2023〕68 号	
	富页 1 井试采气工程		自环审批〔2023〕70 号	
	富页 3 井试采气工程		自环审批〔2023〕90 号	
	吉富 6 井试采气工程	建设完成，准备投产	自环审批〔2023〕91 号	/
	吉富 7 井试采气工程		自环审批〔2023〕92 号	/

表 3.2-2　本井区现有地面集输工程建设内容一览表

序号	工程名称	建设内容	建设规模
1	自215区块试采地面建设工程	自215H1平台	4井式、$40\times10^4m^3/d$
		自215H2平台	4井式、$40\times10^4m^3/d$
		自215H3平台	4井式、$40\times10^4m^3/d$
		自205脱水站	$350\times10^4m^3/d$
		截断阀室	对集气干线进行截断
		自215H3平台中心水池	总容积20000m³，有效容积19569m³，包括预沉池（3192m³）、中间水池（6657m³）、清水池（9720m³）、气田水转输泵撬区，设置1套50m³/h回用水处理装置，将各平台泵站输送来的气田水处理达标后回用
		3号阀室	对输气管线进行截断
		自205脱水站~3号阀室输气管线	压力6.3MPa，管径DN500，线路长度2.4km
		自215H3~脱水站集气干线	压力7.5MPa，管径DN350，线路长度15.3km

		自215H1~自215H3集气支线	压力8.5MPa，管径DN250，线路长度8.7km
		自215H2~自215H1集气支线	压力8.5MPa，管径DN100，线路长度3.7km
		自215H1~自215H3气田水输送管线	长度 8.7km，规格为 DN150，压力 6.4MPa，与集气管线同沟敷设，规模为1200m^3/d
		自215H2~自215H1气田水输送管线	长度 3.7km，规格为 DN125，压力 6.4MPa，与集气管线同沟敷设，规模为1200m^3/d
2	吉林川南配置区自205区块第一批产能建设工程（试采）	自205H52平台	6井式、60×10^4m^3/d
		自205H53平台	6井式、60×10^4m^3/d
		自205H54平台	6井式、60×10^4m^3/d
		自205H55平台	6井式、60×10^4m^3/d
		自205H58平台	4井式、40×10^4m^3/d
		自205H59平台	5井式、50×10^4m^3/d
		自205H69平台	3井式、40×10^4m^3/d（包含同井场自302评价井1口）
		自205H76平台	4井式、40×10^4m^3/d
		自215H1集气站	250×10^4m^3/d
		自215H3集气站	250×10^4m^3/d
		扩建阀室	自205H76平台接入自205脱水站集气干线上已建线路阀室（自215H3集气站～自205脱水站集气干线上线路截断阀室）内，衔接点为阀室内预留头。阀室内增设DN250清管收球筒橇、放空管各1套
		自215H1集气站中心水池	紧挨自215H1集气站新建中心水池1座，配套新建回用水处理装置及中心泵站，中心水池建设规模为2万m^3，中心水池占地面积为21333m^3。中心水池采用分格型式，建设储存池4座（面积1#1302m^2、2#1104.5m^2、3#1786m^2、4#1710m^2；容积1#5200m^3、2#4000m^3、3#6840m^3、4#6840m^3）、采出水回用处理撬区、采出水转输泵撬区、电气设备区，储存池分别为预沉池2个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒），中心水池对采出水进行处理，最终处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至平台压裂回用
		自205H76平台~自205脱水站集气干线上已建线路截断阀室集气干线	管径DN250，压力7.5MPa，线路长度10.3km
		自205H69平台~自205脱水站集气干线上已建线路截断阀室集气干线	管径DN250，压力7.5MPa，线路长度9.5km，全线与自205H76平台集气干线同沟敷设

		自205H52平台~自215H1集气站集气支线	管径DN150，压力8.5MPa，线路长度4.4km
		自205H53平台~自215H1集气站集气支线	管径DN150，压力8.5MPa，线路长度2.9km
		自205H54平台~自215H1集气站集气支线	管径DN150，压力8.5MPa，线路长度3.8km
		自205H55平台~自215H3集气站集气支线	管径DN150，压力8.5MPa，线路长度6.0km
		自205H58平台~自215H3集气站集气支线	管径DN100，压力8.5MPa，线路长度3.6km
		自205H59平台~自215H3集气站集气支线	管径DN150，压力8.5MPa，线路长度5.7km
		自215H3平台中心水池~自205脱水站返排液干线	管径DN200，压力6.4MPa，线路长度18.46km，全线与《吉林川南配置区自215区块页岩气先导实验工程》中自215H3平台~自205脱水站集气管道同沟敷设。设计输水量4000m³/d（180m³/h）
		自205H76平台泵站返排液干线	管径 DN200，压力 6.4MPa，线路长度 10.9km；自 205H76 平台泵站~已建线路阀室，“T”接至自 215H3 平台中心水池至自 205 脱水站返排液干线；全线与自 205H76 平台集气干线同沟敷设。设计输水量 2400m³/d（100m³/h）
		自205H59平台泵站~自215H3中心水池返排液支干线	管径 DN150，压力 6.4MPa，线路长度 6.2km；全线与自 205H59 平台集气支线同沟敷设。设计输水量 2400m³/d（100m³/h）
		自205H52平台泵站~自215H1平台中心水池返排液支线	管径 DN125，压力 6.4MPa，线路长度 4.4km；全线与自 205H52 平台集气支线同沟敷设。设计输水量 1200m³/d（50m³/h）
		自205H53平台泵站~自215H1中心水池返排液支线	管径 DN150，压力 6.4MPa，线路长度 2.9km；全线与自 205H53 平台集气支线同沟敷设。设计输水量 1200m³/d（50m³/h）
		自205H54平台泵站返排液支线	管径 DN125，压力 6.4MPa，线路长度 0.7km；自 205H54 平台泵站出站，“T”至自 215H1 平台~自 215H3 平台中心水池返排液干线；全线与自 205H54 平台集气支线同沟敷设。设计输水量 1200m³/d（50m³/h）
		自205H55平台泵站返排液支线	管径 DN125，压力 6.4MPa，线路长度 0.8km；自 205H55 平台泵站出站，“T”至自 215H1 平台~自 215H3 平台中心水池返排液干线；全线与自 205H55 平台集气支线同沟敷设。设计输水量 1200m³/d（50m³/h）

		自205H58平台泵站~自215H3中心水池返排液支线	管径DN125，设计压力6.4MPa，线路长度为3.6km；全线与自205H58平台集气支线同沟敷设。设计输水量1200m³/d（50m³/h）
		自205H69平台泵站返排液支线	管径DN125，设计压力6.4MPa，线路长度为0.8km；自205H69平台泵站出站，“T”接到自205H76平台泵站返排液干线；全线与自205H69平台集气支线同沟敷设。设计输水量1200m³/d（50m³/h）
3	自215H1集气站与自215LNG站双向互通工程	自215H1集气站	扩建DN100出站发球橇1座
		自215LNG站	零散气回收处理规模12×10⁴m³/d
		自215H1集气站与自215LNG站双向互通集气管线	管径DN100，压力8.5MPa，线路长度为3.8km
井口数量合计			53口井（其中评价井1口）

表3.2-3　本井区现有LNG试采工程建设内容一览表

序号	工程名称	建设内容	建设规模
1	吉富1井试采气工程	吉富1井单井站	1井式，3.5×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
2	吉富2井试采气工程	吉富2井单井站	1井式，15×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
3	吉富6井试采气工程	吉富6井单井站	1井式，15×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
4	吉富7井试采气工程	吉富7井单井站	1井式，10×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
5	吉富8井试采气工程	吉富8井单井站	1井式，4×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
6	自301井试采气回收项目	自301井单井站	1井式，10×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
7	自303井试采气回收项目	自303井单井站	1井式，6×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
8	富页1井试采气工程	富页1井单井站	1井式，8×10⁴m³/d
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气

9	富页3井试采气工程	富页3井单井站	1井式，$8\times10^4m^3/d$
		LNG试采气回收单元	采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气
井口数量			9口井

<table>
<tr><th colspan="2">自 215 区块试采地面建设工程、吉林川南配置区自 205 区块第一批产能建设工程（试采）、自 215H1 集气站与自 215LNG 站双向互通工程</th></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>自 215H1 集气站</td><td>自 215H2 集气站</td></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>自 215H3 集气站</td><td>自 215H3 集气站</td></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>自 215H3 集气站-中心水池</td><td>自 205 脱水站（一期）</td></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>截断阀室</td><td>3 号阀室</td></tr>
</table>

	
自 205H52 平台（钻井作业）	自 205H53 平台（压裂作业）
	
自 205H54 平台（试油作业）	自 205H55 平台（压裂作业）
	
自 205H58 平台（试油作业）	自 205H59 平台（压裂作业）
	
自 205H69 平台（钻井作业）	自 205H76 平台（试油作业）
LNG 试采工程	

	
吉富 1 井试采气工程	吉富 2 井试采气工程
	
吉富 6 井试采气工程	吉富 7 井试采气工程
	
吉富 8 井试采气工程	自 301 井试采气回收项目
	
自 303 井试采气回收项目	富页 1 井试采气工程（钻井工程正在试油）

	
富页3井试采气工程	

图 3.2-1　现有地面集输工程（试采）现状

3.2.2 地面集输工程（试采）环境影响调查

根据现场踏勘，现场各地面工程敷设管道部分均已完成相关生态恢复，施工及运营期严格执行环评报告提出的环保措施，目前正在开展竣工环保设施验收工作；LNG试采工程部分已建设投产，施工及运营期严格执行环评报告提出的环保措施，其中吉富2井试采工程已完成竣工验收工作。

根据竣工环保设施验收报告、验收资料及现场踏勘可知，已建地面集输工程（试采）环境影响如下：

（1）生态环境

地面集输工程（试采）：施工作业活动严格控制在施工作业带范围内，现场尽量减小施工作业区生态环境的影响范围和程度；严格控制施工作业带面积，并尽量沿道路纵向平行布设，减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。管沟开挖土壤做到了分层开挖，分层堆放、分层回填。对临时堆存的土壤（含耕植土）进行了满足水土保持要求的覆盖、遮挡、导排等措施。现场无焊接材料遗留，也未出现焊接材料渗漏入土壤的现象。施工完成后进行了生态恢复，施工迹地基本恢复为施工前的土地类型，野生动物的生境也基本得到恢复。河流开挖穿越施工过程中未出现向水体排污的情况。施工结束已对临时占地进行生态恢复。

LNG试采工程：施工期严格划定施工作业范围，未出现占用、破坏占地外植被，同时加大对施工人员的宣传力度，施工人员生态环境保护意识，严禁

破坏占地外植被，严禁捕猎野生动物。

（2）废水

地面集输工程（试采）：施工人员雇佣的当地临时民工，全部回家住宿；各标段的管理人员租用当地民房食宿，生活污水依托当地现有的生活污水处理设施处理；施工废水经现场隔油沉淀处理后回用于现场的洒水抑尘；试压废水经现场沉淀后就近排入天然水体。运营期采气站采出水经钻前已建储存池转输泵提升至返排液管道转输至中心水池，用于区域内其他平台配制钻井压裂液；或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

LNG 试采工程：气田水、脱水单元分子筛脱水塔冷凝水经收集后转运至自贡久大节能环保工程有限公司处置；生活污水经化粪池收集后用作农肥。雨水通过地面坡度散排至站场雨水沟，沟渠末端设置隔油沉淀池，经处理后外排。

（3）废气

地面集输工程（试采）：施工中采取了加强施工场所洒水，防尘土飞扬；施工道路采用洒水减轻扬尘；运输建筑材料的施工车辆采用了相应的遮盖等措施，施工期废气影响小。运营期各站场/平台在清管、设备检修或系统发生事故和系统超压时产生的放空废气全部经放空系统排放。

LNG 试采工程：废气主要为生产装置区无组织排放的非甲烷总烃、停电时备用燃气发电机产生的废气。根据已验收的吉富 2 井试采工程可知，项目无组织废气非甲烷总烃监测结果均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）限值要求；H_2S 监测结果均满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）限值要求。

（4）噪声

地面集输工程（试采）：项目施工均在昼间进行，夜间不施工，合理布局噪声设备，加强设备维护等措施降低施工噪声，降低施工噪声，施工期间整体噪声环境影响较小。运营期加强安全管理，加强设备的维护，降低事故发生的几率，从而减少因检修放空产生噪声的次数；放空作业应尽量避免夜间和午休时间，并在事故放空时及时通知附近群众，以降低放空噪声对周边居民的影响。

LNG 试采工程：选用符合国家标准的低噪声设备，定期进行设备检修，保证设备的正常运行，降低故障性噪声排放；对设备进行合理布局。根据已验收的吉富 2 井试采工程可知，在高噪声设备靠近周边农户一侧安装隔声板后，站场噪声对外环境影响较小。

根据验收手续及现场调查，未出现环保纠纷事件。

（5）固废

地面集输工程（试采）：施工废料由施工单位集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运处置。管线开挖土石方及细土全部用于开挖段作业带回填，因管沟敷设占用部分位置，多余土石方及细土均回填至开挖段，回填后高于施工前作业带平面 30cm 左右，后期自然沉降；工作人员生活垃圾集中收集后交当地环卫部门统一处置。

LNG 试采工程：加强对各种固体废弃物收集、暂存和转运的环境管控。生活垃圾由环卫部门清运处置，废脱硫剂由厂家更换后回收、废分子筛、废瓷球由厂家回收。危险废物收集后暂存于危废间，定期交由危废处置单位（内江市天捷能源科技有限公司）处置，并严格落实危险废物转移联单制度，防止产生二次污染。

（6）环境风险措施

在管线两端设置截断阀系统，沿线设置警示牌，完善风险应急预案手续，应急预案编制及演练，配备便携式可燃气体检测仪等。

3.2.3 井区内现有地面集输工程（试采）存在的环境问题及建议

通过对本井区范围内现有地面集输工程（试采）进行现场踏勘、现状环境监测及查阅相关资料，区域试采至今，未出现较大环境污染事故，区域内环境质量状况总体较好。

总体而言，现有工程在此前的实施过程中较好的落实了各自环评报告提出的相关环保要求，未发生环境投诉，无明显的遗留环境问题。部分 LNG 试采平台出现过农户反映设备噪声影响较大事件，但未造成污染投诉，建设单位已及时在高噪声设备靠近周边农户一侧安装隔声板，解决相关事件。

区域内出现农户反映噪声影响较大事件虽已配合相关部门进行处理；但本评价要求后期未投入地面管道集输前，LNG试采作业应按照环评要求开展声环境污染防治措施，并根据现场实际情况加强防治措施。

3.3 现有工程环保投诉情况

现有钻井工程、地面集输工程（试采）建设期及运营期均未收到周边住户的环保投诉问题。

4 工程概况及分析

4.1 拟建工程概况

4.1.1 基本情况

（1）项目名称：威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）

（2）建设性质：新建

（3）建设单位：中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司

（4）所属气田和探矿权：拟建项目所属探矿权为川渝四川盆地中部大足-自贡地区石油天然气页岩气勘查（探矿权证号T100000202211101800l268，勘查面积7249.6698km²）

（5）占地面积：拟建工程总占地面积303.8763hm²，包括永久占地33.2hm²、临时占地270.6763hm²

（6）工程投资：总投资***亿万元，其中环保投资***万元，占工程总投资的***%

（7）行业类别：陆地天然气开采B0721

（8）规模：本井区面积***km²，开发***组页岩气气层，开发产能20亿立方米/年

（9）劳动定员：本评价新建采气站均为无人值守站，前期临时值守（依托周边农户已建设施，单个采气站2人）；集气增压站劳动定员18人（单个6人），采气站及站场巡井巡线人员共部署30人；管道下游接入本井区内自205脱水站，站内已部署劳动定员24人，本评价不新增。

（10）建设周期：建设周期约6.5年（78个月），分阶段实施（2024年6月优先建设部分地面工程（已开展钻井工程平台）、2025年开展钻井工程），其中新建钻井工程2024年6月开工建设、2030年6月全部完工；新建地面工程2024年12月第一个平台建设投产、2030年12月各平台完全建成投产。

（11）建设内容和规模：①新建31个页岩气钻井平台；②地面工程：在钻井平台基础上新建采气站场52座（合计159口井，其中评价井12口、开发井147口），集气增压站3座（配套建设3万m³中心水池2座、2万m³中心水池1座），扩建自205脱水站1座、集气站2座、线路阀室1座；新建集气支线42条、集气干线3条，总长197.6公里。返排液支线42条、返排液干线2条，长度为188.3千米。③现有试采工程纳入本井区整体开发：3个现有地面试采工程（站场12座，共计53口井）直接转开发，9个单井站LNG试采工程通过本评价中地面工程新建管道进行开发。

拟建项目建成后，井区内共计采气站场60座、集气站2座、集气增压站4座（采气区纳入采气站场数量统计）、脱水站1座、阀室2座，合计开发212口井。

表4.1-1　建设内容和规模统计表

序号	类别	建设内容和规模				规模
		内容				
1	钻井工程	新建31个页岩气钻井平台		自205H56平台、自205H64平台、自205H65平台、自205H68平台、自205H70平台、自205H71平台、自205H73平台、自205H74平台、自205H77平台、自205H78平台、自205H79平台、自205H80平台、自205H81平台、自205H82平台、自205H83平台、自205H84平台、自205H85平台、自205H86平台、自205H87平台、自205H88平台、自205H89平台、自205H90平台、自205H91平台、自205H93平台、自215H4平台、自308平台、自309平台、自310平台、自311平台、自312平台、自313平台		完钻层位五峰组-***组，共计126口井（开发井120口、评价井6口），包括钻前、钻井、压裂试气作业，压裂试气后纳入地面工程进行采气开发
2	地面工程	新建采气站场52座		沱江右岸36座（合计123口井，其中评价井8口、开发井115口）		共计159口井，其中评价井12口、开发井147口
				沱江左岸16座（合计36口井，其中评价井4口、开发井32口）		
		配套站场	集气增压站	新建3座	自205H74集气增压站（配套建设3万m³中心水池）	200×10⁴m³/d
					自205H77集气增压站（配套建设3万m³中心水池）	450×10⁴m³/d
					自205H69集气增压站（配套建设2万m³中心水池）	200×10⁴m³/d
				扩建自215H3集气增压站1座		250×10⁴m³/d，站内新建增压装置
			集气站	扩建自215H1集气站1座		250×10⁴m³/d
			脱水站	扩建自205脱水站1座，站内预留区域扩建1列350万m³/d脱水装置		扩建后规模为700万m³/d（一期已

					建350万m^3/d）
			阀室	扩建线路阀室1座	/
		集气管道		沱江右岸：新建集气支线26条，合计84.3公里；新建集气干线2条，合计11.4千米；同沟敷设通信光缆。	
				沱江左岸：新建集气支线16条，合计92.9公里；新建集气干线1条，合计9.0千米；同沟敷设通信光缆。	
		返排液管道		新建返排液支线42条，合计176.9千米；返排液干线2条，合计11.4千米；部分管道与集气管道同沟敷设	
3	现有试采工程纳入本井区整体开发	地面试采工程		3个现有地面试采工程，直接转入本井区整体开发，开发规模、开发方式与试采工程一致；本评价在第二章井区环境影响回顾性评价中已介绍工艺流程，第四章工程分析中不再重复评价，仅在本井区工程产排污总体水平中纳入分析	共计53口井
		单井站LNG试采工程		9个单井站LNG试采工程，开发方式由LNG处理罐车外运改变为经本评价中地面工程新建管道开发输送至下游站场，产排污方式及产排量均发生变化；本评价根据变化后的建设内容进行工程分析、产排污计算	/

（12）建设地点：四川省自贡市富顺县、大安区及沿滩区境内，各站场详细建设位置见下表。

表 4.1-2　　拟建项目站场建设位置统计表

序号	站场名称	坐标		站场位置	备注
		经度	纬度		
1	自 205H56 采气站	***	***	富顺县骑龙镇***村	新建钻井、地面工程
2	自 205H64 采气站	***	***	富顺县邓井关街道***村	
3	自 205H65 采气站	***	***	富顺县邓井关街道***村	
4	自 205H68 采气站	***	***	富顺县古佛镇***村	
5	自 205H70 采气站	***	***	富顺县富世镇***村	
6	自 205H71 采气站	***	***	富顺县富世镇***村	
7	自 205H73 采气站	***	***	富顺县狮市镇***村	
8	自 205H74 集气增压站	***	***	富顺县互助镇***村	
9	自 205H77 集气增压站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
10	自 205H78 采气站	***	***	富顺县互助镇***村	
11	自 205H79 采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
12	自 205H80 采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
13	自 205H81 采气站	***	***	富顺县互助镇***村	
14	自 205H82 采气站	***	***	大安区回龙镇***村	
15	自 205H83 采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	

16	自 205H84 采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
17	自 205H85 采气站	***	***	大安区牛佛镇***村	
18	自 205H86 采气站	***	***	大安区牛佛镇***村	
19	自 205H87 采气站	***	***	大安区牛佛镇***村	
20	自 205H88 采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
21	自 205H89 采气站	***	***	沿滩区仙市镇***村	
22	自 205H90 采气站	***	***	沿滩区仙市镇***村	
23	自 205H91 采气站	***	***	沿滩区仙市镇***村	
24	自 205H93 采气站	***	***	大安区新店镇***村	
25	自 215H4 采气站	***	***	富顺县骑龙镇***村	
26	自 308 采气站	***	***	沿滩区九洪乡***村	
27	自 309 采气站	***	***	富顺县富世镇***村	
28	自 310 采气站	***	***	富顺县东湖镇***村	
29	自 311 采气站	***	***	富顺县互助镇***村	
30	自 312 采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
31	自 313 采气站	***	***	沿滩区仙市镇***村	
32	自 205H92 采气站	***	***	自贡市大安区新店镇***村	现有钻井工程
33	自 205H95 采气站	***	***	自贡市大安区新店镇***村	
34	自 205H94 采气站	***	***	大安区何市镇***村	
35	自 304 采气站	***	***	富顺县琵琶镇***村	
36	自 305 采气站	***	***	富顺县赵化镇***村	
37	自 306 采气站	***	***	沿滩区仙市镇***村	
38	自 307 采气站	***	***	富顺县琵琶镇***村	
39	富页 2 采气站	***	***	富顺县兜山镇***村	
40	吉富 3 采气站	***	***	大安区回龙镇***村	
41	吉富 4 采气站	***	***	富顺县永年镇***村	
42	吉富 9 采气站	***	***	沿滩区黄市镇***村	
43	自贡 1 采气站	***	***	沿滩区九洪乡***村	
44	自 301 采气站	***	***	大安区何市镇***村	现有试采工程纳入本井区整体开发（LNG试采工程）
45	自 303 采气站	***	***	富顺县邓井关街道***村	
46	富页 1 采气站	***	***	富顺县龙万乡***村	
47	富页 3 采气站	***	***	富顺县赵化镇***村	

48	吉富1采气站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
49	吉富2采气站	***	***	大安区牛佛镇***村	
50	吉富6采气站	***	***	富顺县代寺镇***村	
51	吉富7采气站	***	***	富顺县龙万乡***村	
52	吉富8采气站	***	***	沿滩区仙市镇***村	
53	自302采气站（自205H69同井场）	***	***	自贡市大安区回龙镇***村	现有试采工程纳入本井区整体开发（地面试采工程）
54	自205H52采气站	***	***	富顺县古佛镇***村	
55	自205H53采气站	***	***	富顺县代寺镇***村	
56	自205H54采气站	***	***	富顺县代寺镇***村	
57	自205H55采气站	***	***	富顺县代寺镇***村	
58	自205H58采气站	***	***	富顺县代寺镇***村	
59	自205H59采气站	***	***	富顺县狮市镇***村	
60	自205H69采气站（本评价建设为集气增压站）	***	***	大安区回龙镇***村	
61	自205H76采气站	***	***	大安区回龙镇***村	
62	自215H1集气站	***	***	富顺县代寺镇***村	
63	自215H2集气站	***	***	富顺县古佛镇***村	
64	自215H3集气增压站	***	***	富顺县骑龙镇***村	
65	自205脱水站	***	***	沿滩区瓦市镇***村	
66	线路阀室	***	***	富顺县狮市镇***村	
67	3号阀室	***	***	富顺县互助镇***村	
68	自215LNG站	***	***	富顺县古佛镇***村	

***

图4.1-1　　项目建设内容位置关系图（集气管道总图）

***

图4.1-1　　项目建设内容位置关系图（北区集气管道）

***

图4.1-1　　项目建设内容位置关系图（南区集气管道）

***

图4.1-2　　项目建设内容位置关系图（返排液管道总图）

***

图4.1-2　　项目建设内容位置关系图（北区返排液管道）

***

图4.1-2　　项目建设内容位置关系图（南区返排液管道）

4.1.2 井区范围及油气资源特征

4.1.2.1 井区概况

中石油大足-自贡矿权区勘查项目属于川渝四川盆地中部大足-自贡地区石油天然气页岩气勘查。中石油大足-自贡探矿权范围包括四川省自贡市沿滩区、自流井区、贡井区、大安区、富顺县、荣县，宜宾市叙州区、南溪区、翠屏区，内江市市中区、东兴区、威远县、隆昌市、资中县，资阳市安岳县，泸州市泸县，重庆市大足区、荣昌区、永川区、铜梁区、潼南区、合川区。中石油大足-自贡探矿权证号T100000202211101800l268，勘查面积7249.6698平方公里。

威远页岩气自205井区自营区（以下简称“自205井区”）属于上述大足-自贡矿权区范围内部分区域，涉及开发区域主要包括四川盆地中南部自贡市和隆昌市。自205井区历经两个阶段的勘探评价，分别为：

第一个阶段-联合评价（2009-2012年），与壳牌签订“联合评价协议”；首口评价井镇101井完成取心及资料录取，直井压裂后测试产量***×10^4m^3/d，未投产。第二个阶段-自主评价（2017-2020年），完成三维地震实施，三维满覆盖；先后完成自205、自212、自213、自215等4口井的钻井、压裂和测试，平均测试日产量***×10^4m^3。

经过上述两个阶段的勘探评价后，自2021年开始开展产能建设，同年6月区内新增预测含气面积19km^2，预测地质储量***×10^8m^3。为加快推进页岩气产能建设，自205井区交由西南油气田分公司及吉林油田公司联合开发，其中吉林油田公司管辖面积***km^2、西南油气田分公司管辖面积***km^2；开发目的层为五峰组~龙一1亚段。

吉林油田公司开发区域由子公司-中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司负责实施，辖区范围命名为-威远页岩气自205井区（吉林油田配置区）（以下简称“本井区”）。

***

图4.1-1　本井区与探矿权范围位置关系图（蓝色边框为本井区开发范围）

4.1.2.2 井区地理位置及区域构造

四川盆地位于上扬子地台的克拉通盆地，在晚三叠世以前基本为克拉通盆地沉积环境，属于海相沉积。从晚三叠世开始，由于受到印度板块与欧亚板块的碰撞挤压和印支次级板块的逃逸应力对本区构造远程作用的综合效应，致使盆地四周在晚三叠世开始褶皱成山。威远页岩气自 205 井区的主要构造形成于燕山晚期-喜山期大规模挤压造山环境下，以逆断层发育为主要特征。

（1）构造特征

自 205 井区主要位于川南低陡构造带与川西南低褶构造带过渡区，属于华蓥山构造体系。与威远缓斜坡构造类型相比，自 205 井区构造位置、工作特征更接近泸州地区，发育北东-南西向构造，褶皱强度自北东向南西逐渐减弱，构造呈北东-南西向带状分布，整体表现为“堑垒”相间的构造特征，发育多个较窄的低陡背斜，向斜构造较宽缓，但构造褶皱强度低于泸州区域，整体较弱。

***

图 4.1-2　　自 205 井区构造位置图

***

图 4.1-3　　自 205 井区构造断层分布图

建设单位根据三维区五峰组底界地震反射构造图，研究区范围内主要发育黄家场背斜、龙市镇背斜、圣灯山背斜、杨家场背斜等四个背斜构造***。

（2）断层特征

①***组

威远页岩气自 205 井区毗邻泸州，均处于川南帚状构造带的尾端，区域内五峰组~***组页岩形成后，受印支、燕山及喜山等多幕次构造运动联合作用，长期处于挤压环境，早期断层在后期构造运动的叠加改造下，断层性质更加复杂。结合地球物理解释结果，断层的组合样式包括对冲逆断层组合、叠瓦状逆断层组合、背冲型逆断层组合及断展褶皱，纵向上具有“上陡下缓”的铲式断层特点，反映出自 205 井区五峰组~***组断层属于构造挤压形成的逆断层，兼具走滑性质。

区内五峰组底界不发育I级断裂，主要发育II级及以下级别断裂，以北东向为主，均为逆断层，II级断裂内部大于 200m 以上断距的断层共 4 条，主要分布在圣

灯山、黄家场和龙市镇背斜区域，向斜、斜坡区域II级断裂基本不发育，或断距较小，区内仅发育两组断距较大、延伸长度较长，对构造形成起控制作用的主断裂，其余断裂未对构造产生明显影响，同时小断裂对地层的影响较小，不破坏地层连续性。断裂断层线基本平行于黄家场背斜、杨家山背斜、圣登山背斜轴部，沿近北东、南西向延伸，平面延伸长度11.2km，22.7km、33.4km、24.3km，22.8km，落差在100～220m之间，向上消失在志留系内部，向下消失于寒武系地层。区内多见III、IV级断裂，平面上延伸长度6～12km，落差20～60m。区域上，北西向剖面呈堑垒相间构造格局，断层多见于近背斜两翼，北东向平行背斜长轴方向构造平缓，少有断层发育。实钻井资料显示，气井与II级断层的距离对压力系数和含气饱和度基本没有影响，说明区内II级断层封闭性好，气藏未受到破坏。

***

图4.1-4　自205井区及邻区五峰组底界断裂分布图

根据建设单位提供开发方案了解到泸州发震断层阶段成果，初步明确自205井区东北部发育一条北东向发震断层（长20.6千米）、三条近东西向发震断层（长2~4千米）。受雷口坡组~嘉陵江组膏盐岩滑脱层影响，发震断层疑似向下断至须家河-嘉陵江组，与***组的断裂非一套体系。

②二叠系

自205井区二叠系断裂十分发育，以茅口组为例，主要走向以北东、北西向为主，相互切割呈网状特征，均为逆断层，断面低缓，倾角一般20～40°。其中，北东向断裂规模较大，垂直断距一般在20m以上，最大断距366m，平面延伸距离较远，一般大于2km，最大延伸长度16.1km。由于北东向断裂与现今构造长轴方向近平行，对晚期构造有明显控制作用，分析认为其为燕山-喜山期形成。北东向断裂纵向一般断穿二叠系，多数向上切割三叠系地层。北西向断裂规模较小，垂直断距一般在20m以下，最大66m，平面延伸距离较短，一般小于2km，最大延伸长度4.9km。由于北西向断裂与现今构造走向垂直，与晚期构造应力无对应关系，分析认为形成时期较早，可能为海西-印支期形成。从构造图上也可以看出，北东向断层对北西向断层有明显的切割作用，证实北西向断层形成时期早于北东向断

层。北西向断裂在茅口组顶部断距最大，向上一般消失于龙潭-长兴组内幕。

③三叠系

三叠系断裂以北东向为主，发育少量北西向断层。以区内嘉二2断层为例，断裂与现今构造长轴方向近平行，均为逆断层，主要分布在瓦市构造、龙市镇构造两翼。断裂规模较小，其垂直断距一般小于40m，平均为24m，平面延伸距离一般小于7km，平均4.4km。断层断面较平缓，一般倾角为20～40°。

（3）地层概况

自205井区毗邻泸州，区内地层特征与泸州地区相似，地层层序正常，发育前震旦系～侏罗系，缺失泥盆系和石炭系；区内地表出露侏罗系，圣灯山背斜出露地层为三叠系地层。井区从基底至地表地层层序依次为震旦系、寒武系筇竹寺组、沧浪铺组、洗象池组，奥陶系罗汉坡组、大乘寺组、宝塔组、临湘组、五峰组，志留系***组、石牛栏组、韩家店组，二叠系梁山组、栖霞组、茅口组、龙潭组、长兴组，三叠系***组、嘉陵江组、雷口坡组、须家河组，缺失石炭系和泥盆系，地层层序正常；上奥陶统五峰组～下志留统***组富有机质页岩为现阶段勘探开发最有利的目的层段。

①***组底部界线划分

钻井揭示，本评价中主要层位***组底部与上奥陶统五峰组观音桥段呈整合接触，岩性界线为五峰组顶部的观音桥段介壳灰岩，厚度在20～60cm之间。晚奥陶世五峰期水体上升，主要沉积一套深水硅质页岩，含大量硅质生物（海绵骨针）和笔石，为深水陆棚相沉积；晚五峰期～早龙马溪期全球发生短暂间冰期，海水迅速下降，盆地内沉积一套含赫南特贝-达尔曼虫类浅水生物群的泥灰岩（观音桥段）；进入早龙马溪期，冰期结束，海水迅速上升，受周缘持续推覆作用，使得龙马溪期广泛沉积一套富含有机质的页岩。

②***组顶部界线划分

由于四川盆地加里东构造运动剧烈，乐山～龙女寺古隆起的抬升，四川盆地内各区域***组与不同的上覆地层接触，遭受不同程度的剥蚀。自205井区远离剥蚀线，地层保存完整。***组顶部为泥质粉砂岩和粉砂质泥岩互层，下志留统石牛

栏组地层为灰绿色泥岩、薄层瘤状灰岩互层，二者岩性差异明显。

③五峰组底部界线划分

五峰组主要为含硅质的泥页岩，底部与以深灰色瘤状泥灰岩为主的临湘组呈整合接触，岩性分界明显；在GR曲线上，临湘组通常表现为低值，五峰组GR值迅速抬高，亦可作为二者划分界线。五峰组地层整体厚度较小，自205井区介于4m～10m之间。

④***组地层划分

在地层顶底界界线识别的基础上，进行了单井***组地层的划分。相对于威远主体井区，自205井区***组地层特征与泸州相似，地层厚度介于530～590m，平面分布稳定。***组自上而下分为龙二段、龙一段；龙一段自下而上分为龙一$_1$亚段、龙一$_2$亚段。

龙二段底部灰黑色页岩与下伏龙一段黑色页岩～灰色粉砂质页岩相间的韵律层为分界，沉积旋回变化特征明显，界线清晰。龙二段笔石较少，多以个体较小、破碎的半耙笔石为主，上部含浅水腹足等生物；龙一段笔石数量多，种类多，个体分异大。从测井GR曲线上看，龙一段顶部为伽玛值持续线性降低的钟型特征，到达分界线后伽玛值迅速突变抬升，之后再次出现一个持续线性降低的钟型特征。

龙一段为持续海退的进积式反旋回，依照次级旋回和岩性特征可分为2个亚段。龙一$_2$亚段为高体系域逐渐海退的沉积旋回，出现大段砂泥质互层或粉砂质夹层岩性组合，笔石数量少，龙一$_2$亚段顶部发育大段砂泥质互层或夹层，底部以深灰色页岩与下伏龙一$_1$亚段灰黑色页岩分界，厚度在100～200m之间。龙一$_1$亚段为一套富有机质黑色炭质页岩，页理发育，富含大量形态各异的笔石化石，含黄铁矿结核和条带，厚度在38～72m左右之间，自东向西逐渐减薄，厚度较泸州地区小，大于威远地区。

***

图4.1-5　自205井区地层综合柱状表

（4）沉积特征

五峰组沉积时期，华夏与扬子地块碰撞拼合作用减缓，四川盆地及邻区形成

了三隆夹一坳的古地理格局。在***组沉积的早期（鲁丹期—埃隆早期，即龙一$_1$亚段沉积期），受南极冰盖融化造成的海平面快速上升影响，整个川南地区处于大面积缺氧的深水陆棚沉积环境。***组的沉积中晚期（埃隆中期—特列奇期，即龙一$_2$亚段～龙二段沉积时期），扬子板块与周边地块的碰撞拼合作用加剧，沉降中心向川中和川北迁移，海平面大幅度下降，与泸州井区相似，自205井区大部分区域在该时期由深水陆棚向钙质浅水陆棚进行转化。

自205井区五峰组～龙一$_1$段主要为深水棚相沉积，其上限位于正常浪基面附近，下限水深一般在200m左右；平面上向陆方向紧靠滨岸相带，沉积物多以暗色的泥级碎屑物质为特征。进一步可以划分为富有机质硅质泥棚等4种类型的微相沉积：深水粉砂质泥棚、深水含钙质泥棚、富有机质粉砂质泥棚、富有机质硅质泥棚，其中富有机质硅质泥棚和富有机质粉砂质泥棚是页岩储层发育的最有利微相。自205井区五峰组～龙一$_1$段沉积环境与威远、泸州地区类似，处于页岩储层发育有利的深水陆棚相。

（5）井区分布特征

①岩石矿物特征

岩石类型：自205井区岩石类型主要为黑色碳质页岩、黑色页岩、硅质页岩、黑色泥岩、黑色粉砂质泥岩和灰黑色粉砂质泥岩，龙一$_1^4$～龙一$_1^7$小层局部夹粉砂质泥岩。

矿物组分：自205井区五峰组～***组页岩粘土矿物总含量介于21%～79.5%之间，平均含量为40.25%，页岩粘土矿物主要为伊利石，伊蒙混层和绿泥石含量相对较低，高岭石含量最低，不含蒙脱石。下层系主要发育硅质页岩，脆性矿物含量高，硅质来源以生物成因为主；上层系主要发育粘土质页岩，脆性矿物含量降低，硅质来源中陆源成分增加。

②气藏特征

地层温度：自205井区钻井多为深层井，井深4000-4500m，实测地层温度为122～132℃，平均值为125.1℃，与邻区相比，高于威远井区，与泸州井区基本相同。

压力系数：自205井区五峰组～***组页岩气藏保存条件较好，整体为超高压气藏。DFIT预测压力系数结果表明，自205井区地层压力系数普遍大于2.0，与泸州井区相当，高于长宁、威远井区。

含气饱和度：自205井区下层系与上层系对比，下层系较上层系含气饱和度高，下层系含气饱和度分布在56%～74%之间，由中部向南、北逐渐降低，与泸203、阳101井区相当，高于自201井区；上气层含气饱和度分布在52%～65%之间，由中部向南、北逐渐降低，与泸203、阳101井区相当，高于自201井区。

含气量：自205井区及邻区页岩气井气组分分析结果表明，五峰～***组页岩气主要组分为甲烷，含量96.7%～99.3%。

4.1.2.3 井区调查结论

建设单位对本井区地质认识整体较清晰：I+II类储层和I类储层连续厚度大、压力系数高、天然裂缝发育，与泸州主体建产区相比，本井区构造、沉积、地层划分相似，开发层系一致，储层厚度、压力系数、含气性、天然裂缝、微观孔隙结构特征、地应力条件相当，孔隙度略优，地层温度略低。因此，吉林油田于本井区实施“威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）”（以下简称“拟建项目”），主要开发方案如下：

①优选自205井区所在的新店、廻龙场、高石坎、蟠龙场向斜为主要建产区；

②整体部署、分步实施、接替稳产、优化调整；

③采用成熟配套技术、积极开展新技术试验，进一步提高单井产量；

④持续优化技术、工艺、投资、运维成本，实现降本增效。

⑤以下层系五峰组～龙一$_1^4$小层作为主要开发目的层；采用大平台丛式井组，平台尽量多布水平井；单井按照3年相对稳产进行配产，通过平台接替实现5年以上稳产。

4.1.2.4 井区勘探开发现状

截至2022年9月，自205井区累计开钻井37口，完钻5口。蜀南气矿区域内评价井为自213，吉林油田（原为蜀南气矿完善环保手续）为自205、自212、自215、自302。自205井区共5口测试井，其中直井镇101测试产量***×$10^4m^3/d$，

水平井自205、自212、自213和自215井测试产量分别为***×10^4m^3/d、***×10^4m^3/d、***×10^4m^3/d、***×10^4m^3/d。自205井区累计投产井4口（自205井、自212井、自213井、自215井）。日产气量***万方，日产液***方，累产气***万方，累产液***万方。

***

图4.1-6　自205井区及邻区页岩气井位分布图

表4.1-3　自205井区完成测试井生产情况统计表

井号	投产日期	套压（MPa）	油压（MPa）	日产气（10^4m^3）	累产气（10^4m^3）	日排液（m^3）	累排液（m^3）
自205	2020.4.2	3.8	3.2	***	***	***	***
自212	2021.11.11	19.6	15.5	***	***	***	***
自213	2021.9.12	7.48	4.27	***	***	***	***
自215	2022.1.6	26.70	/	***	***	***	***

4.2 工程组成和开发规模

拟建项目建设内容包括新建钻井工程、新建地面工程、现有试采工程纳入本井区整体开发三部分，以下按照类别单项分析。

4.2.1 新建钻井工程

4.2.1.1 建设规模

本井区范围内新建31个钻井平台，其中自205H71、自309同井场建设，自205H78、自311同井场建设，自205H84、自312同井场建设，共计新建28个钻井工程井场。新建钻井工程目的层均为***组，根据现有工程开展情况，钻井过程中会经过含硫层位，因此钻井工程对***组等含硫层进行测井，便于风险评价按含硫气并进行分析、管理。新建钻井工程井型为水平井，采用常规天然气钻井工艺，四开钻进，水平段采用油基泥浆钻井液。钻井工程包括钻前、钻井、压裂试气作业，压裂试气后纳入地面工程进行采气开发。

自308平台、自309平台、自310平台、自311平台、自312平台、自313平台属于评价井，其余新建钻井平台均为开发井，共计126口井（开发井120口、评价井6口）。新建钻井工程建设规模详见下表：

表4.2.1-1　　新建钻井工程建设规模一览表

井场名称	井号	井柱方向	海拔高度/m	钻总深/m	垂深/m	直井段/m	造斜段/m	水平段/m	井型	层位	开工建设时序
自205H56平台	自205H56-1	均为北	304	***	***	***	***	2000***	水平井	完钻层：五峰组-***组； 目的层：主	2026.6开工、2026.7开钻、2026.11压裂、2027.1完井搬迁、2027.2完工
	自205H56-2			***	***	***	***	***			
	自205H56-3			***	***	***	***	***			
	自205H56-4			***	***	***	***	***			

自205H64平台	自205H64-1	均为南	290	***	***	***	***	*** ***		探***组、兼探***组等含硫层	2027.6开工、2027.7开钻、2028.1压裂、2028.4完井搬迁、2028.5完工
	自205H64-2			***	***	***	***				
	自205H64-3			***	***	***	***				
自205H65平台	自205H65-1	均为北	295	***	***	***	***				2027.6开工、2027.7开钻、2027.11压裂、2028.1完井搬迁、2028.2完工
	自205H65-2			***	***	***	***				
	自205H65-3			***	***	***	***				
	自205H65-4			***	***	***	***				
自205H68平台	自205H68-1	均为南	357	***	***	***	***				2024.6开工、2024.7开钻、2025.1压裂、2025.4完井搬迁、2025.5完工
	自205H68-2			***	***	***	***				
	自205H68-3			***	***	***	***				
	自205H68-4			***	***	***	***				
	自205H68-5			***	***	***	***				
自205H70平台	自205H70-1	北2南4	320	***	***	***	***				2026.5开工、2026.6开钻、2026.12压裂、2027.3完井搬迁、2027.4完工
	自205H70-2			***	***	***	***				
	自205H70-3			***	***	***	***				
	自205H70-4			***	***	***	***				
	自205H70-5			***	***	***	***				
	自205H70-6			***	***	***	***				
自205H71平台	自205H71-1	均为北	311	***	***	***	***				2026.9开钻、2027.3压裂、2027.5完井搬迁、2027.6完工
	自205H71-2			***	***	***	***				
	自205H71-3			***	***	***	***				
	自205H71-4			***	***	***	***				
自205H73平台	自205H73-1	均为北	281	***	***	***	***				2026.7开工、2026.8开钻、2026.12压裂、2027.2完井搬迁、2027.3完工
	自205H73-2			***	***	***	***				
	自205H73-3			***	***	***	***				
	自205H73-4			***	***	***	***				

自205H74平台	自205H74-1	北2南4	307	***	***	***	***				2024.6开工、2024.7开钻及压裂、2025.2完井、2025.3完工
	自205H74-2			***	***	***	***				
	自205H74-3			***	***	***	***				
	自205H74-4			***	***	***	***				
	自205H74-5			***	***	***	***				
	自205H74-6			***	***	***	***				
自205H77平台	自205H77-1	北3南3	324	***	***	***	***				2024.6开工、2024.7开钻及压裂、2025.2完井、2025.3完工
	自205H77-2			***	***	***	***				
	自205H77-3			***	***	***	***				
	自205H77-4			***	***	***	***				
	自205H77-5			***	***	***	***				
	自205H77-6			***	***	***	***				
自205H78平台	自205H78-1	均为北	321	***	***	***	***				2027.5开钻、2027.11压裂、2028.2完井搬迁、2028.3完工
	自205H78-2			***	***	***	***				
	自205H78-3			***	***	***	***				
	自205H78-4			***	***	***	***				
	自205H78-5			***	***	***	***				
自205H79平台	自205H79-1	北3南3	322	***	***	***	***				2028.3开工、2028.4开钻、2028.10压裂、2029.1完井搬迁、2029.2完工
	自205H79-2			***	***	***	***				
	自205H79-3			***	***	***	***				
	自205H79-4			***	***	***	***				
	自205H79-5			***	***	***	***				
	自205H79-6			***	***	***	***				
自205H80平台	自205H80-1	北4南4	313	***	***	***	***				2027.8开工、2027.9开钻、2028.5压裂、2028.9完井搬迁、2028.10完工
	自205H80-2			***	***	***	***				
	自205H80-3			***	***	***	***				

	自 205H80-4			***	***	***	***				
	自 205H80-5			***	***	***	***				
	自 205H80-6			***	***	***	***				
	自 205H80-7			***	***	***	***				
	自 205H80-8			***	***	***	***				
自 205H81 平台	自 205H81-1	北1南2	292	***	***	***	***				2029.7 开工、2029.8 开钻、2030.2 压裂、2030.5 完井搬迁、2030.6 完工
	自 205H81-2			***	***	***	***				
	自 205H81-3			***	***	***	***				
自 205H82 平台	自 205H82-1	北3南3	344	***	***	***	***				2025.6 开工、2025.7 开钻、2026.1 压裂、2026.4 完井搬迁、2026.5 完工
	自 205H82-2			***	***	***	***				
	自 205H82-3			***	***	***	***				
	自 205H82-4			***	***	***	***				
	自 205H82-5			***	***	***	***				
	自 205H82-6			***	***	***	***				
自 205H83 平台	自 205H83-1	均为南	302	***	***	***	***				2028.7 开工、2028.8 开钻、2029.4 压裂、2029.8 完井搬迁、2029.9 完工
	自 205H83-2			***	***	***	***				
	自 205H83-3			***	***	***	***				
	自 205H83-4			***	***	***	***				
自 205H84 平台	自 205H84-1	均为南	309	***	***	***	***				2028.9 开钻、2029.3 压裂、2029.6 完井搬迁、2029.7 完工
	自 205H84-2			***	***	***	***				
	自 205H84-3			***	***	***	***				
	自 205H84-4			***	***	***	***				
自 205H85 平台	自 205H85-1	均为北	322	***	***	***	***				2029.7 开工、2029.8 开钻、2030.2 压裂、2030.5 完井搬迁、2030.6 完工
	自 205H85-2			***	***	***	***				
	自 205H85-3			***	***	***	***				
自	自 205H86-1	均为南	322	***	***	***	***				2029.1 开工、2029.2 开

205H86平台	自205H86-2			***	***	***	***				钻、2029.8压裂、2029.11完井搬迁、2029.12完工
	自205H86-3			***	***	***	***				
	自205H86-4			***	***	***	***				
	自205H86-5			***	***	***	***				
自205H87平台	自205H87-1	北3南2	338	***	***	***	***				2025.9开工、2025.10开钻、2026.4压裂、2026.7完井搬迁、2026.8完工
	自205H87-2			***	***	***	***				
	自205H87-3			***	***	***	***				
	自205H87-4			***	***	***	***				
	自205H87-5			***	***	***	***				
自205H88平台	自205H88-1	均为南	313	***	***	***	***				2026.4开工、2026.5开钻、2026.9压裂、2026.11完井搬迁、2026.12完工
	自205H88-2			***	***	***	***				
	自205H88-3			***	***	***	***				
	自205H88-4			***	***	***	***				
自205H89平台	自205H89-1	均为南	291	***	***	***	***				2025.10开工、2025.11开钻、2026.5压裂、2026.8完井搬迁、2026.9完工
	自205H89-2			***	***	***	***				
	自205H89-3			***	***	***	***				
	自205H89-4			***	***	***	***				
	自205H89-5			***	***	***	***				
自205H90平台	自205H90-1	均为北	304	***	***	***	***				2026.6开钻、2026.12压裂、2027.3完井搬迁、2027.4完工
	自205H90-2			***	***	***	***				
	自205H90-3			***	***	***	***				
自205H91平台	自205H91-1	北2南5	319	***	***	***	***				2025.9开工、2025.10开钻、2026.6压裂、2026.10完井搬迁、2026.11完工
	自205H91-2			***	***	***	***				
	自205H91-3			***	***	***	***				
	自205H91-4			***	***	***	***				
	自205H91-5			***	***	***	***				

	自 205H91-6			***	***	***	***				
	自 205H91-7			***	***	***	***				
自 205H93 平台	自 205H93-1	北3南3	337	***	***	***	***				2025.3 开工、2025.4 开钻、2025.10 压裂、2026.1 完井搬迁、2026.2 完工
	自 205H93-2			***	***	***	***				
	自 205H93-3			***	***	***	***				
	自 205H93-4			***	***	***	***				
	自 205H93-5			***	***	***	***				
	自 205H93-6			***	***	***	***				
自 215H4 平台	自 215H4-1	均为南	325	***	***	***	***				2025.12 开工、2026.1 开钻、2026.5 压裂、2026.7 完井搬迁、2026.8 完工
	自 215H4-2			***	***	***	***				
	自 215H4-3			***	***	***	***				
	自 215H4-4			***	***	***	***				
自 308 平台		/	308	***	***	***	***				2025.6 开工、2025.7 开钻、2025.9 压裂、2025.10 完井搬迁、2025.11 完工
自 309 平台		/	311	***	***	***	***				
自 310 平台		/	276	***	***	***	***				
自 311 平台		/	321	***	***	***	***				
自 312 平台		/	309	***	***	***	***				
自 313 平台		/	316	***	***	***	***				

4.2.1.2 建设内容

新建钻井平台均采用水基+油基钻井液开展，其中导管（0~50m）使用清水钻井液钻进，工程所在区域含水层厚度一般20~40m，根据现场浅层地下水水深情况及时调整导管段钻进深度，可有效保护浅层地下水；一开至三开使用水基泥浆钻进，有利于降低作业成本，对地层污染较小；四开使用油基泥浆钻进，减少钻进摩擦。钻井过程中包括有下套管和水泥固井等作业，当钻至目的层后完钻。钻井作业结束后进行后续的压裂和测试放喷作业。整个钻井作业期间，水和泥浆循环使用，同时对钻井过程产生的污染物进行治理。

上述新建钻井工程中自205H64平台、自205H90平台分别依托现有工程自303井钻井工程、自306井钻井工程已建井场开展，不涉及新增占地建设钻前工程，直接开展钻井、分段射孔压裂及测试放喷作业。

各钻井工程建设内容详见下表。

表4.2.1-2　　新建钻井平台组成一览表

名称	建设内容		建设规模	
主体工程	钻前工程	井场工程	道路工程	新建钻井井场新建道路
			每个钻井工程新建井场1座，其中4井式正反向平台井场规模均为8925m²（105m×85m）、6井式（5井式）正反向平台井场规模均为9775m²（115m×85m）、8井式（7井式）正反向平台井场规模均为10625m²（125m×85m）、3井式单排布设平台井场规模均为6325m²（115m×55m），4井式单排布设平台井场规模均为6600m²（120m×55m）、2井式单排布设平台或单井式井场规模均为5775m²（105m×55m）； 新建钻井工程各平台根据井场现场分布情况分别选择部署1套或2套独立钻机；井口单排布设平台内部署1套独立钻机；部署2套独立钻机的钻井工程井场内布置正向（A）、反向（B）两个平台，正向（A）、反向（B）平台内各设泥浆循环系统1套、钻机基础1套	
			新建钻井工程各平台根据井场现场分布情况分别选择部署1套或2套泥浆储备罐区；井口单排布设平台内部署1套泥浆储备罐区；部署2套泥浆储备罐区的钻井工程井场内布置正向（A）、反向（B）两个平台，正向（A）、反向（B）平台内各设泥浆储备罐区1个；各罐区设泥浆储备罐，储存重泥浆用于井喷时封井	
			清洁化操作平台	405m²，包括设备区（255m²）和固废暂存区（150m²）； 设备区：布置有废水预处理系统，包括40m³废水罐1套（1个隔油罐、2个沉淀罐、1个收集罐）、40m³废水备用罐1个； 固废暂存区：水基岩屑堆放场（120m²）用于暂存废水基泥浆及水基岩屑；危废暂存间（30m²）用于暂存废油、废油桶及废棉纱/手套、废油桶、废化学品包装等；固废暂存区内设8个岩屑收集罐（20m³）分别用于收集油基岩屑、废水基泥浆/水基岩屑。
		池体工程	储存池	新建钻井工程井场分别设置1座500m³储存池（13.7m×13.7m×2.7m），为半地埋式钢筋混凝土结构水池、池壁上方高出地面；钻井阶段作为储水池使用，压裂阶段作为废水收集池使用，暂存经处理后可回用的压裂返排液
			燃烧池	每个钻井工程设置燃烧池2个，每个燃烧池平面尺寸均为13×7m，在各燃烧池旁均配套修建1个容积为20m³的集酸坑
			隔油池	共7个，5个（4m³）位于井场四角、油罐区；10m³、20m³各1个，位于生活区

		公用工程	每个钻井工程设置生活区，采用活动板房、现场吊装	
	钻井工程	钻进作业	新建钻井工程各平台根据井场现场分布情况分别选择单排或两排部署井口方井（A+B），单排内井口间距为5m、两排井口间距为35m（其中自205H90平台间距为8m），每个单井均为水平井，采用ZJ70钻机钻进，钻进过程中水基泥浆和油基泥浆分别循环使用，对井眼采用套管+水泥固井保护	
		分段射孔、压裂	每个钻井工程均采用分段射孔，分段水力压裂，每段之间采用电缆可钻桥塞分层对压裂段进行分段暂闭；射孔：采用电缆分段射孔； 水力压裂：设置22台压裂车，20用2备	
		测试放喷	完井测试（设置节流汇管坑、测试流程区），稳压后进行测试放喷，对目的层的气量、页岩气性质进行测试；放喷时气液分离器分离的可燃气体引至燃烧池点火燃烧装置，	
	完井搬迁		测试放喷结束后，设备成套转运，清场，井队退场，开展后续采气工程建设	
辅助工程	泥浆循环系统		钻井工程设置泥浆循环系统，由泥浆循环罐、振动筛、离心机等设备设施组成；其中含40m^{3}泥浆循环罐5个	
	井控系统		自动化控制系统	
	放喷点火系统		每个钻井工程设置自动、手动和电子点火装置各1套	
公用工程	给水		生活用水采用罐车拉至井场水罐，钻井用水运至井场清水罐，来源均为井场周边场镇市政用水；压裂液优先调配区域内暂存的压裂返排液，暂存水不够时，再采用市政用水	
	排水	钻前作业	施工废水经沉淀处理后循环利用或洒水抑尘，不外排；施工人员生活污水依托周边农户污水处理设施收集处置	
		钻井作业	洗井废水、方井雨水回用于项目压裂液的配制，不外排； 压裂返排液通过管线进入撬装的返排液处理装置，经过滤处理后暂存于压裂液罐和储存池，可回用部分用于其他井场配置压裂液使用，不可回用压裂返排液经预处理后运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处理； 生活污水经撬装厕所收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运处理	
		雨水	场内排水沟及隔油池内积水不外排，由井队负责回收至储存池，用于压裂液配制；场外挖方区修建场外排水沟，实现井场内外雨水分流	
			每个方井内设置集水坑1个	
			循环系统、井架区域、泥浆储备罐区设置挡水墙	
	供电		项目采用网电供电，柴油机、发电机作为备用电源。每个钻井工程的后场设置发电房作为备用电源	
办公及生活	活动板房		每个钻井工程设置生活区，采用活动板房、现场吊装	
	值班室		井场外，活动板房内	
储运工程	油水罐区		每个钻井工程内设柴油罐区、水罐区，柴油罐区设置2个柴油罐，每个容积10m^3，储罐基础采用混凝土结构基础，四周设置围堰，用于网电断电情况下柴油发电机发电；水罐区设置2个清水罐，每个容积10m^3	

	泥浆储备罐		单个泥浆储备罐区内设置储罐8个，容积为40m³/个
	压裂液罐		25个，每个容积60m³，用于储存压裂液
	立式砂罐		10个，每个容积30m³，用于压裂支撑剂石英砂储存
	液体组合罐		20组，每组上下两个罐，上方罐40m³，下方罐50m³，每组90m³，用于配制压裂液
	盐酸储罐		1个，容积约20m³，用于配制压裂液
	油基岩屑收集罐		每个钻井工程设置20m³油基岩屑收集罐2个，位于固废暂存区内危废暂存间
	水基固废收集罐		每个钻井工程设置20m³油基岩屑收集罐6个，位于固废暂存区
环保工程	废水处理	工程废水	洗井废水、方井雨水、可回用的压裂返排废水回用于区域压裂液配置； 钻井过程压裂返排废水回收利用，用于该区域其他钻井工程配置压裂液，该区域已部署了数量众多的钻井工程，压裂返排废水经废水循环处理系统处理，可回用部分用于其他井配置压裂液使用；剩余压裂返排废水（不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置
		生活污水	钻前作业施工人员生活污水依托周边农户污水处理设施收集处置；钻井作业生活污水经旱厕收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运处理
		储存池	每个钻井工程设置1座储存池，有效容积为500m³（15m×12.1m×2.7m），空置用于事故状态储存事故废水或暂存部分工程废水
		隔油池	每个钻井工程井场四角、油罐区各设1个4m³隔油池；生活区设2个10m³隔油池，共设7个隔油池，用于场地废水预处理
	废气处理	测试放喷废气	燃烧池内点火燃烧
		备用柴油机燃烧废气	经设备自带尾气处理系统处理后经由3m高排气筒排放
	降噪措施		柴油发电机位于发电房内，安装隔震垫
	固体废物处置	一般固废	失效水基泥浆、水基岩屑收集后暂存于清洁化操作平台-水基岩屑堆放场，外运资源化处理
		危险废物	油基岩屑和废手套等粘油物质按危险废物进行管理，收集后暂存于危废暂存间，交由有危废处理资质单位处置
			机械设备润滑、保养产生的废油，每个钻井工程设置2个废油桶，0.2m³/个，收集项目产生的油类，暂存于危废暂存间，完钻后交由有危废处置资质单位处理
		生活垃圾	每个钻井工程井场区域和生活区各设1个
	分区防渗		对井场设备区域、集酸坑、储存池、清洁化操作场地、柴油罐区、泥浆储备罐基础和燃烧池等采取分区防渗处理

	耕植土堆放场	每个钻井工程设置耕植土堆放场1座，主要用于暂存耕植土，表层耕作土分层剥离，用于后期覆土绿化

表 4.2.1-3　　新建钻井平台平面布置情况一览表

平台名称	建设内容	建设规模	平台名称	建设内容	建设规模
自205H56平台	道路工程	新建进场道路49m，自井场南侧修建	自205H65平台	道路工程	新建进场道路90m，自井场东侧修建接自205H64平台已建进场道路
	井场工程	4井式正反向平台，井场规模8925m²（105m×85m），井场自南向北布设		井场工程	4井式正反向平台，井场规模8925m²（105m×85m），井场自东南向西北布设
	清洁化操作平台	井场前场东侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场东北侧，面积405m²
	储存池	井场后场北侧，有效容积500m³		储存池	井场后场西北侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场西侧约114m处、2#燃烧池位于井场北侧约70m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场东南侧约148m处、2#燃烧池位于井场西侧约116m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场北侧、前场西侧		泥浆储备罐区	分别位于井场后场西北侧、西南侧
	油水罐区	进场道路西侧，面积250m²		油水罐区	进场道路南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场西侧，面积约2000m²		耕植土堆放场	井场西南侧，面积约2200m²
自205H68平台	道路工程	新建进场道路73m，自井场西北侧修建	自205H70平台	道路工程	新建进场道路190m，自井场东南侧修建
	井场工程	5井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自西北向东南布设		井场工程	6井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自东南向西北布设
	清洁化操作平台	井场前场西北侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场西南侧，面积405m²
	储存池	井场后场东南侧，有效容积500m³		储存池	井场后场西北侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东南侧约229m处、2#燃烧池位于井场东北侧约107m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场南侧约107m处、2#燃烧池位于井场西北侧约107m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场东南侧、西南侧		泥浆储备罐区	分别位于井场后场西侧、前场东北侧
	油水罐区	进场道路西南侧，面积250m²		油水罐区	进场道路南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场东北侧，面积约3000m²		耕植土堆放场	油水罐区东南侧，面积约3800m²
自205H71平台、自309	道路工程	新建进场道路94m，自井场北侧修建	自205H73平台	道路工程	新建进场道路67m，自井场北侧修建
	井场工程	5井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自北向南布设		井场工程	4井式正反向平台，井场规模8925m²（105m×85m），井场自北向南布设
	清洁化操作平台	井场前场西侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场北侧，面积405m²

平台	储存池	井场后场南侧，有效容积500m³		储存池	井场后场东南侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场南侧约130m处、2#燃烧池位于井场东侧约130m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场南侧约180m处、2#燃烧池位于井场东侧约120m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场东南侧、西侧		泥浆储备罐区	位于井场后场西南侧
	油水罐区	进场道路西侧，面积250m²		油水罐区	进场道路西侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场东侧，面积约2600m²		耕植土堆放场	井场西侧，面积约2000m²
自205H74平台	道路工程	依托自212井站已建进场道路	自205H77平台	道路工程	新建进场道路172m，自井场东南侧修建
	井场工程	依托已建自212井站进行扩建，扩建后为7井式正反向平台，井场规模10625m²（125m×85m），井场自东北向西南布设		井场工程	6井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自东南向西北布设
	清洁化操作平台	井场前场东北侧，面积405m²		清洁化操作平台	进场道路西南侧，面积405m²
	储存池	依托自212井站已建储存池，位于井场西北侧，有效容积500m³		储存池	井场后场西南侧，有效容积500m³
	中心水池	井场前场东南侧，有效容积3万m³，面积约30000m²		中心水池	井场后场西南侧，有效容积3万m³，面积约30000m²
	燃烧池	1#燃烧池位于井场西侧约105m处、2#燃烧池位于井场西南侧约205m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场西北侧约150m处、2#燃烧池位于井场东北侧约128m处
	泥浆储备罐区	位于井场后场西北侧		泥浆储备罐区	位于井场后场东北侧
	油水罐区	进场道路东南侧，面积250m²		油水罐区	进场道路东北侧，面积250m²
	耕植土堆放场	油水罐区东南侧，面积约1200m²		耕植土堆放场	井场西南侧，面积约4300m²
自205H78平台、自311平台	道路工程	新建进场道路140m，自井场西侧修建	自205H79平台	道路工程	新建进场道路95m，自井场东南侧修建
	井场工程	6井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自西向东布设		井场工程	6井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自东向西布设
	清洁化操作平台	进场道路南侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场南侧，面积405m²
	储存池	井场后场东侧，有效容积500m³		储存池	井场后场西侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东北侧约117m处、2#燃烧池位于井场东侧约138m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场南侧约140m处、2#燃烧池位于井场西侧约120m处
	泥浆储备罐区	位于井场后场东北侧		泥浆储备罐区	位于井场后场西北侧
	油水罐区	进场道路北侧，面积250m²		油水罐区	进场道路南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	进场道路北侧，面积约3800m²		耕植土堆放场	进场道路北侧，面积约1800m²
自	道路工程	新建进场道路60m，自井场西南侧修建	自	道路工程	新建进场道路47m，自井场西南侧修建

205H80平台	井场工程	8井式正反向平台，井场规模10625m²（125m×85m），井场自西南向东北布设	205H81平台	井场工程	3井式单排平台，井场规模6325m²（115m×55m），井场自西南向东北布设
	清洁化操作平台	前场，进场道路东南侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场东南侧，面积405m²
	储存池	井场后场东北侧，有效容积500m³		储存池	井场后场西北侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东南侧约105m处、2#燃烧池位于井场东侧约140m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场东侧约180m处、2#燃烧池位于井场西北侧约110m处
	泥浆储备罐区	位于井场后场东侧		泥浆储备罐区	位于井场后场东北侧
	油水罐区	前场，进场道路西北侧，面积250m²		油水罐区	进场道路西北侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场西北侧，面积约1800m²		耕植土堆放场	井场西北侧，面积约2500m²
自205H82平台	道路工程	新建进场道路135m，自井场南侧修建	自205H83平台	道路工程	新建进场道路80m，自井场西北角修建
	井场工程	6井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自南向北布设		井场工程	4井式单排平台，井场规模6600m²（120m×55m），井场自东北向西南布设
	清洁化操作平台	进场道路东侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场东北侧，面积405m²
	储存池	井场后场北侧，有效容积500m³		储存池	井场西北侧（耕植土堆放场西南侧），有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东侧约140m处、2#燃烧池位于井场北侧约118m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场东北侧约150m处、2#燃烧池位于井场东北侧约190m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场北侧、东侧		泥浆储备罐区	位于井场后场西南侧
	油水罐区	进场道路西侧，面积250m²		油水罐区	进场道路西南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	油水罐区南侧，面积约2000m²		耕植土堆放场	油水罐区西南侧，面积约1500m²
自205H84平台、自312平台	道路工程	新建进场道路260m，井场南至东侧修建	自205H85平台	道路工程	新建进场道路135m，自井场东南侧修建
	井场工程	5井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自东向西布设		井场工程	3井式单排平台，井场规模6325m²（115m×55m），井场自东南向西北布设
	清洁化操作平台	进场道路北侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场西南侧，面积405m²
	储存池	井场后场西北角，有效容积500m³		储存池	井场后场西侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场西北侧约210m处、2#燃烧池位于井场北侧约128m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场西北侧约147m处、2#燃烧池位于井场东北侧约152m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场北侧、西侧		泥浆储备罐区	位于井场后场西侧
	油水罐区	进场道路南侧，面积250m²		油水罐区	进场道路西南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场北侧，面积约1500m²		耕植土堆放场	清洁化操作平台西北侧，面积约1800m²
自	道路工程	新建进场道路245m，自井场西侧修建	自	道路工程	新建进场道路130m，自井场东北侧修建

205H86平台	井场工程	5井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自西向东布设	205H87平台	井场工程	5井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自东北向西南布设
	清洁化操作平台	进场道路北侧，面积405m²		清洁化操作平台	进场道路东侧，面积405m²
	储存池	井场后场东侧，有效容积500m³		储存池	井场后场南侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东侧约215m处、2#燃烧池位于井场北侧约102m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场西南侧约136m处、2#燃烧池位于井场东侧约102m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场东侧、南侧		泥浆储备罐区	分别位于井场后场西南侧、西侧
	油水罐区	进场道路南侧，面积250m²		油水罐区	进场道路西侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场南侧，面积约2000m²		耕植土堆放场	井场西北侧，面积约2100m²
自205H88平台	道路工程	新建进场道路75m，自井场南侧修建	自205H89平台	道路工程	新建进场道路55m，自井场西北侧修建
	井场工程	4井式正反向平台，井场规模8925m²（105m×85m），井场自南向北布设		井场工程	5井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自西北向东南布设
	清洁化操作平台	井场前场东侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场北侧，面积405m²
	储存池	井场后场北侧，有效容积500m³		储存池	井场后场东侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场西侧约106m处、2#燃烧池位于井场北侧约60m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场东侧约260m处、2#燃烧池位于井场东北侧约183m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场北侧、东侧		泥浆储备罐区	分别位于井场后场北侧、前场西侧
	油水罐区	进场道路西侧，面积250m²		油水罐区	进场道路西南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场东侧，面积约1500m²		耕植土堆放场	井场北侧，面积约1200m²
自205H91平台	道路工程	新建进场道路145m，自井场北侧修建	自205H93平台	道路工程	新建进场道路165m，自井场东侧修建
	井场工程	7井式正反向平台，井场规模10625m²（125m×85m），井场自北向南布设		井场工程	6井式正反向平台，井场规模9775m²（115m×85m），井场自东向西布设
	清洁化操作平台	井场前场西侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场西南侧，面积405m²
	储存池	井场后场东侧，有效容积500m³		储存池	井场后场西侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东侧约107m处、2#燃烧池位于井场东南侧约130m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场南侧约120m处、2#燃烧池位于井场西侧约75m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场南侧、西侧		泥浆储备罐区	分别位于井场后场西北侧、东北侧
	油水罐区	进场道路西侧，面积250m²		油水罐区	进场道路南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场西侧，面积约2000m²		耕植土堆放场	进场道路西北侧，面积约1500m²
自215H4	道路工程	新建进场道路145m，自井场西南侧修建	自308平台	道路工程	新建进场道路142m，自井场东南侧修建
	井场工程	4井式正反向平台，井场规模8925m²		井场工程	井场规模5775m²（105m×55m），井场自

平台		（105m×85m），井场自西南向东北布设			东南向西北布设
	清洁化操作平台	井场前场西北侧，面积405m²		清洁化操作平台	进场道路西南侧，面积405m²
	储存池	井场后场东北侧，有效容积500m³		储存池	井场东北侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东北侧约78m处、2#燃烧池位于井场西南侧约100m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场西北侧约152m处、2#燃烧池位于井场西南侧约187m处
	泥浆储备罐区	分别位于井场后场东北侧、西北侧		泥浆储备罐区	位于井场后场西北侧
	油水罐区	进场道路西北侧，面积250m²		油水罐区	井场前场西南侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场西北侧，面积约1500m²		耕植土堆放场	井场东北侧，面积约1500m²
自310平台	道路工程	新建进场道路130m，自井场东南侧修建	自313平台	道路工程	新建进场道路227m，自井场西北侧修建
	井场工程	井场规模5775m²（105m×55m），井场自西北向东南布设		井场工程	井场规模5775m²（105m×55m），井场自西北向东南布设
	清洁化操作平台	进场道路东北侧，面积405m²		清洁化操作平台	井场前场西南侧，面积405m²
	储存池	井场东北侧，有效容积500m³		储存池	井场后场东北侧，有效容积500m³
	燃烧池	1#燃烧池位于井场东南侧约103m处、2#燃烧池位于井场东北侧约100m处		燃烧池	1#燃烧池位于井场南侧约136m处、2#燃烧池位于井场东北侧约100m处
	泥浆储备罐区	位于井场后场东南侧		泥浆储备罐区	位于井场后场东南侧
	油水罐区	井场前场东北侧，面积250m²		油水罐区	井场前场西北侧，面积250m²
	耕植土堆放场	井场西南侧，面积约1500m²		耕植土堆放场	井场西南侧，面积约1500m²
备注：①自205H64平台、自205H90平台分别依托现有自303井钻井工程、自306井钻井工程已建井场开展，不涉及新增占地建设钻前工程。其中自205H90平台再现有自306井钻井工程已建井场上修建双排间距为8m的正反向平台，井场上布设一套钻井设施设备； ②自205H69集气增压站在现有采气平台西北侧新建中心水池1座，占地面积20000m²。					

4.2.2 新建地面工程

4.2.2.1 总体建设规模

（1）沱江右岸：在钻井平台基础上建设采气站场36个（合计123口井，其中评价井8口、开发井115口），配套新建集气增压站2座（自205H74集气增压站（配套建设3万m³中心水池）、自205H77集气增压站（配套建设3万m³中心水池）），扩建自205脱水站1座（扩建后规模为700×10⁴m³/d），依托3号阀室（外输干线截断阀室）1座；新建集气支线26条，总长84.3公里；新建集气干线2条，长度为11.4千米；集气管道同沟敷设通信光缆。

（2）沱江左岸：在钻井平台基础上建设采气站场16个（合计36口井，其中评价井4口、开发井32口），新建自205H69集气增压站1座（在已建自205H69采气站场上扩建），扩建集气站2座（自215H1集气站、自215H3集气站）、线路阀室1座；新建集气支线16条，总长92.9公里；新建集气干线1条，长度为9.0千米；集气管道同沟敷设通信光缆。

（3）建设返排液支线42条，设计长度为176.9千米；返排液干线2条，设计长度为11.4千米；上述部分返排液管道与集气管道同沟敷设。

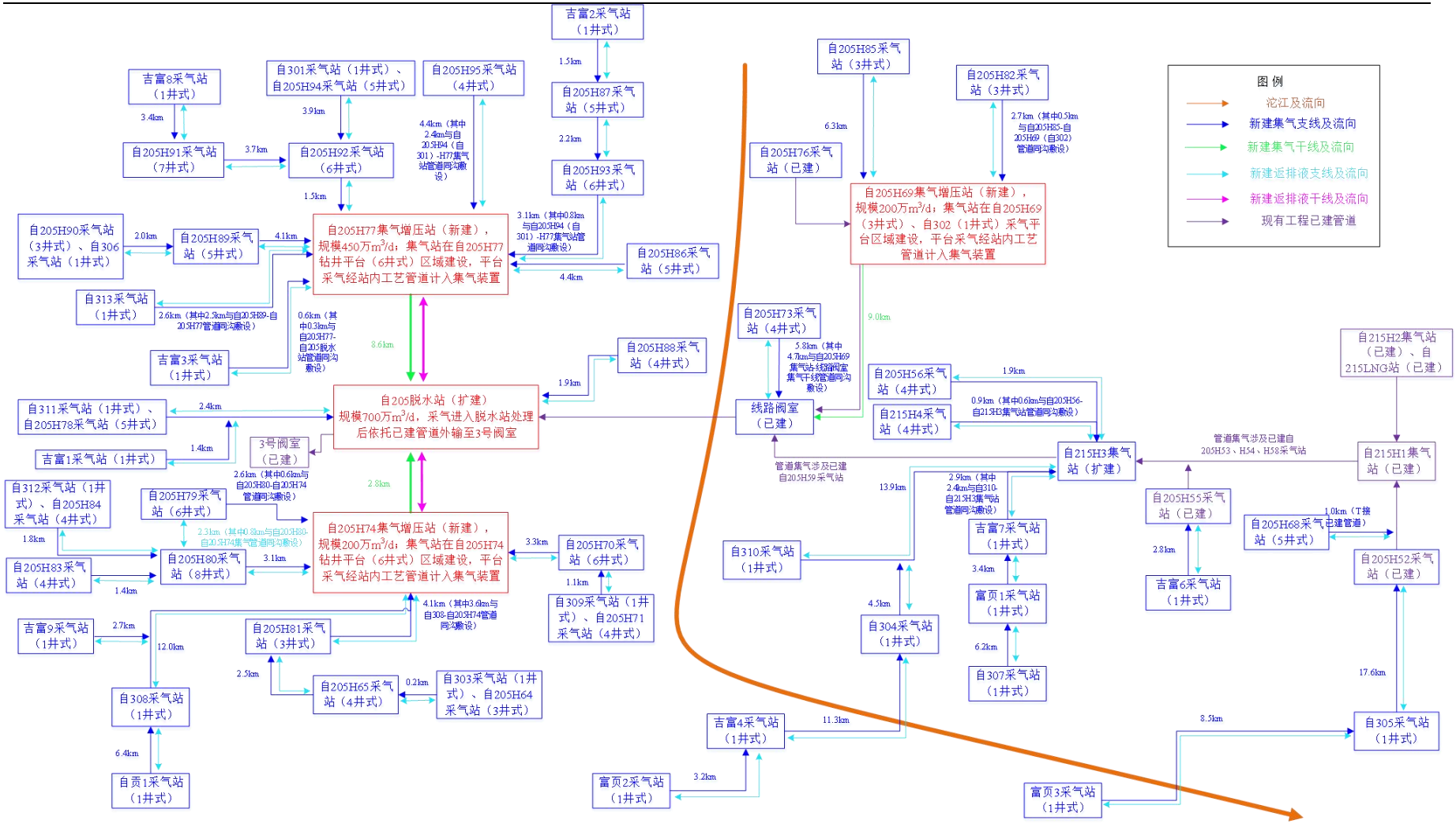


图4.2.2-1　　新建地面工程总体图

表 4.2.2-1　新建地面工程总体建设内容一览表

工程类别	建设规模及主要内容			主要环境问题	
				施工期	运营期
主体工程	涪江右岸开发	采气站场	涪江右岸共计新建采气站场36座，单个采气站内建设工艺装置区，包括两相流量计撬、抑制剂及缓蚀剂加注泵撬、除砂撬（内含集砂器）、气液分离计量撬、放空立管、清管发球筒撬及进出站阀组撬。利用钻前储存池作为污水池，配套建设转输水站1座。 自205H64采气站为3井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计21.9×10⁴m³/d）；自205H65采气站为4井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计29.2×10⁴m³/d）；自205H70采气站为6井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计46.8×10⁴m³/d）；自205H71采气站为4井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计31.2×10⁴m³/d）；自205H74采气站为6井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计43.8×10⁴m³/d）；自205H77采气站为6井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计46.8×10⁴m³/d）；自205H78采气站为5井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计36.5×10⁴m³/d）；自205H79采气站为6井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计43.8×10⁴m³/d）；自205H80采气站为8井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计58.4×10⁴m³/d）；自205H81采气站为3井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计21.9×10⁴m³/d）；自205H83采气站为4井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计29.2×10⁴m³/d）；自205H84采气站为4井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计29.2×10⁴m³/d）；自205H86采气站为5井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计36.5×10⁴m³/d）；自205H87采气站为5井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计39×10⁴m³/d）；自205H88采气站为4井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计31.2×10⁴m³/d）；自205H89采气站为5井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计39×10⁴m³/d）；自205H90采气站为3井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计23.4×10⁴m³/d）；自205H91采气站为7井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计54.6×10⁴m³/d）；自205H92采气站为6井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计46.8×10⁴m³/d）；自205H93采气站为6井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计46.8×10⁴m³/d）；自205H94采气站为5井式，单井设计采气规模8.6×10⁴m³/d（合计43×10⁴m³/d）；自205H95采气站为4井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计31.2×10⁴m³/d）； 自308采气站设计采气规模6×10⁴m³/d；自309采气站设计采气规模7×10⁴m³/d；自311采气站设计采气规模6×10⁴m³/d；自312采气站设计采气规模6×10⁴m³/d；自313采气站设计采气规模7×10⁴m³/d；自301采气站设计采气规模9×10⁴m³/d；自303采气站设计采气规模6×10⁴m³/d；自306采气站设计采气规模7×10⁴m³/d；自贡1采气站设计采气规模9×10⁴m³/d；吉富1采气站设计采气规模3.5×10⁴m³/d；吉富2采气站设计采气规模15×10⁴m³/d；吉富3采气站设计采气规模9×10⁴m³/d；吉富8采气站设计采气规模4×10⁴m³/d；吉富9采气站设计采气规模9×10⁴m³/d		扬尘、废水、噪声、固体废物	扬尘、废水、噪声、固体废物、环境风险
		集	自205H74	对涪江右岸北区部分原料气进行集气增压；在扩建自205H74平台钻井工程站内建设，		

		气增压站	集气增压站及中心水池（新建）	集气站内包括采气工艺区（6井式，站内中间区域）、集气增压工艺区（站内西南侧区域）及综合值班房（站内东北侧进站区域）；工艺装置区包括采气装置（两相流量计撬、抑制剂及缓蚀剂加注泵撬、除砂撬、气液分离计量撬、放空立管、清管发球筒撬及进出站阀组撬）、增压装置；站内接收上游采气站来气，收球后进入气液分离器分离、计量后，气相经清管发球装置外输至下游站场，液相管输至钻前工程储存内；集气增压站处理规模200×10⁴m³/d		
				紧挨集气增压站新建中心水池1座，配套新建回用水处理装置及中心泵站，中心水池建设规模为3万m³，中心水池占地面积为30000m²。采用分格型式，建设储存池4座（面积1#1350m²、2#1100m²、3#1800m²、4#1800m²；容积1#7800m³、2#6000m³、3#10000m³、4#10000m³）、采出水回用处理撬区、采出水转输泵撬区、电气设备区，储存池分别为预沉池2个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒），中心水池对采出水进行处理，最终处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至钻井平台压裂回用		
			自205H77集气增压站及中心水池（新建）	对涪江右岸南区部分原料气进行集气增压；在新建自205H77平台钻井工程站内建设，集气站内包括采气工艺区（6井式，站内中间区域）、集气增压工艺区（站内西北侧区域）及综合值班房（站内东南侧进站区域）；工艺装置区包括采气装置（两相流量计撬、抑制剂及缓蚀剂加注泵撬、除砂撬、气液分离计量撬、放空立管、清管发球筒撬及进出站阀组撬）、增压装置；站内接收上游采气站来气，收球后进入气液分离器分离、计量后，气相经清管发球装置外输至下游站场，液相管输至钻前工程储存内；集气增压站处理规模450×10⁴m³/d		
				紧挨集气增压站新建中心水池1座，配套新建回用水处理装置及中心泵站，中心水池建设规模为3万m³，中心水池占地面积为30000m²。采用分格型式，建设储存池4座（面积1#1350m²、2#1100m²、3#1800m²、4#1800m²；容积1#7800m³、2#6000m³、3#10000m³、4#10000m³）、采出水回用处理撬区、采出水转输泵撬区、电气设备区，储存池分别为预沉池2个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒），中心水池对采出水进行处理，最终处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至钻井平台压裂回用		
		脱水站	自205脱水站（扩建）	站内已建一列集气、分离及脱水装置区，已建脱水装置处理规模为350万m³/d（一期）；在占地范围内扩建一列集气、分离及脱水装置区，规模为350万m³/d；并在已建阀组区扩建进出站阀组、清管收发球筒；各区采气汇入自205脱水站进行脱水处理，区域内整体按脱水站规模进行调配集输规模，脱水后天然气依托下游已建管道、3号阀室外输；扩建后站内依托现有放空系统，自205脱水站整体处理规模为700万m³/d		
		气管线	集气支线	新建集气支线26条，总长84.3公里，全线同沟敷设通信光缆；各采气站场按南、北分区分别经新建集气支线进入自205H74集气增压站、自205H77集气增压站及自205脱水站；	废水、废气、扬尘、噪声等。临时占	植被恢复，农田生产力逐步恢

				集气管线包括：自313-自205H77集气支线、吉富3-自205H77集气支线、自205H93-自205H77集气支线、自205H86-自205H77集气支线、205H95-自205H77集气支线、205H94（自301）-自205H92-自205H77集气支线、自205H90（自306）-自205H89集气支线、自205H89-自205H77集气支线、吉富8-自205H91集气支线、自205H91-自205H92集气支线、吉富2-自205H87集气支线、自205H87-自205H93集气支线、自页1-自308集气支线、自308-自205H74集气支线、吉富9-T接“自308-自205H74”气支线、自205H81-自205H74集气支线、自205H71（自309）-自205H70集气支线、自205H70-自205H74集气支线、自205H80-自205H74集气支线、自205H83-自205H80集气支线、自205H79-自205H74集气支线、自205H84（自312）-自205H80集气支线、自205H78（自311）-自205脱水站集气支线、吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站”集气支线、自205H88-自205脱水站集气支线、自205H64（自303）-自205H65-自205H81集气支线	地、农业损失、水土流失、生态环境破坏	复，水土流失逐渐恢复正常水平；管道腐蚀气体泄漏导致的爆炸冲击波环境风险影响
			集气干线	新建集气支线2条，总长11.4公里，全线同沟敷设通信光缆； 自205H77集气增压站-自205脱水站集气干线、自205H74集气增压站-自205脱水站集气干线		
	涪江左岸开发	采气站场		涪江左岸共计新建采气站场16座，单个采气站内建设工艺装置区，包括两相流量计撬、抑制剂及缓蚀剂加注泵撬、除砂撬（内含集砂器）、气液分离计量撬、放空立管、清管发球筒撬及进出站阀组撬。利用钻前储存池作为污水池，配套建设转输水站1座。 自205H56采气站为4井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计31.2×10⁴m³/d）；自205H68采气站为5井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计39.0×10⁴m³/d）；自205H73采气站为4井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计31.2×10⁴m³/d）；自205H82采气站为6井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计46.8×10⁴m³/d）；自205H85采气站为3井式，单井设计采气规模7.3×10⁴m³/d（合计21.9×10⁴m³/d）；自215H4采气站为4井式，单井设计采气规模7.8×10⁴m³/d（合计31.2×10⁴m³/d）；自310采气站设计采气规模7×10⁴m³/d；富页1采气站设计采气规模8×10⁴m³/d；富页2采气站设计采气规模9×10⁴m³/d；富页3采气站设计采气规模8×10⁴m³/d；吉富4采气站设计采气规模9×10⁴m³/d；吉富6采气站设计采气规模15×10⁴m³/d；吉富7采气站设计采气规模10×10⁴m³/d；自304采气站设计采气规模7×10⁴m³/d；自305采气站设计采气规模7×10⁴m³/d；自307采气站设计采气规模7×10⁴m³/d	扬尘、废水、噪声、固体废物	扬尘、废水、噪声、固体废物、环境风险
		集气增压站	自205H69集气增压站	在现有工程自205H69采气站占地范围内进行扩建，对涪江左岸北区原料气进行集气增压； 站内包括已建采气工艺区（站内中间区域），扩建集气增压工艺区（站内东北侧区域）及综合值班房（站内西南侧进站区域）；站内接收上游采气站来气，收球后进入气液分离器分离、计量后，气相经清管发球装置外输至下游站场，液相管输至钻前工程储存内；		

				集气增压站处理规模为 $200\times10^4m^3/d$		
				紧挨集气增压站西北侧新建中心水池 1 座，配套新建回用水处理装置及中心泵站，中心水池建设规模为 2 万 m^3，中心水池占地面积为 $20000m^2$。采用分格型式，建设储存池 4 座（面积 1#$900m^2$、2#$750m^2$、3#$1200m^2$、4#$1200m^2$；容积 1#$5200m^3$、2#$4000m^3$、3#$6500m^3$、4#$6500m^3$）、采出水回用处理撬区、采出水转输泵撬区、电气设备区，储存池分别为预沉池 2 个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒），中心水池对采出水进行处理，最终处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至钻井平台压裂回用		
		集气站/集气增压站	自 215H1 集气站（扩建）	现有工程已建自 215H1 集气站 1 座，站内已建进站阀组橇、清管收发球筒橇、清管进出站阀组橇、分离计量橇、出站阀组橇、放空火炬模块、放空分液罐橇、仪表风橇等装置；接收上游站场来气，收球后进入气液分离器分离、计量后，气相经清管发球装置外输至自 215H3 集气站，液相管输至钻前工程储存池内；设计规模 $250\times10^4m^3/d$； 在现有集气站占地范围内扩建进、出站及清管收发球筒，泄漏气体检测报警系统		
			自 215H3 集气增压站（扩建）	现有工程已建自 215H3 集气站 1 座（预留增压站流程及扩建位置），站内已建进站阀组橇、清管收发球筒橇、清管进出站阀组橇、分离计量橇、出站阀组橇、放空火炬模块、放空分液罐橇、仪表风橇等装置；接收上游站场来气，收球后进入气液分离器分离、计量后，气相与上游自 215H1 集气站来气汇合经清管发球装置外输至自 205 脱水站，液相计量后管输至钻前工程储存池内；设计规模 $250\times10^4m^3/d$； 在现有集气站占地范围内扩建进、出站及清管收发球筒，泄漏气体检测报警系统；并在现有工程预留增压站流程区域新建增压装置；现有 DN150 放空火炬改为 DN250 放空火炬，同时将放空主管由 DN150 改为 DN250；扩建部分排污接入已建排污系统。		
		阀室	线路阀室（扩建）	在现有阀室占地范围内扩建进、出站阀组		
		气管线	集气支线	新建集气支线 16 条，总长 92.9 公里，全线同沟敷设通信光缆；各采气站场按南、北分区分别经新建集气支线进入自 215H1 集气站（扩建）、自 215H3 集气站（扩建）、自 205H69 集气增压站； 自 205H73-已建沱江穿越线路阀室集气支线、自 310-自 215H3 集气站集气支线、自 205H82-自 205H69（自 302）集气支线、自 205H85-自 205H69（自 302）集气支线、富页 2-吉富 4 集气支线、吉富 4-自 304 集气支线、自 304-T 接“自 310-自 215H3 集气站管道”集气支线、自 307-富页 1 集气支线、富页 1-吉富 7 集气支线、吉富 7-自 215H3 集气站集气支线、自 205H56-自 215H3 集气站集气支线、自 215H4-自 215H3 集气站集气支线、富页 3-自 305 集气支线、自 305-自 205H52 集气支线、自 205H68-T 接“自 205H52-自 215H1 集气站管道”集气支线、吉富 6-自 205H55 集气支线	废水、废气、扬尘、噪声等。临时占地、农业损失、水土流失、生态环境破坏	植被恢复，农田生产力逐步恢复，水土流失逐渐恢复正常水平；管道腐蚀气体泄漏导致的爆炸冲击波环境风
			集气干线	新建自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线 1 条，管径 DN250，设计压力		

			7.5MPa，线路长度为9.0km，全线与通信光缆同沟敷设		险影响
	水管线（采气站场返排液管线两端均设置提升泵，用于正反向输送物料）	返排液支线	新建返排液支线42条，总长176.9公里，除自205H79-自205H80返排液支线B001-B008桩号段单沟敷设外，其余返排液支线与集气管道全线同沟敷设；均采用柔性复合高压输送管，设计压力均为6.4MPa；其中输送管OD125设计规模均为2000m³/d、输送管OD160设计规模均为4000m³/d； 自205H73-已建沱江穿越线路阀室返排液支线、自205H89-自205H77返排液支线、吉富3-自205H77返排液支线、自313-自205H77返排液支线、自205H86-自205H77返排液支线、自205H90（自306）-自205H89返排液支线、吉富8-自205H91返排液支线、自205H91-自205H92返排液支线、自205H95-自205H77返排液支线、吉富2-自205H87返排液支线、自205H87-自205H93返排液支线、自205H93-自205H77返排液支线、自205H82-自205H69（自302）返排液支线、自205H85-自205H69（自302）返排液支线、富页2-吉富4返排液支线、吉富4-自304返排液支线、自310-自215H3集气站返排液支线、自304-T接“自310-自215H3集气站管道”返排液支线、自307-富页1返排液支线、富页1-吉富7返排液支线、吉富7-自215H3集气站返排液支线、自205H56-自215H3集气站返排液支线、自215H4-自215H3集气站返排液支线、富页3-自305返排液支线、自305-自205H52返排液支线、自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”返排液支线、吉富6-自205H55返排液支线、自贡1-自308返排液支线、自308-自205H74返排液支线、吉富9-T接“自308-自205H74管道”返排液支线、自205H81-自205H74返排液支线、自205H71（自309）-自205H70返排液支线、自205H70-自205H74返排液支线、自205H80-自205H74返排液支线、自205H83-自205H80返排液支线、自205H79-自205H80管道返排液支线、自205H84（自312）-自205H80返排液支线、自205H78（自311）-自205脱水站返排液支线、吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”返排液支线、自205H88-自205脱水站返排液支线、自205H64（自303）-自205H65-自205H81返排液支线、自205H94（自301）-自205H92-自205H77返排液支线		
		返排液干线	新建返排液干线2条，总长11.4公里，均采用柔性复合高压输送管，管径均为OD200，设计压力均为6.4MPa，设计规模均为4000m³/d；全线与集气管道同沟敷设； 自215H77集气站中心水池-自205脱水站返排液干线1条，线路长度为8.6km； 自205H74集气站中心水池-自205脱水站返排液干线1条，线路长度为2.8km		
临时工程	施工便道		项目施工便道共计新建31.7km，宽4m；整修4.6km，整修段加宽1m；临时占地约131400m²	扬尘、废水、噪声、固体废物	/
	堆管场		项目共设置135个500m²堆管场，临时占地共67500m²		
	管线作业带		施工作业带宽度：旱地8-14m，水田10-16m，林地8-12m，经济林8-12m，交通运输用地及水域及水利设施用地均为6m；临时占地共2118140m²		

辅助、公用工程	综合值班房	自205H74集气增压站站内东北侧进站区域设置综合值班房	扬尘、废水、噪声、固体废物	废气、废水、固体废物
		自205H77集气增压站站内东南侧进站区域设置综合值班房		
		自205H69集气增压站站内西南侧进站区域设置综合值班房		
		各采气站临时值守人员依托周边农户已建设施		
	管道防腐	线路管道阴极保护采用强制电流阴极保护法；线路埋地管道推荐采用三层PE常温型防腐层；站内埋地管道、设备采用性能优良的防腐层，不作阴极保护；站内地面管道、设备内外壁采用适宜的防腐和绝热材料。	/	/
	通信光缆	沿集气管道同沟敷设通信光缆		
	给水	采气站均为无人值守站，站场设备清洗用水采用罐车拉运自来水的方式解决；前期临时值守人员生活用水依托当地居民，饮用水采用桶装纯净水		
		自205H74集气增压站、自205H77集气增压站、自205H69集气增压站用水需求连续稳定，依托附近村镇给水设施		
	管道标识	线路标志桩、警示牌、警示带等。		
	其他	供配电、自动控制系统、消防设施。		
环保工程	废水	采气站、集气增压站采用雨污、清污分流制；设备清洗废水和检修污水排入各平台钻前已建储存池，定期采用罐车拉运至集气增压站中心水池集中处置，处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至平台压裂回用	/	废水
		采气站采出水经钻前已建储存池转输泵提升至返排液管道转输至中心水池，用于区域内其他平台配制钻井压裂液，或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。 中心水池采用分格型式，建设预沉池2个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒）对采出水进行处理，最终处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至平台压裂回用		
		放空分液罐产生的少量放空分离液定期经管道排入平台钻前工程已建储存池内，与其他分离采出水一并处置		
		集气增压站厨房含油废水经隔油池预处理、生活污水经化粪池预处理，上述预处理后废水一并经集气增压站一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置		
		自205脱水站生产、检修废水进入现有工程生产检修污水池内暂存，定期由管道输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配置		
	废气	检修、事故放空废气在各采气站、集气增压站新建的1个放空区进行放空	/	废气
		采气站、集气增压站储存池、中心水池暂存废水逸散的挥发性有机物无组织排放		
		集气增压站值班房厨房废气经油烟净化装置处理后引至房顶排放		
	噪声	选用低噪声的设备，合理安排噪声设备位置，同时做好与受影响的居民的协调工作。	/	噪声
	固废	检修废渣、清管废渣暂存于站内，统一收集后交有能力且环保手续齐备的单位进行资源	/	固体废物

		化利用		
		废药剂桶（采气站、中心水池）为一般固废，暂存于站内，由厂家统一回收利用，暂存场要做好“防淋溶”“防流失”“防渗漏”措施		
		沱江穿越定向钻施工产生的废泥浆收集后交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂、水泥进行资源化利用）		
		集气增压站废油在危险废物暂存间暂存后交有资质单位处置		
		采气站储存池、中心水池预沉池内清捞油泥在危险废物暂存间暂存后交有资质单位处置		
		采气站除砂撬除砂器内件（附着有岩屑杂质），由厂家更换除砂器内件时一并回收处置		
		自205脱水站脱水装置区TEG溶液过滤器预过滤器、活性炭过滤器更换产生的少量废滤芯、废活性炭，预过滤器暂存于危废暂存间，交有资质单位处置；后过滤器属于一般工业固废，由厂家更换后回收处置		
	风险	采气站及集气增压站各类罐体地面钻井阶段已进行重点防渗，并设置围堰防止物料泄漏污染周边环境	/	物料泄漏、风险事故
		采气站及集气增压站依托钻前工程已建储存池收集场内废水及分离产生的压裂返排液，池体钻井阶段已进行重点防渗		
		集气增压站中心水池各类地陷式池体均进行重点防渗处理		

4.2.2.2 站场建设内容

（1）采气站场

新建无人值守采气站场52座（合计159口井），采气站场均在钻井平台内建设；站内工艺装置区建设内容包括两相流量计撬、抑制剂及缓蚀剂加注泵撬（项目共配置2套移动式抑制剂加注橇，同时兼顾缓蚀剂、杀菌剂注入使用）、除砂撬（内含集砂器）、气液分离计量撬、放空立管、清管发球筒撬及进出站阀组撬，同时在平台内配套建设转输水站1座。同时在自205H69、自205H74、自205H77采气站场内建设集气增压工艺区，因此该3座采气站场分别命名为自205H69、自205H74、自205H77集气增压站。

①设计参数

采气规模：各采气站单井配产3-15×$10^4 m^3/d$，设计配产规模按单井数量进行核算。

设计压力：采气站由于排采之初，井口流动压力53.6MPa（初期），一级节流阀之前设计压力同采气树一致。设计采气站井口固定式油嘴一级节流前设计压力为69Mpa，固定式油嘴一级节流后设计压力为35Mpa，可调式油嘴二级节流后设计压力为8.5Mpa。

设计温度：根据自205评价井生产情况，井口排采（约45天）结束后，正常生产时井口压力在50~55MPa左右，井口温度50~60℃左右。拟建工程井口流动温度预测40.8℃（初期），考虑采气树后设计温度70℃。

②主要功能

页岩气除砂；天然气的分离、计量；井口超压、报警及安全截断；站内超压报警及超压安全放空；事故情况下出站紧急截断；站内及管道检修时天然气的放空；清管功能。

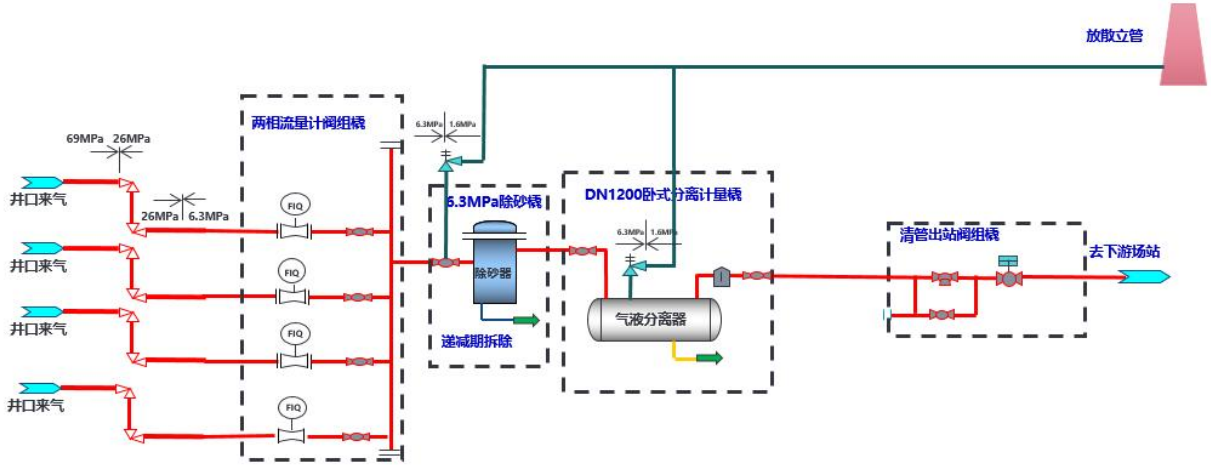


图 4.2.2-2　　采气站场工艺流程图

（2）集气增压站/集气站

新建集气增压站3座（自205H69集气增压站、自205H74集气增压站、自205H77集气增压站），扩建集气站2座（自215H1集气站、自215H3集气站）、自205脱水站1座、线路阀室1座，依托3号阀室（外输干线截断阀室）1座。

1）建设参数

①新建涪江右岸自205H74集气增压站

上游采气站场（自205H79、自205H80、自205H83、自205H84、自205H81、自205H65、自205H64、自205H70、自205H71、自312、吉富9、自308、自贡1、自303及自309采气站场）来气通过进站截断模块进站，站内建设工艺装置区，包括两相流量计撬、井口药剂加注泵撬、分离计量撬、放空立管及进出站阀组、增压装置；站内配套建设转输水站，紧挨集气增压站建设3万m^3中心水池1座；集气站内6井式采气装置设计采气规模为单井$7.3\times10^4m^3/d$；集气增压站规模为200万m^3/d。

②新建涪江右岸自205H77集气增压站

上游采气站场（自205H91、自205H94、自205H92、自205H95、自205H87、自205H93、自205H86、自205H89、自205H90、自301、吉富8、吉富2、吉富3、自313及自306采气站场）来气通过进站截断模块进站，站内建设工艺装置区，包括两相流量计撬、井口药剂加注泵撬、分离计量撬、放空立管及进出站阀组、增压装置；站内配套建设转输水站，紧挨集气增压站建设3万m^3中心水池1座；集气站内6井式采气装置设计采气规模为单井$7.8\times10^4m^3/d$；集气增压站规模为450万m^3/d。

③新建涪江左岸自205H69集气增压站

在已取得采气站场手续的自205H69平台上新建增压装置，上游采气站场（自205H76、自205H82及自205H85采气站场）来气通过进站截断模块进站，站内工艺装置区新建增压装置，配套建设转输水站，紧挨集气增压站站场建设2

万 m^3中心水池 1 座；集气站内 3 井式采气装置设计采气规模为单井 $10\times10^4m^3/d$；集气增压站规模为 200 万 m^3/d。

④扩建自 215H1 集气站、自 215H3 集气站

在原自 215H1 集气站、自 215H3 集气站占地范围内进行扩建，自 215H1 集气站扩建进出站阀组，自 215H3 集气站在占地范围内扩建进出站阀组，并在预留增压站流程区域内新建增压装置，增压后接入预留阀与已建工艺流程连接。自 215H1 集气站、自 215H3 集气站处理规模未发生变化，均为 250 万 m^3/d。自 215H1 集气站新增接收上游自 205H68、富页 3、吉富 6、自 305 采气站场来气，自 215H3 集气增压站新增接收上游自 205H56、自 215H4、富页 1、富页 2、吉富 4、吉富 7、自 304、自 307、自 310 采气站场来气。

2）主要功能

①集气增压

接收上游集气支线来气汇集、分离、增压、计量后向下游脱水站输送；对上、下游管线设计清管收、发球功能，并满足清管要求；火灾、爆炸等事故工况下进、出站紧急截断及站内紧急放空；站内进出站超压、失压报警、联锁截断和线路破管保护功能；站内超压安全泄放功能，站内设备管道及线路检维修手动放空、置换功能；高低压分输功能。

②采出水回用处理

集气增压站同步建设中心水池对各采气站采出水进行处理回用，自 205H74 集气增压站、自 205H77 集气增压站新建中心水池规模均为 3 万 m^3，自 205H69 集气增压站新建中心水池规模为 2 万 m^3；并依托现有工程自 215H1 集气站、自 215H3 集气增压站已建中心水池（规模均为 2 万 m^3）。

本工程分别紧挨自 205H74 集气增压站、自 205H77 集气增压站及自 205H69 集气增压站新建中心水池 1 座，配套新建采出水收集、处理装置及中心泵站，中心水池对各采气站、钻井工程剩余压裂返排液进行处理，最终处理达压裂回用

水指标后，由转输泵输送至平台压裂回用；中心水池采用分格型式，建设储存池4座、回用处理撬区、转输泵撬区、电气设备区，储存池分别为预沉池2个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒）。

自205H74集气增压站、自205H77集气增压站：分别于井场前场东南侧、井场后场西南侧修建中心水池，规模为3万m^3、面积30000m^2。中心水池4座储存池面积分别为1#1350m^2、2#1100m^2、3#1800m^2、4#1800m^2，容积分别为1#7800m^3、2#6000m^3、3#10000m^3、4#10000m^3。

自205H69集气增压站：站场西北侧新建中心水池，规模为2万m^3、面积20000m^2。中心水池4座储存池面积分别为1#900m^2、2#750m^2、3#1200m^2、4#1200m^2，容积分别为1#5200m^3、2#4000m^3、3#6500m^3、4#6500m^3。

根据开发方案中排产计划、开发预测，本井区内站场陆续开发、投产，由于各站场投产时间较近，新建自205H74、自205H77及自205H69集气增压站中心水池需统筹兼顾新建52座采气站采出水转输回用。投产初期第1个月单井排液量最大。单井产气量为$7.3\times10^4m^3/d$时，初期排液量为146m^3/d；单井产气量为$8.0\times10^4m^3/d$时，初期排液量为160m^3/d；单井产气量为$8.3\times10^4m^3/d$时，初期排液量为166m^3/d。采出水逐月递减，至投产12个月后，单井排液量减至（20～24）m^3/d。

根据区域内合理安排，本井区开发初期单井采出水产生量最大按200m^3/d计，以后随着产气量减少而产水量逐渐减小。本评价按单井产水量200m^3/d计，则项目52座采气站（共159口井）中，投产初期22口井为同步采气井数最大值，分离液相（采出水）产生量约4400m^3/d，7月份日均最大排液量为2298m^3/d。

根据开发方案关于采出水结论，为方便采出水转输调配，中心水池容积按最大采出水量储存一周考虑。根据平台规划位置，自205H74集气增压站、自205H77集气增压站新建中心水池规模均为3万m^3，自205H69集气增压站新建中心水池规模为2万m^3；现有工程自215H1集气站、自215H3集气增压站已建中心水池规模均为2万m^3，中心水池规模合

计 12 万 m^3。

新建的中心水池与集气增压站邻建，返排液管线与集气管线同沟敷设，节约投资，生产中可以协作管理。

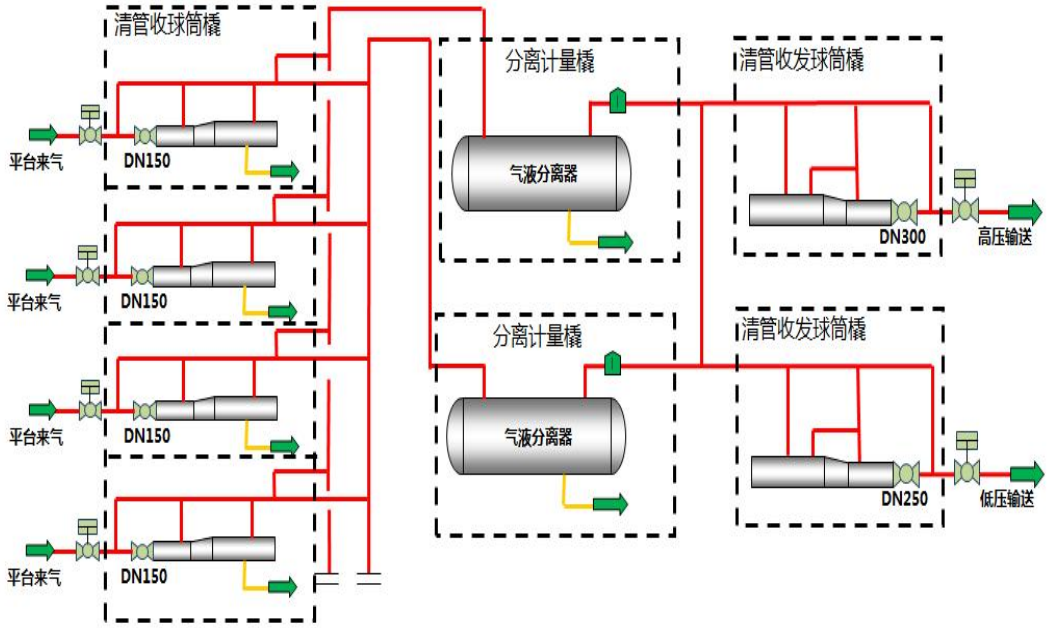


图 4.2.2-3　　依托现有工程已建集气站高低压分输工艺流程图

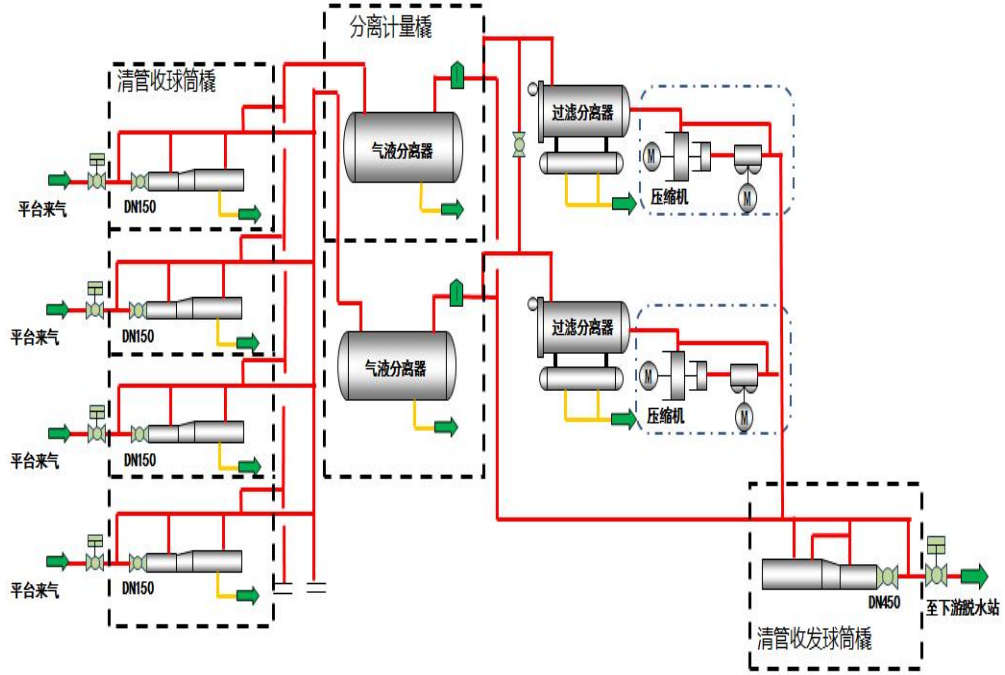


图 4.2.2-4　　集气增压站工艺流程图

③集气增压站设计规模符合性

根据井区规划、设计集输方案，威远页岩气自 205 井区按涪江左右岸进行集气增压，气量按照井区内采气站投产、调配后各集气站逐年处理气量详见下表：

表 4.2.2-2　　集气增压站逐年处理气量统计表

站场	参数	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
自 205H74 集气增压站	总产量（$10^4m^3/d$）		42	100	206	203	196	231	171	135	105	85	73	64	57
	高压压力（MPa）		36.8	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1					
	高压产量（$10^4m^3/d$）		42	100	179	145	73	122	64	4	0	0	0	0	0

站场	参数	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	低压压力（MPa）				4.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	低压产量（$10^4m^3/d$）		0	0	27	57	123	109	107	131	105	85	73	64	57
自205H69集气增压站	总产量（$10^4m^3/d$）			37	78	82	170	156	119	93	62	51	42	37	34
	高压压力（MPa）			36.8	14.1	14.1	14.1	14.1							
	高压产量（$10^4m^3/d$）			37	78	58	126	115	23	0	0	0	0	0	0
	低压压力（MPa）			4.1	2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	低压产量（$10^4m^3/d$）			0	0	24	44	41	96	93	62	51	42	37	34
自205脱水站	总产量（$10^4m^3/d$）			75	60	48	142	140	112	91	62	49	41	35	32
	高压压力（MPa）			36.8	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1						
	高压产量（$10^4m^3/d$）			75	60	0	113	117	20	0	0	0	0	0	0
	低压压力（MPa）					4.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	低压产量（$10^4m^3/d$）			0	0	48	30	23	92	92	62	49	41	35	32
自205H77集气增压站	总产量（$10^4m^3/d$）	22	40	90	208	265	342	278	208	152	113	95	82	74	67
	高压压力（MPa）	36	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1						
	高压产量（$10^4m^3/d$）	22	40	76	184	210	222	125	21	0	0	0	0	0	0
	低压压力（MPa）			4.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	低压产量（$10^4m^3/d$）	0	0	14	24	54	120	153	187	152	113	95	82	74	67

根据逐年各集气站最大集气量，自205H74集气增压站集气规模$200\times10^4m^3/d$、自205H77集气增压站集气规模$450\times10^4m^3/d$、自205H69集气增压站集气规模$200\times10^4m^3/d$，自215H1集气站集气规模$250\times10^4m^3/d$、自215H3集气增压站集气规模$250\times10^4m^3/d$，现有工程进入自215H1集气站、自215H3集气增压站气量最大为$410\times10^4m^3/d$；集气站总体规模满足井区集气要求。

（3）扩建自205脱水站

①设计参数

脱水规模：$700\times10^4m^3/d$，现有工程已建1列脱水装置（一期，规模为$350\times10^4m^3/d$），本评价在脱水站已建占地范围内扩建1列脱水装置（规模为$350\times10^4m^3/d$）、进、出站及清管收发球筒；

②主要功能

接收上游站场来气；来气汇合、分离、计量；上游管线来清管器接收；向下游管线发送清管器；天然气脱水；事故情况下进、出站紧急截断；站内及站外管线检修时天然气的放空；站内超压报警及超压安全放空；设备及管段的检修置换。

（4）扩建线路阀室

对自205脱水站集气干线上已建线路阀室（自215H3集气站～自205脱水站集气干线上线路截断阀室）在其占地范围内扩建，衔接点为阀室内预留头。

4.2.2.3 管线建设内容

（1）管线建设规模

沱江右岸（本井区北区）新建集气支线26条，总长84.3公里；新建集气干线2条，长度为11.4千米。沱江左岸（本井区南区）新建集气支线16条，总长92.9公里；新建集气干线1条，长度为9.0千米；集气管道同沟敷设通信光缆。建设返排液支线42条，设计长度为176.9千米；返排液干线2条，设计长度为11.4千米；部分返排液管道与集气管道同沟敷设。

管线具体建设情况如下表：

表4.2.2-3　拟建项目集气管线建设内容一览表

序号	管道名称			长度（km）	管道规格	设计压力（MPa）
1	涪江右岸	集气支线	自313-自205H77管道	2.6	DN150	7.5
2			吉富3-自205H77管道	0.6	DN150	8.5
3			自205H93-自205H77管道	3.1	DN150	8.5
4			自205H86-自205H77管道	4.4	DN150	8.5
5			自205H95-自205H77管道	4.4	DN150	8.5

6			自205H94（自301）-自205H92-自205H77管道	5.4	DN150	8.5
7			自205H90（自306）-自205H89管道	2.0	DN150	8.5
8			自205H89-自205H77管道	4.1	DN150	8.5
9			吉富8-自205H91管道	3.4	DN150	8.5
10			自205H91-自205H92管道	3.7	DN150	8.5
11			吉富2-自205H87管道	1.5	DN150	8.5
12			自205H87-自205H93管道	2.2	DN150	8.5
13			自贡1-自308管道	6.4	DN150	8.5
14			自308-自205H74管道	12.0	DN150	8.5
15			吉富9-T接“自308-自205H74管道”	2.7	DN150	8.5
16			自205H81-自205H74管道	4.1	DN150	8.5
17			自205H71（自309）-自205H70管道	1.1	DN150	8.5
18			自205H70-自205H74管道	3.3	DN150	8.5
19			自205H80-自205H74管道	3.1	DN150	8.5
20			自205H83-自205H80管道	1.4	DN150	8.5
21			自205H79-自205H74管道	2.6	DN150	8.5
22			自205H84（自312）-自205H80管道	1.8	DN150	8.5
23			自205H78（自311）-自205脱水站管道	2.4	DN150	8.5
24			吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”	1.4	DN150	8.5
25			自205H88-自205脱水站管道	1.9	DN150	8.5
26			自205H64（自303）-自205H65-自205H81管道	2.7	DN150	8.5
27		集气干线	自205H77集气增压站-自205脱水站管道	8.6	DN250	7.5
28			自205H74集气增压站-自205脱水站管道	2.8	DN250	7.5
29	涪江左岸	集气支线	自205H73-已建沱江穿越线路阀室管道	5.8	DN150	8.5
30			自310-自215H3集气站管道	13.9	DN150	8.5
31			自205H82-自205H69（自302）管道	2.7	DN150	8.5
32			自205H85-自205H69（自302）管道	6.3	DN150	8.5
33			富页2-吉富4管道	3.2	DN150	8.5
34			吉富4-自304管道	11.3	DN150	8.5
35			自304-T接“自310-自215H3集气站管道”	4.5	DN150	8.5

36			自307-富页1管道	6.2	DN150	8.5
37			富页1-吉富7管道	3.4	DN150	8.5
38			吉富7-自215H3集气站管道	2.9	DN150	8.5
39			自205H56-自215H3集气站管道	1.9	DN150	8.5
40			自215H4-自215H3集气站管道	0.9	DN150	8.5
41			富页3-自305管道	8.5	DN150	8.5
42			自305-自205H52管道	17.6	DN150	8.5
43			自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”	1.0	DN150	8.5
44			吉富6-自205H55管道	2.8	DN150	8.5
45		集气干线	自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室管道	9.0	DN250	7.5
总计				197.6	/	/

表4.2.2-4　　拟建工程返排液管线建设内容一览表

序号	管道名称		管道规格		长度（km）	压力（MPa）	规模（m^3/d）	备注
1	返排液支线	自 205H73-已建沱江穿越线路阀室管道	柔性复合高压输送管	OD160	5.8	6.4	4000	全线与集气管道同沟敷设
2		自 205H89-自 205H77 管道		OD125	4.1		2000	
3		吉富 3-自 205H77 管道		OD160	0.6		4000	
4		自 313-自 205H77 管道		OD160	2.6			
5		自 205H86-自 205H77 管道		OD160	4.4			
6		自 205H90（自 306）-自 205H89 管道		OD125	2.0		2000	
7		吉富 8-自 205H91 管道		OD125	3.4			
8		自 205H91-自 205H92 管道		OD125	3.7			
9		自 205H95-自 205H77 管道		OD160	4.4		4000	
10		吉富 2-自 205H87 管道		OD125	1.5		2000	
11		自 205H87-自 205H93 管道		OD125	2.2			
12		自 205H93-自 205H77 管道		OD160	3.1		4000	
13		自 205H82-自 205H69（自 302）管道		OD160	2.7			
14		自 205H85-自 205H69（自 302）管道		OD160	6.3			
15		富页 2-吉富 4 管道		OD125	3.2		2000	
16		吉富 4-自 304 管道		OD125	11.3			

17		自310-自215H3集气站管道			OD125	13.9			
18		自304-T接“自310-自215H3集气站管道”			OD125	4.5			
19		自307-富页1管道			OD125	6.2			
20		富页1-吉富7管道			OD125	3.4			
21		吉富7-自215H3集气站管道			OD160	2.9		4000	
22		自205H56-自215H3集气站管道			OD160	1.9			
23		自215H4-自215H3集气站管道			OD160	0.9			
24		富页3-自305管道			OD125	8.5		2000	
25		自305-自205H52管道			OD125	17.6			
26		自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”			OD125	1.0			
27		吉富6-自205H55管道			OD125	2.8			
28		自贡1-自308管道			OD125	6.4			
29		自308-自205H74管道			OD160	12.0		4000	
30		吉富9-T接“自308-自205H74管道”			OD160	2.7			
31		自205H81-自205H74管道			OD160	4.1			
32		自205H71（自309）-自205H70管道			OD125	1.1		2000	
33		自205H70-自205H74管道			OD160	3.3		4000	
34		自205H80-自205H74管道			OD160	3.1			
35		自205H83-自205H80管道			OD125	1.4		2000	
36		自205H79-自205H80管道	B001-B008桩号段		OD125	1.5		2000	单沟敷设
			B008-B013桩号段		OD125	0.8			与集气管道同沟敷设
37		自205H84（自312）-自205H80管道			OD125	1.8		2000	全线与集气管道同沟敷设
38		自205H78（自311）-自205脱水站管道			OD160	2.4		4000	
39		吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”			OD160	1.4			
40		自205H88-自205脱水站管道			OD160	1.9			
41		自205H64（自303）-自205H65-自205H81管道			OD125	2.7		2000	
42		自205H94（自301）-自205H92-自205H77管道			OD160	5.4		4000	
43	返排液干线	自215H77集气站中心水池-自205脱水站管道			OD200	8.6			
44		自205H74集气站中心水池-自205脱水站管道			OD200	2.8			
总计				/		188.3	/	/	/

（2）管线走向

①涪江右岸北区-自205H77集气增压站管道（集气、返排液管道）

新建管道包括集气管道、返排液管道，涪江右岸北区返排液管道全线与集气管道同走廊带敷设。沿线地貌以旱地、水田为主，管线走向如图4.2.2-5。

***

图4.2.2-5　涪江右岸北区-自205H77集气增压站管道走向图

表 4.2.2-5　　涪江右岸北区-自 205H77 集气增压站管道走向统计表

序号	管道名称	管道走向	穿越
1	自313-自205H77集气、返排液支线	自 313 采气站出站后向东侧敷设，穿越 G4215 高速路后，经孔家湾、冬瓜山、岩底下，于油屋基折向东南侧敷设进入自 205H77 集气增压站	G4215 成遵高速 1 次、乡村公路 5 次
2	吉富3-自205H77集气、返排液支线	吉富 3 采气站出站后向北侧敷设进入自 205H77 集气增压站	乡村公路 3 次
3	自205H93-自205H77集气、返排液支线	自 205H93 采气站出站后向西南侧敷设，经堰塘口、雷劈石、土门坳、洞门前后折向南侧敷设，经石板田、油屋基进入自 205H77 集气增压站	何瓦路 1 次、乡村公路 8 次、堰塘 5 次
4	自205H86-自205H77集气、返排液支线	自 205H86 采气站出站后向西侧敷设，经林远号、昌神会、乌鱼口进入自 205H77 集气增压站	何瓦路 1 次、板牛路 1 次、乡村公路 4 次、堰塘 3 次
5	自205H95-自205H77集气、返排液支线	自 205H95 采气站出站后向西南侧敷设，经屋基湾、新店铺、代家湾，于凤凰桥西侧折向东南侧敷设，经何院子、洞门前、石板田、油屋基进入自 205H77 集气增压站	何瓦路 1 次、乡村公路 9 次、堰塘 5 次
6	自205H94（自301）-自205H92-自205H77集气、返排液支线	自 205H94（自 301）采气站出站后一直向东南侧敷设，经共和村、土地冲、戴家坝、何院子、洞门前、石板田、油屋基，进入自 205H77 集气增压站	乡村公路 11 次、河流 3 次、堰塘 2 次
7	自205H90（自306）-自205H89集气、返排液支线	自 205H90（自 306）采气站出站后向东北侧敷设，穿越白福路、绵泸铁路，于羊叉河折向东南侧敷设，经钟家林进入自 205H89 采气站	白福路 2 次、绵泸铁路 1 次、乡村公路 2 次、杨柳溪 1 次
8	自205H89-自205H77集气、返排液支线	自 205H89 采气站出站后向东侧敷设，于自 313 采气站东北侧穿越 G4215 高速路后，经孔家湾、冬瓜山、岩底下，于油屋基折向东南侧敷设进入自 205H77 集气增压站	G4215 成遵高速 1 次、乡村公路 9 次、堰塘 2 次
9	吉富8-自205H91集气、返排液支线	吉富 8 采气站出站后向东南侧敷设，经豹子冲、石板上、长家冲、柏香冲、何家坝，进入自 205H91 采气站	乡村公路 10 次、堰塘 8 次
10	自205H91-自205H92集气、返排液支线	自 205H91 采气站出站后向东南侧敷设，经堰塘湾、生基湾、驴子冲、何院村及土地湾，进入自 205H92 采气站	乡村公路 7 次、杨柳溪 1 次
11	吉富2-自205H87集气、返排液支线	吉富 2 采气站出站后向西侧敷设，经柏树咀、板牛路、刺沟湾，进入自 205H87 采气站	板牛路 1 次、乡村公路 1 次
12	自205H87-自205H93集气、返排液支线	自 205H87 采气站出站后向西北侧敷设，经瓦窑塘，于桐子湾折向西南侧敷设，经竹林湾、新塘湾进入自 205H93	乡村公路 5 次、堰塘 1 次

		采气站	
13	自205H77集气增压站-自205脱水站集气、返排液干线	自205H77集气增压站出站后向东侧敷设，经卫家村、管家湾、，于玉吉村折向东南侧敷设，经梨儿树、万家沟、永乐村、芦稿冲、金竹岩，进入自205脱水站	何瓦路1次、板牛路1次、042乡道1次、乡村公路19次、河流1次、堰塘4次

②涪江右岸南区-自205H74集气增压站管道（集气、返排液管道）

新建管道包括集气管道、返排液管道，涪江右岸南区除自205H79-自205H80返排液管道，其余返排液管道全线与集气管道同走廊带敷设。沿线地貌以旱地、水田为主，管线走向如图4.2.2-6。

***

图4.2.2-6　涪江右岸南区-自205H74集气增压站管道走向图

表 4.2.2-6　　涪江右岸南区-自 205H74 集气增压站管道走向统计表

序号	管道名称	管道走向	穿越
1	自贡1-自308集气、返排液支线	自贡1采气站出站后向东北侧敷设，经打叶坝、廖湾、猫儿湾、齐岩村、新田湾、顺阳湾，进入自308采气站	王富路1次、118乡道1次、乡村公路13次、河流1次、堰塘2次
2	自308-自205H74集气、返排液支线	自308采气站出站后向东北侧敷设，经蒋家坝、宋家湾、王家冲、詹井村后穿越釜溪河，然后继续向东北侧敷设，经麦湾、自205H81采气站北侧、响滩坝、柏树湾，进入自205H74集气增压站	S66隆汉高速1次、S2061省道次、王汞路1次、成宜高速铁路1次、乡村公路30次、叉叉河2次、王家河2次、釜溪河1次、河流1次、堰塘2次
3	吉富9-T接“自308-自205H74”集气、返排液支线	吉富9采气站出站后南侧敷设，经盐井坝、瓦窑冲、青皮山，T接“自308-自205H74”集气、返排液支线	王汞路1次、乡村公路3次、河流1次、堰塘2次
4	自205H81-自205H74集气、返排液支线	自205H81采气站出站后向东北侧敷设，穿越S66隆汉高速后与“自308-自205H74集气、返排液支线”同沟敷设进入自205H74集气增压站	S66隆汉高速1次、乡村公路10次、叉叉河2次、王家河2次
5	自205H71（自309）-自205H70集气、返排液支线	自205H71（自309）采气站出站后向西北侧敷设，经石马湾进入自205H70采气站	乡村公路2次
6	自205H70-自205H74集气、返排液支线	自205H70采气站出站后向西北侧敷设，经烂包丘、青杠林、下家湾、叶家巷、桐麻湾，进入自205H74集气增压站	板牛路1次、S66隆汉高速1次、互助社区沥青路3次、乡村公路4次、堰塘1次
7	自205H80-自205H74集气、返排液支线	自205H80采气站出站后向东侧敷设，三塘湾后折向东南侧敷设，经长山村进入自205H74集气增压站	乡村公路6次、堰塘1次
8	自205H83-自205H80集气、返排液支线	自205H83采气站出站后向东侧敷设至自205H80采气站	乡村公路5次、堰塘1次
9	自205H79-自205H74集气支线	自205H79采气站出站后向东南侧敷设，经大土湾、长山村，进入自205H74集气增压站	绵泸铁路1次、乡村公路9次、堰塘4次
10	自205H84（自312）-自205H80集气、返排液支线	自205H84（自312）采气站出站后向东南侧敷设，经梨子冲、梨儿咀，进入自205H80采气站	乡村公路2次、堰塘1次
11	自205H78（自311）-自205脱水站集气、返排液支线	自205H78（自311）采气站出站后向东南侧敷设，经白果湾、皂桷树，进入自205脱水站	乡村公路4次、堰塘3次
12	吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站集气、返排液支线”	吉富1采气站出站后向西南侧敷设，经马桑沟、张家湾，T接“自205H78（自311）-自205脱水站集气、返排液支线”	乡村公路2次
13	自205H88-自205脱水站集气、返排液支线	自205H88采气站出站后向西南侧敷设，经柳树湾、刘山村、菜家沟，进入自205脱水站	乡村公路4次、堰塘2次
14	自205H64（自303）-自205H65-自205H81集气、返排液支线	自205H64（自303）采气站出站后向西侧敷设至自205H65采气站后折向西北侧敷设，经宋东湾、塘埂头、新龙湾，	乡村公路7次、堰塘5次

		进入自205H81采气站	
15	自205H74集气增压站-自205脱水站集气、返排液干线	自205H74集气增压站出站后向东侧敷设，经中对窝、椅子湾、大屋基，进入自205脱水站	G4215成遵高速1次、板牛路1次、绵泸铁路1次、乡村公路4次、堰塘4次
16	自205H79-自205H80返排液支线	自205H79采气站出站后向西南侧敷设，在三塘湾折向西侧敷设进入自205H80采气站	绵泸铁路1次、乡村公路5次、堰塘2次

③涪江左岸北区-自205H69集气增压站管道（集气、返排液管道）

新建管道包括集气管道、返排液管道，涪江左岸北区返排液管道全线与集气管道同走廊带敷设。沿线地貌以旱地、水田为主，管线走向如图4.2.2-7。

***

图4.2.2-7　涪江左岸北区-自205H69集气增压站管道走向图

表 4.2.2-7　　涪江左岸北区-自 205H69 集气增压站管道走向统计表

序号	管道名称	管道走向	穿越
1	自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	自205H69集气站出站后向南侧敷设，经谭神庙、天公堂、郭家林、新观音，于狮市镇大竹林南侧折向西南侧敷设，经学堂冲、石朝门、吴家沟，进入自308采气站	S66隆汉高速1次、隆富路2次、乡村公路23次、河流3次、堰塘2次
2	自205H73-已建沱江穿越线路阀室集气、返排液支线	自205H73采气站出站后向东侧敷设，至新观音处与“自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线”同沟敷设，进入自308采气站	隆富路1次、乡村公路8次、河流1次、堰塘1次
3	自205H82-自205H69（自302）集气、返排液支线	自205H82采气站出站后向西南侧敷设，于红珠村与“自205H85-自205H69（自302）集气、返排液支线”同沟敷设进入自205H69（自302）采气站	乡村公路5次、堰塘1次
4	自205H85-自205H69（自302）集气、返排液支线	自205H85采气站出站后向南侧敷设，经会英堂、雨建沟、古佛堂，进入自205H69（自302）采气站	乡村公路14次、河流1次、堰塘2次

④涪江左岸南区-自215H1、自215H3集气站管道（集气、返排液管道）

新建管道包括集气管道、返排液管道，涪江左岸北区返排液管道全线与集气管道同走廊带敷设。沿线地貌以旱地、水田为主，管线走向如图4.2.2-8。

***

图4.2.2-8　涪江左岸南区-自215H1、自215H3集气站管道走向图

表 4.2.2-8　　涪江左岸南区-自 215H1、自 215H3 集气站管道走向统计表

序号	管道名称	管道走向	穿越
1	自310-自215H3集气站集气、返排液支线	自310采气站出站后向东北侧敷设，经回龙村、康家湾子、滴水岩、院子山、楼台村、俞家坪、庙子沟、马尔桥村，然后东北偏北方向继续敷设，经松树坝、李钻坪，进入自215H3集气站	G4215成遵高速1次、绵泸铁路1次、马童路1次、泸富路1次、乡村公路21次、河流1次、堰塘10次
2	富页2-吉富4集气、返排液支线	富页2采气站出站后向东北侧敷设，经松树坡、包家湾至吉富4采气站	乡村公路11次
3	吉富4-自304集气、返排液支线	吉富4采气站出站后向东侧敷设，经王屋基、张家湾、罗大湾，于学堂坡折向东北侧敷设，经三河浩、天府村，穿越沱江后，经水新寺、楼房冲，进入自304采气站	S206省道1次、乡村公路23次、沱江1次、堰塘6次
4	自304-T接“自310-自215H3集气站”集气、返排液支线	自304采气站出站后向东北侧敷设，经林家湾、罗家湾、桐子坝、五间房，于院子山北侧T接“自310-自215H3集气站”集气、返排液支线	泸富路1次、乡村公路7次、河流1次、堰塘5次
5	自307-富页1集气、返排液支线	自307采气站出站后向东北侧敷设，经院子岩、桥头坝、离家咀、豹子滩、杨家咀、汪家坝、魔芋山，进入富页1采气站	泸富路1次、乡村公路11次、河流8次、堰塘7次
6	富页1-吉富7集气、返排液支线	富页1采气站出站后向北侧敷设，经石滩滩、后湾子、石板田、白家坳，进入吉富7采气站	马童路1次、乡村公路4次、堰塘3次
7	吉富7-自215H3集气站集气、返排液支线	吉富7采气站出站后向东北侧敷设至绵泸铁路南侧，与“自310-自215H3集气站集气、返排液支线”同沟敷设进入自215H3集气站	单独敷设段不涉及穿越
8	自205H56-自215H3集气站集气、返排液支线	自205H56采气站出站后向东北侧敷设，于砖房子折向东南侧敷设，经石板丘进入自215H3集气站	乡村公路4次、堰塘1次
9	自215H4-自215H3集气站集气、返排液支线	自215H4采气站出站后向东北侧敷设，与“自205H56-自215H3集气站集气、返排液支线”同沟敷设至自215H3集气站	单独敷设段穿越堰塘1次
10	富页3-自305集气、返排液支线	富页3采气站出站后向东北侧敷设，经鱼塘湾后穿越沱江，然后继续向东北侧敷设，经石宝山、新屋基、上塘湾，进入自305采气站	泸富路1次、S207省道1次、乡村公路9次、沱江1次、堰塘7次
11	自305-自205H52集气、返排液支线	自305采气站出站后向东北侧敷设，经杨雀坝、施家湾、火烧坝、青冈林、下冲府，折向西北侧敷设至刘家湾后又折回东北侧敷设，穿绵泸铁路后折向西北侧敷设，经牛望山、新湾、前龙湾、滩子头，进入自205H52采气站	G4215成遵高速1次、绵泸铁路1次、龙顺路1次、福代路1次、乡村公路24次、河流3次、堰塘3次
12	自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站”集气、返排液支线	自205H68采气站出站后向东北侧敷设，T接“自205H52-自215H1集气站”集气、返排液支线	乡村公路2次、堰塘1次
13	吉富6-自205H55集气、返排液支线	吉富6采气站出站后向北侧敷设，经槽房、烂求窝，进入自205H55采气站	乡村公路2次、堰塘1次

（3）管线同沟敷设情况

拟建项目沱江右岸（本井区北区）新建集气支线26条，总长84.3公里；新建集气干线2条，长度为11.4千米。沱江左岸（本井区南区）新建集气支线16条，总长92.9公里；新建集气干线1条，长度为9.0千米；集气管道同沟敷设通信光缆。建设返排液支线42条，设计长度为176.9千米；返排液干线2条，设计长度为11.4千米。

项目仅新建自205H79-自205H80返排液管道中B001-B008桩号段（1.5km）单沟敷设，其余返排液管道均全线与集气管道同沟敷设，因此不重复统计返排液管道同沟敷设情况。

表4.2.2-9　集气管道同沟敷设统计表

序号	集气管道同沟敷设情况	桩号位置	同沟敷设长度（km）
1	自313-自205H77集气支线	B2~B18	2.5
	自205H89-自205H77集气支线	B11~B26	
2	自205H95-自205H77集气支线	B13~B25	1.6
	自205H94（自301）-自205H92-自205H77集气支线	B31~B45	
3	自205H95-自205H77集气支线	B25~B32	0.8
	自205H93-自205H77集气支线	B12~B19	
	自205H94（自301）-自205H92-自205H77集气支线	B45~B52	
4	自205H79-自205H74集气支线	B15~B19	0.6
	自205H80-自205H74集气支线	B16~B21	
5	自205H81-自205H74集气支线	B3~B26	3.6
	自308-自205H74集气支线	B44~B67	
6	自205H82-自205H69（自302）集气支线	B17~B22	0.4
	自205H85-自205H69（自302）集气支线	B24~B28	
7	自215H4-自215H3集气站集气支线	B5~B12	0.6
	自205H56-自215H3集气站集气支线	B11~B19	
8	吉富7-自215H3集气站集气支线	B5~B22	2.4
	自310-自215H3集气站集气支线	B64~B80	
9	自205H73-已建沱江穿越线路阀室集气支线	B9~B72	4.7
	自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	B67~B130	

表 4.2.2-10　返排液管道同沟敷设统计表

序号	返排液管道同沟敷设情况	桩号位置	同沟敷设长度（km）
1	自 205H79-自 205H80 返排液支线	B8~B13	0.8
	自 205H80-自 205H74 集气支线	B1~B6	

（4）管线穿越情况

①管线穿越土地利用类型

拟建工程管线工程均在自贡市富顺县、大安区及沿滩区境内敷设；管线沿线地表植被包括水田、旱地、林地、经济林（柑橘、核桃、花椒树）、其他（河流、交通）；管线沿线地表植被穿越长度统计见表 4.2.2-11。

表4.2.2-11　管线沿线地表植被穿越长度统计表　　单位：km

管道名称		管道敷设情况			地表植被穿越长度					
		桩号位置	敷设情况	敷设长度	水田	旱地	林地	经济林	交通运输用地	水域及水利设施用地
自 313-自 205H77	集气支线、返排液支线	B1~B2	2 管同沟	0.1	0.01	0.07	0.02	0.00	0.00	0.00
自 313-自 205H77	集气支线、返排液支线	B2~B18	4 管同沟	2.5	0.44	0.97	0.85	0.24	0.04	0.06
自 205H89-自 205H77	集气支线、返排液支线	B11~B26								
自 205H89-自 205H77	集气支线、返排液支线	B1~B11	2 管同沟	1.6	0.02	1.09	0.37	0.07	0.02	0.03
自 205H86-自 205H77	集气支线、返排液支线	全线	2 管同沟	4.4	1.50	2.09	0.28	0.22	0.04	0.13
自 205H95-自 205H77	集气支线、返排液支线	B1~B13	2 管同沟	2.0	0.43	0.62	0.06	0.00	0.17	0.04
自 205H95-自 205H77	集气支线、返排液支线	B13~B25	4 管同沟	1.6	0.37	1.10	0.11	0.00	0.02	0.00
自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77	集气支线、返排液支线	B31~B45								
自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77	集气支线、返排液支线	B1~B31	2 管同沟	3.0	0.25	2.48	0.14	0.01	0.10	0.02
自 205H95-自 205H77	集气支线、返排液支线	B25~B32	6 管同沟	0.8	0.18	0.28	0.13	0.10	0.02	0.09
自 205H93-自 205H77	集气支线、返排液支线	B12~B19								
自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77	集气支线、返排液支线	B45~B52								

自205H93-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B12	2管同沟	2.3	0.57	0.77	0.25	0.46	0.04	0.21
自205H90（自306）-自205H89	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.0	0.10	1.65	0.15	0.00	0.07	0.03
吉富8-自205H91	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.4	1.01	1.85	0.08	0.02	0.05	0.39
自205H91-自205H92	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.7	1.20	1.68	0.41	0.32	0.04	0.05
吉富2-自205H87	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.5	0.23	0.82	0.21	0.22	0.02	0.00
自205H87-自205H93	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.2	0.61	1.36	0.10	0.08	0.03	0.02
自贡1-自308	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	6.4	1.04	3.09	1.16	0.83	0.17	0.11
吉富9-T接“自308-自205H74管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.7	0.21	1.56	0.40	0.15	0.20	0.18
自205H81-自205H74	集气支线、返排液支线	B1~B3	2管同沟	0.5	0.12	0.28	0.07	0.00	0.03（穿高速路桥梁间水田）	0.00
自205H81-自205H74	集气支线、返排液支线	B3~B26	4管同沟	3.6	0.38	1.82	0.83	0.42	0.06	0.09
自308-自205H74	集气支线、返排液支线	B44~B67								
自308-自205H74	集气支线、返排液支线	B1~B44	2管同沟	8.4	1.10	5.58	0.93	0.37	0.29	0.13
自205H71（自309）-自205H70	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.1	0.23	0.63	0.16	0.07	0.01	0.00
自205H70-自205H74	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.3	0.62	1.71	0.25	0.51	0.18	0.03
自205H83-自205H80	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.4	0.20	0.86	0.18	0.08	0.05	0.03
自205H79-自205H80	返排液支线	B1~B8	单管同沟	1.5	0.14	1.04	0.19	0.00	0.04	0.09
自205H79-自205H80	返排液支线	B8~B13	3管同沟	0.8	0.07	0.53	0.17	0.00	0.03	0.00
自205H80-自205H74	集气支线、返排液支线	B1~B6								
自205H79-自205H74	集气支线	B1~B15	单管同沟	2.0	0.95	0.61	0.14	0.00	0.07	0.23
自205H79-自205H74	集气支线	B15~B19	3管同沟	0.6	0.29	0.2	0.06	0.02	0.00	0.03
自205H80-自205H74	集气支线、返排液支线	B16~B21								
自205H80-自205H74	集气支线、返排液支线	B6~B16	2管同沟	2.5	0.23	1.72	0.42	0.06	0.05	0.02
自205H84（自312）-自205H80	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.8	0.34	1.01	0.29	0.11	0.01	0.04
自205H78（自311）-自205脱水站	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.4	0.62	1.00	0.43	0.06	0.11	0.18
吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.4	0.23	0.73	0.21	0.22	0.01	0.00
自205H88-自205脱水站	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.9	0.32	1.26	0.21	0.00	0.02	0.09
自205H64（自303）-自205H65-自205H81	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.7	1.17	0.83	0.53	0.10	0.04	0.03
自205H82-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B1~B17	2管同沟	2.2	0.33	1.35	0.28	0.19	0.05	0.00

自205H82-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B17~B22	4管同沟	0.5	0.31	0.08	0.02	0.00	0.01	0.08
自205H85-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B24~B28								
自205H85-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B1~B24	2管同沟	5.8	0.53	4.28	0.57	0.30	0.08	0.04
富页2-吉富4	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.2	0.81	1.65	0.30	0.38	0.06	0.00
吉富4-自304	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	11.3	1.99	3.56	4.00	0.56	0.27	0.92
自304-T接“自310-自215H3集气站管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	4.5	2.07	1.06	0.72	0.27	0.02	0.36
自307-富页1	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	6.2	2.27	2.74	0.53	0.26	0.04	0.36
富页1-吉富7	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.4	1.49	1.02	0.34	0.36	0.04	0.15
吉富7-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B5	2管同沟	0.5	0.16	0.19	0.08	0.07	0.00	0.00
吉富7-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B5~B22	4管同沟	2.4	0.43	0.83	0.62	0.41	0.11	0.00
自310-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B64~B80								
自310-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B64	2管同沟	11.5	3.08	4.74	2.36	0.89	0.09	0.34
自215H4-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B5	2管同沟	0.3	0.03	0.14	0.08	0.00	0.00	0.05
自215H4-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B5~B12	4管同沟	0.6	0.12	0.35	0.12	0.00	0.01	0.00
自205H56-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B11~B19								
自205H56-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B11	2管同沟	1.3	0.21	0.51	0.15	0.37	0.03	0.03
富页3-自305	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	8.5	1.86	2.87	1.56	1.32	0.08	0.81
自305-自205H52	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	17.6	7.01	5.99	1.86	1.80	0.40	0.54
自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.0	0.30	0.44	0.19	0.05	0.02	0.00
吉富6-自205H55	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.8	1.09	0.47	0.99	0.00	0.16	0.09
自205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气支线、返排液支线	B1~B9	2管同沟	1.1	0.16	0.65	0.14	0.10	0.03	0.02
自205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气支线、返排液支线	B9~B72	3管同沟	4.7	1.00	2.47	0.46	0.67	0.09	0.01
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B67~B130								
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B1~B67	单管同沟	4.3	1.68	2.02	0.21	0.15	0.18	0.06
自205H77集气增压站-自205脱水站	集气干线、返排液干线	B2~B52	2管同沟	8.3	1.62	5.18	0.93	0.41	0.14	0.02
自205H77集气增压站-自205脱水站	集气干线、返排液干线	B1~B2	4管同沟	0.3	0.00	0.16	0.01	0.13	0.00	0.00
吉富3-自205H77	集气支线、返排液支线	B4~B7								
吉富3-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B4	2管同沟	0.3	0.18	0.04	0.00	0.07	0.01	0.00
自205H74集气增压站-自205脱水站	集气干线、返排液干线	全线	2管同沟	2.8	1.10	0.90	0.28	0.18	0.06	0.28

②管线穿越工程敷设方式

表 4.2.2-12　管道穿越方式统计表

序号	名称	穿越方式
1	铁路、高速公路	涵洞/高架桥穿越+套管开挖
2	国省县道	顶管+套管
3	乡村公路	开挖/顶管+套管
4	沱江、釜溪河	定向钻穿越
5	河流	开挖+围堰导流方式
6	沟渠、鱼塘	开挖+稳管
7	已建管道、光缆	垂直净深＞0.3m

③管线河流穿越方式比选

拟建项目吉富 4-自 304 集气、返排液支线穿越沱江 1 次，富页 3-自 305 集气、返排液支线穿越沱江 1 次，自 308-自 205H74 集气、返排液支线穿越釜溪河 1 次。釜溪河为沱江右岸一级支流，上述三处穿越点均属于水域大型穿越，穿越处地区等级为三级地区，拟采用定向钻方式穿越。

吉富 4-自 304 集气、返排液支线整体走向呈西南-东北方向，沱江穿越区域上游分布有镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区，为保护上述国家级水产种质资源，拟建项目选择在保护区下游约 2km，且周边出土点相对较平坦区域进行穿越。富页 3-自 305 集气、返排液支线整体走向呈西南-东北方向，沱江穿越区域下游分布又赵化镇场镇，为减少项目穿越对场镇影响，选择上游约 1km 处进行穿越。自 308-自 205H74 集气增压站集气、返排液支线整体走向呈西南-东北方向，管道分布于隆汉高速南侧、成宜高速铁路西侧。穿越选址尽量减少高速公路和铁路穿越，同时结合城镇规划要求选择穿越位置。

表 4.2.2-13　水域大型穿越情况统计表

序号	管道名称	河流名称	穿越位置		穿越桩号	穿越长度（m）	勘查期水面宽度（m）	穿越方式
			入土点	出土点				
1	吉富 4-自 304	沱江	富顺县兜山镇***村	富顺县东湖镇***村	B30-B31	915	380	定向钻
2	富页 3-自 305		富顺县赵化镇***村	富顺县万寿镇***村	B19-B20	426	250	
3	自 308-自 205H74 集气增压站	釜溪河	沿滩区***村	富顺县互助镇***村	B35-B36	264	75	

顶管穿越方案为较长距离的基岩层顶管，施工难度较大，造价偏高，且两侧竖井深度较深，竖井施工难度及安全风险高。而定向钻方案施工技术成熟，管道埋深较深，不受季节和河流冲刷等影响，对管道安全有利；且对大中型河流-沱江/釜溪河影响较小，加上工期短，投资较低；定向钻穿越出入土点不涉及占用公益林，管道两侧敏感点少，穿越长度小。沱江定向钻穿越段入、出土端场地均能满足《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）、《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》（SY/T 6968-2021）的要求。

（5）线路附属设施

管道线路标志包括线路标志桩和警示牌，其设置按《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2017）执行。

里程桩：从起点开始，每 100m 设置 1 个，可与阴极保护测试桩合用；

转角桩：设置在管道线路水平方向发生变化处；

警示牌：管道在道路穿越两侧设置警示牌：

埋地警示带：拟建工程管段全线在施工时埋设警示带，警示带敷设位置在管道管顶正上方 300~400mm 处，并随管道一起回填。

护坡堡坎：线路通过田土坎、石坎、填方区等地段时，为防止水土流失、农田垮塌造成管线裸露和破坏，要求管沟回填后根据具体地貌分别修筑护坡、护壁、堡坎、挡土坎等线路构筑物，并恢复原有地貌。

（6）管道敷设临时工程

①临时施工作业带

根据《长输管道线路工程施工及验收规范》（SYJ4001-90），管线施工占地宽度应小于20m，结合区域和项目实际情况，对于丘陵地段施工作业带，在便于施工运输、布管的同时应尽量减小施工作业带宽度，避免对地貌影响范围过大。拟建工程管线施作业带宽度详见下表：

表4.2.2-14　施工作业带设计宽度统计表

类别	作业带宽度（m）				
	水田	旱地	林地	经济林	其他（河流交通）
单管敷设	10	8	8	8	6
2管同沟敷设	14	12	10	10	6
3管同沟敷设	15	13	11	11	6
4管及以上同沟敷设	16	14	12	12	6

续表4.2.2-14　施工作业带宽度统计表

管道名称		管道敷设情况			施作业带宽度（m）				
		桩号位置	敷设情况	敷设长度（km）	水田	旱地	林地	经济林	其他（河流交通）
自313-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B2	2管同沟	0.1	14	12	10	10	6
自313-自205H77	集气支线、返排液支线	B2~B18	4管同沟	2.5	16	14	12	12	6
自205H89-自205H77	集气支线、返排液支线	B11~B26							
自205H89-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B11	2管同沟	1.6	14	12	10	10	6
自205H86-自205H77	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	4.4	14	12	10	10	6
自205H95-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B13	2管同沟	2.0	14	12	10	10	6
自205H95-自205H77	集气支线、返排液支线	B13~B25	4管同沟	1.6	16	14	12	12	6
自205H94（自301）-自205H92-自205H77	集气支线、返排液支线	B31~B45							
自205H94（自301）-自205H92-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B31	2管同沟	3.0	14	12	10	10	6
自205H95-自205H77	集气支线、返排液支线	B25~B32	6管同沟	0.8	16	14	12	12	6

自205H93-自205H77	集气支线、返排液支线	B12~B19							
自205H94（自301）-自205H92-自205H77	集气支线、返排液支线	B45~B52							
自205H93-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B12	2管同沟	2.3	14	12	10	10	6
自205H90（自306）-自205H89	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.0	14	12	10	10	6
吉富8-自205H91	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.4	14	12	10	10	6
自205H91-自205H92	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.7	14	12	10	10	6
吉富2-自205H87	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.5	14	12	10	10	6
自205H87-自205H93	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.2	14	12	10	10	6
自贡1-自308	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	6.4	14	12	10	10	6
吉富9-T接“自308-自205H74管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.7	14	12	10	10	6
自205H81-自205H74	集气支线、返排液支线	B1~B3	2管同沟	0.5	14	12	10	10	6
自205H81-自205H74	集气支线、返排液支线	B3~B26	4管同沟	3.6	16	14	12	12	6
自308-自205H74	集气支线、返排液支线	B44~B67							
自308-自205H74	集气支线、返排液支线	B1~B44	2管同沟	8.4	14	12	10	10	6
自205H71（自309）-自205H70	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.1	14	12	10	10	6
自205H70-自205H74	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.3	14	12	10	10	6
自205H83-自205H80	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.4	14	12	10	10	6
自205H79-自205H80	返排液支线	B1~B8	单管同沟	1.5	10	8	8	8	6
自205H79-自205H80	返排液支线	B8~B13	3管同沟	0.8	15	13	11	11	6
自205H80-自205H74	集气支线、返排液支线	B1~B6							
自205H79-自205H74	集气支线	B1~B15	单管同沟	2.0	10	8	8	8	6
自205H79-自205H74	集气支线	B15~B19	3管同沟	0.6	15	13	11	11	6
自205H80-自205H74	集气支线、返排液支线	B16~B21							
自205H80-自205H74	集气支线、返排液支线	B6~B16	2管同沟	2.5	14	12	10	10	6
自205H84（自312）-自205H80	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.8	14	12	10	10	6
自205H78（自311）-自205脱水站	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.4	14	12	10	10	6
吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.4	14	12	10	10	6
自205H88-自205脱水站	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.9	14	12	10	10	6
自205H64（自303）-自205H65-自205H81	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.7	14	12	10	10	6
自205H82-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B1~B17	2管同沟	2.2	14	12	10	10	6
自205H82-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B17~B22	4管同沟	0.5	16	14	12	12	6

自205H85-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B24~B28							
自205H85-自205H69（自302）	集气支线、返排液支线	B1~B24	2管同沟	5.8	14	12	10	10	6
富页2-吉富4	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.2	14	12	10	10	6
吉富4-自304	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	11.3	14	12	10	10	6
自304-T接“自310-自215H3集气站管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	4.5	14	12	10	10	6
自307-富页1	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	6.2	14	12	10	10	6
富页1-吉富7	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	3.4	14	12	10	10	6
吉富7-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B5	2管同沟	0.5	14	12	10	10	6
吉富7-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B5~B22	4管同沟	2.4	16	14	12	12	6
自310-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B64~B80							
自310-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B64	2管同沟	11.5	14	12	10	10	6
自215H4-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B5	2管同沟	0.3	14	12	10	10	6
自215H4-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B5~B12	4管同沟	0.6	16	14	12	12	6
自205H56-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B11~B19							
自205H56-自215H3集气站	集气支线、返排液支线	B1~B11	2管同沟	1.3	14	12	10	10	6
富页3-自305	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	8.5	14	12	10	10	6
自305-自205H52	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	17.6	14	12	10	10	6
自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	1.0	14	12	10	10	6
吉富6-自205H55	集气支线、返排液支线	全线	2管同沟	2.8	14	12	10	10	6
自205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气支线、返排液支线	B1~B9	2管同沟	1.1	14	12	10	10	6
自205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气支线、返排液支线	B9~B72	3管同沟	4.7	15	13	11	11	6
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B67~B130							
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B1~B67	单管同沟	4.3	10	8	8	8	6
自205H77集气增压站-自205脱水站	集气干线、返排液干线	B2~B52	2管同沟	8.3	14	12	10	10	6
自205H77集气增压站-自205脱水站	集气干线、返排液干线	B1~B2	4管同沟	0.3	16	14	12	12	6
吉富3-自205H77	集气支线、返排液支线	B4~B7							
吉富3-自205H77	集气支线、返排液支线	B1~B4	2管同沟	0.3	14	12	10	10	6
自205H74集气增压站-自205脱水站	集气干线、返排液干线	全线	2管同沟	2.8	14	12	10	10	6

②施工便道

拟建工程管道沿线道路依托主要为乡村公路，局部地段无道路依托，总体交通依托较好。为便于后期施工，考虑新修、整修部分施工便道。新建施工便道按照普通砂石路等级设计，砂石路面，坡度能适应运送管道，宽度均按 4m 考虑；整修施工便道在现有道路基础上加宽 1m。

拟建项目大部分返排液管道与集气管道同沟敷设，因此，本评价以集气管道、自 205H79-自 205H80 返排液支线统计施工便道建设情况；合计新建 31.7km、整修 4.6km 施工便道。

表4.2.2-15　施工便道布设情况统计表

序号	管道名称			施工便道设置情况（km）	
				新建	整修
1	涪江右岸	集气支线	自 313-自 205H77 管道	0.4	0.1
2			吉富 3-自 205H77 管道	0.1	/
3			自 205H93-自 205H77 管道	0.5	0.1
4			自 205H86-自 205H77 管道	0.7	0.1
5			自 205H95-自 205H77 管道	0.7	0.1
6			自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77 管道	0.9	0.1
7			自 205H90（自 306）-自 205H89 管道	0.3	/
8			自 205H89-自 205H77 管道	0.7	0.1
9			吉富 8-自 205H91 管道	0.5	0.1
10			自 205H91-自 205H92 管道	0.6	0.1
11			吉富 2-自 205H87 管道	0.2	/
12			自 205H87-自 205H93 管道	0.4	0.1
13			自贡 1-自 308 管道	1.0	0.1
14			自 308-自 205H74 管道	1.9	0.3
15			吉富 9-T 接“自 308-自 205H74 管道”	0.4	0.1
16			自 205H81-自 205H74 管道	0.7	0.1
17			自 205H71（自 309）-自 205H70 管道	0.2	/
18			自 205H70-自 205H74 管道	0.5	0.1
19			自 205H80-自 205H74 管道	0.5	0.1
20			自 205H83-自 205H80 管道	0.2	/
21			自 205H79-自 205H74 管道	0.4	0.1
22			自 205H84（自 312）-自 205H80 管道	0.3	/
23			自 205H78（自 311）-自 205 脱水站管道	0.4	0.1
24			吉富 1-T 接“自 205H78（自 311）-自 205 脱水站管道”	0.2	/
25			自 205H88-自 205 脱水站管道	0.3	/
26			自 205H64（自 303）-自 205H65-自 205H81 管道	0.4	0.1
27		集气干线	自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站管道	1.4	0.2
28			自 205H74 集气增压站-自 205 脱水站管道	0.4	0.1
29	涪江	集气支线	自 205H73-已建沱江穿越线路阀室管道	0.9	0.1
30			自 310-自 215H3 集气站管道	2.2	0.3

31	左岸		自205H82-自205H69（自302）管道	0.4	0.1
32			自205H85-自205H69（自302）管道	1.0	0.1
33			富页2-吉富4管道	0.5	0.1
34			吉富4-自304管道	1.8	0.3
35			自304-T接“自310-自215H3集气站管道”	0.7	0.1
36			自307-富页1管道	1.0	0.1
37			富页1-吉富7管道	0.5	0.1
38			吉富7-自215H3集气站管道	0.5	0.1
39			自205H56-自215H3集气站管道	0.3	/
40			自215H4-自215H3集气站管道	0.1	/
41			富页3-自305管道	1.4	0.2
42			自305-自205H52管道	2.8	0.4
43			自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”	0.2	/
44			吉富6-自205H55管道	0.4	0.1
45		集气干线	自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室管道	1.6	0.2
46	自205H79-自205H80返排液支线单沟敷设段（B001-B008桩号段）			0.2	/
合计				31.7	4.6

③堆管场

管道在运往管道作业带之前，会选取适当地点进行管道堆管。堆管场地主要选择在场地较平整的区域，根据拟建工程线路沿线地形实际情况。站场施工材料直接堆放于钻井工程已建井场内，管线施工材料主要为管材；管线沿线设置堆管场，拟建项目大部分返排液管道与集气管道同沟敷设，因此，本评价以集气管道、自205H79-自205H80返排液支线统计堆管场布设情况；项目共设置135个堆管场，单个堆管场规格为500m²。各管线堆管场布设位置详见下表：

表4.2.2-16　地面工程施工堆管场设置情况统计表

序号	管道名称			堆管场数量（个）
1	涪江右岸	集气支线	自313-自205H77管道	2
2			吉富3-自205H77管道	/，堆放于采气站
3			自205H93-自205H77管道	2
4			自205H86-自205H77管道	3
5			自205H95-自205H77管道	3
6			自205H94（自301）-自205H92-自205H77管道	4
7			自205H90（自306）-自205H89管道	1
8			自205H89-自205H77管道	3
9			吉富8-自205H91管道	2
10			自205H91-自205H92管道	2
11			吉富2-自205H87管道	1
12			自205H87-自205H93管道	1
13			自贡1-自308管道	4
14			自308-自205H74管道	8
15			吉富9-T接“自308-自205H74管道”	2

16			自 205H81-自 205H74 管道	3
17			自 205H71（自 309）-自 205H70 管道	1
18			自 205H70-自 205H74 管道	2
19			自 205H80-自 205H74 管道	2
20			自 205H83-自 205H80 管道	1
21			自 205H79-自 205H74 管道	2
22			自 205H84（自 312）-自 205H80 管道	1
23			自 205H78（自 311）-自 205 脱水站管道	2
24			吉富 1-T 接“自 205H78（自 311）-自 205 脱水站管道”	1
25			自 205H88-自 205 脱水站管道	1
26			自 205H64（自 303）-自 205H65-自 205H81 管道	2
27		集气干线	自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站管道	6
28			自 205H74 集气增压站-自 205 脱水站管道	2
29	涪江左岸	集气支线	自 205H73-已建沱江穿越线路阀室管道	4
30			自 310-自 215H3 集气站管道	9
31			自 205H82-自 205H69（自 302）管道	2
32			自 205H85-自 205H69（自 302）管道	4
33			富页 2-吉富 4 管道	2
34			吉富 4-自 304 管道	8
35			自 304-T 接“自 310-自 215H3 集气站管道”	3
36			自 307-富页 1 管道	4
37			富页 1-吉富 7 管道	2
38			吉富 7-自 215H3 集气站管道	2
39			自 205H56-自 215H3 集气站管道	1
40			自 215H4-自 215H3 集气站管道	1
41			富页 3-自 305 管道	6
42			自 305-自 205H52 管道	12
43			自 205H68-T 接“自 205H52-自 215H1 集气站管道”	1
44			吉富 6-自 205H55 管道	2
45		集气干线	自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室管道	7
46	自 205H79-自 205H80 返排液支线单沟敷设段（B001-B008 桩号段）			1
总计				135

（7）管道防腐

拟建工程站外线路管道的外防腐采取防腐层加阴极保护的联合保护措施，站内管道及设备采用外防腐层保护。

（8）焊接与焊缝检查

①焊接

管道焊接前按《钢质管道焊接及验收》（GB/T31032-2014）进行焊接工艺评定。管道焊接方式要综合考虑管道直径、材质和壁厚情况、管道经过区域的地形地貌及管道建设的工期要求等因素。拟建工程管线焊接一般采用沟上焊接。本管道焊接前严禁强力组对，焊接可以采用半自动、手工焊两种焊接方式。具体采用

何种焊接方式应根据其地形条件，结合施工单位的设备条件确定。

②检验

管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查。管道环向焊缝均进行100%超声波探伤。对穿越公路进行100%X射线检查，弯头与直管段焊缝以及未经试压的管道碰口焊缝，除了进行100%超声波探伤外，还要进行100%射线检测，以确保焊缝的焊接质量，一般地区进行20%的X射线复验。探伤作业聘请有资质单位进行，检查标准按《石油天然气工业钢管无损检测方法》（SY/T6423-2014）标准执行，达到II级为合格。

4.2.3 现有试采工程纳入本井区整体开发

纳入本井区整体开发的12个现有试采工程均已完成建设、投入运行，正在开展竣工环保验收工作。本井区内已完成环评手续且建设投产的试采工程本次评价后转为产能开发项目。

（1）地面试采工程（3个项目）

本井区内现有3个地面试采工程，直接转入本井区整体开发，开发规模、开发方式与试采工程一致。试采阶段所有站场、平台分离的气田水在站内均暂存于污水池或气田水罐内，定期外运回注或污水处理厂处置。根据竣工环保验收阶段性成果、现场踏勘调查及本评价第二章分析，试采工程中大气、地表水、地下水等环境要素影响均按照环评要求建设，建设至今未出现环境污染及环保投诉事件；试采工程涉及的站场、平台外临时用地均进行了生态恢复，站场内进行了内部绿化。管线两侧5m外的区域均按原有用地类型进行了生态恢复，生态系统已基本恢复到建设前的水平。

本评价在第二章井区环境影响回顾性评价中已介绍工艺流程，第四章工程分析中不再重复评价，仅在本井区工程产排污总体水平中纳入分析。

（2）单井站 LNG 试采工程（9 个项目）

本井区内现有 9 个单井站 LNG 试采工程转入本井区整体开发，开发方式由 LNG 处理罐车外运改变为经本评价中地面工程新建管道开发输送至下游站场，产排污方式及产排量均发生变化；本评价根据变化后的建设内容进行工程分析、产排污计算。

表4.2.3-1　现有地面试采工程建设内容一览表

序号	项目名称	建设内容	备注
1	自215区块试采地面建设工程	现有工程已评价自215H1平台（4井式）1座、自215H2平台（4井式）1座、自215H3平台（4井式）1座、平台规模均为40×10⁴m³/d，自205脱水站1座、规模为350×10⁴m³/d，集气管道截断阀室、输气管道3号阀室各1座；并紧挨自215H3平台修建中心水池1座；自205脱水站~3号阀室输气管线2.4km、自215H3~脱水站集气干线15.3km、自215H1~自215H3集气支线8.7km、自215H2~自215H1集气支线3.7km、自215H1~自215H3气田水输送管线8.7km、自215H2~自215H1气田水输送管线3.7km。共计采气12口井，本评价该部分站场及管道建设内容无改变。	共计采气53口井，纳入本次区块整体开发，开发规模、开发方式与现有试采工程一致；第四章工程分析中不再重复评价，仅在本井区工程产排污总体水平中纳入分析
2	吉林川南配置区自205区块第一批产能建设工程（试采）	现有工程已评价自205H52平台（6井式）1座、规模60×10⁴m³/d，自205H53平台（6井式）1座、规模60×10⁴m³/d，自205H54平台（6井式）1座、规模60×10⁴m³/d，自205H55平台（6井式）1座、规模60×10⁴m³/d，自205H58平台（4井式）1座、规模40×10⁴m³/d，自205H59平台（5井式）1座、规模50×10⁴m³/d，自205H69平台（3井式，包含同井场自302评价井1口）1座、规模40×10⁴m³/d，自205H76平台（4井式）1座、规模40×10⁴m³/d；建设自215H1集气站、自215H3集气站各1座，规模均为250×10⁴m³/d；扩建线路阀室1座，；紧挨自215H1集气站新建中心水池1座（规模为2万m³）； 建设自205H76平台~自205脱水站集气干线上已建线路截断阀室集气干线10.3km、自205H69平台~自205脱水站集气干线上已建线路截断阀室集气干线9.5km、自205H52平台~自215H1集气站集气支线4.4km、自205H53平台~自215H1集气站集气支线2.9km、自205H54平台~自215H1集气站集气支线3.8km、自205H55平台~自215H3集气站集气支线6.0km、自205H58平台~自215H3集气站集气支线3.6km、自205H59平台~自215H3集气站集气支线5.7km、自215H3平台中心水池~自205脱水站返排液干线18.46km、自205H76平台泵站返排液干线10.9km、自205H59平台泵站~自215H3中心水池返排液支干线6.2km、自205H52平台泵站~自215H1平台中心水池返排液支线4.4km、自205H53平台泵站~自215H1中心水池返排液支线2.9km、自205H54平台泵站返排液支线0.7km、自205H55平台泵站返排液支线0.8km、自205H58平台泵站~自215H3中心水池返排液支线3.6km、自205H69平台泵站返排液支线0.8km。共计采气41口井，本评价该部分站场及管道建设内容无改变	
3	自215H1集气站与自215LNG站双向互通工程	现有工程已评价扩建自215H1集气站，对自215H1集气站零散气进行回收处理，规模12×10⁴m³/d；配套建设自215H1集气站与自215LNG站双向互通集气管线3.8km。本评价该部分站场及管道建设内容无改变	

表4.2.3-2　现有LNG试采工程建设内容一览表

序号	项目名称	建设内容
1	吉富1井试采气工程	现有工程已评价内容为分别建设单井站1座，站内建设LNG试采气回收单元，工艺包括采气树-节流阀-除砂装置-分离计量-脱酸-脱水脱汞-液化天然气；本评价将现有LNG试采工程开发方式由LNG处理罐车外运转为原料气处理后由本评价新建地面工程中集气管道输送至下游站场，产排污方式及产排量均发生变化；本评价根据变化后的建设内容进行工程分析、产排污计算。
2	吉富2井试采气工程	
3	吉富6井试采气工程	
4	吉富7井试采气工程	
5	吉富8井试采气工程	
6	自301井试采气回收项目	
7	自303井试采气回收项目	
8	富页1井试采气工程	
9	富页3井试采气工程	

4.2.4 开发规模

根据已取得生产数据的试采工程和地质条件相似、地质背景相同且生产数据丰富的邻近井区进行类比，气井普遍采用平稳控制返排及生产模式，以***组为主要建产目的层，用水平井开发，采用集中增压方式开采，产能主要采用站场接替方式保持稳产，单井设计采气规模按稳产后3-15×$10^4m^3/d$进行核算。拟建项目位于自贡市富顺县、大安区及沿滩区，开发***组页岩气气层，开发规模为***×$10^4m^3/d$（***×$10^8m^3/a$）。

根据拟建工程开发方案，区域内共部署采气站场52座（合计159口井），项目部署的平台将在六年半内实施，其中，2024-2025年实施22座采气站场，2025-2026年实施14座采气站场，2026年后实施16座采气站场。威远页岩气自205井区2025年产量达到***×$10^4m^3/d$，2027年产量达到***×$10^4m^3/d$，2030年产量达到***×$10^4m^3/d$，通过井间接替稳产10年。

采气站场建设内容详见下表：

表 4.2.4-1　采气站场建设内容及时序一览表

采气站场		站内井口总数	单井产能 $\times10^4m^3/d$	开发井口数	采气规模 $\times10^4m^3/d$	开发年限
涪江右岸集气（集气管线输送至自205H74集气增压站）	自205H64采气站	3	7.3	3	21.9	2028.7
	自205H65采气站	4	7.3	4	29.2	2028.4
	自205H70采气站	6	7.8	6	46.8	2027.6
	自205H71采气站	4	7.8	4	31.2	2027.6
	自205H74采气站	6	7.3	6	43.8	2025.4
	自205H79采气站	6	7.3	6	43.8	2029.4
	自205H80采气站	8	7.3	8	58.4	2028.12
	自205H81采气站	3	7.3	3	21.9	2030.8
	自205H83采气站	4	7.3	4	29.2	2029.5
	自205H84采气站	4	7.3	4	29.2	2029.6
	自308采气站	1（评价井）	6	1	6	2026.1
	自309采气站	1（评价井）	7	1	7	2026.1
	自312采气站	1（评价井）	6	1	6	2026.1
	自303采气站	1（评价井）	6	1	6	2024.12
	自贡1采气站	1	9	1	9	2024.12
	吉富9采气站	1	9	1	9	2024.12
涪江右岸集气（集气管线输送至自205H77集气增压站）	自205H77采气站	6	7.8	6	46.8	2025.4
	自205H86采气站	5	7.3	5	36.5	2030.2
	自205H87采气站	5	7.8	5	39	2026.10
	自205H89采气站	5	7.8	5	39	2026.11
	自205H90采气站	3	7.8	3	23.4	2027.7
	自205H91采气站	7	7.8	7	54.6	2027.1
	自205H92采气站	6	7.8	6	46.8	2025.7
	自205H93采气站	6	7.8	6	46.8	2026.4
	自205H95采气站	4	7.8	4	31.2	2025.2
	自313采气站	1（评价井）	7	1	7	2026.1
	自205H94采气站	5	8.6	5	43	2024.12

	自301采气站	1（评价井）	9	1	9	2024.12
	自306采气站	1（评价井）	7	1	7	2024.12
	吉富2采气站	1	15	1	15	2024.12
	吉富8采气站	1	4	1	4	2024.12
涪江右岸集气（集气管线输送至自205脱水站）	自205H78采气站	5	7.3	5	36.5	2028.5
	自311采气站	1（评价井）	6	1	6	2026.1
	自205H88采气站	4	7.8	4	31.2	2027.2
	吉富1采气站	1	3.5	1	3.5	2024.12
	吉富3采气站	1	9	1	9	2024.12
涪江左岸集气（集气管线输送至自205H69集气增压站）	自205H82采气站	6	7.8	6	46.8	2026.7
	自205H85采气站	3	7.3	3	21.9	2030.8
涪江左岸集气（集气管线输送至自215H1集气站）	自205H68采气站	5	7.8	5	39	2025.7
	自305采气站	1（评价井）	7	1	7	2024.12
	富页3采气站	1	8	1	8	2024.12
涪江左岸集气（集气管线输送至自215H3集气增压站）	自205H56采气站	4	7.8	4	31.2	2027.3
	自205H73采气站	4	7.8	4	31.2	2027.5
	自215H4采气站	4	7.8	4	31.2	2026.10
	自310采气站	1（评价井）	7	1	7	2026.1
	吉富6采气站	1	15	1	15	2024.12
	吉富7采气站	1	10	1	10	2024.12
	自304采气站	1（评价井）	7	1	7	2024.12
	自307采气站	1（评价井）	7	1	7	2024.12
	富页1采气站	1	8	1	8	2024.12
	富页2采气站	1	9	1	9	2024.12
	吉富4采气站	1	9	1	9	2024.12
合计		159口井（含评价井12口）	/	159	/	/

根据项目开发方案及设计资料，页岩气前期相对稳产期产量大、井口压力高、产液量大、压降快，后期递减期时间长、产量低、压力低、产液量少；井区排采期一般为45天、相对稳产期为45天~30个月、递减期为31个月~154个月、

低压低产期为155个月后。结合项目新建钻井工程时序、新建地面集输工程时序及试采工程转开发时序，自205井区生产预测参数表明本井区内新建采气站场单月最高同时投产22口井，新建采气站场投产规模合计188.5×$10^4$$m^3$/d。

4.2.5 气质、返排液成分

根据开发方案及现有工程测试数据，拟建项目完钻层位均为***组；本评价引用井区内该层位已取得气质及采出水数据的单井气质组成作评价，本评价按最不利情况进行分析，多次采样检测中取最不利情况进行分析。

（1）气质参数

表4.2.5-1　气质分析数据统计表

井号	检测日期	取样深度（米）	取样层位	摩尔分数10^{-2}													相对密度	硫化氢（mg/m^3）	无阻流量（$10^4$$m^3$/d）
				氢气	氦气	氮气	二氧化碳	硫化氢	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷等			
自301	2023.7.24	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

（2）返排液参数

表4.2.5-2　返排液成分统计表

井号		自301
层位		***
井段		***
检测时间		***
化学性质（mg/L）	锂	***
	钠	***
	钾	***
	铵	***

	镁	***
	钙	***
	锶	***
	钡	***
	氨	***
	硫化物	***
	氟化物	***
	氯化物	***
	溴化物	***
	硝酸盐	***
	硫酸盐	***
	碘化物	***
	磷酸盐	***
	碳酸盐	***
	重碳酸盐	***
	氢氧化物	***
矿化度求和（验证）		***
总矿化度 TDS（g/L）		***
pH 值		***
水型		***
密度（g/cm^3）		***

4.3 工程建设设施

（1）钻井工程阶段

钻井工程主体工程建设设施有动力系统、钻井设备、井控装置、救生及消防设施等，新建钻井工程目的层相同，井深相差不大，钻井工程正向（A）、反向（B）平台各自配套1套钻井、压裂设备。平台单套钻井、压裂设备见表4.3-1。

表4.3-1　平台单套钻井、压裂设备一览表

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	数量（台/套）	备注
动力系统	备用柴油发电机组	G12V190PZLG-3	810kW	3	2用1备
钻井设备	钻机	ZJ70	7000m	1	/
	井架	JJ450/45/K6	4500kN	1	/
	底座	DZ450/9-KS9	4500kN	1	/
	绞车	JC70	1470kW	1	/
	天车	TC-450-II	4500kN	1	/
	游车/大钩	YC-450	4500kN	1	/
	水龙头	SL-450-II	4500kN	1	/
	转盘	ZP-37.5	4500kN	1	/
	钻井泵	F-1600HL	1600HP	3	2用1备
	泥浆储备罐	/	40m^3	8	/
	循环罐	8.5×2.6×2.4	40m^3	5	/
	泥浆泵	/	52MPa	2	/
	振动筛	GX-1	210m^3/h	3	2用1备
	除气器	ZCQ1.5/5	240m^3/h	1	/
	除砂器	ZQJ-250×2	200m^3/h	1	/
	除泥器	ZQJ-100×10	28～54L/s	1	/
	离心机	JL40-DZ	40m^3/h	1	/
	离心机	LW355-1250N	40m^3/h	1	/
	加重泵、混合漏斗	150NSP	55kw	2	/
	液气分离器	SB1-3×4-J	1MPa	1	/
	电动压风机	SPE-306X	1MPa	2	/
	钻井参数仪	/	/	1	/
压裂设备	压裂车	2500型	SQP2800	22	20用2备
	压裂液罐	/	60m^3	25	/
	液体组合罐	/	90m^3	20	/
	立式砂罐	/	30m^3	10	/
井控装置	环形防喷器	F35-70	70MPa	1	/
	闸板防喷器	F35-70	70MPa	1	/
	液气分离器	/	4166L/min	1	/
	节流管汇	D78-70	70MPa	1	/
	压井管汇	JLK78-70	70MPa	1	/
救生及消防	消防房及消防工具	8.0*2.8*2.85	/	2	/
	二层台逃生装置	/	/	2	/

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	数量（台/套）	备注
	钻台紧急滑道	/	/	1	/
	四合一可燃气体监测仪	/	/	4	/
硫化氢防护设备	固定式 H_2S 监测仪	/	/	1	/
	便携式 H_2S 监测仪	/	/	8	/
	正压式空气呼吸器	/	/	20	/
	备用气瓶	/	/	4	/
其他	空气压缩机	/	/	1	/
	大功率防爆排风扇	/	/	5	/
	点火装置	/	/	1	/
	移动式点火装置	/	/	1	/

（2）地面工程阶段

①采气站场设备

表 4.3-2　单个采气站场生产设备表

序号	设备名称		数量	型号
平台通用				
1	共用移动装置	移动式抑制剂加注橇	13 套	60Mpa·g 排量 50L/h
2		移动式橇装柴油发电机组	13 套	30kW，采气站备用电源
采气站				
1	井口模块		1 套/单井	69MPa
2	轮换两相流计量橇		1 套	含 1 套 10MPa 两相流量计及配套轮换阀门
3	中压除砂橇		1 套	含 8.5MPa 120×10⁴Nm³/d 除砂器及配套阀门
4	分离计量橇		1 套	含 8.5MPa DN1200×4800 气液分离器及配套阀门
5	DN150 清管发球筒橇		1 套	含 8.5MPa DN150 清管发球筒及配套阀门
6	DN150 出站阀组橇		1 套	8.5MPa DN150
7	放空立管		1 套	1.6MPa DN150×15000
8	仪表风橇		1 套	1.6MPa 10m³/h
9	返排液转输泵橇（I）		1 套	转输量 Q=50m³/h，H=300m，N=90kW，包含离心泵+电机 1 套、自吸罐 1 个、过滤器 1 个

②集气增压站设备

表 4.3-3　单个集气增压站生产设备表

序号	设备名称	数量	型号
1	DN150 进站阀组模块	1 套/上游采气站	8.5MPa DN150，自 205H55 平台、自 205H59 平台来气
2	DN150 清管收球筒橇	1 套/上游采气站	含 8.5MPa DN150 清管发球筒及配套阀门
3	DN100 进站阀组模块	1 套	8.5MPa DN100，自 215H3 平台来气
4	轮换阀组	1 套	8.5MPa
5	DN1800 分离计量橇	1 套/上游采气站	含 8.5MPa DN1800×7200 分离器及配套阀门
6	DN350 清管发球筒橇	1 套	利旧自 215H3 平台，含 7.5MPa DN350 清管发球筒及配套阀门
7	DN350 出站阀组橇	1 套	7.5MPa DN350

8	放空分液罐橇	1 套	1.6MPa DN1200×3600 放空分液罐及配套阀门
9	放空立管	1 套	1.6MPa DN250×25000
10	仪表风橇	1 套	30m³/h
11	柴油发电机组	1 套	30kW，移动式橇装备用电源
12	压缩机组撬	1 套	电驱往复分体式（含降声罩），自 205H77 集气增压站 3000kw 压缩机，自 205H74 集气增压站、自 205H69 集气增压站及扩建自 215H3 集气增压站均为 1800kw 压缩机
备注：扩建集气站、集气增压站，将现有 DN150 放空火炬改为 DN250 放空火炬，同时将放空主管由 DN150 改为 DN250。			

续表 4.3-3　　单个集气增压站中心水池生产设备表

序号	设备名称	数量	型号
1	中心水池	1 个	自 205H74、自 205H77 规模均为 3 万 m³；自 205H69 规模 2 万 m³
2	返排液转输泵橇（II）	1 套	转输量Q=100m³/h，H=500m，N=250kW，包含离心泵+电机 1 套、自吸罐 1 个、过滤器 1 个
3	高效微气泡旋流气浮装置	1 套	处理量Q=50m³/h，N=22kW，包含：进水泵 1 台、高效微气泡气浮机 1 套、空压机 1 台、刮泥机 1 套
4	加药装置橇	1 套	包含APAM药剂加药装置 1 套、CPAM药剂加药装置 1 套、PAC 药剂加药装置 1 套、双氧水加药装置 1 套，N=20kW

③扩建集气站、采气站

表 4.3-4　　单个扩建集气站、采气站生产设备表

序号	名称	单位	套数
1	进站阀组	套	1

④自 205 脱水站

表 4.3-5　　脱水站扩建区域生产设备一览表

序号	名称	数量	规格
1	清管收发球筒橇	1 套	含 PN7.5MPa DN350×7400 清管收发球筒及配套阀门
2	卧式分离计量橇	1 套	含 PN7.5MPa DN1800×7000 卧式气液分离器及配套阀门
3	脱水装置	1 套	350×10⁴m³/d
3	放空分液罐橇	1 套	含 PN1.6MPa DN2800×8400 放空分液罐及配套阀门

⑤管线设备

详见管道建设内容章节（表 4.2.2-3、表 4.2.2-4）。

4.4 原辅材料用量

4.4.1 新建钻井工程

4.4.1.1 钻井液体系

根据拟建项目开发方案及设计资料，钻井液体系选择关注点如下：

（1）可能遇到的复杂情况和钻井液技术重点

①环境保护：钻井液技术服务方应满足国家、地方政府以及企业对环保作业的有关要求。

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

③井壁稳定：沙溪庙～须家河组要求钻井液具有强抑制性、包被和封堵防塌性能。若出现掉块或携砂困难，可采用重稠浆举砂或适当提高粘切，亦可适当提高钻井液密度，清洁井眼以保证井下安全。雷口坡～嘉陵江组要求钻井液具有防膏盐污染、防漏、防 H_2S 性能。飞仙关～***组顶要求钻井液具有强抑制、强封堵防塌性能和适当高的钻井液密度；茅口～栖霞组要求钻井液具备防硫化氢性能，做好防漏、堵漏措施，防止井漏同时引发又喷又漏局面。***组要求油基钻井液具有强封堵性，加强纳-微米孔喉及裂缝的屏蔽暂堵能力，防止钻井液漏失，有效保护储层；钻进过程中，观察岩屑返出及井下状况，若发生掉块或有垮塌迹象，及时调整钻井液性能，特别是封堵性，必要时可提高钻井液密度；使用好固控设备。随着井深的增加，岩屑床形成的可能性增大，一方面主动优化钻井液性能，强化流变性、润滑性、乳化剂抗高温稳定性能，另一方面钻进时采用大排量、高转速，根据实钻岩屑返出情况，适当提高钻井液粘切，减少岩屑沉积，保持井眼清洁。

④井控安全：根据井控要求，储备足量的高密度钻井液、加重材料和堵漏材料。

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

（2）钻井泥浆体系及组成

表层采用聚合物无固相钻井液体系；一开至四开水平段前采用水基钻井液钻进；四开水平段采用油基钻井液钻进，并做好钻井液性能调控，优选微-纳米级封

堵剂，严格控制低密度固相含量。

一开设计采用清水钻井液钻进，密度1.0~1.05g/cm^3。二开设计采用聚合物无固相钻井液，密度1.05~1.10g/cm^3；三开至四开水平段前地层设计采用KCL-聚合物钻井液，设计密度1.05~1.55g/cm^3；如遇特殊情况，嘉陵江~四开水平段前地层则选择钾聚磺钻井液，设计密度1.52~1.90g/cm^3。四开水平段设计采用油基钻井液，设计密度2.07~2.15g/cm^3。

加强油气水压力监测，密切关注井下情况的变化，在保证井控安全和井壁稳定的前提下，现场可根据实钻情况对密度进行合理调整。若发生井漏复杂，堵漏效果差，需降低钻井液密度，应书面请示项目建设单位同意后，方能降低钻井液密度。

表4.4.1-1　钻井泥浆体系

开次	层位	地层压力系数	钻井液密度（g/cm^3）	钻井液体系
一开	导管段-沙溪庙	1	1.0~1.05	清水钻井液
	沙溪庙	1	1.05～1.10	聚合物无固相
二开	沙溪庙～须家河顶	1	1.05～1.55	KCL-聚合物
三开	须家河～雷口坡	1.1	1.17～1.25	KCL-聚合物
	雷口坡～嘉陵江	1.3	1.37～1.45	KCL-聚合物
	嘉陵江～石牛栏	1.45	1.52～1.60	KCL-聚合物/钾聚磺钻井液
	石牛栏	1.75	1.82～1.90	KCL-聚合物/钾聚磺钻井液
四开	石牛栏～***组	1.75	1.82～1.90	KCL-聚合物/钾聚磺钻井液
	水平段	2	2.07～2.15	油基钻井液

表4.4.1-2　钻井泥浆主要材料成分表

序号	材料名称	主要化学成分
1	膨润土	以蒙脱石为主要矿物成分（85~90%），由两个硅氧四面体夹一层铝氧八面体组成的2：1型晶体结构，呈黄绿、黄白、灰、白色等各种颜色。
2	聚丙烯酰胺钾盐KPAM	该产品是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，易溶于水。具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效的抑制地层造浆，并能与多种处理剂配伍，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。外观呈白色或淡黄色粉末。
3	高粘CMC-LV	外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无毒；易溶于冷水或热水，形成胶状。主要起降失水、提粘等作用，从而达到护壁、携带钻屑、保护钻头、防止泥浆流失、提高钻井速度的作用。
4	两性离子包被剂FA367	是由含有多种有机阳离子基因、阴离子基因和非离子基因的单体通过共聚而形成的水溶性高分子聚合物，既能增强泥浆的抑制性，抑制泥页岩的水化膨胀，控制地层造浆，又能维持泥浆性能的稳定，改善流变性，降低摩阻和滤失量，有利于钻井。

5	润湿剂FRH	钻井液用无荧光防塌润滑剂为黑色或黑褐色粉末及颗粒，能有效地改善泥饼质量，又有明显的防塌作用，并可降低摩擦阻系数，具有良好的润滑作用。
6	降滤失剂RSTF	黑褐色粉末，用于水基钻井液的降滤失剂，抑制页岩水化膨胀作用、增稠作用等。
7	重晶石粉	$BaSO_4$，常作为钻井泥浆加重剂使用。
8	白油	白油：C_{16}~C_{31}的正异构烷烃的混合物，无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性，不溶于水和乙醇。油基钻井液：基本组成是油、水、有机粘土和油溶性化学处理剂。拟建工程使用油基钻井液由白油、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂组成的钻井液体系。主要成分为白油，无色透明油状液体，没有气味。比重0.831~0.883，闪点（开式）164~223℃，运动黏度（50℃）5.7~26mm^2/s，酸值≤0.05。对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为C_{16}~C_{31}的正异构烷烃的混合物，是自石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同。白油的分子量通常都在250~450范围之内，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。

4.4.1.2 钻井原辅料

拟建工程采用常规钻井工艺进行钻进，消耗的能源主要是电能，柴油作为备用储存在柴油罐内，储罐基础采用混凝土结构基础，四周设置围堰；钻井过程主要的原辅材料是水基泥浆和油基泥浆，油基泥浆不在现场进行配置，由供货厂家配置好分批次运至井场，暂存于泥浆循环系统，水基泥浆采用现场配置，原材料由供货商负责运输至井场，暂存存于原材料堆放区，原材料堆放区设置围堰且地面进行防渗处理。

（1）钻井泥浆原材料消耗见下表

表 4.4.1-3　钻井泥浆原材料消耗基础表

类型	材料名称	单井每 m 井深用量（kg）	储存方式、暂存位置
能源	柴油	7.94	罐装 10m³/个，暂存于油罐区
水基泥浆	膨润土	10.31	袋装，25kg/袋；堆存区设置 10cm 围堰
	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	0.62	
	两性离子包被剂 FA367	0.62	
	低黏聚阴离子纤维素 PAC-LV	3.36	
	Na_2CO_3	0.52	
	防塌润滑剂 FRH	7.35	
	氯化钾 KCl	21.11	
	石灰 CaO	3.46	
	NaOH	0.83	
	防卡降滤失剂 沥青树脂 PPL	2.01	
	重晶石 $BaSO_4$	405.21	
	复合树脂 JD-6N	6.02	
	高温抗盐降滤失剂 RSTF	6.02	
	除硫剂	2.62	
	除氧剂	0.71	
	缓蚀剂	1.54	
油基泥浆	基础油（白油）	148.50	不在现场配置，由厂家配置好后拉运至井场，暂存于泥浆循环系统中
	有机土	7.80	
	主乳化剂	7.80	
	辅乳化剂	6.25	
	降滤失剂	7.80	
	润湿剂 FRH	6.25	
	$CaCl_2$	2.35	
	封堵剂	7.80	
	流型调节剂	3.15	
废水井场预处理药剂	无机盐混凝剂	0.93	袋装存储于井场材料堆场；堆存区分区堆放并设置 10cm 围堰
	有机絮凝剂	0.47	

	次氯酸钠	0.23	
	氧化钙	0.23	

表 4.4.1-4　　钻井泥浆原材料消耗一览表

类型	材料名称	自 205H56 平台（t）	自 205H64 平台（t）	自 205H65 平台（t）	自 205H68 平台（t）	自 205H70 平台（t）	自 205H71 平台（t）	自 205H73 平台（t）	自 205H74 平台（t）
能源	柴油	199.43	147.00	199.47	248.73	290.83	185.53	174.36	277.18
水基泥浆	膨润土	176.48	129.02	176.53	219.87	253.91	158.43	143.93	236.19
	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	10.61	7.76	10.62	13.22	15.27	9.53	8.66	14.20
	两性离子包被剂 FA367	10.61	7.76	10.62	13.22	15.27	9.53	8.66	14.20
	低黏聚阴离子纤维素 PAC-LV	57.51	42.05	57.53	71.66	82.75	51.63	46.91	76.97
	Na_2CO_3	8.90	6.51	8.90	11.09	12.81	7.99	7.26	11.91
	防塌润滑剂 FRH	125.81	91.98	125.85	156.75	181.02	112.95	102.61	168.38
	氯化钾 KCl	361.34	264.17	361.45	450.19	519.90	324.40	294.70	483.61
	石灰 CaO	59.22	43.30	59.24	73.79	85.21	53.17	48.30	79.27
	NaOH	14.21	10.39	14.21	17.70	20.44	12.75	11.59	19.01
	防卡降滤失剂 沥青树脂 PPL	34.41	25.15	34.42	42.87	49.50	30.89	28.06	46.05
	重晶石 $BaSO_4$	6935.98	5070.80	6938.01	8641.51	9979.51	6226.86	5656.73	9282.96
	复合树脂 JD-6N	103.04	75.33	103.07	128.38	148.26	92.51	84.04	137.91
	高温抗盐降滤失剂 RSTF	103.04	75.33	103.07	128.38	148.26	92.51	84.04	137.91
	除硫剂	44.85	32.79	44.86	55.87	64.53	40.26	36.58	60.02
	除氧剂	12.15	8.88	12.16	15.14	17.49	10.91	9.91	16.27
	缓蚀剂	26.36	19.27	26.37	32.84	37.93	23.67	21.50	35.28
油基泥浆	基础油（白油）	1188.00	891.00	1188.00	1485.00	1782.00	1188.00	1188.00	1782.00
	有机土	62.40	46.80	62.40	78.00	93.60	62.40	62.40	93.60
	主乳化剂	62.40	46.80	62.40	78.00	93.60	62.40	62.40	93.60
	辅乳化剂	50.00	37.50	50.00	62.50	75.00	50.00	50.00	75.00
	降滤失剂	62.40	46.80	62.40	78.00	93.60	62.40	62.40	93.60

	润湿剂 FRH	50.00	37.50	50.00	62.50	75.00	50.00	50.00	75.00
	$CaCl_2$	18.80	14.10	18.80	23.50	28.20	18.80	18.80	28.20
	封堵剂	62.40	46.80	62.40	78.00	93.60	62.40	62.40	93.60
	流型调节剂	25.20	18.90	25.20	31.50	37.80	25.20	25.20	37.80
废水井场预处理药剂	无机盐混凝剂	15.92	11.64	15.92	19.83	22.90	14.29	12.98	21.31
	有机絮凝剂	8.04	5.88	8.05	10.02	11.58	7.22	6.56	10.77
	次氯酸钠	3.94	2.88	3.94	4.90	5.66	3.53	3.21	5.27
	氧化钙	3.94	2.88	3.94	4.90	5.66	3.53	3.21	5.27

续表 4.4.1-4　　钻井泥浆原材料消耗一览表

类型	材料名称	自 205H77 平台（t）	自 205H78 平台（t）	自 205H79 平台（t）	自 205H80 平台（t）	自 205H81 平台（t）	自 205H82 平台（t）	自 205H83 平台（t）	自 205H84 平台（t）
能源	柴油	276.84	231.98	285.53	391.35	148.03	296.05	207.28	187.18
水基泥浆	膨润土	235.76	198.13	247.04	343.21	130.35	260.70	186.67	160.57
	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	14.18	11.91	14.86	20.64	7.84	15.68	11.23	9.66
	两性离子包被剂 FA367	14.18	11.91	14.86	20.64	7.84	15.68	11.23	9.66
	低黏聚阴离子纤维素 PAC-LV	76.83	64.57	80.51	111.85	42.48	84.96	60.84	52.33
	Na_2CO_3	11.89	9.99	12.46	17.31	6.57	13.15	9.42	8.10
	防塌润滑剂 FRH	168.07	141.24	176.11	244.67	92.93	185.85	133.08	114.47
	氯化钾 KCl	482.72	405.67	505.82	702.73	266.89	533.79	382.22	328.77
	石灰 CaO	79.12	66.49	82.91	115.18	43.74	87.49	62.65	53.89
	NaOH	18.98	15.95	19.89	27.63	10.49	20.99	15.03	12.93
	防卡降滤失剂 沥青树脂 PPL	45.96	38.63	48.16	66.91	25.41	50.82	36.39	31.30
	重晶石 $BaSO_4$	9265.94	7786.92	9709.24	13489.04	5123.07	10246.14	7336.73	6310.74
	复合树脂 JD-6N	137.66	115.69	144.25	200.40	76.11	152.22	109.00	93.76
	高温抗盐降滤失剂 RSTF	137.66	115.69	144.25	200.40	76.11	152.22	109.00	93.76
	除硫剂	59.91	50.35	62.78	87.22	33.12	66.25	47.44	40.80
	除氧剂	16.24	13.64	17.01	23.64	8.98	17.95	12.86	11.06

	缓蚀剂	35.22	29.59	36.90	51.27	19.47	38.94	27.88	23.98
油基泥浆	基础油（白油）	1782.00	1485.00	1782.00	2376.00	891.00	1782.00	1188.00	1188.00
	有机土	93.60	78.00	93.60	124.80	46.80	93.60	62.40	62.40
	主乳化剂	93.60	78.00	93.60	124.80	46.80	93.60	62.40	62.40
	辅乳化剂	75.00	62.50	75.00	100.00	37.50	75.00	50.00	50.00
	降滤失剂	93.60	78.00	93.60	124.80	46.80	93.60	62.40	62.40
	润湿剂 FRH	75.00	62.50	75.00	100.00	37.50	75.00	50.00	50.00
	$CaCl_2$	28.20	23.50	28.20	37.60	14.10	28.20	18.80	18.80
	封堵剂	93.60	78.00	93.60	124.80	46.80	93.60	62.40	62.40
	流型调节剂	37.80	31.50	37.80	50.40	18.90	37.80	25.20	25.20
废水井场预处理药剂	无机盐混凝剂	21.27	17.87	22.28	30.96	11.76	23.52	16.84	14.48
	有机絮凝剂	10.75	9.03	11.26	15.65	5.94	11.88	8.51	7.32
	次氯酸钠	5.26	4.42	5.51	7.66	2.91	5.82	4.16	3.58
	氧化钙	5.26	4.42	5.51	7.66	2.91	5.82	4.16	3.58

续表 4.4.1-4　　钻井泥浆原材料消耗一览表

类型	材料名称	自 205H85 平台（t）	自 205H86 平台（t）	自 205H87 平台（t）	自 205H88 平台（t）	自 205H89 平台（t）	自 205H90 平台（t）	自 205H91 平台（t）	自 205H93 平台（t）
能源	柴油	154.72	230.04	252.79	209.42	240.56	144.37	345.22	296.87
水基泥浆	膨润土	139.04	195.60	225.14	189.45	209.26	125.61	303.92	261.76
	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	8.36	11.76	13.54	11.39	12.58	7.55	18.28	15.74
	两性离子包被剂 FA367	8.36	11.76	13.54	11.39	12.58	7.55	18.28	15.74
	低黏聚阴离子纤维素 PAC-LV	45.31	63.75	73.37	61.74	68.20	40.93	99.05	85.31
	Na_2CO_3	7.01	9.87	11.36	9.56	10.55	6.34	15.33	13.20
	防塌润滑剂 FRH	99.12	139.44	160.50	135.06	149.18	89.55	216.66	186.61
	氯化钾 KCl	284.69	400.50	460.98	387.90	428.47	257.18	622.28	535.96
	石灰 CaO	46.66	65.64	75.56	63.58	70.23	42.15	101.99	87.85
	NaOH	11.19	15.75	18.12	15.25	16.85	10.11	24.47	21.07
	防卡降滤失剂 沥青树脂 PPL	27.11	38.13	43.89	36.93	40.80	24.49	59.25	51.03

	重晶石 $BaSO_4$	5464.66	7687.64	8848.57	7445.73	8224.55	4936.67	11944.78	10287.88
	复合树脂 JD-6N	81.19	114.21	131.46	110.62	122.19	73.34	177.46	152.84
	高温抗盐降滤失剂 RSTF	81.19	114.21	131.46	110.62	122.19	73.34	177.46	152.84
	除硫剂	35.33	49.71	57.21	48.14	53.18	31.92	77.23	66.52
	除氧剂	9.58	13.47	15.50	13.05	14.41	8.65	20.93	18.03
	缓蚀剂	20.77	29.22	33.63	28.30	31.26	18.76	45.40	39.10
油基泥浆	基础油（白油）	891.00	1485.00	1485.00	1188.00	1485.00	891.00	2079.00	1782.00
	有机土	46.80	78.00	78.00	62.40	78.00	46.80	109.20	93.60
	主乳化剂	46.80	78.00	78.00	62.40	78.00	46.80	109.20	93.60
	辅乳化剂	37.50	62.50	62.50	50.00	62.50	37.50	87.50	75.00
	降滤失剂	46.80	78.00	78.00	62.40	78.00	46.80	109.20	93.60
	润湿剂 FRH	37.50	62.50	62.50	50.00	62.50	37.50	87.50	75.00
	$CaCl_2$	14.10	23.50	23.50	18.80	23.50	14.10	32.90	28.20
	封堵剂	46.80	78.00	78.00	62.40	78.00	46.80	109.20	93.60
	流型调节剂	18.90	31.50	31.50	25.20	31.50	18.90	44.10	37.80
废水井场预处理药剂	无机盐混凝剂	12.54	17.64	20.31	17.09	18.88	11.33	27.41	23.61
	有机絮凝剂	6.34	8.92	10.26	8.64	9.54	5.73	13.85	11.93
	次氯酸钠	3.10	4.36	5.02	4.23	4.67	2.80	6.78	5.84
	氧化钙	3.10	4.36	5.02	4.23	4.67	2.80	6.78	5.84

续表 4.4.1-4　　钻井泥浆原材料消耗一览表

类型	材料名称	自215H4平台（t）	自308平台（t）	自309平台（t）	自310平台（t）	自311平台（t）	自312平台（t）	自313平台（t）
能源	柴油	198.05	49.66	50.57	50.28	50.13	48.84	49.31
水基泥浆	膨润土	174.68	43.86	45.04	44.66	44.48	42.80	43.41
	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	10.50	2.64	2.71	2.69	2.67	2.57	2.61
	两性离子包被剂 FA367	10.50	2.64	2.71	2.69	2.67	2.57	2.61
	低黏聚阴离子纤维素 PAC-LV	56.93	14.29	14.68	14.56	14.50	13.95	14.15
	Na_2CO_3	8.81	2.21	2.27	2.25	2.24	2.16	2.19

	防塌润滑剂 FRH	124.53	31.27	32.11	31.84	31.71	30.51	30.94
	氯化钾 KCl	357.67	89.80	92.23	91.45	91.07	87.63	88.87
	石灰 CaO	58.62	14.72	15.12	14.99	14.93	14.36	14.57
	NaOH	14.06	3.53	3.63	3.60	3.58	3.45	3.49
	防卡降滤失剂 沥青树脂 PPL	34.06	8.55	8.78	8.71	8.67	8.34	8.46
	重晶石 $BaSO_4$	6865.47	1723.76	1770.36	1755.37	1748.08	1682.03	1705.93
	复合树脂 JD-6N	102.00	25.61	26.30	26.08	25.97	24.99	25.34
	高温抗盐降滤失剂 RSTF	102.00	25.61	26.30	26.08	25.97	24.99	25.34
	除硫剂	44.39	11.15	11.45	11.35	11.30	10.88	11.03
	除氧剂	12.03	3.02	3.10	3.08	3.06	2.95	2.99
	缓蚀剂	26.09	6.55	6.73	6.67	6.64	6.39	6.48
油基泥浆	基础油（白油）	1188.00	297.00	297.00	297.00	297.00	297.00	297.00
	有机土	62.40	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60
	主乳化剂	62.40	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60
	辅乳化剂	50.00	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50
	降滤失剂	62.40	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60
	润湿剂 FRH	50.00	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50
	$CaCl_2$	18.80	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70
	封堵剂	62.40	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60
	流型调节剂	25.20	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
废水井场预处理药剂	无机盐混凝剂	15.76	3.96	4.06	4.03	4.01	3.86	3.92
	有机絮凝剂	7.96	2.00	2.05	2.04	2.03	1.95	1.98
	次氯酸钠	3.90	0.98	1.00	1.00	0.99	0.95	0.97
	氧化钙	3.90	0.98	1.00	1.00	0.99	0.95	0.97

（2）水平段压裂液用量

各钻井工程水平段压裂液中水暂存于重叠罐区、盐酸暂存于盐酸储罐区、支撑剂用料暂存于立式砂罐，其余压裂液用料暂存于液体组合罐区。项目各钻井工程水平段压裂长度均为2000m，单井压裂材料用量一致。

表 4.4.1-5　　压裂材料消耗量一览表

类型	药品名称	主要成分	单井用量t	平台总用量					
				自205H56平台（t）	自205H64平台（t）	自205H65平台（t）	自205H68平台（t）	自205H70平台（t）	自205H71平台（t）
压裂液用料	水	/	60000	240000.0	180000.0	240000.0	300000.0	360000.0	240000.0
	高效减阻剂	/	30	120.0	90.0	120.0	150.0	180.0	120.0
	防膨剂	/	30	120.0	90.0	120.0	150.0	180.0	120.0
	复合增效剂	/	30	120.0	90.0	120.0	150.0	180.0	120.0
	消泡剂	/	6	24.0	18.0	24.0	30.0	36.0	24.0
	低分子稠化剂	/	26	104.0	78.0	104.0	130.0	156.0	104.0
	流变助剂	/	15	60.0	45.0	60.0	75.0	90.0	60.0
	粘度调节剂	/	4	16.0	12.0	16.0	20.0	24.0	16.0
	缓蚀剂	/	5	20.0	15.0	20.0	25.0	30.0	20.0
	铁离子稳定剂	/	4	16.0	12.0	16.0	20.0	24.0	16.0
	助排剂	/	4	16.0	12.0	16.0	20.0	24.0	16.0
	粘土稳定剂	/	3	12.0	9.0	12.0	15.0	18.0	12.0
	盐酸	15%盐酸	36	144.0	108.0	144.0	180.0	216.0	144.0
支撑剂用料	粉陶100目	陶粒	1460	5840.0	4380.0	5840.0	7300.0	8760.0	5840.0
	树覆砂40/70目	石英砂	6438.6	25754.4	19315.8	25754.4	32193.0	38631.6	25754.4
	树脂覆膜砂30/50目	石英砂	978.2	3912.8	2934.6	3912.8	4891.0	5869.2	3912.8

续表 4.4.1-5　　压裂材料消耗量一览表

类型	药品名称	主要成分	单井用量t	平台总用量					
				自205H73平台（t）	自205H74平台（t）	自205H77平台（t）	自205H78平台（t）	自205H79平台（t）	自205H80平台（t）
压裂	水	/	60000	240000.0	360000.0	360000.0	300000.0	360000.0	480000.0

液用料	高效减阻剂	/	30	120.0	180.0	180.0	150.0	180.0	240.0
	防膨剂	/	30	120.0	180.0	180.0	150.0	180.0	240.0
	复合增效剂	/	30	120.0	180.0	180.0	150.0	180.0	240.0
	消泡剂	/	6	24.0	36.0	36.0	30.0	36.0	48.0
	低分子稠化剂	/	26	104.0	156.0	156.0	130.0	156.0	208.0
	流变助剂	/	15	60.0	90.0	90.0	75.0	90.0	120.0
	粘度调节剂	/	4	16.0	24.0	24.0	20.0	24.0	32.0
	缓蚀剂	/	5	20.0	30.0	30.0	25.0	30.0	40.0
	铁离子稳定剂	/	4	16.0	24.0	24.0	20.0	24.0	32.0
	助排剂	/	4	16.0	24.0	24.0	20.0	24.0	32.0
	粘土稳定剂	/	3	12.0	18.0	18.0	15.0	18.0	24.0
	盐酸	15%盐酸	36	144.0	216.0	216.0	180.0	216.0	288.0
支撑剂用料	粉陶100目	陶粒	1460	5840.0	8760.0	8760.0	7300.0	8760.0	11680.0
	树覆砂40/70目	石英砂	6438.6	25754.4	38631.6	38631.6	32193.0	38631.6	51508.8
	树脂覆膜砂30/50目	石英砂	978.2	3912.8	5869.2	5869.2	4891.0	5869.2	7825.6

续表 4.4.1-5　　压裂材料消耗量一览表

类型	药品名称	主要成分	单井用量 t	平台总用量					
				自 205H81 平台（t）	自 205H82 平台（t）	自 205H83 平台（t）	自 205H84 平台（t）	自 205H85 平台（t）	自 205H86 平台（t）
压裂液用料	水	/	60000	180000.0	360000.0	240000.0	240000.0	180000.0	300000.0
	高效减阻剂	/	30	90.0	180.0	120.0	120.0	90.0	150.0
	防膨剂	/	30	90.0	180.0	120.0	120.0	90.0	150.0
	复合增效剂	/	30	90.0	180.0	120.0	120.0	90.0	150.0
	消泡剂	/	6	18.0	36.0	24.0	24.0	18.0	30.0
	低分子稠化剂	/	26	78.0	156.0	104.0	104.0	78.0	130.0
	流变助剂	/	15	45.0	90.0	60.0	60.0	45.0	75.0
	粘度调节剂	/	4	12.0	24.0	16.0	16.0	12.0	20.0
	缓蚀剂	/	5	15.0	30.0	20.0	20.0	15.0	25.0
	铁离子稳定剂	/	4	12.0	24.0	16.0	16.0	12.0	20.0
	助排剂	/	4	12.0	24.0	16.0	16.0	12.0	20.0
	粘土稳定剂	/	3	9.0	18.0	12.0	12.0	9.0	15.0
	盐酸	15%盐酸	36	108.0	216.0	144.0	144.0	108.0	180.0

支撑剂用料	粉陶100目	陶粒	1460	4380.0	8760.0	5840.0	5840.0	4380.0	7300.0
	树覆砂40/70目	石英砂	6438.6	19315.8	38631.6	25754.4	25754.4	19315.8	32193.0
	树脂覆膜砂30/50目	石英砂	978.2	2934.6	5869.2	3912.8	3912.8	2934.6	4891.0

续表 4.4.1-5　　压裂材料消耗量一览表

类型	药品名称	主要成分	单井用量 t	平台总用量					
				自 205H87 平台（t）	自 205H88 平台（t）	自 205H89 平台（t）	自 205H90 平台（t）	自 205H91 平台（t）	自 205H93 平台（t）
压裂液用料	水	/	60000	300000.0	240000.0	300000.0	180000.0	420000.0	360000.0
	高效减阻剂	/	30	150.0	120.0	150.0	90.0	210.0	180.0
	防膨剂	/	30	150.0	120.0	150.0	90.0	210.0	180.0
	复合增效剂	/	30	150.0	120.0	150.0	90.0	210.0	180.0
	消泡剂	/	6	30.0	24.0	30.0	18.0	42.0	36.0
	低分子稠化剂	/	26	130.0	104.0	130.0	78.0	182.0	156.0
	流变助剂	/	15	75.0	60.0	75.0	45.0	105.0	90.0
	粘度调节剂	/	4	20.0	16.0	20.0	12.0	28.0	24.0
	缓蚀剂	/	5	25.0	20.0	25.0	15.0	35.0	30.0
	铁离子稳定剂	/	4	20.0	16.0	20.0	12.0	28.0	24.0
	助排剂	/	4	20.0	16.0	20.0	12.0	28.0	24.0
	粘土稳定剂	/	3	15.0	12.0	15.0	9.0	21.0	18.0
	盐酸	15%盐酸	36	180.0	144.0	180.0	108.0	252.0	216.0
支撑剂用料	粉陶100目	陶粒	1460	7300.0	5840.0	7300.0	4380.0	10220.0	8760.0
	树覆砂40/70目	石英砂	6438.6	32193.0	25754.4	32193.0	19315.8	45070.2	38631.6
	树脂覆膜砂30/50目	石英砂	978.2	4891.0	3912.8	4891.0	2934.6	6847.4	5869.2

续表 4.4.1-5　　压裂材料消耗量一览表

类型	药品名称	主要成分	单井用量 t	平台总用量						
				自 215H4 平台（t）	自 308 平台（t）	自 309 平台（t）	自 310 平台（t）	自 311 平台（t）	自 312 平台（t）	自 313 平台（t）
压裂液用	水	/	60000	240000.0	60000.0	60000.0	60000.0	60000.0	60000.0	60000.0
	高效减阻剂	/	30	120.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	防膨剂	/	30	120.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	复合增效剂	/	30	120.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0

料	消泡剂	/	6	24.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
	低分子稠化剂	/	26	104.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0
	流变助剂	/	15	60.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
	粘度调节剂	/	4	16.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
	缓蚀剂	/	5	20.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	铁离子稳定剂	/	4	16.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
	助排剂	/	4	16.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
	粘土稳定剂	/	3	12.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	盐酸	15%盐酸	36	144.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
支撑剂用料	粉陶100目	陶粒	1460	5840.0	1460.0	1460.0	1460.0	1460.0	1460.0	1460.0
	树覆砂40/70目	石英砂	6438.6	25754.4	6438.6	6438.6	6438.6	6438.6	6438.6	6438.6
	树脂覆膜砂30/50目	石英砂	978.2	3912.8	978.2	978.2	978.2	978.2	978.2	978.2

4.4.2 新建地面工程

拟建工程消耗的原材料主要有管材、水泥等，能源消耗主要有水、电。项目主要物料的消耗情况见下表。

表4.4.2-1　　主要原料用量一览表

项目	名　称	单 位	数 量	备　注
原辅材料	管材	km	177.2	DN150　L360N 无缝钢管
		km	20.4	DN250　L360N 无缝钢管
		km	105	返排液管线 OD125 柔性复合高压输送管
		km	71.9	返排液管线 OD160 柔性复合高压输送管
		km	11.4	返排液管线 OD200 柔性复合高压输送管
	混凝土	m^3	41200	站场（中心水池）20900m^3、线路顶进接收坑 20300m^3
	钢材	t	425	/
	无铅焊条	t	79	仅集气管道使用，400kg/km

表4.4.2-2　　运营期主要原料用量一览表

项目	名称	单位	数量	备注
站场原辅材料	抑制剂	L/d	1760	冬季低温时加注，乙二醇
	缓蚀剂	L/d	171	按照每天每 10^4m^3 原料气加注 0.5L 考虑
	润滑油	t/a	2.7	集气增压站设备维护
中心水池原辅材料	次氯酸钠	t/a	28	暂存量 1t、用于中心水池预处理后的液体消毒
	PAC	t/a	32	絮凝剂，用于絮凝沉淀
	PAM	t/a	4	助凝剂，用于絮凝沉淀
脱水站原辅材料	次氯酸钠	t/a	7	用于中心水池预处理后的气田水消毒
	PAC	t/a	8	絮凝剂，用于絮凝沉淀
	PAM	t/a	1	助凝剂，用于絮凝沉淀
能源	电	10^4kWh	5190	主要用于采气站、集气增压站及综合值班房
	水	m^3/a	2929.05	/
	天然气	万 m^3/a	153	集气增压站/脱水站工艺、集气增压站综合值班房

缓蚀剂：气田用缓蚀剂为含 N、P、S 的有机化合物，一般为含氮化合物的季胺盐、咪唑啉为主体的混合物，其中还含有溶剂、表面活性剂等。有一定程度的毒性和可燃性，操作中，应根据具体应用品种的性能严格按规程进行。拟建工程不在现场进行存放，需添加时作业区统一调配由专业人员进行添加。

抑制剂：主要成分为乙二醇，主要作用为降低管线中水汽混合物的冰点，进而减少气田水的产生。拟建工程不在现场进行存放，需添加时作业区统一调配由专业人员进行添加。

乙二醇，又名甘醇。化学式 $HOCH_2—CH_2OH$。一种简单的二元醇。无色无臭、有甜味液体，能与水以任意比例混合。用作溶剂、防冻剂以及合成聚酯树脂等的

原料。乙二醇对动物有毒性，人类致死剂量估计为1.6g/kg，不过成人服食30毫升已有可能引致死亡。

别名甘醇分子式：$C_2H_6O_2$；分子量：62.068，冰点：-12.6℃，沸点：197.3℃，密度：相对密度（水=1）1.1155（20℃），相对密度（空气=1）2.14；无色、有甜味、粘稠液体，闪点：111.1℃，与水/乙醇/丙酮/醋酸甘油吡啶等混溶，微溶于醚等,不溶于石油烃及油类，能够溶解氯化锌/氯化钠/碳酸钾/氯化钾/碘化钾/氢氧化钾等无机物。稳定性：稳定，燃点：418℃，用镀锌铁桶包装，贮存时应密封，长期贮存要氮封、防潮、防火、防冻。按易燃化学品规定贮运。

毒性：大鼠经口 LD_{50}=5.8ml/kg，小鼠经口 LD_{50}=1.31~13.8ml/kg。

侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。

健康危害：国内未见本品急慢性中毒报道。国外的急性中毒多系因误报。吸入中毒表现为反复发作性昏厥，并可有眼球震颤，淋巴细胞增多。口服后急性中毒分三个阶段：第一阶段主要为中枢神经系统症状，轻者似乙醇中毒表现，重者迅速产生昏迷抽搐，最后死亡；第二阶段，心肺症状明显，严重病例可有肺水肿，支气管肺炎，心力衰竭；第三阶段主要表现为不同程度肾功能衰竭。人的本品一次口服致死量估计为1.4ml/kg（1.56g/kg）。

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。洗胃，导泄。就医。中华人民共和国国家职业卫生标准《工作场所有害因素职业接触限值 化学有害因素》（GBZ2.1-2007）。

焊接材料：拟建工程所使用的焊材为实心焊丝，主要成分为碳、锰、铜、硅等，不含Pb。

4.5 总平面布置

4.5.1 新建钻井工程

新建钻井工程各平台根据井场现场分布情况分别选择部署1套或2套独立钻机；井口单排布设平台内部署1套独立钻机；部署2套独立钻机的钻井工程井场内布置正向（A）、反向（B）两个平台，正向（A）、反向（B）平台内各设泥浆循环系统1套、钻机基础1套。独立钻机系统：通过1套ZJ70钻机所匹配的设备负责单井钻井；单个钻井平台内各井口共用储存池、清洁化操作平台、油水罐区和耕作土堆放场等。

（1）井场布局

表4.5-1　　新建钻井工程井场部署统计表

井场名称		单井数量	井口纵向轴线	排间距（m）	井口间距（m）
自205H56平台	正向（A）平台	自205H56-1、自205H56-4	0+050、0+055	35	5
	正向（B）平台	自205H56-2、自205H56-3	0+055、0+060		
自205H64平台		自205H64-1、自205H64-2、自205H64-3	0+050、0+045、0+040	/	5
自205H65平台	正向（A）平台	自205H65-1、自205H65-4	0+050、0+055	35	5
	正向（B）平台	自205H65-2、自205H65-3	0+045、0+050		
自205H68平台	正向（A）平台	自205H68-1、自205H68-5	0+055、0+060	35	5
	正向（B）平台	自205H68-2、自205H68-3、自205H68-4	0+050、0+055、0+060		
自205H70平台	正向（A）平台	自205H70-1、自205H70-5、自205H70-6	0+055、0+060、0+065	35	5
	正向（B）平台	自205H70-2、自205H70-3、自205H70-4	0+050、0+055、0+060		
自205H71平台、自309平台	正向（A）平台	自205H71-1、自309	0+060、0+055	35	5
	正向（B）平台	自205H71-2、自205H71-3、自205H71-4	0+050、0+055、0+060		
自205H73平台	正向（A）平台	自205H73-1、自205H73-4	0+050、0+055	35	5
	正向（B）平台	自205H73-2、自205H73-3	0+055、0+060		

自205H74平台	正向（A）平台	自205H74-1、自205H74-5、自205H74-6	0+060、0+055、0+050	35	5
	正向（B）平台	自205H74-2、自205H74-3、自205H74-4	0+065、0+060、0+055		
自205H77平台	正向（A）平台	自205H77-1、自205H77-5、自205H77-6	0+050、0+055、0+060	35	5
	正向（B）平台	自205H77-2、自205H77-3、自205H77-4	0+060、0+055、0+050		
自205H78平台、自311平台	正向（A）平台	自311、自205H78-4、自205H78-5	0+055、0+060、0+065	35	5
	正向（B）平台	自205H78-1、自205H78-2、自205H78-3	0+050、0+055、0+060		
自205H79平台	正向（A）平台	自205H79-1、自205H79-5、自205H79-6	0+055、0+060、0+065	35	5
	正向（B）平台	自205H79-2、自205H79-3、自205H79-4	0+050、0+055、0+060		
自205H80平台	正向（A）平台	自205H80-1、自205H80-6、自205H80-7、自205H80-8	0+050、0+055、0+060、0+065	35	5
	正向（B）平台	自205H80-2、自205H80-3、自205H80-4、自205H80-5	0+050、0+055、0+060、0+065		
自205H81平台		自205H81-1、自205H81-2、自205H81-3	0+050、0+055、0+060	/	5
自205H82平台	正向（A）平台	自205H82-1、自205H82-5、自205H82-6	0+055、0+060、0+065	35	5
	正向（B）平台	自205H82-2、自205H82-3、自205H82-4	0+050、0+055、0+060		
自205H83平台		自205H83-1、自205H83-2、自205H83-3、自205H83-4	0+065、0+070、0+075、0+080	/	5
自205H84平台、自312平台	正向（A）平台	自205H84-1、自312	0+055、0+060	35	5
	正向（B）平台	自205H84-2、自205H84-3、自205H84-4	0+050、0+055、0+060		
自205H85平台		自205H85-1、自205H85-2、自205H85-3	0+050、0+055、0+060	/	5
自205H86平台	正向（A）平台	自205H86-1、自205H86-5	0+055、0+060	35	5
	正向（B）平台	自205H86-2、自205H86-3、自205H86-4	0+050、0+055、0+060		
自205H87平台	正向（A）平台	自205H87-2、自205H87-3	0+055、0+060	35	5
	正向（B）平台	自205H87-1、自205H87-4、自205H87-5	0+055、0+060、0+065		
自205H88平台	正向（A）平台	自205H88-1、自205H88-4	0+050、0+055	35	5
	正向（B）平台	自205H88-2、自205H88-3	0+045、0+050		
自205H89平台	正向（A）平台	自205H89-1、自205H89-4、自205H89-5	0+050、0+055、0+060	35	5
	正向（B）平台	自205H89-2、自205H89-3	0+055、0+060		
自205H90平台	正向（A）平台	自205H90-1、自205H90-2	0+040、0+045	8	5
	正向（B）平台	自205H90-3（与已建自306井口同排）	0+045		
自205H91平台	正向（A）平台	自205H91-1、自205H91-6、自205H91-7	0+050、0+055、0+060	35	5

	正向（B）平台	自205H91-2、自205H91-3、自205H91-4、自205H91-5	0+060、0+055、0+050、0+045		
自205H93平台	正向（A）平台	自205H93-1、自205H93-5、自205H93-6	0+055、0+060、0+065	35	5
	正向（B）平台	自205H93-2、自205H93-3、自205H93-4	0+050、0+055、0+060		
自215H4平台	正向（A）平台	自215H4-1、自215H4-4	0+050、0+055	35	5
	正向（B）平台	自215H4-2、自215H4-3	0+045、0+050		
自308平台			0+052.5	/	/
自310平台			0+052.5	/	/
自313平台			0+052.5	/	/

（2）井场布局合理性分析

本次评价从燃烧池布置、柴油罐区布置合理性分析拟建工程平面布置的合理性，平面布置参照执行《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》（SY5225-2012）等石油天然气行业标准的相关规定。

1）油罐区布置合理性分析

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY5225-2012）》中第3.1.3条规定：柴油罐区距井口应不小于30m，根据各钻井平台平面布置可知，柴油罐区布置在井场外进场公路旁，各平台油罐区距离最近井口均大于50m，满足防火间距的要求。且油罐采用架空式储存，罐体下方设置围堰，发生泄露易发现，并能及时收集，位置布设于井场与生活区之间，便于职工监管，故满足要求。

2）燃烧池布置合理性分析

根据《钻井井控技术规程》（Q/SY 02552-2018）中的第5.1.3.4条规定：管线出口应接至距井口75m以上的安全地带。《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）第3.1.4规定：放喷管线出口距井口应不小于75m；《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）中第5.3.1条规定：燃烧池和火炬应限于安全地点，尽可能考虑选择井场主导风向的下风向放喷或点燃火炬，还应使排入大气的气体完全燃烧。

根据各钻井平台平面布置图可知，平台燃烧池周围50m范围内无各类设施和民房，且各平台设置燃烧池位于侧方向和下风向为主，放喷管线出口距井口均大于75m。由此可见，燃烧池设置满足相关规定，布置合理。

3）隔油池布置合理性分析

各平台井场四角、油罐区各设一个隔油池；生活区厨房、浴室各设1个隔油池，共设7个隔油池。油罐区隔油池位置靠近废油产生源，便于及时收集作业期间产生的废油；由于井场内钻井设备较多，分布较为零散，为确保污水全部收集故在井场四角设置，并与井场污水沟相连，利于井场含油废水及雨水的收集，避免含油废水外泄到井场外的土壤及地下水环境中。

生活区的食堂含油废水、职工洗衣废水，浴室洗浴废水，含油情况及性质有所差异，采用在各个产污环节进行隔油处理，利用废油的分类和收集。

4）储存池布置合理性分析

项目拟建的储存池布置在井场外，建设地耕地为主，地势较为平坦，池体采用地陷式构造，尽可能的降低了池体垮塌的风险。

从各平台周围农户水井分布和项目所在区地下水流向分析，各储存池下游农户水井分布整体较少也有山体阻隔。项目在修建储存池时，池体采用地陷式构造，并对池子进行防渗漏处理，在其周围修建围堰、导流沟，井口与储存池之间由碳钢管道连接。井场突发事件时通过布设的碳钢管道直接引入储存池，不存在事故废水外泄情况。

储存池容积合理性：

①根据区域现有工程建设情况，压裂阶段返排周期约20天，平均每日最大返排量约805m³。一天最长压裂作业时间不超过15个小时，每次压裂液泵入时间约2~3小时，因此井场内每次压裂返排废水量约161m³（53.7m³/h）。压裂作业均在白天进行，最迟在晚上22点之前停止压裂作业。如发生事故，将马上停止压裂作业，则每次压裂事故中事故废水产生量约161m³，事故废水通过井场内布设的碳钢管道直接引入储存池暂存。拟建项目储存池容积为500m³＞161m³，因此，储存池容积满足事故状态下压裂废水暂存。

②如出现大雨天气，井场初期雨水收集后需汇入储存池内暂存。根据气象资料，年均降雨量为950mm、降雨日数约123天，极端年最大雨量1176.2毫米（1999年），结合拟建项目井场污染区面积约2000㎡计算，拟建项目最大场地雨水量约19.12m³。

根据上述计算，在钻井设备故障和暴雨天气下，计算得雨水以及污废水量共计约180.12m³，本工程储存池应急能力为500m³，满足事故状态下2天以上的应急储备能力，运输罐车统一调配，可确保在3h内抵达现场并投入转运工作，故拟建项目应急设施满足应急需求，事故状态下可以避免之间向对地表水体排放污水。

5）噪声源布置合理性分析

拟建工程主要噪声源为柴油发电机、压裂车、放喷等，柴油发电机位于井场发电房内（应急情况下使用），压裂车位于紧邻井口处，燃烧池选址均远离住户50m范围，根据人居分布情况，井口周围散居农户与噪声源保持了一定的噪声衰减距离，最大限度的降低钻井噪声对敏感点的影响，噪声源布局合理。

6）废水收集暂存设施合理性分析

拟建工程废水收集、处理设备废水罐、沉淀罐等均位于井场的清洁化操作平台内，压裂液储罐位于井口一侧，均距离周边住户较远，废水收集暂存设施选址有效减少了事故状态下废水外溢对周边居民的影响。故选址是合理的。

7）固废暂存设施布设合理性分析

工程针对废水基泥浆、水基岩屑清洁化操作平台内设置一般固废暂存点（岩屑堆放场）120m^2；针对废油、油基岩屑设置危废暂存间30m^2，危废暂存间进行了重点防渗，且距离下游环境保护目标较远。因此，事故状态下，对其影响较小，因此固废暂存设施选址合理。

综上所述，拟建工程总图根据《钻井工程及井场布置技术要求》（SYT5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SYT5225-2005）等规定的相关要求布置，对井场内各设施布置均已优化，从环保角度分析是合理可行的。

4.5.2 新建地面工程

（1）采气站布局合理性分析

拟建工程采气站场采用模块化建设，均在原钻井平台基础上进行采气站场建设。从各平台总平面布置图来看，站场大门位于站场进场道路一侧，与平台进场公路相连接；工艺装置区靠近井口装置区布置，方便管道出站；将箱式变电站、无人值守仪控房布置于站场内后场正对大门一侧，保证足够的安全间距。站内设置主大门、混凝土回车场地，方便车辆进出。设置逃生门，在紧急情况下方便人员及时撤离现场。主大门口设置风向标和消防棚。放空区位于平台内后场另一侧，自立式放散管位于其中心位置，远离平台周边农户，从而最大程度减少放散噪声和废气对周边居民的影响。

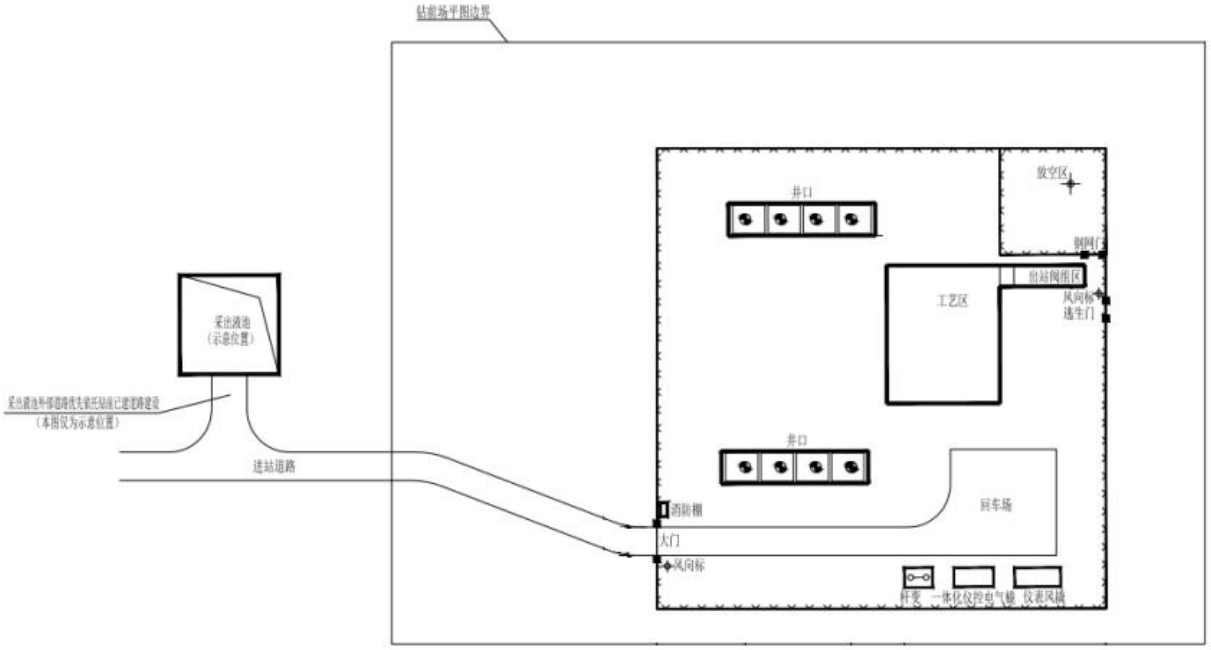


图 4.5-1　双排井口采气站场平面布置图

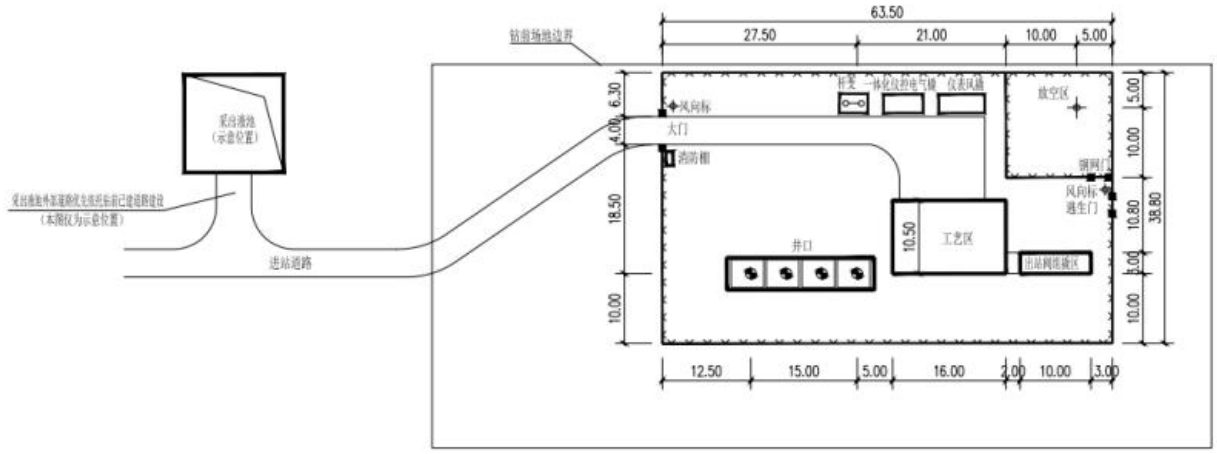


图 4.5-2　单排井口采气站场平面布置图

（2）集气增压站布局合理性分析

集气增压站总平面呈矩形布置，

集气增压站由进场道路入场后，南侧布置分离装置工艺区、北侧布置压缩装置工艺区、辅助生产区（仪控杆、消防柜）、装卸区等；各区之间采用 4.0m 宽 C30 砼道路或尽头式回车场连接；站场四周采用砖砌实体围墙与外界隔离；放空区位于站场后场外，放空区距周边民房大于 120m，建、构筑物防火间距符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求。

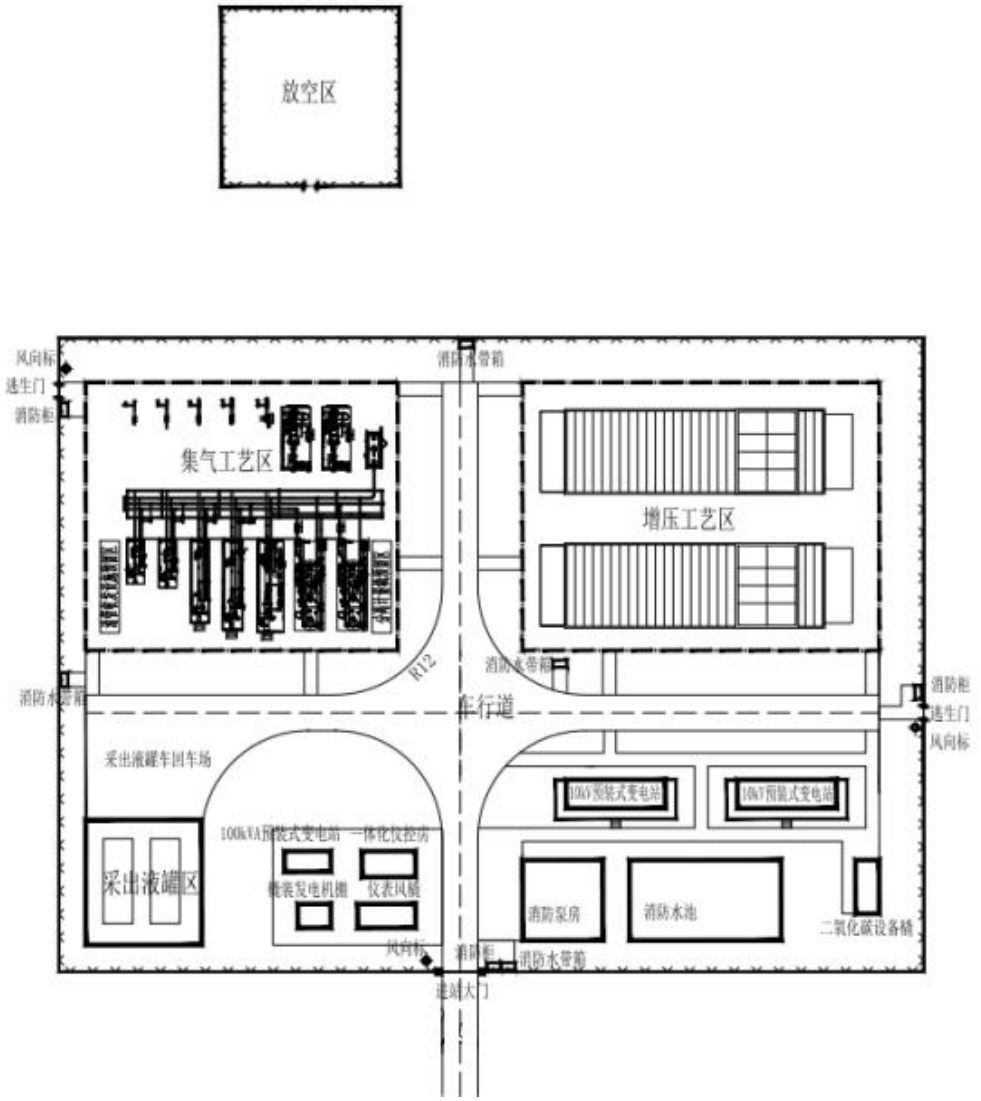


图 4.5-3　集气增压站平面布置图

（3）自 205 脱水站布局合理性分析

自205脱水站总平面呈矩形布置，站内设置集气装置区、脱水装置区、放空火炬区、辅助生产区（综合控制室、发电机区、箱式变电站、给水装置区）、放空火炬区；各区之间采用4.0m宽C30砼道路或尽头式回车场连接；站场四周采用砖砌实体围墙与外界隔离；放空区位于站场外东侧，放空区距周边民房大于120m，工程建、构筑物防火间距符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求。

综上，拟建采气站、集气增压站及脱水站布置依据《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）进行布置。站场内工艺区距站内建构筑物均满足《石

油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中相关安全间距要求。从环保角度考虑，项目新建及扩建的站场总平面布置合理。

4.6 公辅工程

4.6.1 给排水

（1）供水

①施工期

拟建项目压裂用水优先使用周边钻井工程压裂返排液、采出水，不足部分在邻近河道取水。本评价要求项目在取水前按规范要求完善水资源环境论证相关手续。

②运营期

新建采气站均为无人值守站，运行前期考虑到运行不稳定性，租赁周边农户已建设施设备进行临时值守（约6个月）。后期控制中心安排工作人员30人每周进行巡检，采气站检修用水采用清水罐车拉运供给。集气增压站（自205H74集气增压站、自205H77集气增压站、自205H69集气增压站）于站场入口处设置综合值班房进行值守站，用水主要包括生活用水、生产用水；给水水源由站外村镇给水管网供水。

集气增压站站内新建1套一体化箱式供水设备，经增压和消毒后供各用水点使用。站内员工饮用水采用桶装纯净水。生活区内新建1套一体化箱式供水设备，经增压和消毒后供各用水点使用。

拟建工程营运期用水量如下表：

表4.6-1　拟建工程营运期用水量估算一览表

用水环节		单座站场用水标准	单座站场规模	日最大用水量（m^3/d）	年用水量（m^3/a）	最大排水量（m^3/d）
新建采气站（50座）	设备检修用水	4.0m^3/次	6次/a	200	1200.00	180.00
新建集气增压站（3座）	设备检修用水	4.0m^3/次	6次/a	12	72.00	10.80
	综合值班房生活用水	150L/人·d	6人	2.7	985.50	2.43
	综合值班房餐厨用水	25L/人·次	6人	1.35	492.75	1.22
	绿化用水	2.0L/m^2.d	400m^2，	2.4	124.80	/

			52 次/a			
自 205 脱水站	脱水装置区过滤器冲洗用水	0.5m³/次	4 次/a	0.5	2.00	0.45
	分析化验室用水	1m³/次	52 次/a	1	52.00	0.90
合计				219.95	2929.05	195.80

（2）排水

①施工期

施工期现场雨污分流，场外雨水通过截排水沟排入自然水系；场内雨水收集后回用；施工期污废水收集回用，压裂返排液可回用部分采用罐车或返排液管线输送至井区内中心水池调配使用，不能回用的外运有资质的污水处理厂处理后达标排放。

②营运期

各采气站均为无人值守站场，不涉及生活污水产生。

集气增压站厨房含油废水经隔油池预处理、生活污水经化粪池预处理，上述预处理后废水一并经集气增压站一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置。

各采气站场、集气增压站及脱水站产生的返排液和检修废水经钻前已建储存池转输泵提升至返排液管道转输至中心水池，用于区域内其他平台配制钻井压裂液，或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置；中心水池采用分格型式，建设预沉池 2 个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒）对采出水进行处理，最终处理达压裂回用水指标后，由转输泵输送至平台压裂回用。

4.6.2 供配电

（1）供电

拟建工程场站境内 35KV 及 10kV 地方电网均有覆盖。平台钻井过程中已引接 35KV 外电，因此地面供电可依托钻井已建电源。

集气增压站（综合值班房）建设 10kV 线路，，并在站内设置户外撬装式柴油发电机组作为备用电源；采气站采用第三方供电公司站外 10kV 杆上变电站供电，杆上变电站低压出线端采用低压电缆下引埋地敷设至站内动力配电箱/柜。

（2）变电站

集气增压站设置1座500kVA预装式变电站，为站内集输和综合值班房用电供电，站内重要负荷由综合值班房40kVA UPS提供。每台压缩机组配套设置10kV预装式变电站1座，为站内增压区域供电。增压系统投运后，设置压缩机撬装式10kV变电站，压缩机撬装式10kV变电站采用单电源供电。

4.6.3 自动控制

根据井区各站场分布，集气管道走向以及生产调度管理的需要，自控系统采用二级控制网络结构，井区管理中心至上级调控中心：

①第一级为现场层，集气站、采气站、阀室设置站控系统（SCS），完成现场工艺参数的显示、控制、报警和联锁。

②第二级为监控层，管理中心SCADA系统对井区内的采气站、集气增压站及脱水站进行监视、报警、控制和联锁。

（1）脱水站

脱水站设置1套站控系统（SCS），由BPCS、SIS、GDS等系统构成。

BPCS控制系统实现对站场生产流程的工艺参数、设备状态参数等模拟量、数字量的实时采集。实时数据采集速率可根据站场和参数数据重要程度进行调节，同时具有完善的优先级处理功能。满足所有数据的记录、运算、存档和必要的查询等管理功能。

SIS系统分级设置，设置为二级。一级关断：全站关断和全站关断带泄压放空，同时，实现远控关井。二级关断：设备关断。SIS系统具有全站紧急联锁功能。当生产运行过程中，过程压力超高、天然气重大泄漏、重大火灾事故等影响装置安全生产与检测人员人生安全时，SIS系统通过预先设定程序进行或通过辅助操作台上按钮实施全站级紧急联锁，避免事故的进一步扩大化。

可燃气体检测报警系统（GDS）：采用气体报警控制器，对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警功能。当装置发生可燃气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案。

（2）集气增压站

站内设置SCS系统，负责完成现场工艺过程数据的采集、处理、计算等功能；

紧急切断联锁、报警，完成可燃气体检测报警；数据存储及处理；向控制中心SCADA系统传输数据，接受控制中心SCADA系统的设定值和控制指令等。

可燃气体检测报警系统（GDS）对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警功能；当装置发生可燃气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案。

压缩机控制单元（PLC）随压缩机机组成套提供。压缩机组PLC由仪表系统、附属设备组成，完成对压缩机组及其辅助系统的监视、控制和保护等任务。压缩机控制单元（PLC）作为SCS系统的一个子系统，通过标准数据通信与SCS系统进行数据交换，并接受SCADA系统的监控和管理。压缩机机组也可以由站控制系统和上级控制中心进行远程停机的控制。

（3）采气站

站内设置SCS系统，负责完成现场工艺过程数据的采集、处理、计算等功能；紧急切断联锁、报警，完成可燃气体检测报警；数据存储及处理；向控制中心SCADA系统传输数据，接受控制中心SCADA系统的设定值和控制指令等。

可燃气体检测报警系统（GDS）对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警功能；当装置发生可燃气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案。

（4）井区管理中心

为满足井区内平台井式平台的监视、报警、控制、联锁以及方便生产管理的需求，设置井区管理中心，在自205脱水站设置1套井区管理中心SCADA系统，本井区内各站场自动控制系统数据通过光纤上传至西南脱水站井区管理中心管理系统

井区管理中心SCADA系统及硬件配置既能保证监控系统的稳定可靠运行，同时具有很强的系统扩展能力，以便将来接入更多的井场。SCADA系统设置实时/历史数据服务器各1套，采用热备冗余配置，负责处理、存储、管理各井、站场的控制系统采集的实时数据，并为网络中的其他服务器和工作站提供实时数据，历史数据服务器用于大量存储生产运行中的历史数据，供分析和调用。在井区管

理中心设置22 " LCD操作员站2台；网络通信设备包括网络交换机和路由器。

4.6.4 通信工程

该片区公网通信设施网络比较完善，中国电信、中国联通、中国移动通信网覆盖全境，通信可依托。拟建工程与集气管道同沟敷设通信光缆，传输生产数据至控制中心。

在脱水站、集气站、采气站等设置光通信设备（PTN），采用光纤通信方式构建井区内SCADA系统数据主传输通道，光缆与新建气管道同沟敷设。井区管理中心至吉林油田川南分公司租用20M运营商有线电路作为主通信通道。

脱水站、集气站、采气站与井区管理中心采用租用运营商有线电路作为SCADA系统数据备用传输通道。井区管理中心至吉林油田川南分公司租用运营商有线电路作为SCADA系统数据备用传输通道，带宽为4M。

自205井区（吉林油田配置区）与西南油气田交接计量设置在吉林脱水站，按管理要求需要将外输计量数据传至西南油气田输气管理处。考虑脱水站~3号阀室输气管道同沟敷设光缆，吉林油田在3号阀室通信机柜内设置1台PTN设备用于数据的传输，西南油气田与吉林油田通信设备间设置防火墙，保证数据交换安全。

采气站与集气站/集气增压站通信光缆采用12芯铠装单模光缆，各集气站/集气增压站与脱水站、脱水站与外输阀室之间通信光缆采用24芯单模光缆穿硅芯管保护，光缆与管道同沟直埋方式敷设。

4.6.5 消防

按规范要求，集气增压站为四级站，设置消防给水系统，站内设置有效容积350m³消防水罐1座，并设置消防泵房及站场消防管网供水。站内消防补水依托市政给水管网，站内布置消防环网及地上式消火栓。并在集气增压站设置自动跟踪定位射流系统，同时为压缩机厂房、变压器设置气体灭火系统。

脱水站为三级站，设置消防给水系统，站内设置有效容积500m³消防水罐1座，并设置消防泵房为站场消防管网供水。站内消防补水依托市政给水管网，对站内布置消防环网及地上式消火栓。

拟建工程各采气站、集气增压站及脱水站消防设施设置情况详见下表。

表4.6-2　消防设施布置情况一览表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
单座采气站（五级站）					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	4	
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC20	具	2	
3	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	2	
单座集气增压站（四级站）					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	20	
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC20	具	10	
3	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	4	
4	钢筋混凝土消防水池	$V_{效}$=350m³	座	1	
5	电动消防水泵	Q=30L/s，H=0.6MPa，P=37kW	台	1	
6	柴油消防水泵	Q=30L/s，H=0.6MPa	台	1	
7	消防稳压泵	Q=1L/s，H=0.8MPa， P=3kW	台	2	含控制柜
8	固定式消防炮	PSKD30型，Q=30L/s，H≥55m，P=1.0MPa	套	2	含火焰探测器、防爆定位器和站控
9	电控消防水炮	PSKD20-YWP50型，Q=20L/s，H≥48m，P=1.0MPa	套	2	
10	低压二氧化碳灭火装置	充装量：1900kg	套	1	

11	火灾报警控制系统	/	套	1	
12	室外地上式消火栓	SS65/100-1.6 型	套	10	配水带箱
13	水泵接合器	SQS100-1.6	个	2	
14	输送流体用无缝钢管　　20#	DN250 及以下	m	3000	
脱水站（三级站）					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	30	依托现有工程
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC20	台	16	
3	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	4	
4	消防水罐	$V_{效}$=500m^3	座	1	
5	电动消防水泵	Q=50L/s，H=0.75MPa，n=1480r/min，P=55kW	台	1	
6	柴油消防水泵	Q=50L/s，H=0.75MPa	台	1	
7	消防稳压泵	Q=3m^3/h,H=1.0MPa,N=3.0kW	台	2	含控制柜、气压罐
8	室外地上式消火栓	SS65/100-1.6 型	套	10	配水带箱
单座综合值班房					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	6	
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC20	台	4	
3	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	2	
4	室外地上式消火栓	SS65/100-1.6 型	套	1	配水带箱

4.7 工程占地

4.7.1 占地类型及面积

拟建工程按占地性质分永久性占地和临时占地。工程总占地面积303.8763hm²，包括永久占地33.2hm²、临时占地270.6763hm²。永久占地为各新建采气站（包括新建钻井后期转为采气站场）、自205H74集气增压站（中心水池）、自205H77集气增压站（中心水池）、自205H69集气增压站新建中心水池；自205脱水站、自215H1集气站、自215H3集气增压站及线路阀室均在现有站场工艺装置区内扩建，不新增占地；项目临时占地包括管道敷设作业带、施工便道及堆管场临时用地。临时用地待管道敷设完毕后立即复耕、复植。根据《中华人民共和国土地管理法》，本次环评要求建设单位在项目开工建设前办理临时用地手续，目前建设单位正在办理临时用地协议。

项目仅新建自205H79-自205H80返排液管道中B001-B008桩号段（1.5km）单沟敷设，其余返排液管道均全线与集气管道同沟敷设。因此，除单独敷设段返排液管道，其余返排液管道均计入同沟敷设集气管线作业带面积，不重复统计施工作业带临时占地面积。

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），项目占地类型统计见表。

表4.7-1　项目永久占地类型统计表　单位：m²

地面工程永久占地		耕地		林地	经济林	交通运输用地	水域及水利设施用地	合计
		水田	旱地					
涪江右岸集气	自205H64采气站、自303采气站	0	1225	945	2830	0	0	5000
	自205H65采气站	1410	3760	830	0	0	0	6000
	自205H70采气站	0	5100	900	0	0	0	6000
	自205H71采气站、自309采气站	490	4430	850	230	0	0	6000
	自205H74集气增压站（含采气站）（依托自212平台）	0	0	0	0	0	0	0

	自205H77集气增压站（含采气站）	0	1508	0	4492	0	0	6000
	自205H78采气站、自311采气站	1500	4080	420	0	0	0	6000
	自205H79采气站	395	4825	780	0	0	0	6000
	自205H80采气站	0	4030	1655	0	0	315	6000
	自205H81采气站	0	3215	1785	0	0	0	5000
	自205H83采气站	0	2312	805	0	0	1883	5000
	自205H84采气站、自312采气站	0	2117	290	3306	287	0	6000
	自205H86采气站	0	6000	0	0	0	0	6000
	自205H87采气站	0	4365	0	1635	0	0	6000
	自205H88采气站	0	5150	850	0	0	0	6000
	自205H89采气站	0	4184	1816	0	0	0	6000
	自205H90采气站、自306采气站	0	2950	2050	0	0	0	5000
	自205H91采气站	0	5005	995	0	0	0	6000
	自205H92采气站	0	5867	133	0	0	0	6000
	自205H93采气站	475	5525	0	0	0	0	6000
	自205H95采气站	984	4696	320	0	0	0	6000
	自308采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	自313采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	自205H94采气站	0	6000	0	0	0	0	6000
	自301采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	自贡1采气站	0	0	0	5000	0	0	5000
	吉富1采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	吉富2采气站	0	0	5000	0	0	0	5000
	吉富3采气站	0	0	0	5000	0	0	5000
	吉富8采气站	0	4000	1000	0	0	0	5000
	吉富9采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
涪江左岸集气	自205H56采气站	950	0	0	5050	0	0	6000
	自205H68采气站	940	5060	0	0	0	0	6000
	自205H73采气站	0	0	430	5570	0	0	6000
	自205H82采气站	0	3715	360	1925	0	0	6000

	自205H85采气站	630	1517	300	1925	628	0	5000
	自215H4采气站	0	5800	200	0	0	0	6000
	自310采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	富页1采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	富页2采气站	0	0	0	5000	0	0	5000
	富页3采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	吉富4采气站	0	2000	3000	0	0	0	5000
	吉富6采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	吉富7采气站	0	1000	0	4000	0	0	5000
	自304采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	自305采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
	自307采气站	0	5000	0	0	0	0	5000
自205H74集气增压站中心水池		20000	10000	0	0	0	0	30000
自205H77集气增压站中心水池		15000	15000	0	0	0	0	30000
自205H69集气增压站中心水池		14000	6000	0	0	0	0	20000
合计		**56774**	**200436**	**25714**	**45963**	**915**	**2198**	**332000**

表4.7-2　新建钻井工程临时占地类型统计表　单位：m^2

钻井工程临时占地（含耕植土堆场）	耕地		林地	经济林	交通运输用地	水域及水利设施用地	合计
	水田	旱地					
自205H56平台	6758	665	0	12317	0	0	19740
自205H64平台（依托自303平台）	0	0	0	0	0	0	0
自205H65平台	2760	12742	830	1738	0	0	18070
自205H68平台	7034	14603	2426	200	0	0	24263
自205H70平台	0	14454	3400	5940	0	0	23794
自205H71平台、自309平台	4415	14129	1698	1840	0	0	22082
自205H73平台	0	1950	1300	16283	0	0	19533
自205H74平台（依托自212平台，仅新建燃烧池、耕植土堆场）	240	1898	0	0	0	0	2138
自205H77平台	2210	7784	2493	12486	0	0	24973
自205H78平台、自311平台	5667	14171	2833	0	0	0	22671
自205H79平台	6356	10207	3852	0	0	0	20415

自205H80平台	570	10337	7612	0	0	1315	19834
自205H81平台	1212	10427	3637	0	0	0	15276
自205H82平台	0	16031	740	3888	0	0	20659
自205H83平台	0	12327	925	0	0	2799	16051
自205H84平台、自312平台	0	14718	395	4239	1050	0	20402
自205H85平台	1160	6939	470	6122	628	0	15319
自205H86平台	0	16703	5868	0	0	0	22571
自205H87平台	0	14851	3407	2728	0	0	20986
自205H88平台	0	15253	2657	0	0	0	17910
自205H89平台	1570	9190	6935	1950	0	0	19645
自205H90平台（依托自306平台）	0	0	0	0	0	0	0
自205H91平台	0	15223	5224	2019	0	0	22466
自205H93平台	475	18785	943	0	0	0	20203
自215H4平台	0	17263	1102	0	0	0	18365
自308平台	350	15233	570	0	0	0	16153
自310平台	5800	7542	1127	0	0	0	14469
自313平台	0	12905	2830	0	0	0	15735
合计	**46577**	**306330**	**63274**	**71750**	**1678**	**4114**	**493723**
后期建设采气站永久占地	**6790**	**97923**	**14211**	**26963**	**915**	**2198**	**149000**
扣除后期建设采气站永久占地后临时占地面积合计	**39787**	**208407**	**49063**	**44787**	**763**	**1916**	**344723**

表4.7-3　新建地面工程临时占地类型统计表　单位：m^2

地面工程临时占地			管道敷设情况		耕地		林地	经济林	交通运输用地	水域及水利设施用地	合计
			桩号位置	敷设情况	水田	旱地					
施工作业带	自 313-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B2	2 管同沟	140	840	200	0	0	0	1180
	自 313-自 205H77	集气、返排液支线	B2~B18	4 管同沟	7040	13580	10200	2880	240	360	34300
	自 205H89-自 205H77	集气、返排液支线	B11~B26								
	自 205H89-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B11	2 管同沟	280	13080	3700	700	120	180	18060
	自 205H86-自 205H77	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	21000	25080	2800	2200	240	780	52100
	自 205H95-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B13	2 管同沟	6020	7440	600	0	1020	240	15320

	自 205H95-自 205H77	集气、返排液支线	B13~B25	4 管同沟	5920	15400	1320	0	120	0	22760
	自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77	集气、返排液支线	B31~B45								
	自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B31	2 管同沟	3500	29760	1400	100	600	120	35480
	自 205H95-自 205H77	集气、返排液支线	B25~B32	6 管同沟	2880	3920	1560	1200	120	540	10220
	自 205H93-自 205H77	集气、返排液支线	B12~B19								
	自 205H94（自 301）-自 205H92-自 205H77	集气、返排液支线	B45~B52								
	自 205H93-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B12	2 管同沟	7980	9240	2500	4600	240	1260	25820
	自 205H90（自 306）-自 205H89	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	1400	19800	1500	0	420	180	23300
	吉富 8-自 205H91	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	14140	22200	800	200	300	2340	39980
	自 205H91-自 205H92	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	16800	20160	4100	3200	240	300	44800
	吉富 2-自 205H87	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	3220	9840	2100	2200	120	0	17480
	自 205H87-自 205H93	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	8540	16320	1000	800	180	120	26960
	自贡 1-自 308	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	14560	37080	11600	8300	1020	660	73220
	吉富 9-T 接“自 308-自 205H74 管道”	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	2940	18720	4000	1500	1200	1080	29440
	自 205H81-自 205H74	集气、返排液支线	B1~B3	2 管同沟	1680	3360	700	0	180	0	5920
	自 205H81-自 205H74	集气、返排液支线	B3~B26	4 管同沟	6440	25480	9960	5040	0	540	47460
	自 308-自 205H74	集气、返排液支线	B44~B67								
	自 308-自 205H74	集气、返排液支线	B1~B44	2 管同沟	15400	66960	9300	3700	1740	780	97880
	自 205H71（自 309）-自 205H70	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	3220	7560	1600	700	60	0	13140
	自 205H70-自 205H74	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	8680	20520	2500	5100	1080	180	38060
	自 205H83-自 205H80	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	2800	10320	1800	800	300	180	16200
	自 205H79-自 205H80	返排液支线	B1~B8	单管同沟	1400	8320	1520	0	240	540	12020
	自 205H79-自 205H80	返排液支线	B8~B13	3 管同沟	1050	6890	1870	0	180	0	9990
	自 205H80-自 205H74	集气、返排液支线	B1~B6								
	自 205H79-自 205H74	集气支线	B1~B15	单管同沟	9500	4880	1120	0	420	1380	17300
	自 205H79-自 205H74	集气支线	B15~B19	3 管同沟	4350	2600	660	220	0	180	8010
	自 205H80-自 205H74	集气、返排液支线	B16~B21								

	自205H80-自205H74	集气、返排液支线	B6~B16	2管同沟	3220	20640	4200	600	300	120	29080
	自205H84（自312）-自205H80	集气、返排液支线	全线	2管同沟	4760	12120	2900	1100	60	240	21180
	自205H78（自311）-自205脱水站	集气、返排液支线	全线	2管同沟	8680	12000	4300	600	660	1080	27320
	吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”	集气、返排液支线	全线	2管同沟	3220	8760	2100	2200	60	0	16340
	自205H88-自205脱水站	集气、返排液支线	全线	2管同沟	4480	15120	2100	0	120	540	22360
	自205H64（自303）-自205H65-自205H81	集气、返排液支线	全线	2管同沟	16380	9960	5300	1000	240	180	33060
	自205H82-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B1~B17	2管同沟	4620	16200	2800	1900	300	0	25820
	自205H82-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B17~B22	4管同沟	4960	1120	240	0	60	480	6860
	自205H85-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B24~B28								
	自205H85-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B1~B24	2管同沟	7420	51360	5700	3000	480	240	68200
	富页2-吉富4	集气、返排液支线	全线	2管同沟	11340	19800	3000	3800	360	0	38300
	吉富4-自304	集气、返排液支线	全线	2管同沟	27860	42720	40000	5600	1620	5520	123320
	自304-T接“自310-自215H3集气站管道”	集气、返排液支线	全线	2管同沟	28980	12720	7200	2700	120	2160	53880
	自307-富页1	集气、返排液支线	全线	2管同沟	31780	32880	5300	2600	240	2160	74960
	富页1-吉富7	集气、返排液支线	全线	2管同沟	20860	12240	3400	3600	240	900	41240
	吉富7-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B5	2管同沟	2240	2280	800	700	0	0	6020
	吉富7-自215H3集气站	集气、返排液支线	B5~B22	4管同沟	6880	11620	7440	4920	660	0	31520
	自310-自215H3集气站	集气、返排液支线	B64~B80								
	自310-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B64	2管同沟	43120	56880	23600	8900	540	2040	135080
	自215H4-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B5	2管同沟	420	1680	800	0	0	300	3200
	自215H4-自215H3集气站	集气、返排液支线	B5~B12	4管同沟	1920	4900	1440	0	60	0	8320
	自205H56-自215H3集气站	集气、返排液支线	B11~B19								
	自205H56-自215H3集气	集气、返排液支线	B1~B11	2管同沟	2940	6120	1500	3700	180	180	14620

	站										
	富页 3-自 305	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	26040	34440	15600	13200	480	4860	94620
	自 305-自 205H52	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	98140	71880	18600	18000	2400	3240	212260
	自 205H68-T 接“自 205H52-自 215H1 集气站管道”	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	4200	5280	1900	500	120	0	12000
	吉富 6-自 205H55	集气、返排液支线	全线	2 管同沟	15260	5640	9900	0	960	540	32300
	自 205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气、返排液支线	B1~B9	2 管同沟	2240	7800	1400	1000	180	120	12740
	自 205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气、返排液支线	B9~B72	3 管同沟	15000	32110	5060	7370	540	60	60140
	自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B67~B130								
	自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B1~B67	单管同沟	16800	16160	1680	1200	1080	360	37280
	自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站	集气、返排液干线	B2~B52	2 管同沟	22680	62160	9300	4100	840	120	99200
	自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站	集气、返排液干线	B1~B2	4 管同沟	0	2240	120	1560	0	0	3920
	吉富 3-自 205H77	集气、返排液支线	B4~B7								
	吉富 3-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B4	2 管同沟	2520	480	0	700	60	0	3760
	自 205H74 集气增压站-自 205 脱水站	集气、返排液干线	全线	2 管同沟	15400	10800	2800	1800	360	1680	32840
	小计				**625240**	**1019460**	**270890**	**139790**	**23700**	**39060**	**2118140**
堆管场（500*135）					0	67500	0	0	0	0	67500
施工便道（4*31700+4600）					0	4600	126800	0	0	0	131400
定向钻施工场地（15000*3）					0	45000	0	0	0	0	45000
合计					**625240**	**1136560**	**397690**	**139790**	**23700**	**39060**	**2362040**

4.7.2 永久基本农田占用情况

根据地方永久基本农田叠图分析，项目生态环境评价范围内永久基本农田面积为6947.05hm²，项目合计占用永久基本农田148.61hm²，其中永久占用14.13hm²，占评价范围内永久基本农田面积的0.20%，占比较小；临时占用134.48hm²，占评价范围内永久基本农田面积的1.94%，占比较小。

4.8 依托工程

（1）钻井平台依托可行性

新建平台依托原井钻井工程站场、进场道路建设，建设内容均在原钻井区域进行建设，进场道路依托钻井工程已建进场道路，依托可行。

（2）钻井工程储存池依托可行性

储存池为原钻井平台钻井阶段建设的水池，作为事故状态下事故废水暂存，池体为重点防渗区域。钻井完成后，钻井设备拆除、转运，池内废水全部清运，池体失去原使用功能。拟建工程建成后，利用钻井阶段修建的储存池作为拟建工程采出水暂存池，临时储存的废水与水池原储存的废水水质基本一致，使用功能相似，满足拟建工程对池体要求。

（3）四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂

①依托可行性

四川瑞利生物科技有限公司具有营业执照（该公司经营范围为生物技术推广服务：专业技术服务业：环保工程）说明其可以对外经营，接受处理外来单位的废水，并签署有废水处理协议。

2015年4月，四川瑞利生物科技有限公司“18万吨/年气田压裂返排液治理项目”经泸州市龙马潭区发展和改革局立项（川投资备〔51050415040101〕0009号）。2015年7月，《18万吨/年气田压裂返排液治理项目环境影响报告书》获得了泸州市龙马潭区环保局的批复（泸龙环建函〔2015〕39号）。

根据环评批复四川瑞利生物科技有限公司“18万吨/年气田压裂返排液治理项目”位于泸州经济开发区泸州北方化学工业有限公司用地进行建设。四川瑞利生物

科技有限公司污水处理厂年处理量为18万吨，则其日处理废水的量约为493t，目前处理厂废水处理量为70t/d，富裕处理量423t/d，另外，该处理厂目前运行正常。同时，项目压裂返排废水压裂后集中处理，预计每3天转运一次（5~10辆），每辆罐车最大转运量为25m³，因此，通过合理安排转运每日转运车次，在接收本公司的废水后，依然不会超过该公司每日的最大处理量，能够满足本工程废水处理的要求。

2016年5月，四川瑞利生物科技有限公司“18万吨/年气田压裂返排液治理项目”通过了泸州市龙马潭区环保局的环保验收（泸龙环验〔2016〕7号）。由此可见，瑞利生物科技有限公司污水处理厂处理后，废水能实现达标排放。

四川瑞利生物科技有限公司采取工艺为“缓冲调节→微纳米混凝气浮→铁碳微电解→厌氧水解→微生物反应池→固液分离→活性炭过滤”。

工艺流程如下：

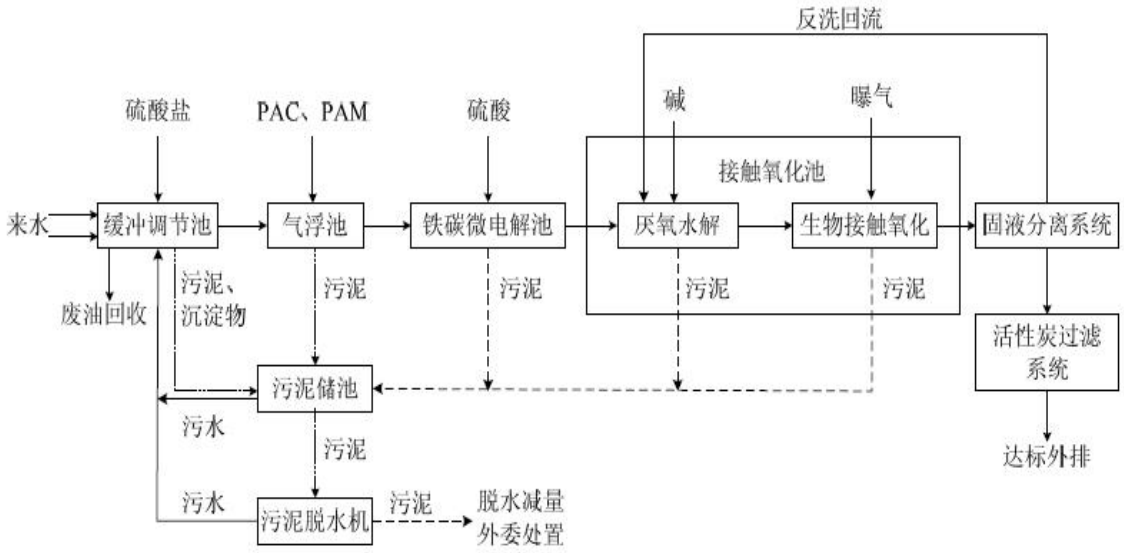


图4.8-1　泸州瑞利污水处理工艺流程图

调节池：作业废水经专业运输车辆运送入场后，首先进行水质检测，检测结果满足项目设计进水水质指标后，由泵压入缓冲调节池。调节水质水量，并投加一定量硫酸盐以去除其中的钡离子。污油上浮通过撇油器撇除收集后交由有“HW08”类危险废物处理资质的单位处理。调节池区域总容积为650m³，高于一个生产周期的进水量，能够满足工艺需求。当某次来水水质超过设计标准时，暂存

于项目应急池内，并经与其他车次污水混合调配并满足设计标准后方可进行处理。

气浮池：调节后的废水提升进入混凝气浮池，在废水自身的弱碱性条件下，加入PAC及PAM形成絮状物，在气浮作用下与水相分离。

铁碳微电解池：初步处理后的废水自流进入铁碳微电解池，调节pH后在微电解作用下，COD被进一步去除，并提高废水的可生化性。

厌氧水解及接触氧化池：铁碳微电解池出水再经过厌氧水解、生物接触氧化两步生化处理工艺进一步去除有机污染物，并通过微生物的硝化和反硝化作用去除废水的氨氮。厌氧区总容积为160m³，水力停留时间约为8h。

固液分离、活性炭吸附：生化出水经固液分离去除悬浮物后进入活性炭吸附装置，在活性炭的吸附作用下进一步净化水质，确保废水处理达到《污水综合排放标准》一级标准和《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-93）二级标准，能满足环境保护的要求。

根据该公司环评报告可知，该公司可接收天然气、页岩气钻井作业废水。废水由天然气井钻采责任公司统一收集，并负责用专业罐车由作业现场运输至该处理站进行处理。拟建项目产生的外运废水拉运至四川瑞利生物科技有限公司后，在严格控制该水厂水质指标，强化过程监控的前提下，可达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表1、表4的一级标准，处理达标后通过泸州北方化学工业有限公司污水处理厂现有排口排放至长江。因此项目的废水处理措施是可行的。

综上，拟建项目需外运废水依托四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂进行处理后，废水能实现达标排放。因此在处理能力及工艺技术上均依托可行。

②废水处置单位替代方案

考虑到运输的经济性以及中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司的统一规划，若后期本井区有其他合法并符合环保要求的回注井或污水处理厂，也可根据中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司的统一规划实施回注或污水处理厂处理，但必须确保接纳本工程废水的回注井或污水处理厂符合环保要求、具备接纳能力（或处理能力）且具有环境可行的运输线路。

根据调查，目前川南地区可接收压裂返排液的污水处理厂包括泸天华麦王临

港环保有限公司神仙桥临港产业园污水处理厂、泸州山水秀美环保科技有限公司川南地区（泸县）页岩气产业水处理及资源化利用示范项目等，均为有环保手续且有处理能力的污水处理厂。

泸天华麦王临港环保有限公司神仙桥临港产业园污水处理厂：位于泸县经济技术开发区，总设计处理能力5000m³/d，目前的处理能力为2500m³/d，主要工艺流程为“水解酸化+接触臭氧池+AAO+MBR+化学沉淀+砂滤池+紫外线消毒+人工湿地”，用了先进的MBR膜处理工艺、臭氧高级氧化以及人工生态湿地技术。泸县神仙桥临港工业园区污水处理厂于2017年7月25日取得四川省环境保护厅出具的环评批复（川环审批〔2017〕207号），2019年2月14日通过了环保验收。在2019年2月进行了技改，工艺流程改为“气浮+水解酸化+AAO+MBR+接触臭氧臭氧池+化学沉淀+砂滤池+紫外线消毒+人工湿地”。该污水处理厂废水排放满足《四川岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/2311-2016）表1中工业园区集中式污水处理厂排放标准。

泸州山水秀美环保科技有限公司川南地区（泸县）页岩气产业水处理及资源化利用示范项目：位于四川省泸州市泸县玉蝉街道白龙塔村泸州市第六污水处理厂厂内，设计处理规模2000m³/d，，收集处理泸县境内页岩气开采产生的返排废水，主要工艺流程为“返排废水→水质调节→气浮除油→pH调节→芬顿氧化→除钡反应→除钙镁（软化池）→除硅→混凝絮凝→斜管沉淀→pH回调→砂滤→UF系统→DTRO系统→RO系统→达标排放，其中DTRO系统产生浓水→MVR蒸发结晶→冷凝水达标排放”工艺处理，尾水水质达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）三级标准及《四川省污染物排放标准》（GB8978-93）三级排放标准相关要求后，自建约1.4km管网接入泸县县城截污干管第一泵站进城东污水处理厂。该项目于2020年11月6日取得了泸州市生态环境局出具的环评批复（泸市环建函〔2020〕95号）。

（4）拟建项目建设期间产生的废泥浆在现场处理后循环使用，施工结束后剩余泥浆运往附近砖厂综合利用；检修废渣、清管废渣带回至作业区统一收集，定期交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。根据调查，自贡市境内分布

有荣县创奇煤矸机砖厂、荣县鸿玉建材有限公司、荣县铁厂镇弘发矸石机砖厂等处置单位开展水基岩屑收集利用项目，可以满足拟建项目废泥浆外运制砖需求。

4.9 施工组织、劳动定员和施工周期

4.9.1 施工组织和劳动定员

（1）钻井工程施工阶段

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

钻井作业：由钻井专业人员组成，平台约50人左右，管理人员有队长、副队长、地质工程师、钻井工程师、钻井液工程师、动力机械师、安全监督、环保员等，钻井队下设有钻井班、地质资料组、后勤组等机构。24h连续不间断作业。

分段射孔压裂、完井测试放喷：由井下压裂作业专业人员组成，包含储层水力压裂、稳压、返排测试放喷定产作业，单个平台共计50人左右，办公、生活依托钻井工程的活动板房，仅白天施工，夜间不作业。

（2）地面工程施工阶段

①施工计划

拟建工程管线和站场同步进行建设，管线分段施工，运管和布管同时进行，管材到现场后开始布管。

②施工人员

拟建工程管道及平台施工人员为 150 人，主要聘用项目区周边居民。施工期不设置施工营地，施工期施工人员临时租用周边民房和周边场镇已有设施作为生活办公点。

③施工用电、用水

管线沿途施工用水、用电少，站场施工用水采用清水罐（带加压泵），用电均从当地农村电网接入。

④交通组织

站场施工：站场施工依托平台现有井场道路进出场地，不单独修建施工便道。

管线施工：管线施工以依托周围现有乡村道路和农村机耕道为主，同时新建、整修部分施工便道。

（3）营运期

拟建采气站、集气增压站和管线均由中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司进行管理。新建采气站均为无人值守站，前期临时值守（依托周边农户已建设施，单个采气站2人）；集气增压站共计定员18人（单个6人）；采气站及站场巡井巡线人员共部署30人。

4.9.2 施工周期和施工时序

（1）钻井工程

新建钻井工程各平台根据井场现场分布情况分别选择部署1套或2套独立钻机，其中部署2套独立钻机的钻井工程正向（A）、反向（B）平台同步实施，同向平台钻井有一定先后时序，钻井作业结束后各平台依次进行单口井压裂测试作业。

正向（A）、反向（B）均优先实施第一个单井，然后依次实施后续单井。各平台井钻井工程分钻前作业、钻井作业、压裂测试作业和完井搬迁。其中钻前工程施工约1个月，钻井作业单口井钻井周期约2个月，单井压裂、测试周期约1个月，完井设备搬迁约1个月。

钻井平台开发时序：根据拟建项目钻井工程开发时序，优先进行自205H68平台、自205H74平台、自205H77平台的钻井作业。正向（A）、反向（B）平台钻井作业结束后依次进行单口井的压裂作业，压裂返排液回用于平台间各单井、平台与平台之间压裂液配制；其中自205H74平台、自205H77平台采取单口井钻井、压裂完成后进行第2口单井时序开展。

由于自205H71平台与自309平台、自205H78平台与自311平台、自205H84平台与自312平台同井场建设，因此单平台施工时序中不重复统计钻前作业工期。

表4.9-1 各钻井平台施工周期　　单位：月

井场名称		单井数量	钻前作业工期	钻井作业工期	压裂、测试工期	完井搬迁	平台总工期
自205H56平台	正向（A）平台	自205H56-1、自205H56-4	1	4	2	1	8
	正向（B）平台	自205H56-2、自205H56-3					
自205H64平台		自205H64-1、自205H64-2、自205H64-3	1	6	3	1	11
自205H65平台	正向（A）平台	自205H65-1、自205H65-4	1	4	2	1	8
	正向（B）平台	自205H65-2、自205H65-3					
自205H68平台	正向（A）平台	自205H68-1、自205H68-5	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H68-2、自205H68-3、自205H68-4					
自205H70平台	正向（A）平台	自205H70-1、自205H70-5、自205H70-6	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H70-2、自205H70-3、自205H70-4					
自205H71平台、自309平台	正向（A）平台	自205H71-1、自309	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H71-2、自205H71-3、自205H71-4					
自205H73平台	正向（A）平台	自205H73-1、自205H73-4	1	4	2	1	8
	正向（B）平台	自205H73-2、自205H73-3					
自205H74平台	正向（A）平台	自205H74-1、自205H74-5、自205H74-6	1	7		1	9
	正向（B）平台	自205H74-2、自205H74-3、自205H74-4					
自205H77平台	正向（A）平台	自205H77-1、自205H77-5、自205H77-6	1	7		1	9
	正向（B）平台	自205H77-2、自205H77-3、自205H77-4					
自205H78平台、自311平台	正向（A）平台	自205H78-4、自205H78-5、自311	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H78-1、自205H78-2、自205H78-3					
自205H79平台	正向（A）平台	自205H79-1、自205H79-5、自205H79-6	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H79-2、自205H79-3、自205H79-4					
自205H80平台	正向（A）平台	自205H80-1、自205H80-6、自205H80-7、自205H80-8	1	8	4	1	14
	正向（B）平台	自205H80-2、自205H80-3、自205H80-4、自205H80-5					
自205H81平台		自205H81-1、自205H81-2、自205H81-3	1	6	3	1	11
自205H82平台	正向（A）平台	自205H82-1、自205H82-5、自205H82-6	1	6	3	1	11

	正向（B）平台	自205H82-2、自205H82-3、自205H82-4					
自205H83平台		自205H83-1、自205H83-2、自205H83-3、自205H83-4	1	8	4	1	14
自205H84平台、自312平台	正向（A）平台	自205H84-1、自312	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H84-2、自205H84-3、自205H84-4					
自205H85平台		自205H85-1、自205H85-2、自205H85-3	1	6	3	1	11
自205H86平台	正向（A）平台	自205H86-1、自205H86-5	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H86-2、自205H86-3、自205H86-4					
自205H87平台	正向（A）平台	自205H87-2、自205H87-3	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H87-1、自205H87-4、自205H87-5					
自205H88平台	正向（A）平台	自205H88-1、自205H88-4	1	4	2	1	8
	正向（B）平台	自205H88-2、自205H88-3					
自205H89平台	正向（A）平台	自205H89-1、自205H89-4、自205H89-5	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H89-2、自205H89-3					
自205H90平台	正向（A）平台	自205H90-1、自205H90-2	/	6	3	1	10
	正向（B）平台	自205H90-3（与已建自306井口同排）					
自205H91平台	正向（A）平台	自205H91-1、自205H91-6、自205H91-7	1	8	4	1	14
	正向（B）平台	自205H91-2、自205H91-3、自205H91-4、自205H91-5					
自205H93平台	正向（A）平台	自205H93-1、自205H93-5、自205H93-6	1	6	3	1	11
	正向（B）平台	自205H93-2、自205H93-3、自205H93-4					
自215H4平台	正向（A）平台	自215H4-1、自215H4-4	1	4	2	1	8
	正向（B）平台	自215H4-2、自215H4-3					
自308平台			1	2	1	1	5
自310平台			1	2	1	1	5
自313平台			1	2	1	1	5

（2）地面工程

①本井区内正在建设的31座勘探钻井平台上建设采气站场（合计126口井，其中评价井6口、开发井120口）进行开发；

②本次环评中新建钻井工程完钻后，与现有钻井工程一并进行开发，地面工程分布于沱江右岸（本井区北区）、沱

江左岸（本井区南区），共计在钻井平台基础上建设采气站场52个（合计159口井，其中评价井12口、开发井147口），配套新建自205H74集气增压站（配套3万m^3中心水池）、自205H77集气增压站（配套3万m^3中心水池）、自205H69集气增压站（在已建自205H69采气站场上扩建、配套2万m^3中心水池）3座，扩建集气站2座（自215H1集气站、自215H3集气站）、自205脱水站1座（扩建后规模为$700\times10^4m^3/d$）、线路阀室1座，依托3号阀室（外输干线截断阀室）1座；

③配套新建集气支线42条、集气干线3条、返排液支线42条、返排液干线2条。

4.10 土石方平衡

（1）钻井工程阶段

新建钻井工程土石方施工量较大，项目新建钻井工程平台开挖的土石方和耕植土均用于平场回填和后期耕植土覆土回填。新建钻井工程井场周边设置耕植土堆放场，用于表层耕作土暂存，耕植土堆放场表面覆盖土工布或塑料膜遮盖；耕植土用于后期生态恢复，最终做到土石方平衡。

拟建项目新建钻井平台选址区域高程差相对较小，且钻前工程布设期综合考虑位置，尽量减少土石方开挖规模，本评价以井场建设面积最大的自205H68平台为例计算钻井工程钻前土石方平衡量。

新建钻井工程钻前土石方平衡见下表。

表 4.10-1　新建钻井工程单个平台钻前土石方平衡一览表　单位：m^3

平台名称	序号	主要工程	挖方	填方	耕植土	耕植土覆土回填
自205H68平台	1	井场工程	19116	21640	3985	5556
	2	设备基础	1225	299	/	
	3	池类工程	627	68	41	

	4	燃烧池及便道	153	383	646	
	5	改建道路	200	56	/	
	6	新建道路	2081	1178	284	
	7	生活区	153	230	600	
	合计		23555	23854	5556	5556

耕植土堆放前先用编织袋装土码砌护脚，采用层铺法进行层层堆放，并对每层进行适当压实，表面有1%~2%向外的坡度，然后用防水彩色胶布进行覆盖，同时，在耕植土堆放场编织袋装土护脚外30cm处开挖30cm×30cm的简易排水沟排水，以防止雨水冲刷造成水土流失，待钻井项目完成后用于场地的复垦。耕植土应均匀回填并夯压整平，回填整平后尽快植草以防表土流失。

（2）地面工程阶段

站场工程区：新建采气站、集气增压站场地在钻井时均已平整，在新建设施的建设过程中不涉及挖方土建施工，仅集气增压站中心水池建设过程中涉及挖方的土建施工。

管道工程区：土石方来自于管沟开挖，拟建工程管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及耕植土，一般地段回填用管沟挖出的土即可；项目管道铺设在挖土、回填碾压后，无多余土石方产生；中心水池弃方运至周边建筑垃圾填埋场处置。

拟建工程土石方平衡情况见表4.10-2。

表4.10-2　拟建工程土石方平衡分析表　　单位：m^3

项目组成	挖方		填方		弃方	
	土石方	表土	土石方	表土	土石方	表土
采气站（新建返排液管道转输泵）	10400	0	10400	0	0	0
自205H74集气增压站中心水池	64688	8000	32421	8000	32267	0

自205H77集气增压站中心水池			75038	7500	37608	7500	37430	0
自205H69集气增压站中心水池			43125	5400	21614	5400	21511	0
自313-自205H77	集气、返排液支线	B1~B2	483	250	483	250	0	0
自313-自205H77	集气、返排液支线	B2~B18	14841	7444	14841	7444	0	0
自205H89-自205H77	集气、返排液支线	B11~B26						
自205H89-自205H77	集气、返排液支线	B1~B11	8367	3580	8367	3580	0	0
自205H86-自205H77	集气、返排液支线	全线	22922	12316	22922	12316	0	0
自205H95-自205H77	集气、返排液支线	B1~B13	7718	3414	7718	3414	0	0
自205H95-自205H77	集气、返排液支线	B13~B25	9936	5120	9936	5120	0	0
自205H94（自301）-自205H92-自205H77	集气、返排液支线	B31~B45						
自205H94（自301）-自205H92-自205H77	集气、返排液支线	B1~B31	14350	7302	14350	7302	0	0
自205H95-自205H77	集气、返排液支线	B25~B32	5307	2200	5307	2200	0	0
自205H93-自205H77	集气、返排液支线	B12~B19						
自205H94（自301）-自205H92-自205H77	集气、返排液支线	B45~B52						
自205H93-自205H77	集气、返排液支线	B1~B12	11384	5662	11384	5662	0	0
自205H90（自306）-自205H89	集气、返排液支线	全线	9396	4680	9396	4680	0	0
吉富8-自205H91	集气、返排液支线	全线	17967	8882	17967	8882	0	0
自205H91-自205H92	集气、返排液支线	全线	24498	10532	24498	10532	0	0
吉富2-自205H87	集气、返排液支线	全线	7008	3794	7008	3794	0	0
自205H87-自205H93	集气、返排液支线	全线	13348	6186	13348	6186	0	0
自贡1-自308	集气、返排液支线	全线	30971	15764	30971	15764	0	0
吉富9-T接“自308-自205H74管道”	集气、返排液支线	全线	11953	5726	11953	5726	0	0
自205H81-自205H74	集气、返排液支线	B1~B3	2601	1316	2601	1316	0	0
自205H81-自205H74	集气、返排液支线	B3~B26	23334	10028	23334	10028	0	0
自308-自205H74	集气、返排液支线	B44~B67						
自308-自205H74	集气、返排液支线	B1~B44	44963	20612	44963	20612	0	0
自205H71（自309）-自205H70	集气、返排液支线	全线	5699	2938	5699	2938	0	0
自205H70-自205H74	集气、返排液支线	全线	16580	8228	16580	8228	0	0
自205H83-自205H80	集气、返排液支线	全线	6770	3424	6770	3424	0	0
自205H79-自205H80	返排液支线	B1~B8	5782	2388	5782	2388	0	0
自205H79-自205H80	返排液支线	B8~B13	3849	2067	3849	2067	0	0

自205H80-自205H74	集气、返排液支线	B1~B6						
自205H79-自205H74	集气支线	B1~B15	8354	4050	8354	4050	0	0
自205H79-自205H74	集气支线	B15~B19	3995	2001	3995	2001	0	0
自205H80-自205H74	集气、返排液支线	B16~B21						
自205H80-自205H74	集气、返排液支线	B6~B16	14120	6054	14120	6054	0	0
自205H84（自312）-自205H80	集气、返排液支线	全线	8635	4652	8635	4652	0	0
自205H78（自311）-自205脱水站	集气、返排液支线	全线	13378	5984	13378	5984	0	0
吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站管道”	集气、返排液支线	全线	6936	3578	6936	3578	0	0
自205H88-自205脱水站	集气、返排液支线	全线	9626	4788	9626	4788	0	0
自205H64（自303）-自205H65-自205H81	集气、返排液支线	全线	15936	8166	15936	8166	0	0
自205H82-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B1~B17	12952	5566	12952	5566	0	0
自205H82-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B17~B22	3384	1760	3384	1760	0	0
自205H85-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B24~B28						
自205H85-自205H69（自302）	集气、返排液支线	B1~B24	27742	14238	27742	14238	0	0
富页2-吉富4	集气、返排液支线	全线	17287	8722	17287	8722	0	0
吉富4-自304	集气、返排液支线	全线	52466	26022	52466	26022	0	0
自304-T接“自310-自215H3集气站管道”	集气、返排液支线	全线	31300	13218	31300	13218	0	0
自307-富页1	集气、返排液支线	全线	33182	17690	33182	17690	0	0
富页1-吉富7	集气、返排液支线	全线	22015	10106	22015	10106	0	0
吉富7-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B5	2761	1428	2761	1428	0	0
吉富7-自215H3集气站	集气、返排液支线	B5~B22	13708	6860	13708	6860	0	0
自310-自215H3集气站	集气、返排液支线	B64~B80						
自310-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B64	72016	30812	72016	30812	0	0
自215H4-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B5	1226	622	1226	622	0	0
自215H4-自215H3集气站	集气、返排液支线	B5~B12	3969	1844	3969	1844	0	0
自205H56-自215H3集气站	集气、返排液支线	B11~B19						
自205H56-自215H3集气站	集气、返排液支线	B1~B11	6303	3146	6303	3146	0	0
富页3-自305	集气、返排液支线	全线	41172	20460	41172	20460	0	0
自305-自205H52	集气、返排液支线	全线	119993	51138	119993	51138	0	0
自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站管道”	集气、返排液支线	全线	5173	2796	5173	2796	0	0

吉富 6-自 205H55	集气、返排液支线	全线	16946	7686	16946	7686	0	0
自 205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气、返排液支线	B1~B9	6364	2712	6364	2712	0	0
自 205H73-已建沱江穿越线路阀室	集气、返排液支线	B9~B72	26950	13408	26950	13408	0	0
自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B67~B130						
自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室	集气干线	B1~B67	18097	8848	18097	8848	0	0
自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站	集气、返排液干线	B2~B52	44045	21916	44045	21916	0	0
自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站	集气、返排液干线	B1~B2	1565	784	1565	784	0	0
吉富 3-自 205H77	集气、返排液支线	B4~B7						
吉富 3-自 205H77	集气、返排液支线	B1~B4	2144	992	2144	992	0	0
自 205H74 集气增压站-自 205 脱水站	集气、返排液干线	全线	15985	7700	15985	7700	0	0
合计			1193003	494500	1101795	494500	91208	0

4.11 拆迁安置

拟建工程不涉及环保拆迁安置，工程涉及的林地和征地补偿，按现行的赔偿要求进行补偿。

4.12 工程分析

拟建项目按照“整体设计、分步实施”的项目特点，本次环境影响评价从威远页岩气田自205井区整体开发层面分析项目产排污水平，拟建项目新钻126口井；新建采气站场52个（包括自205H74、自205H77集气增压站内建设的采气站场），新建集气增压站3座，扩建集气站2座、脱水站1座、线路阀室1座，依托3号阀室（外输干线截断阀室）1座；新建集气支线42条、集气干线3条、返排液支线42条、返排液干线2条。

拟建项目包含钻井工程、地面工程两个部分。钻井工程包含钻前、钻井、储存改造工程；地面工程包含站场采气和管线工程。根据页岩气井区开发项目建设特点，可逐类选取区块内典型单项工程项目进行分析，即选取平台钻井工程和地面工程的典型单项工程项目，结合项目工程特点，将实施分为三个阶段：施工期、运营期和退役期。

4.12.1 施工期工程分析

4.12.1.1 钻井工程

钻井工程是拟建项目施工期最主要的施工活动之一，主要包括钻前工程（包括修建井场道路、平整井场、井场基础建设以及钻井设备安装等）、钻井工程（钻井作业（钻井和固井等）、储层改造工程（洗井、分段射孔压裂、测试放喷和完井作业后井队的搬迁及废弃物资源化利用），A平台和B平台各布置一套钻机同步进行动工钻井，工艺流程相同。其总体施工工序及主要产污环节见图4.1-1。

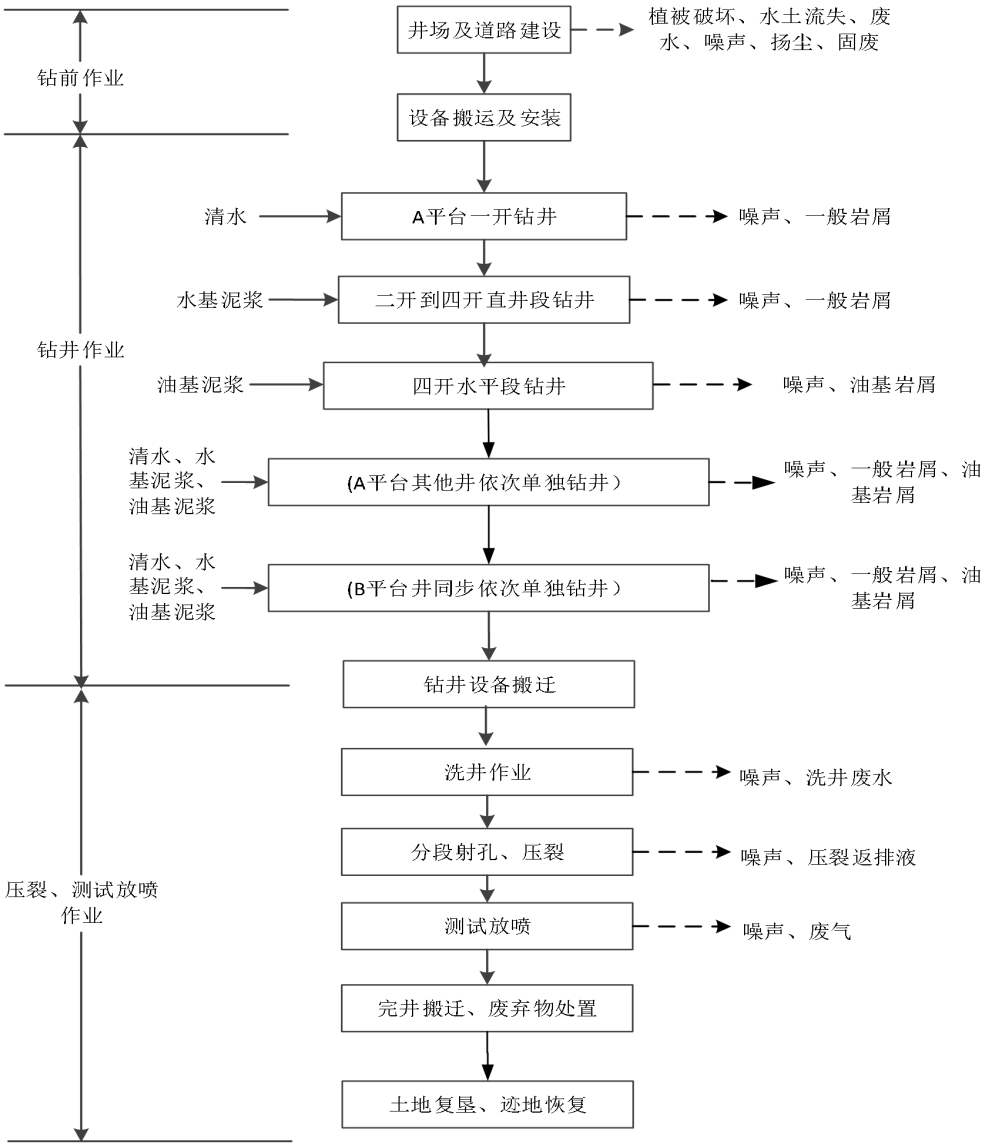


图 4.12.1-1 单井钻井工程施工期工序流程及产污环节图

4.12.1.1.1 钻前工程施工

（1）钻前工程施工内容

钻前工程为钻井工程施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。由各平台根据产能建设进度安排，按单项工程各井场独立实施。钻前工程根据《页岩气平台钻前土建工程作业要求》进行施工。

（2）钻前工程施工内容

拟建项目钻前工程主要包括新建页岩气平台 31 个（其中自 205H71、自

309同井场建设，自205H78、自311同井场建设，自205H84、自312同井场建设，共计新建28个钻井工程井场）。平台钻前工程仍将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）实现标准化建设。

1）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）等规定：井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m。根据现场踏勘，新建平台井场在选址阶段已尽可能避让居民点，井场各井口100m范围内均无住户。本评价要求，若实施过程中，井位调整或者实际测绘中井口100m范围有居民点居住，则须在钻前实施阶段对井口外围100m范围内的居民实施临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于100m”井场布置要求。同时井口500m范围无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口200m范围内无铁路和高速路分布。

2）井场：井场长、宽由井场部署井数（1~8口井不等）和井场现场情况按照钻井工程井场布置设置，钻前工程主要完成井场占地平整、设备基础构筑、场地截排水沟、工艺区围堰、工艺区防渗层等隐蔽工程施工。

3）场外燃烧池：根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）中的第5.12条规定：a）宜平直接出井场安全地带，并考虑当地季节风向、居民区、道路、油罐区、电力线及其他设施等情况，配备点火装置；b）当两条管线走向一致时，管线之间应保持一定间距，并分别固定，其出口应朝同一方向；c）不应油壬连接和在现场进行焊接连接；d）应全部露出地面；在穿越汽车道、人行道处应用防护装置保护，防护装置不宜覆盖管线连接法兰处；e）转弯处应采用相同压力等级的120。夹角预铸（锻）钢弯头或90。带缓冲短节的弯头；f）每隔10 m～15m、转弯处、出口处应固定牢固；悬空处要支撑牢

固；若跨越 10 m 以上的河沟、水塘等障碍，应架设金属过桥支撑；g）含硫油气井至少应安装两条放喷管线，其布局夹角为 90°～180°。地层压力大于 70MPa 或含硫油气井设置主、副放喷池各一个，与井口的夹角不小于 120°。每个井场设置 1 处或 2 处放喷口，放喷口修建燃烧池，燃烧池宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。距离井口 75m 外。拟建项目井场设置 2 个燃烧池（单个燃烧池：7m×13m，配套 20m^3 集酸池 1 个）。

4）场外水池：井场外设置 500m^3 储存池 1 座。

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

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

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

8）井场布置方式：

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

（3）钻前工程主要污染工序及产污情况

1）生态环境

井场道路修建、井场平整、设备基础开挖过程，将导致地表原有农作物、

灌草地破坏，造成的地面裸露，形成水土流失。

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

2）废气

钻前施工人员生活依托周边居民生活设施。拟建项目钻前工程不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工扬尘和运输、作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约1个月）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运工程中的二次扬尘。

3）废水

钻前工程的水污染主要来自各井场道路修建、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为COD、BOD_5、SS和NH_3-N等）。单个平台钻前施工高峰时日上工人数约30人，主要为就近聘请的当地民工。上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户现有设施进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。

4）噪声

钻前工程主要噪声源为推土机、挖掘机、载重汽车等机械设备噪声，钻前工程仅昼间施工，各声源噪声级见表4.1-1。

表4.12.1-1　钻前施工工程噪声源强表　　单位：dB（A）

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级（dB（A））	运行方式	运行时间（h）
1	推土机	5	86	移动设备	间断，<4
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断，<4
3	载重汽车	5	88	移动设备	间断，<4
4	钻孔机	5	86	移动设备	间断，<4

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级（dB（A））	运行方式	运行时间（h）
5	空压机	5	86	移动设备	间断，<4
6	柴油发电机	5	84	移动设备	间断，<4
7	振动棒	5	86	移动设备	间断，<4

5）固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，便于施工结束后的临时占地恢复用土，开挖的土石方由场地内实现挖填平衡。类比拟建项目区块内自 301 井钻井工程钻前施工实际情况，井场土石方可做到场地内平衡，无弃方和借方。

根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做填方区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体废物管理的物质”，钻前施工现场按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施即可。

施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾依托现有市政环卫部门设置的现有的设施进行收集处置。

4.12.1.1.2 钻井工程施工

新建钻井工程主要建设内容包括钻井设备安装、钻井作业（钻井、固井等）、储存改造作业（分段射孔压裂、完井测试放喷）、污染物处理、完钻后设备搬迁等。当井场满足钻井工程要求后，将成套设备（包括钻机、柴油发电机组、活动房、油罐等）搬运至井场，并进行安装和调试，然后进行钻井作业。

（1）井身结构设计

拟建项目各单井井身均按四开设计，井身结构设计情况见下表，井身结构示意图见下图。

表 4.12.1-2　单井井身结构设计数据总表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管尺寸 mm	套管程序	套管下入层位	套管下入深度 m	备注

一开	80	660.4	508.0	导管	沙溪庙组	78	采用660.4mm钻头钻至50m左右稳定地层，下508mm套管，封隔上部漏层、垮塌层
二开	1319	406.4	339.7	表层套管	须家河组顶	1317	采用406.4mm钻头钻至须家河组顶20m左右稳定地层，下339.7mm套管，封隔可能存在的窜漏层
三开	3169	311.2	250.83	技术套管	石牛栏组顶	1000	采用311.2mm钻头钻至志留系顶，下250.83+244.5mm套管，封隔上部龙潭组垮塌层、茅口漏失层
			244.5	技术套管		3167	
四开	4245	215.9	裸眼注水泥塞				/
	井深	215.9	139.7	油层套管	***组	井深-2	215.9mm钻头钻至设计井深，下139.7mm套管

表 4.12.1-3　钻遇地层情况表

层位	岩性
***组	以泥岩、砂岩为主含粉砂岩、页岩，泥页岩易水化膨胀、分散、垮塌
***组	灰岩、云岩和石膏
***组	为铝土质泥岩，易垮塌；且茅口组、栖霞组含 H_2S
***组	页岩易碎、垮塌

***

图 4.12.1-2　新建钻井工程单井井身结构示意图

（2）钻井液体系

1）可能遇到的复杂情况和钻井液技术重点

①环境保护：钻井液技术服务方应满足国家、地方政府以及企业对环保作业的有关要求。

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

③井壁稳定：沙溪庙～须家河组要求钻井液具有强抑制性、包被和封堵防塌性能。若出现掉块或携砂困难，可采用重稠浆举砂或适当提高粘切，亦可适当提高钻井液密度，清洁井眼以保证井下安全。雷口坡～嘉陵江组要求钻井液

具有防膏盐污染、防漏、防 H_2S 性能。飞仙关～***组顶要求钻井液具有强抑制、强封堵防塌性能和适当高的钻井液密度；茅口～栖霞组要求钻井液具备防硫化氢性能，做好防漏、堵漏措施，防止井漏同时引发又喷又漏局面。***组要求油基钻井液具有强封堵性，加强纳-微米孔喉及裂缝的屏蔽暂堵能力，防止钻井液漏失，有效保护储层；钻进过程中，观察岩屑返出及井下状况，若发生掉块或有垮塌迹象，及时调整钻井液性能，特别是封堵性，必要时可提高钻井液密度；使用好固控设备。随着井深的增加，岩屑床形成的可能性增大，一方面主动优化钻井液性能，强化流变性、润滑性、乳化剂抗高温稳定性能，另一方面钻进时采用大排量、高转速，根据实钻岩屑返出情况，适当提高钻井液粘切，减少岩屑沉积，保持井眼清洁。

④井控安全：根据井控要求，储备足量的高密度钻井液、加重材料和堵漏材料。

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

2）钻井泥浆体系及组成

表层采用聚合物无固相钻井液体系；一开至四开水平段前采用水基钻井液钻进；四开水平段采用油基钻井液钻进，并做好钻井液性能调控，优选微-纳米级封堵剂，严格控制低密度固相含量。

一开设计采用清水钻井液钻进，密度 1.0~1.05g/cm^3。二开设计采用聚合物无固相钻井液，密度 1.05~1.10g/cm^3；三开至四开水平段前地层设计采用KCL-聚合物钻井液，设计密度 1.05~1.55g/cm^3；如遇特殊情况，嘉陵江~四开水平段前地层则选择钾聚磺钻井液，设计密度 1.52~1.90g/cm^3。四开水平段设计采用油基钻井液，设计密度 2.07~2.15g/cm^3。

加强油气水压力监测，密切关注井下情况的变化，在保证井控安全和井壁稳定的前提下，现场可根据实钻情况对密度进行合理调整。

表 4.12.1-4　钻井泥浆体系

开次	层位	地层压力系数	钻井液密度（g/cm³）	钻井液体系
一开	***	1	1.0~1.05	清水钻井液
	***	1	1.05～1.10	聚合物无固相
二开	***	1	1.05～1.55	KCL-聚合物
三开	***	1.1	1.17～1.25	KCL-聚合物
	***	1.3	1.37～1.45	KCL-聚合物
	***	1.45	1.52～1.60	KCL-聚合物/钾聚磺钻井液
	***	1.75	1.82～1.90	KCL-聚合物/钾聚磺钻井液
四开	***	1.75	1.82～1.90	KCL-聚合物/钾聚磺钻井液
	***	2	2.07～2.15	油基钻井液

（3）钻井工艺

各单井井身均按四开设计，该工艺通过钻机带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆冲刷井底，并将钻头切削下的岩屑不断地带至地面，带钻屑的钻井泥浆进入泥浆循环系统进行固液分离并循环使用，分离出的一般钻屑暂存于岩屑堆放场，外运资源化利用；油基岩屑由收集罐/吨袋收集后暂存于危废暂存间，交由资质单位处置；方井雨水全部回用于压裂液配置，循环过程中产生剩余的废水随钻拉运至其他平台回用或污水处理厂处置。整个过程循环进行，不断加深钻井深度，直至目的井深。

1）清水钻井阶段

项目一开采用清水钻井工艺。在表层钻井阶段，为了保护地表含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对地下水环境造成不利影响，建设方拟采用清水钻工艺进行一开钻井作业。清水钻井所使用的钻井泥浆相比其他泥浆，可大幅降低钻井液对表层地下水的影响，该阶段动力来源于平台已接通的网电供电，设计使用 660.4mm 钻头。

清水钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过泥浆管输入 180 目（筛孔直径约 0.1mm）的振动筛进行固液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的钻屑留于

筛上，振动筛筛下的泥浆直接进入泥浆循环罐暂存，使用时先通过除砂器将粒径大于0.07mm的钻屑进行分离，再通过除泥器分离出粒径大于0.01mm的钻屑后，用于钻井作业和后续的配浆作业。振动筛的筛上物质和除砂除泥器分离出的细小固相物质则通过螺旋传输器进入岩屑收集罐，暂存后外运资源化利用处理。

2）水基泥浆钻井阶段

清水钻阶段完成后，进入水基泥浆钻井阶段，二开、三开及四开直井段采用水基泥浆钻井工艺。水基泥浆阶段，相对清水钻阶段仅使用的钻井液不一样，其余工艺均与清水钻一样，不需要更换钻头、停钻，仅需将钻井液由清水更换为水基钻井液。水基泥浆钻井阶段采用现场清洁化生产方案，对钻井过程中产生的污染物实行随钻处理，以达到“废弃物不落地”的目的。项目采用的现场清洁化生产方案是在振动筛排砂口、离心机下方安装螺旋传送装置，与清洁生产区域的收集区相连，实行随钻处理，达到了“废弃物不落地”的目的。

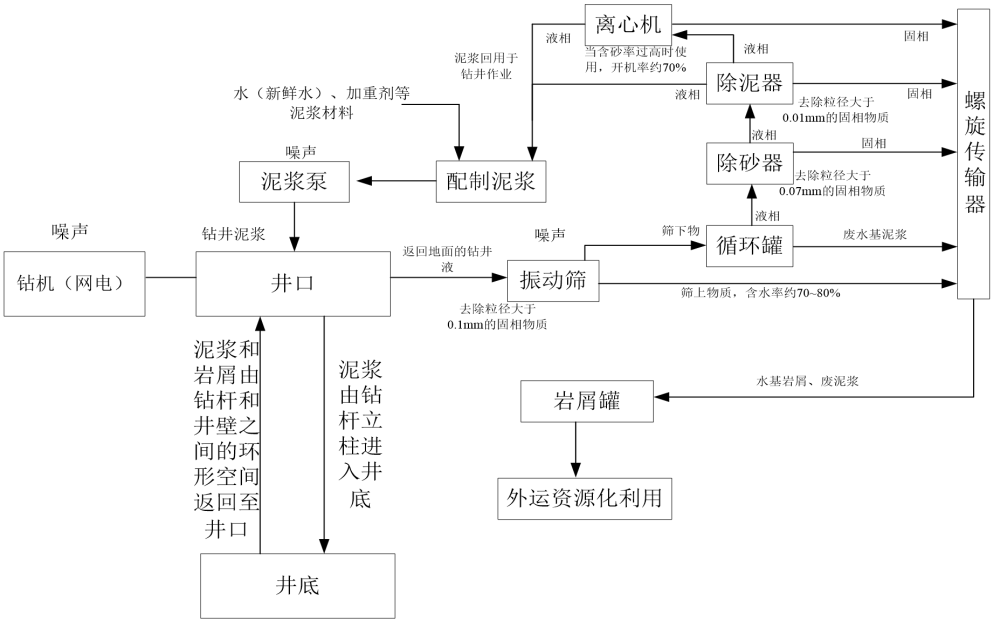


图 4.12.1-3　水基钻井液钻阶段作业流程及产污环节图

项目采用的钻井现场清洁化生产方案是在振动筛排砂口、离心机下方安装螺旋传送装置，与清洁生产区域的收集区相连，实行随钻处理，达到了“废弃物不落地”的目的。钻井过程中井底排出的岩屑和泥浆混合体经振动筛分离后。

大颗粒岩屑进入螺旋传送装置，再进入清洁化操作平台中水基岩屑收集罐，存放于岩屑堆放场，定期外运资源化利用。

3）油基泥浆钻井阶段

水基泥浆钻阶段完成后，将进入油基泥浆钻阶段，四开水平段采用油基泥浆钻井工艺。因平台水基泥浆和油基泥浆共用一套泥浆循环系统，钻井至水平段前需对泥浆循环系统进行油水转换。

油基泥浆钻井阶段动力来源于网电提供的动力，带动钻机转盘转动，使钻杆切削地层，同时将油基钻井液泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用泥浆循环系统的振动筛和离心机对钻井液进行固液分离，分离出的液相—钻井液进入泥浆循环罐内循环使用，分离出的固相—岩屑，转运至清洁化操作平台进行暂存。钻至设计目的层后停钻，并进行起下钻具、尾管悬挂、固井等作业。

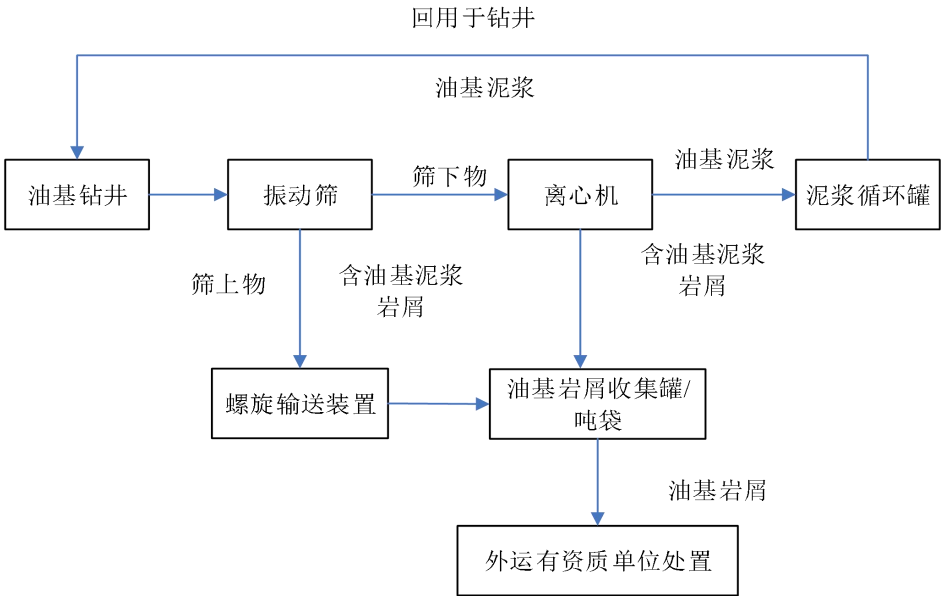


图 4.12.1-4 油基泥浆循环处理流程示意图

油基钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过管道排入泥浆循环系统内振动筛（筛孔直径约 0.1mm）进行固液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的钻屑留于筛上，振动筛筛下的油基泥浆直接进入循环罐暂存，振动筛的筛上物质和除砂除泥器分离出的细小固相物质则通过螺旋传输器导入离心机脱出其中的

油基泥浆，脱出的油基泥浆全部回用于钻井作业，剩余的油基岩屑经油基岩屑收集罐/吨袋收集后暂存于清洁化操作平台危废暂存间，交由有危废处置资质的公司处置。

4）固井作业

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

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

固井过程采用特种水泥由供应厂家按作业要求配制完成，然后由灰罐车直接密闭运至作业场地，灰罐车内设搅拌设备，现场按配比由泵吸入液相配制液后，通过密闭搅拌，制成所需特种水泥，进行固井作业。此过程中在密闭罐内进行，无粉尘产生，仅搅拌过程产生设备噪声，配置过程中应加强管理，防止粉尘产生。

另外，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

5）钻井辅助作业（测井、取心、录井）

测井是把利用电、磁、声、热、核等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。此过程无污染物产生。

取心是在钻井过程中使用特殊的取心工具把地下岩石成块地取到地面上来，这种成块的岩石叫做岩心，通过它可以测定岩石的各种性质，直观地研究

地下构造和岩石沉积环境，了解其中的流体性质等。此过程无污染物产生。

拟建项目要求进行地质综合录井，对岩屑、钻井液、钻井参数等进行记录。项目录井按照《录井资料采集处理解释规范》（Q/SY01128-2020）的有关要求进行。录井人员通过仪器仪表及现场实地观察记录，无污染物产生。

（4）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

1）生态环境

钻井作业对地表植被基本无影响，但来自钻井过程中人类活动、生产机具噪声等可能对野生动物产生扰动影响，但这种影响是局部和暂时的，随钻井工程的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡，钻井作业对生态环境影响很小。

2）废气

拟建项目平台钻井工程以当地电网做动力，在停电状态下，井场将使用柴油发电机作为备用电源，将产生一定量的柴油发电机废气。此外项目井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低。钻井过程中产生的废气主要为车辆尾气等。

①柴油发电机废气

根据调查，项目所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油发电机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NOx、其次还有少量 HC、CO_2 和少量烟尘等。拟建项目柴油发电机组为成套产品，有自带的烟气处理系统，其燃料燃烧会排放少量废气，主要污染物为 NOx、CO、CO_2、HC 和少量烟尘等，进入大气中后将很快被稀释，柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

②油基泥浆钻井废气

油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻井过程、油基岩屑暂时挥发产生的无组织废气。项目钻井作业过程中四开水平段使用油基泥浆钻井，油基泥浆主要成分为白油，其废气主要成分为 VOCs。

钻井过程中使用的油基泥浆不在现场配置，均由厂家配置好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小；油基岩屑收集在清洁化操作平台的油基岩屑收集罐/吨袋内，暂存在危废暂存间，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量较小。油基泥浆钻井废气随着钻井工程的完工而结束。

③非正常生产时事故放喷页岩气经点燃后排放废气

钻井进入目的层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的页岩气立即点火烧掉。

事故放喷一般时间较短，约2~4h，属于临时排放。燃烧产污对环境影响甚微，在当地环境可接受范围内。

④车辆尾气

钻井过程中，需不断拉运钻井原辅材料等，车辆运输产生的路面扬尘，排放少量汽车尾气。

3）废水

根据拟建项目开发方案以及井区内已实施钻井平台的钻井作业情况，拟建项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理。钻井工程期间产生的废水主要包括方井雨水和生活污水。

①方井雨水

由于项目井场采用清污分流制，井场分为清洁区和污染区，通过挡墙隔离。雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至井场四周设置的排水沟，排出场外；井场设置有污水截流沟，截留井场散落的污水，截流沟中的污水泵入废水罐中，以避免进入雨水排水系统。且井场设备区域除方井外的区域均设挡雨棚，因此方井区域的雨水收集在方井内，通过污水泵泵入废水罐中。

根据区域气象资料以及区块同类型井类比调查，并结合拟建项目各井场区域占地情况，1口方井雨水产生量约10m^3，项目实施方井雨水产生总量约1260m^3，方井雨水定期通过污水泵泵入废水罐中处理，用于后续压裂阶段压

裂液调配用水。方井雨水主要污染物为SS和石油类，浓度分别为200mg/L、20mg/L。

②生活污水

单井钻井作业人员有50人，钻井时间工期60d，人均生活用水量按100L/d计，生活总用水量约5.0m^3/d，合计300m^3。产污系数取0.9，则生活污水量4.5m^3/d，生活污水总量为270m^3。主要污染物为COD、BOD_5、SS、NH_4-N，浓度依次大约400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。钻井作业生活污水经撬装厕所收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运至临近场镇污水处理厂处理。

拟建区块内新钻井126口，项目钻井阶段产生的废水情况统计详见表4.12.1-5。

表4.12.1-5　项目钻井阶段废水统计一览表

废水种类	单井产生量（m^3）	废水量（m^3）	处置方式
方井雨水	10	1260	经预处理后暂存于集液池或废水罐内，用于后续储层改造阶段压裂液调配用水
生活污水	270	34020	生活污水经撬装厕所收集后拉运至临近场镇污水处理厂处理

4）噪声

依据钻井工艺，钻井过程包括钻井噪声，正常情况下使用网电，噪声设备包括钻机、泥浆泵、振动筛；非正常情况下，使用柴油发电机作为备用点源。本评价考虑，在非正常情况下，使用柴油发电机作为电源，以此进行噪声预测。

井场钻井期主要噪声设备有：

①动力区主要为钻井设备、柴油发电机（备用）。

②泥浆泵区主要为泥浆泵、振动筛等，位于“不落地”工艺区。

③放喷区主要是在钻遇地层遇高压大气量时应急放喷产生的气流噪声，位于井场外放喷池。

由于拟建项目单井钻井过程为24小时连续运行，持续时间约60d，对当

地声环境影响大的主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等设备的运行产生较大的连续性噪声，非正常工况下还有柴油发电机组产生的噪声，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表4.12.1-6。

表4.12.1-6　主要噪声源特性

阶段	噪声设备	数量	单台源强dB（A）（1m处）	采取的降噪措施	降噪后源强dB（A）（1m处）	噪声特性	排放时间	频谱特性	声源种类
正常阶段	钻井设备	1套	100	/	100	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	90	置于井场内，基础安装减振垫	85				
	振动筛	2台	90		85				
	离心机	2台	90		85				
应急状态	放喷高压气流	/	110	/	/	空气动力	/		固定声源
非正常工况	柴油发电机组	3套	110	排气筒上自带高质量消声器，活动板房隔声，安装减振垫层	100	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	100	/	100				
	泥浆泵	2台	90	置于井场内，基础安装减振垫	85				
	振动筛	2台	90		85				
	离心机	2台	90		85				

4）地下水

① 地下水污染源类型分析

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

② 污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

A、渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。钻井泥浆循环系统、钻井污染物“不落地”处理系统、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

B、穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是钻井中滤失钻井泥浆。钻

井中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与固井方案密切相关。

③ 地下水污染源源强分析

A、污染物渗滤液

此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在“不落地”操作平台内暂存中，所含废液经离析后，向周围岩层渗入、扩散。产生量与废物存放时间、含水率等密切相关。拟建项目对“不落地”处理工艺区作为重点污染防渗区处理，正常工况下渗透外泄量极小。

B、钻井滤失泥浆

此类影响产生于钻井期间的过平衡钻井阶段（泥浆类的钻井），钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。渗入量与地层压力、钻井工艺等复杂相关，目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量＜3m^3/h时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。拟建项目单井在每段完钻后，及时采用套管+水泥固井，从工程措施上减少井筒内泥浆滤失的可能。

5）固废

钻井过程中产生的固体废物主要有废水基泥浆、一般钻井岩屑、沉淀罐污泥、油基泥浆、废油、废棉纱/手套、废包装材料和井队员工产生的生活垃圾。

①废水基泥浆

为达到安全、快速钻井的目的，钻井泥浆常使用各类的钻井液添加剂。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源，主要来源于以下情况：

a.被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆。

b.在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆。

c.完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆。

d.由钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。

e.钻屑与钻井液分离时，钻屑表面粘附的钻井液。

根据建设单位提供的水基泥浆原辅料，拟建项目水基泥浆钻井阶段采用聚合物水基泥浆（不涉及聚磺泥浆），根据生态环境部《关于发布<危险废物排

除管理清单（2021年版）的公告>》（生态环境部公告2021年第66号），石油和天然气开采行业产生的废弃水基钻井泥浆及岩屑（聚磺系除外）属于《危险废物排除管理清单2021年版》，且拟建项目所在区域周边也有同目的层的页岩气钻井平台进行了水基钻井固废脱水泥饼的浸出监测，根据已开展的水基废泥浆和岩屑的危险特性鉴别报告，天然气开采产生的水基废泥浆和岩屑均不具有相关危险特性，属于一般工业固废。

类比区块内已完钻的钻井工程，废水基泥浆以每米进尺0.02m^{3}计算。各平台井废水基泥浆产生量详见下表：

表4.12.1-7　平台井废水基泥浆产生量统计表

井场名称	水基泥浆钻井长度（m）	废水基泥浆产生量（m^3）	井场名称	水基泥浆钻井长度（m）	废水基泥浆产生量（m^3）
自205H56平台（4井式）	16797	335.9	自205H85平台（3井式）	13246	264.9
自205H64平台（3井式）	12274	245.5	自205H86平台（5井式）	18572	371.4
自205H65平台（4井式）	16802	336.0	自205H87平台（5井式）	21437	428.7
自205H68平台（5井式）	20926	418.5	自205H88平台（4井式）	18055	361.1
自205H70平台（6井式）	24148	483.0	自205H89平台（5井式）	19897	397.9
自205H71平台（4井式）	15047	300.9	自205H90平台（3井式）	11943	238.9
自205H73平台（4井式）	13640	272.8	自205H91平台（7井式）	28918	578.4
自205H74平台（6井式）	22429	448.6	自205H93平台（6井式）	24909	498.2
自205H77平台（6井式）	22387	447.7	自215H4平台（4井式）	16623	332.5
自205H78平台（5井式）	18817	376.3	自308平台（1井式）	4174	83.5
自205H79平台（6井式）	23481	469.6	自309平台（1井式）	4289	85.8
自205H80平台（8井式）	32649	653.0	自310平台（1井式）	4252	85.0
自205H81平台（3井式）	12403	248.1	自311平台（1井式）	4234	84.7
自205H82平台（6井式）	24806	496.1	自312平台（1井式）	4071	81.4
自205H83平台	17786	355.7	自313平台	4130	82.6

（4井式）			（1井式）		
自205H84平台（4井式）	15254	305.1	**合计**	**508396**	**10167.8**

综上，项目各平台单井二开至四开直井段采用水基泥浆钻井，各平台废水基泥浆合计产生量为10167.8m^3（15251.7t）。

②一般钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度，平均井径及岩性有关。

水基泥浆钻井段岩屑：根据《关于印发<危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采>等七项危险废物环境管理指南的公告》（生态环境部，公告2021年第74号）、《国家危险废物名录（2021年版）》及《危险废物排除管理清单（2021年版）》，水基钻井液钻井产生的岩屑不属于危险废物，为一般工业固体废物。类比区块已完钻钻井工程，水基钻井岩屑产生量约为每米井身0.4m^3，拟建项目水基泥浆钻井深度合计为518476m，产生量约207390.4m^3（311085.6t）。

平台在实际钻井过程中若采用聚磺钻井液体系，由此产生的废聚磺体系泥浆及岩屑不属于《危险废物排除管理清单（2021年版）》中规定的危险废物之列，应进行危险废物鉴别后按照相应固废类别要求进行收集、储存管理和外委处置、利用；在未鉴定其为一般工业固体废物前，暂按照危险废物进行管理。在实际钻井过程中不同层位使用不同的泥浆体系由此产生的岩屑应分类收集、暂存、处置。

③沉淀罐污泥

钻井废水在被带出地面时，需进入沉淀罐进行沉淀处理，产生沉淀污泥。污泥的主要成分为钻井液、岩屑，根据类比调查，沉淀罐污泥约25m^3/单井，拟建项目产生的沉淀罐污泥约3150m^3（4725t）。

④油基岩屑

项目四开水平段采用油基钻井液。根据类比调查，油基泥浆在钻井作业中除少量损耗和附着于岩屑外，其余部分可实现全部循环利用。完钻后剩余油基

泥浆储存于储备罐内，最后转运至区域内其他钻井井场重复利用。因此，项目完钻后无油基泥浆遗留。

油基岩屑产生于油基泥浆钻井作业中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度，平均井径及岩性有关。油基岩屑转至清洁化操作平台危废暂存间油基岩屑收集罐/吨袋暂存。类比区块已完钻钻井工程，废油基钻井岩屑产生量约为每米井身0.7m^3，拟建项目每个单井水平段油基泥浆钻井深度均为2000m，项目油基泥浆钻井井深合计为252000m，平台合计油基岩屑量为176400m^3（264600t）。

根据《国家危险废物名录》（2021年版）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告2021年第74号），油基钻井产生的岩屑属于“HW08废矿物油与含矿物油废物”，应按照危险废物相关要求进行收集、暂存、转运。

⑤废油、废棉纱/手套

钻井过程中废油的主要来源是：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；清洗、保养产生的废油，如更换柴油发电机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油；隔油罐产生的废油。单井产生废油约0.5t，则拟建项目钻井平台废油产生量约63t。根据《国家危险废物名录》（2021版），废油属于危险废物（HW08）。

钻井过程中钻机等设备维护保养会产生废棉纱/手套，类比区域内已完钻的探井，单平台废棉纱/手套产生量约0.5t，则拟建项目钻井平台废棉纱/手套产生量约14t。属于危险废物（HW49）。

⑥废包装材料

单平台钻井期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋/箱，为一般废物，其产生量约0.5t，则拟建项目钻井平台废包装材料产生量约14t。集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。

⑦生活垃圾

单井钻井作业员工50人，生活垃圾产生量按每人每天产生0.5kg计算，施工时长约60天，则生活垃圾产生量为1.5t；则拟建项目生活垃圾产生量约

189t。生活垃圾存放在生活区垃圾堆放箱中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

⑧小结

项目钻井工程固废产生量见表4.12.1-8。

表4.12.1-8　钻井工程固体废物统计表

固废类型	产生量t	固废性质	代码	处置方式
废水基泥浆	15251.7	一般工业固废	072-001-S12	暂存于岩屑堆放场，定期外运资源化利用
一般钻井岩屑	311085.6		072-001-S12	
沉淀罐污泥	4725		072-002-S12	
油基岩屑	264600	危险废物	HW08 072-001-08	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置
废油	63		HW08 900-217-08	废油桶收集，用于其它井站配置油基泥浆
废棉纱/手套	14		HW49 900-041-49	暂存于危废暂存间，交有资质单位处置
废包装材料	14	一般工业固废	900-099-S59	收集后定期运至就近的废品回收站进行处理
生活垃圾	189	生活垃圾	900-099-S64	垃圾箱集中收集后，交当地环卫部门处理

表4.12.1-9 危险废物统计表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工段及装置	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	072-001-08	264600	油基泥浆钻井	固态	矿物油	矿物油	1个月	毒性、易燃性	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置
2	废油	HW08	900-217-08	63	设备维护	液态	矿物油	矿物油	3个月		
3	废棉纱/手套	HW49	900-041-49	14	设备维护	液态	矿物油	矿物油	3个月		

6）环境风险

拟建项目存在一定的环境风险，主要表现为钻井在钻遇可能产气层时发生的可燃气体泄漏导致的火灾爆炸环境风险事故及次生污染事故；此外还表现为井场（含清洁化操作平台）渗漏污染地表土壤和浅层地下水；井筒内套管破损导致钻井过程中钻井泥浆漏失，进入地下水环境，污染地下水环境。油罐区存

储的柴油泄漏环境风险；原辅材料转运运输风险等。

4.12.1.2 储层改造工程施工

（1）储层改造施工工序及产污环节

根据对储层改造工程分析，产污环节主要出现在压裂环节和开井返排测试环节。由于压裂是将压裂液高压注入地层，此阶段无返排液外排，主要污染源为压裂设备噪声；开井返排测试试采环节由于采取的是无动力泄压外排。平台内各单井钻井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，测试结束后换装采气树关井待产。

此阶段主要污染源为返排废水以及放喷气体燃烧热辐射以及气流和工艺管道设备噪声。储层改造工艺流程及产排污环节见下图：

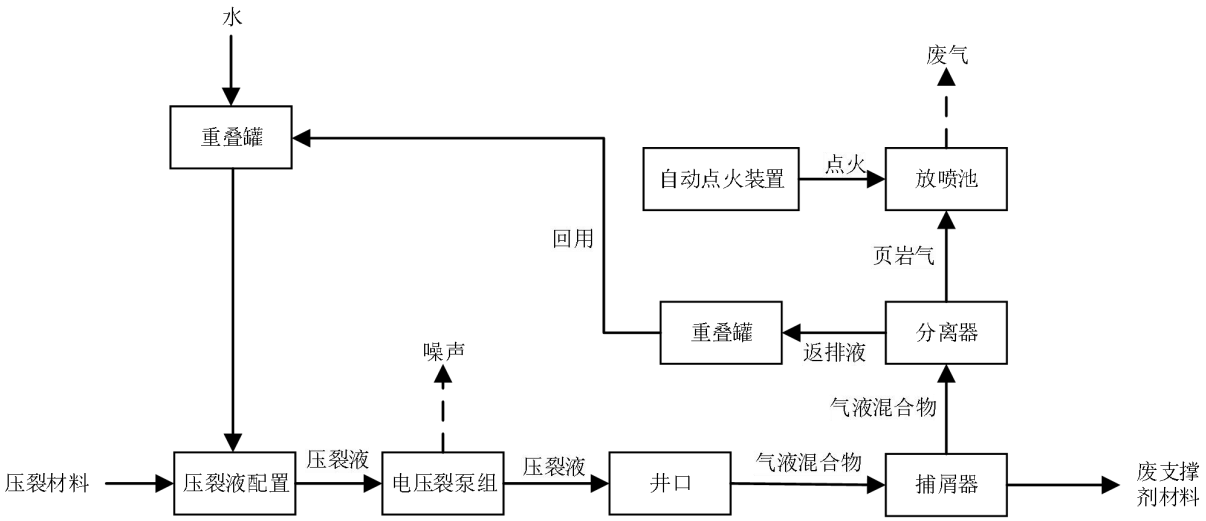


图 4.12.1-5　平台单井储层改造阶段产污环节图

（2）储层改造工程内容

页岩气藏作为“人工气藏”，储层改造在页岩气藏的开发中具有举足轻重的作用，针对页岩气主要采取压裂人工构筑地层裂缝方式进行，主要分为洗井、压裂、开井排液测试放喷、完井撤离四个阶段。

1）洗井

项目平台单井均完钻后开展洗井作业，采用清水对套管进行清洗；根据类比调查，单口井洗井所需清水量与最终返排出的水量大致相当，约是 180m^3/

井。大部分洗井废水从井口返排进入储存池中；少部分洗井废水从放喷口返排，经放喷坑侧面的混凝土明沟进入集酸池，然后泵入集液池中回用于压裂液配置。

2）分段射孔压裂

压裂即用高压将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到汇集地层中游离态的页岩气实现开采的目的，同时通过控制井下压力大小从而控制井下压裂裂缝垂向长度，避免裂隙不会导通目的层上部隔水层，从而保护浅部和中部地下水含水层。

项目单个井洗井后需对单井目的层段（水平段）进行分段射孔压裂，依次对每一段进行射孔压裂。分段射孔压裂作业工艺如下：一次射孔→加砂压裂→电缆可钻桥塞→二次射孔→•••n 次射孔→加砂压裂。

①套管射孔完井

拟建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。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。射孔噪声一般产生在地表以下上千米的产层，不会对地表的声环境造成影响。

②压裂作业

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

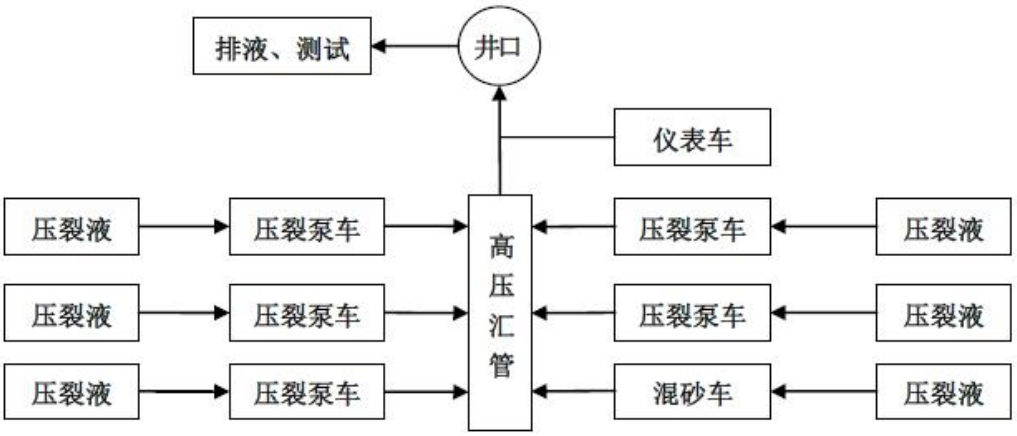


图 4.12.1-5　项目压裂测试工程作业示意图

各平台单井水平段每 70m 进行一次射孔+压裂（单井水平段长度均为2000m，单井射孔+压裂 29 次），采用分段射孔，分段水力压裂，每段之间采用电缆可钻桥塞分层对压裂段进行分段暂闭。

表 4.12.1-10 单井分段压裂规模

水平段长度	压裂段数	加砂强度	用液强度	单段簇数	施工排量	滑溜水
2000	29	3t/m	35m^3/m	6	18m^3/min	1~100Pa·s

表 4.12.1-11　新建钻井工程射孔+压裂情况统计表

序号	建设内容	井口数	射孔+压裂次数
1	自205H56平台	4	116
2	自205H64平台	3	87
3	自205H65平台	4	116
4	自205H68平台	5	145
5	自205H70平台	6	174
6	自205H71平台	4	116
7	自205H73平台	4	116
8	自205H74平台	6	174
9	自205H77平台	6	174
10	自205H78平台	5	145
11	自205H79平台	6	174
12	自205H80平台	8	232
13	自205H81平台	3	87
14	自205H82平台	6	174
15	自205H83平台	4	116
16	自205H84平台	4	116
17	自205H85平台	3	87
18	自205H86平台	5	145
19	自205H87平台	5	145
20	自205H88平台	4	116
21	自205H89平台	5	145
22	自205H90平台	3	87

23	自205H91平台	7	203
24	自205H93平台	6	174
25	自215H4平台	4	116
26	自308平台	1	29
27	自309平台	1	29
28	自310平台	1	29
29	自311平台	1	29
30	自312平台	1	29
31	自313平台	1	29
合计		126	3654

各平台采取单井压裂作业方式，依次按照自205H56-1井→自205H56-2井→自205H56-3井→自205H56-4井……进行压裂，共用一套压裂设备。每天压裂约2~3段；压裂施工结束后，关井稳压20天左右。压裂前根据地层情况选择利用15%盐酸的前置酸对分隔井段内灰岩地层进行腐蚀，前置酸留在地层中，随返排液逐渐返排。

类比区块内其他钻井工程，平台单井压裂液用量30~35m^3/m，则每段注入2450m^3压裂液（其中水2100t），则单井压裂液使用量为70000m^3。单井参与作业的压裂车22台（20用2备），压裂作业压力参数在55Mpa、压力功率为2500kw/h，每次压裂液泵入时间约2~3小时，均在白天进行，一天最长压裂作业时间不超过15个小时，并且最迟在晚上22点之前停止压裂作业。

拟建项目对返排出的压裂废水进行回收利用，参考区块内自215井压裂液返排率及返排情况，压裂液返排率按23%计，则单井压裂液返排液量约16100m^3，返排周期约20天，平均每日最大返排量约805m^3。工艺上可通过控制放喷阀门的尺寸控制返排作业，进而控制每日返排量。

新建钻井工程压裂返排液根据开工建设时序依次在区块范围内进行回用，剩余压裂返排废水（不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

③钻磨可钻桥塞

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

3）测试放喷

为了解单井的气量，在完井、压裂后，需进行测试。测试放喷是在射孔作业后，利用测试放喷专用管线将井内油气引至放喷坑点火燃烧对单井进行产量测试的过程。单井测试放喷时间约1~2天，依据测试气量，间歇性放喷，每次持续放喷时间约3h。

4）完井搬迁

完井后进行设备拆除并安装采气装置，项目搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，临时占地应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥硬化地面作为谷场等）。建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

（3）储层改造工程主要污染源及污染物排放情况

1）废气

①测试放喷废气

每口井开井返排结束后进行一次测试放喷确定目的层产能，为地面采气阶段定产。为了测试安全和减轻对环境的污染，拟建项目采取点火燃烧方式处置测试放喷的天然气。根据区块内自301井气质组成，项目目的层获取的页岩气硫化氢较低，约3.8mg/m^3，页岩气经燃烧后产物主要为SO_2、NOx、CO_2和H_2O，测试放喷时间在2d左右，燃烧产物对环境影响甚微。

②非正常状态事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，其燃烧主要产物为SO_2、NOx、CO_2和水。

2）废水

①洗井废水

拟建项目采用清水进行清洗，根据区块内已完成钻井工程调查，洗井所需清水量约为200m³，最终返排出的水量约为用水量的90%，单井约180m³；大部分洗井废水从井口返排后泵入废水罐中，用于配置压裂液；少部分洗井废水从放喷口返排，经放喷坑侧面的排酸沟进入集酸池。经类比调查，洗井作业产生的废水水质情况见表4.12.1-12。

表4.12.1-12　洗井废水产生情况统计

废水种类	产生量（m³）		主要污染物浓度mg/L（pH除外）			
			pH	COD	石油类	SS
洗井废水	单井	180	6.5~8.0	≤2500	≤60	≤4500
	合计（126口）	22680				

②压裂返排废水

拟建项目对返排出的压裂废水进行回收利用。根据项目设计资料，平台单井洗井后进行压裂、测试放喷，单井测试放喷完成后完再进行下一口井洗井、压裂、测试放喷作业，以此重复至最后一口单井。项目单井洗井废水回用于单井压裂液配置。

参考区块内已实施井位压裂液返排率及返排情况，压裂液返排率按23%计，则单井压裂液返排液量约16100m³，返排周期约20天，平均每日最大返排量约805m³。工艺上可通过控制放喷阀门的尺寸控制返排作业，进而控制每日返排量。根据区块内已实施井位压裂返排液回用情况统计，可回用的返排液量约85%，不可回用的返排液量约15%。拟建项目新建钻井工程压裂返排液产生量如下：

表4.12.1-13　　新建钻井工程压裂返排液产生情况表

平台名称	压裂液用量/t	压裂返排液总量/t	压裂返排液回用量/t	压裂返排液外运处置量/t	返排周期
自205H56平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H64平台（3井式）	210000	48300	41055	7245	3个月
自205H65平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H68平台（5井式）	350000	80500	68425	12075	5个月

平台名称	压裂液用量/t	压裂返排液总量/t	压裂返排液回用量/t	压裂返排液外运处置量/t	返排周期
自205H70平台（6井式）	420000	96600	82110	14490	6个月
自205H71平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H73平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H74平台（6井式）	420000	96600	82110	14490	6个月
自205H77平台（6井式）	420000	96600	82110	14490	6个月
自205H78平台（5井式）	350000	80500	68425	12075	5个月
自205H79平台（6井式）	420000	96600	82110	14490	6个月
自205H80平台（8井式）	560000	128800	109480	19320	8个月
自205H81平台（3井式）	210000	48300	41055	7245	3个月
自205H82平台（6井式）	420000	96600	82110	14490	6个月
自205H83平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H84平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H85平台（3井式）	210000	48300	41055	7245	3个月
自205H86平台（5井式）	350000	80500	68425	12075	5个月
自205H87平台（5井式）	350000	80500	68425	12075	5个月
自205H88平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自205H89平台（5井式）	350000	80500	68425	12075	5个月
自205H90平台（3井式）	210000	48300	41055	7245	3个月
自205H91平台（7井式）	490000	112700	95795	16905	7个月
自205H93平台（6井式）	420000	96600	82110	14490	6个月
自215H4平台（4井式）	280000	64400	54740	9660	4个月
自308平台（1	70000	16100	13685	2415	1个月

平台名称	压裂液用量/t	压裂返排液总量/t	压裂返排液回用量/t	压裂返排液外运处置量/t	返排周期
井式）					
自309平台（1井式）	70000	16100	13685	2415	1个月
自310平台（1井式）	70000	16100	13685	2415	1个月
自311平台（1井式）	70000	16100	13685	2415	1个月
自312平台（1井式）	70000	16100	13685	2415	1个月
自313平台（1井式）	70000	16100	13685	2415	1个月

拟建项目平台对返排出的压裂废水进行回收利用，优先用于平台内剩余井的压裂液配制；平台内单井间压裂返排液的回用可减少废水转运、处理的风险和成本，也减少了取用新鲜水配制压裂液的量，节约用水。平台内最后压裂的单井产生的压裂返排液先贮存于液体组合罐及储存池中，经罐车拉运至区块内正在实施的其他钻井平台回用于配制压裂液。拟建项目新建钻井工程共计约45.08万t返排液（不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

根据区块内已实施的页岩气压裂返排液监测资料，压裂返排液以pH、石油类、COD、SS、钡、氯离子污染物为主，各污染物浓度见表4.12.1-14。

表4.12.1-14　项目压裂返排废水主要污染物浓度

废水种类	主要污染物浓度（单位mg/L，pH无量纲）					
	pH	COD	石油类	SS	钡	氯化物
压裂返排废水	7.5~9.0	≤5000	≤100	≤1000	≤746	≤12300

③生活污水

单井储层改造施工人员有50人，人均生活用水量按50L/d计，生活总用水量约2.5m^3/d，单井压裂测试施工周期合计30d，则单井储层改造阶段生活用水量为75m^3，产污系数取0.9，单井储层改造作业生活污水量为67.5m^3；拟建项目各钻井平台储层改造作业生活污水总量为8505m^3。主要污染物为COD、BOD_5、SS、NH_4-N，浓度依次大约400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。

生活污水经撬装厕所收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运至临近场镇污水处理厂处理。

3）噪声

压裂噪声分布区域主要分为压裂泵车设备区、压裂液调配泵区等，其主要噪声设备有：

①压裂泵车设备区（约22辆压裂泵车（20用2备））围绕井口两列并排布置。

②压裂液调配泵区主要为直流电机和提升设备噪声，位于井场南侧。

根据压裂作业工作制度，每天压裂2段，仅昼间施工，夜间（22：00~6：00）不施工作业，平台压裂作业持续时间约10d/井；测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源为放喷池，持续时间一般在2d左右。

储层改造阶段主要噪声源设备噪声值见表4.12.1-15。

表4.12.1-15　储层改造主要噪声源特性

阶段	噪声设备	数量	单台源强dB（A）（1m处）	采取的降噪措施	降噪后源强dB（A）（1m处）	噪声特性	排放时间	声源种类
压裂	压裂设备	20套	100	置于钻井平台内，基础安装减振垫	95	机械	昼间连续，夜间停止	固定声源
测试放喷	燃烧池	/	100	/	/	气流噪声	测试4h	

4）固体废物

储层改造工程产生的固体废物主要有废支撑材料、废包装材料和井队员工产生的生活垃圾。

①生活垃圾

生活垃圾按0.5kg/人•d 计算，单井作业人员约50人，则产生量约为25kg/d；施工周期30d，因此单井产生量为0.75t；拟建项目各钻井平台储层改造作业生活垃圾产生量为94.5t。生活垃圾均存放在钻井工程生活区使用过的垃圾堆放箱中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

②废支撑材料

废支撑剂材料包括陶粉、树脂覆膜砂等，主要成分为陶粒、石英砂，类比

区块内已实施的钻井工程储层改造施工经验，废支撑材料产生量约为2t/井，则项目储层改造阶段废支撑材料产生量共为252t，属一般固体废物，经收集后全部回用于区域内其他平台用作支撑剂材料。

③废包装材料

根据项目储层改造原辅料用量，项目单井储层改造过程废包装材料产生量约0.05t，则项目储层改造阶段废包装材料产生量共为6.3t，暂存于一般固废暂存区，定期运至就近的废品回收站进行处理。

5）地下水污染

储层改造作业是在完钻的井场内实施，井身均有套管保护，实现井下压裂地面作业和地下3000多米的目的层直接联通，通过控制井下压裂作业压力大小从而控制井下压裂裂缝垂向长度，控制压裂构筑的缝隙全部在页岩气目的层内，也同时避免裂隙导通目的层上部韩家店、栖霞组等隔水层（非页岩气层），防止页岩气外溢，从而保护浅部和中部地下水含水层，故项目储层改造作业地下水环境影响主要表现为地面压裂液连续混配过程中的跑冒滴漏和开井返排阶段返排液收集贮存的跑冒滴漏污染地下水环境。

4.12.1.3 地面工程施工

（1）站场建设工程（采气站/集气增压站及脱水站建设）

新建采气站及集气增压站建设内容仅为井站内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、设施设备安装等施工；扩建自205脱水站及自215H1集气站、自215H3集气站在现有站内工艺区内新增装置设备，无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量。设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

1）站场施工工序及产污环节

场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理四个阶段。主要工艺流程见图4.12.1-7。

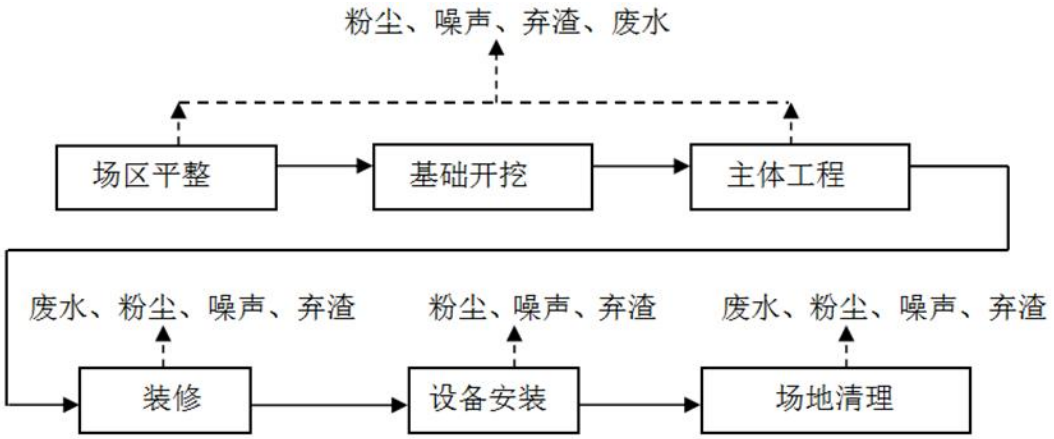


图 4.12.1-7　站场施工流程及产污环节图

拟建项目新建采气站、集气增压站仅涉及地面工程，在钻井期已按照相关规范进行了分区防渗，井口做了重点防渗，拟建项目采气站各工艺装置靠近井口设置。本次主要对新建的自205H74、自205H77、自205H69集气增压站中心水池提出分区防渗的要求，同时分析依托钻井工程设施区域分区防渗是否满足要求。

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）及《页岩气 储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）要求，项目划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区。项目采气站及集气增压站依托钻井工程已建井场进行布置，井场地面及储存池在钻前作业期间已进行分区防渗处理，本次建设对工艺装置区进行防渗处理。

根据《页岩气 储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）要求：“压裂返排液储存设施，就地处置时优先采用可移动式储罐；集中处置时，可采用储池。压裂返排液储池应考虑相应的防渗措施，保证在设计使用年限内不对地下水造成污染。”项目压裂返排液在各采气站/集气增压站依托钻井工程已建储存池收集后，集中转输至中心水池进行处置。各采气站/集气增压站储存池已进行重点防渗处理，新建中心水池各类地面储存及处理设施参照《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）

中钻前工程分区防渗要求进行建设，中心水池内每个水池设可燃报警器、厂区内设置监控及通讯系统，便于事故状态下作业区及时发现并控制不利影响。

根据以上原则，拟建项目具体分区防渗及防渗设计详见下表：

表 4.12.1-16　拟建项目分区防渗方案

防渗分区	防渗技术要求	装置、单元名称		防渗区域	备注
重点防渗区	应铺设150mm混凝土或2mm厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于10^{-10}cm/s，或采取铺设渗透系数不大于10^{-10}cm/s、至少2mm厚的其他人工材料的防渗措施；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施、设计堵截泄漏的围堰	各采气站/集气增压站	工艺装置区	地面	依托钻井工程
	具备防雨、防渗、防腐功能，有VOCs气体逸散的要满足GB 37822相关要求，铺设2mm厚高密度聚乙烯膜，渗透系数不大于10^{-10}cm/s或采取铺设至少2mm厚、渗透系数不大于10^{-10}cm/s的其他人工材料的防渗措施	中心水池	4个储存池（采出水暂存、处理池，有挥发性有机物逸散）	池底、池壁	新建
	等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s	平台/集气站	井场平台（钻机基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台（油基岩屑收集贮存区））、放喷池、应急池等涉及含油材料或废物流转的区域	地面	依托钻井工程
		中心水池	采出水回用处理撬区	地面、装置区基础	新建
一般防渗区	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s	平台/集气站	除重点防渗区域外的井场作业区	地面	依托钻井工程
		中心水池	采出水转输泵撬区	地面	新建
			电气设备区	地面	

根据中心水池地勘及设计资料，中心水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域，防止边坡失稳及挡土墙失效等导致池体垮塌发生采出水外溢等事故；池体高度应高出地面30-50cm，四周应设置截排水沟，防止地面径流进入储存池。中心水池4个储存池池壁及池底采用C30防渗钢筋混凝土浇筑，防渗等

级为P6。池底先做100mm厚C15混凝土垫层，进行钢筋绑扎制作，浇筑400mm厚钢筋混凝土池底层及池壁到1.2m处，设置好止水钢板，然后浇筑钢筋混凝土池壁。浇筑完成及达到75%强度后，池底池内壁用1：2水泥砂浆抹面20mm厚。然后再进行防渗处理：池底和内壁清洗后，采用聚乙烯丙纶防渗。

同时根据《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求："4.1.9 非常规油气开采作业中所需的化学品应分类存储，危险化学品应存贮于专用仓库，专用仓库应符合GB 15603的要求，化学品的存放和使用地点应做防雨、防渗、防腐处理，设置明显标识。化学品使用单位应建立危险化学品出入库核查、登记等管理制度。废弃的危险化学品及其包装袋、承装容器的管理应符合GB 18597和HJ 2025的要求，分类收集储存，明确标识，应委托危险废物经营资质的企业处理处置或由其供应商或生产者回收。"

项目中心水池水处理过程中使用的各类化学试剂分类暂存于处理装置区，处理装置区地面、装置区基础均按照要求进行防渗、防腐处理，且处理装置区进行防雨处理；处理装置区内化学试剂堆存区域设置标识；中心水池厂区内无危险化学品使用及暂存。

2）站场施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

新建场站施工在钻井井场范围内进行，扩建站场在站内现有工艺区内进行，均不新增占地，对生态环境影响很小。

②废气

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

③废水

施工期污废水主要来自施工废水、站场管线试压废水和施工人员生活污水。

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

站施工无施工废水排放。

站场管线试压废水：拟建项目站场管线采用清水试压，预计单个站场试压废水产生量约 4m^3，试压废水经沉淀后回用于施工洒水抑尘等，不外排。

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

④噪声

拟建项目各站场建设均在已有场地范围内进行，不新增占地，施工内容主要为撬装设备的安装，不涉及大规模土建工程，因此不涉及高噪声作业，施工期对周边声环境影响较小。

⑤固体废物

土石方：站场建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面）因此开挖土石方产生量较小。根据区块内已实施站场的实际情况，各站场施工土石方均可做到各自站场内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

生活垃圾：施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

（2）集输管线施工

1）集输管线工工序及产污环节

拟建区块内集输管线包括集气干线和集气支线数条，同沟敷设返排液管线、通信光缆。集气管道工程施工一般包括施工准备、地表清理、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序。整个施工过程由专业化队伍完成，不设施工营地，依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见下图。

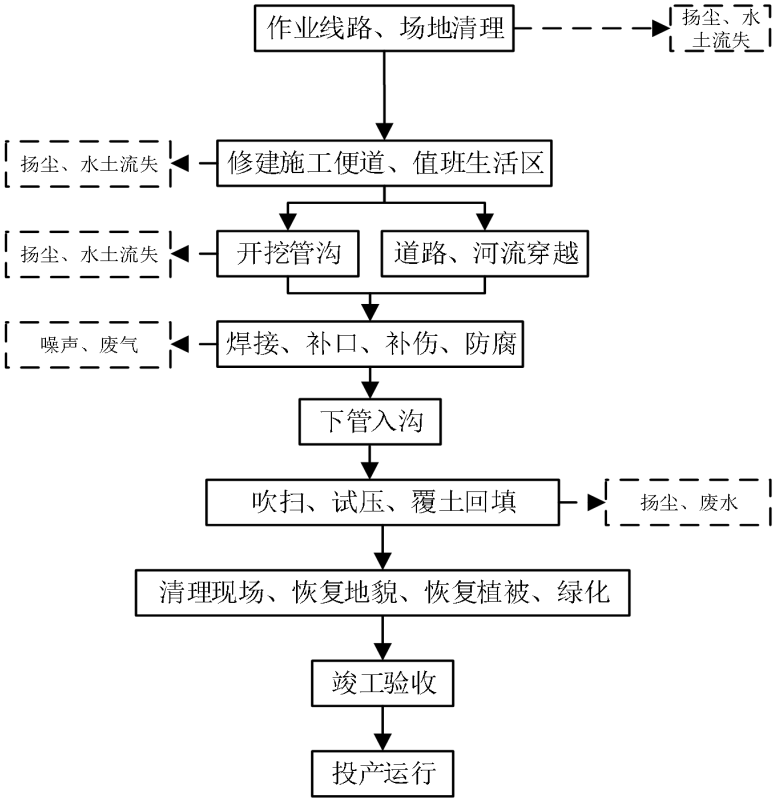


图 4.12.1-7　集输管线施工流程及产污环节图

2）管道施工方案

①施工作业带线路清理

根据项目设计资料，旱地 8-14m，水田 10-16m，林地 8-12m，经济林 8-12m，交通运输用地及水域及水利设施用地均为 6m。

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

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

②施工便道建设

拟建项目管道沿线道路依托主要为乡村公路，局部地段无道路依托，总体交通依托较好。为便于后期施工，考虑新修、整修部分施工便道。新建施工便道按照普通砂石路等级设计，砂石路面，坡度能适应运送管道，宽度均按4m考虑；整修施工便道在现有道路基础上加宽1m。拟建项目新建31.7km，整修4.6km施工便道。

修建工艺为：清理线路后，先填以土石方，压实后做为路基，之后在路基上铺碎石作为路面。

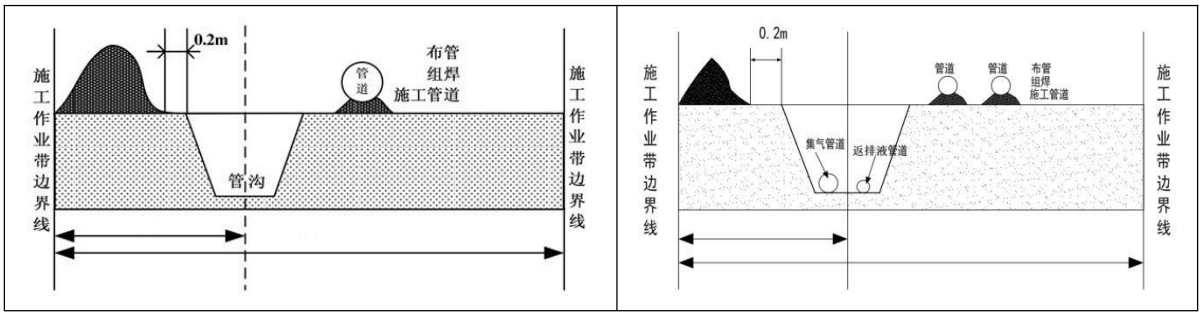
施工结束后，施工便道即不再有利用价值，建设方通常根据建设前施工便道的占地类型、参照施工作业带的恢复方式进行迹地恢复。仅在当地政府要求保留某段施工便道作为乡村道路使用的情况下，方可保留当地政府所要求保留的施工便道。

③一般地段管道、碎石道路开挖及敷设

A.一般地段管沟、碎石道路开挖

拟建项目为确保管道施工质量，不受外力破坏，管线一般地段和机耕道均采用人工开挖，穿越段采用机械施工方式进行埋地敷设，管沟开挖剖面示意图见图4.1-8所示。

一般地段开挖时，为有效保护耕作层，一般采取分层开挖，分层堆放，分层回填的原则。管沟开挖过程中，地表扰动剧烈，流失强度可能达到剧烈侵蚀以上，特别是如果遇到雨季，水土流失将十分严重。在斜坡和沟槽地段应采用石料或编织袋装土砌筑挡土墙（护坡），避免出现水土流失同时加固作业便道。施工作业带临时水工保护措施示意图见图4.1-9。



单沟敷设	同沟敷设

图 4.12.1-8 管沟开挖剖面示意图

***	***
施工作业带彩条布覆盖过程	临时水工保护措施示意图

图 4.12.1-9 管沟开挖措施示意图

B.管道埋深

管道以沟埋方式敷设为主，为确保管道安全，减少人为和外力因素造成破坏的可能性，拟建项目管线管道应有足够的埋设深度，根据设计方案，项目管道最小埋设深度（管顶至地面）要求见表 4.12.1-17。

表 4.12.1-17 管道埋深最小深度（m）

管道埋深 / 地区等级	土壤类		岩石类	公路（套管顶距路面）
	旱地	水田		
二级地区	0.8	0.8	0.5	1.2
三级地区	0.8	0.8	0.5	1.2
采出水（返排液）管道单沟敷设段	0.8	1.0	0.6	/

C.管沟回填

根据施工方法及土壤性质不同，管沟回填应先用细土回填至管顶以上0.3m，才允许用土、砂或粒径小于250mm的碎石回填并压实，管沟回填高度应高出地面0.3m。石方或碎石段管沟挖深应比土壤地区超过0.2m，并用细软土作垫层，以保护管道外防腐层。覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度，并应做成弧形。沿线施工时破坏的挡水墙、田埂、排水沟、便道等地面设施回填后应按原貌恢复。对于回填后可能遭受洪水冲刷或浸泡的管沟，应按设计要求采取分层压实回填、引流或压砂袋等防冲刷和防管道漂浮的措施。

④特殊地段管道敷设

A.道路穿越

根据拟建项目设计方案，穿越高速公路、铁路采用涵洞/高架桥穿越，与一般地段管沟施工方式相同。穿越国道、县道及乡村水泥路采用顶管加套管保护方式，穿越乡村公路施工方式采取大开挖施工。

a.顶管+套管施工方式

顶管施工就是非开挖施工方式，原理是借助于主顶油缸及管道间、中继间等推力，把工具管或掘进机从工作坑内穿过土层一直推进到接收坑内吊起。管道紧随工具管或掘进机后，埋设在两坑之间。施工时在公路两侧各设一个工作坑，一个作操作工作坑，另一个作接收工作坑，两坑深度比设计管底深 0.5m，坑上口边沿设挡土堰，以防地表水汇入坑内，防止沟壁坍塌。采用液压千斤顶管，在一端操作坑安装顶管设备，放入穿越钢筋混凝土套管，由人工管内掏土，吊车提出操作坑完成套管顶进施工，最后吊车配合吊管机完成穿越管段安装就位。套管顶距路面埋深不小于 1.2m，距公路边沟底面不应小于 1m，套管两端伸出公路路阶或排水沟长度不小于 2m。穿越段两侧设置管道公路穿越标志桩。顶管施工工艺示意图见图 4.12.1-10。管道穿越公路断面示意图见图 4.12.1-11。

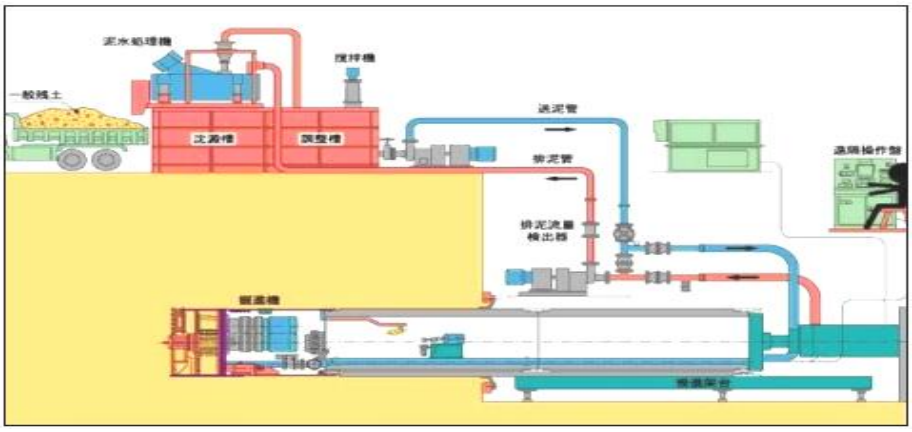


图 4.12.1-10 顶管施工方式及工艺示意图

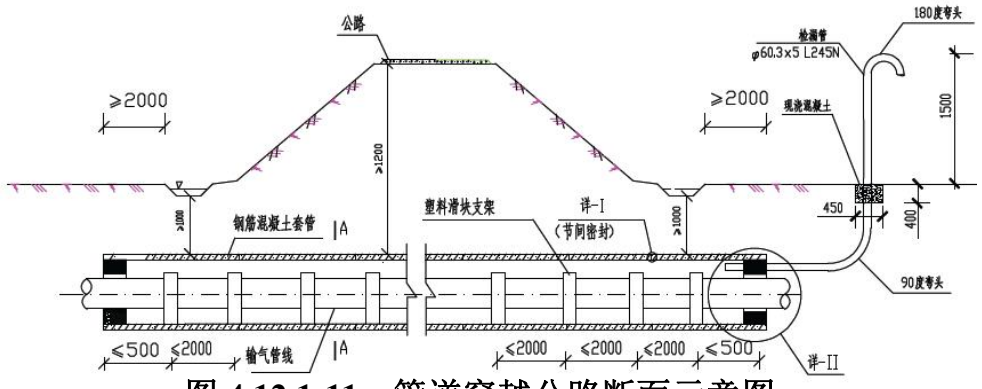


图 4.12.1-11 管道穿越公路断面示意图

顶管穿越方式都将产生一定量的弃渣，弃渣成分简单，可重复利用。穿越公路的道路强度设计系数应符合《油气输送管道穿越工程设计规范》

（GB50423-2007）的相关要求。施工完毕后，做好各种道路的路面恢复，各穿越位置设置标志桩和警示牌。

顶管施工道路两侧设置有顶管工作坑(一般坑底尺寸为:顶进坑5m长×4m宽、接收坑4m长×4m宽）。顶管施工过程中会产生少量废泥浆，泥浆由膨润土加水勾兑而成。施工现场设置泥浆池，泥浆经过滤后循环利用，施工结束后剩余泥浆晾干后，使用罐车运往附近砖厂综合利用。

b.开挖+套管施工方式

穿越乡村公路施工方式采取大开挖加套管施工方式。大开挖施工方式与一般地段施工方式一样，开挖管沟→管道敷设→管沟回填，管道采用钢筋混凝土套管加以保护，套管顶距离地面的埋深≥1.2m，距道路边沟底面不应小于1.0m，穿越机耕道边沟底面不应小于0.5m，且套管两端伸出公路坡脚或排水沟的长度不小于2m。管道穿越公路应垂直交叉通过，必须斜交时，斜交角度应大于60°，路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。穿越过程避免在雨天施工，以减少水土流失。

乡村公路施工方式断面示意图见图4.12.1-12。

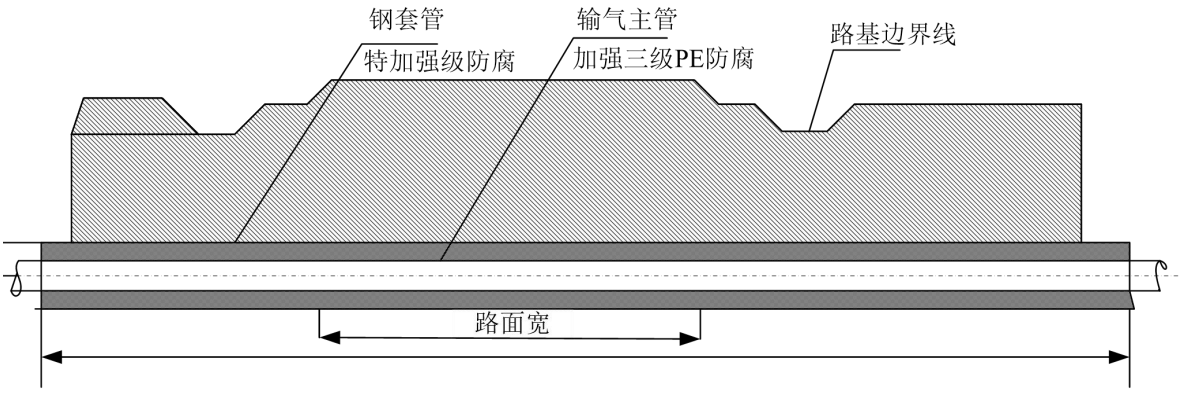


图 4.12.1-12　机耕道穿越施工方式断面示意图

B.穿越现有管道

管线与已建管道交叉穿越时，管沟开挖应先查明其具体位置，施工时不得对已建管道造成任何危害。在与已建埋地管道交叉时，应从其下方穿过且垂直净距不得小于0.3m，两管间应设置废旧轮胎或其它坚固的绝缘隔离物，且其

净距不得小于50mm，在交叉点两侧各5m范围内必须采用人工开挖。同时管道在交叉点两侧各延伸10m以上管段，应采用三层PE加强级防腐。项目管线穿越地下管道施工示意图见图4.12.1-13所示，拟建管道与现有管线交叉穿越断面示意图见图4.12.1-14所示。

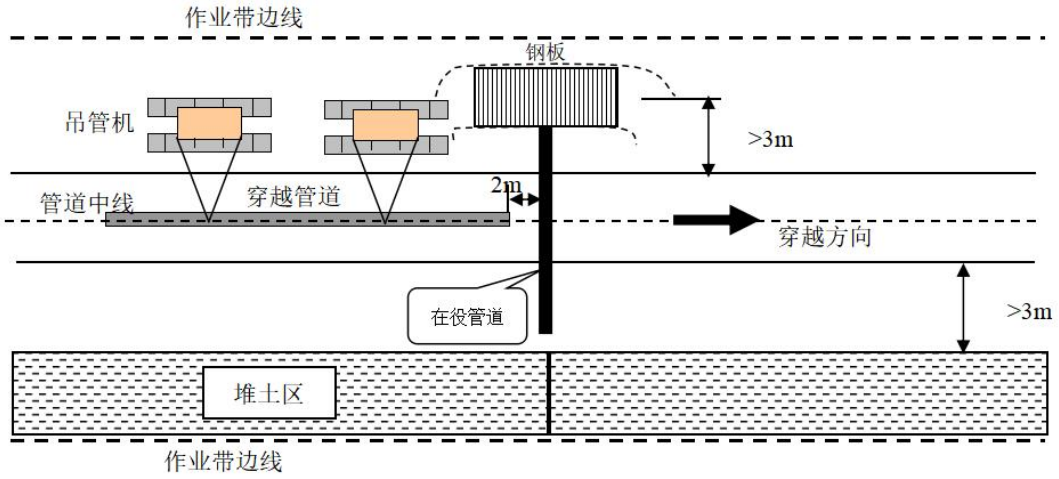


图4.12.1-13 管道穿越地下管道施工示意图

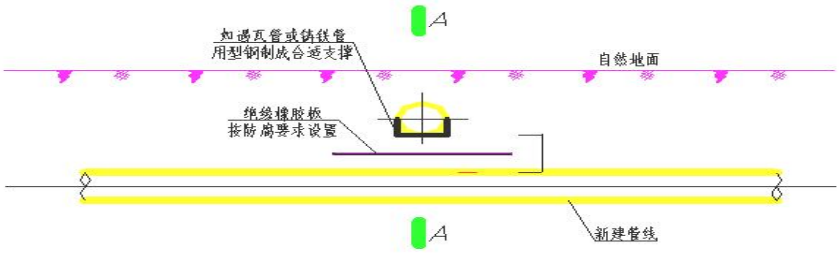


图4.12.1-14 管道与现有管线交叉穿越断面示意图

C.穿越水域

a.穿越小河、沟渠

拟建项目穿越的小河、沟渠均属于小型河流，根据调查，穿越小河、沟渠受影响河段均无水生生态保护对象、取水口。穿越起止点均位于50年一遇设计洪水位以下，工程全段埋置地面以下，应满足岸坡冲刷要求。拟建项目涉及的小型河流穿越采用全段围堰法施工方式，穿越断面位于各河流河道相对平直段。两岸均为一级阶地，地势开阔，地形平坦。各河道基本顺直，穿越断面上、下游有过河公路具有拦水作用。在中高洪水位时，洪水主流轴线变化复杂，致

使穿越断面河段冲淤变化频繁。穿越河床主要为粉砂质泥岩层，为保证管道安全，采用防腐绝缘层包管保护，其上采用原河床质回填压实，在河床面采用混凝土浇筑，主河床底部采用连续不分散混凝土稳管。

导流堰和导流堤高于设计洪水0.5m~1.0m，断面为梯形，迎水坡比1：1.5，背水坡比1：1，填筑材料就地而定。围堰完成后，人工在河道内沿作业带边缘开挖排水沟，将渗水引入集水坑中，用泥浆泵抽到岸边陆地上。排水沟挖好后，先将管道埋设在河床稳定层下1.2m（管顶距稳定层表面），或基岩下0.6m，再回填200mm的松软素土，将管道用竹片包裹后埋入沟内，再后用C20砾石混凝土现场灌浆回填并加锚固固定，回填高度与原稳定层平齐，以保证在汛期水流冲刷情况下管道能够正常运行，两岸做好护岸堡坎。

导流方式：根据现场情况以及河道特性，采用全段围堰+导流明渠方式进行导流，施工前在工程河段上、下游分别修筑围堰，并在上游河道右侧修建导流明渠，施工期间，利用围堰挡水，并通过导流明渠将上游来水排至下游。围堰均采用梯形土石围堰，迎水面采用袋装土石护坡，复合土工膜防渗。

对两岸在50年一遇洪水淹没区采用平衡压袋稳管，要求穿越位置满足冲刷深度+1.2m的要求，保证河道冲刷对管道基本无影响。沟渠穿越采用大开挖沟埋方式，施工后按原貌恢复。

穿越剖面示意图见图4.12.1-15。围堰引流开挖管沟法施工断面示意图见图4.12.1-16。

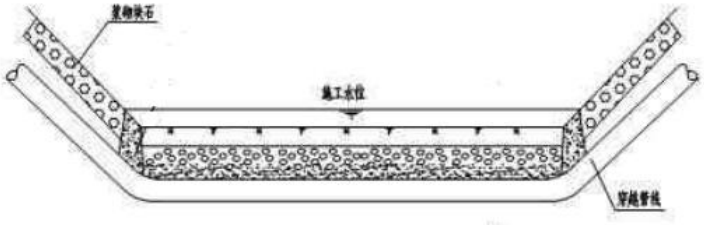


图4.12.1-15　穿越剖面示意图

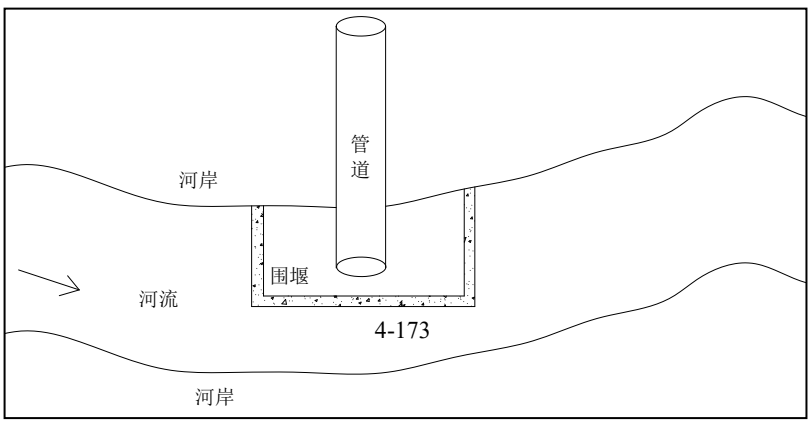


图 4.12.1-16　围堰导流开挖管沟法施工断面示意图

b.定向钻穿越沱江、釜溪河

拟建项目穿越沱江 2 次，釜溪河 1 次，采用定向钻方式穿越，其中吉富 4-自 304 集气支线穿越沱江 1 次，穿越长度约 915m；富页 3-自 305 集气支线穿越沱江 1 次，穿越长度约 426m；自 308-自 205H74 集气增压站集气支线穿越釜溪河 1 次，穿越长度约 264m。根据设计资料，使用水平定向钻机进行管线穿越施工，一般分为二个阶段：第一阶段是按照设计曲线尽可能准确的钻一个导向孔；第二阶段是将导向孔进行扩孔，并将产品管线沿着扩大了的导向孔回拖到导向孔中，完成管线穿越工作。

钻导向孔：根据穿越的地质情况，选择合适的钻头和导向板或地下泥浆马达，开动泥浆泵对准入土点进行钻进，钻头在钻机的推力作用下由钻机驱动旋转（或使用泥浆马达带动钻头旋转）切削地层，不断前进，每钻完一根钻杆要测量一次钻头的实际位置，以便及时调整钻头的钻进方向，保证所完成的导向孔曲线符合设计要求，如此反复，直到钻头在预定位置出土，完成整个导向孔的钻孔作业。钻机安装在入土点一侧，从入土点开始，沿着设计好的线路，钻一条从入土点到出土点的曲线，作为预扩孔和回拖管线的引导曲线。

扩孔和回拖：钻导向孔阶段，钻出的孔往往小于回拖管线的直径，为了使钻出的孔径达到回拖管线直径的 1.3~1.5 倍，需要用扩孔器从出土点开始向入土点将导向孔扩大至要求的直径。回拖产品管线时，先将扩孔工具和管线连接好，然后从入土点开始回拖作业，产品管线在回拖过程中是不旋转的，由于扩好的孔中充满泥浆，所以产品管线在扩好的孔中是处于悬浮状态，管壁四周与孔洞之间由泥浆润滑，这样即减少了回拖阻力，又保护了管线防腐层，经过钻机预扩孔，最终成孔直径一般比管子直径大 200mm，所以不会损伤防腐层。

定向钻施工示意图见图 4.12.1-17。定向钻施工场地平面布置图见图

4.12.1-18。

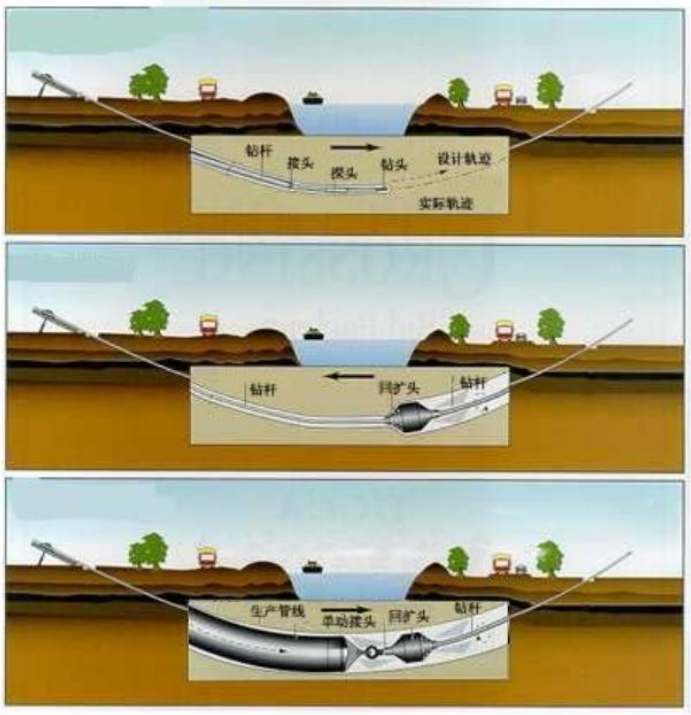
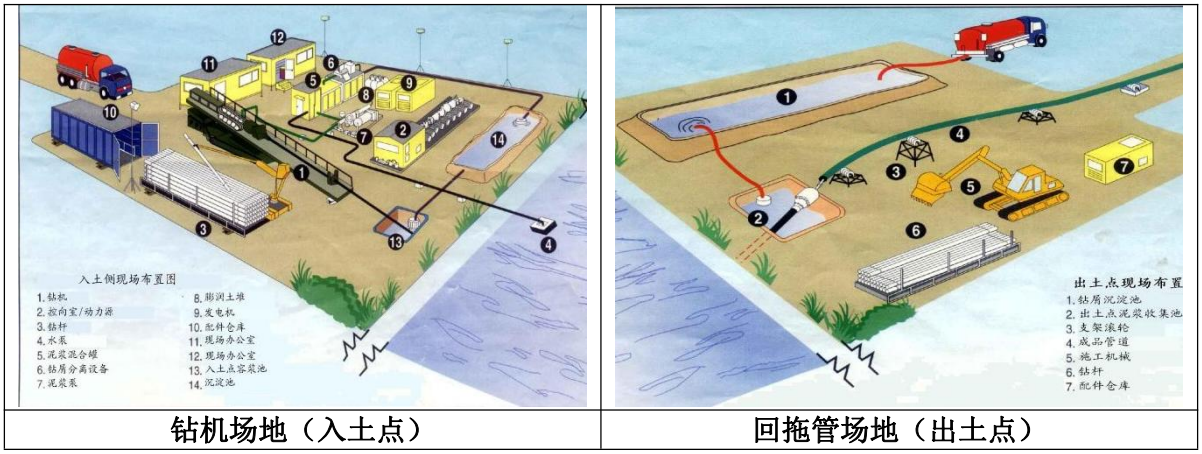


图 4.12.1-17　定向钻水域穿越施工示意图



钻机场地（入土点）	回拖管场地（出土点）

图 4.12.1-18　定向钻水域穿越施工场地平面布置图

I.吉富 4-自 304 集气支线穿越沱江

根据定向钻穿越施工方案，穿越管段河床下埋深 30m，东岸作为出土点，出土点距离河岸 230m，西岸作为入土点，入土点距离河岸 140m。入土端较为平整、开阔，且靠近公路，可平整作为钻机场地，具备作为入土点施钻条件；穿越西岸具备一次性布管回拖条件。入、出土端设置满足《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》要求。

吉富4-自304集气支线穿越沱江施工布置示意图见图4.12.1-19。

***

图4.12.1-19　吉富4-自304集气支线定向钻穿越沱江施工布置示意图

II.富页3-自305集气支线穿越沱江

根据定向钻穿越施工方案，穿越管段河床下埋深30m，东岸作为出土点，出土点距离河岸110m，西岸作为入土点，入土点距离河岸70m。入土端较为平整、开阔，且靠近公路，可平整作为钻机场地，具备作为入土点施钻条件；穿越西岸具备一次性布管回拖条件。入、出土端设置满足《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》要求。

富页3-自305集气支线穿越沱江施工布置示意图见图4.12.1-20。

***

图4.12.1-20 富页3-自305集气支线定向钻穿越沱江施工布置示意图

III.自308-自205H74 集气增压站集气支线穿越釜溪河

根据定向钻穿越施工方案，穿越管段河床下埋深15m，东岸作为出土点，出土点距离河岸45m，西岸作为入土点，入土点距离河岸125m。穿越东岸较为平整、开阔，且靠近乡村公路，可平整作为钻机场地，具备作为入土点施钻条件；穿越西岸具备一次性布管回拖条件。入、出土端设置满足《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》要求。

自308-自205H74 集气增压站集气支线穿越釜溪河施工布置示意图见图4.12.1-21。

***

图4.12.1-21 定向钻穿越釜溪河施工布置示意图

⑤管道焊接与检验

A. 管道焊接

按《石油天然气金属管道焊接工艺评定》（SY/T 0452-2012）进行焊接工艺评定和焊缝的抗SSC和HIC评定试验。焊条、焊丝选择方面，原料气管线建议采用低氢型、超低氢型焊条或氩弧焊打底，手工和半自动焊丝填充、盖面。

燃料气焊接前按《石油天然气金属管道焊接工艺评定》（SY/T 0452-2012）进行焊接工艺评定，按照焊接工艺评定执行。

管道焊接前应按《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2014）进行焊接工艺评定。管道焊接方式要综合考虑管道直径、材质和壁厚情况、管道经过区域的地形地貌及管道建设的工期要求等因素。拟建项目管线焊接一般采用沟上焊接。本管道焊接前严禁强力组对，焊接可以采用半自动、手工焊两种焊接方式。具体采用何种焊接方式应根据其地形条件，结合施工单位的设备条件确定。

B.补口防腐

项目使用的防腐管道为经防腐处理后的预制管道，施工现场仅对补口进行防腐作业，防腐材料选用与主管道三层 PE 防腐层相容性好、结构相近的三层结构辐射交联聚乙烯热缩套进行补口，现场作业施工内容为先涂装环氧底漆，再用聚乙烯热缩套进行包覆。

C.检验

管道焊缝按《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）的规定进行外观检查。管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查。管道环向焊缝均进行 100%超声波探伤。对穿越公路进行 100%X 射线检查，弯头与直管段焊缝以及未经试压的管道碰口焊缝，除了进行 100%超声波探伤外，还要进行 100%射线检测，以确保焊缝的焊接质量，一般地区进行 20%的 X 射线复验。探伤作业聘请有资质单位进行，按《承压设备无损检测第 2 部分：射线检测》（NB/T47013.2-2015）相关内容执行，达到 II 级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无损检测第 3 部分：超声检测》（NB/T47013.3-2015）相关内容执行，达到 I 级为合格。燃料气管道无损检测按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2020）相关内容执行，达到 II 级为。

超声波探伤检验：超声波束由探头通至管线内部，遇到缺陷与底面时就分别发生反射波，在荧光屏上形成脉冲波形，根据这些脉冲波形来判断缺陷位置和大小。

X 射线探伤检验：利用 X 射线能够穿透金属材料，并由于材料对射线的

吸收和散射作用的不同，从而使胶片感光不一样，于是在底片上形成黑度不同的影像，据此来判断材料内部缺陷情况。

本评价不包含放射源及射线装置使用，涉及电离辐射影响的，由业主另行办理环评手续。

⑥管道清管、试压、干燥及置换

A.管道清管

试压前应采用清管器/球进行清管，不少于两次，以开口端不再排除杂物为合格。

B.管道试压

管道敷设完成后将进行清管、试压工作，试压工序如下所示：

a.管道在清管及测径后进行试压，管道强度试压和严密性试压介质采用洁净水。各试压段应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，最低点的管道环向应力不超过屈服强度的90%。

B.二级地区强度试验压力不小于管道设计压力的1.25倍，三级地区强度试验压力为管道设计压力的1.5倍，沱江、釜溪河定向钻穿越、铁路穿越、高速公路穿越等高等级公路穿越段应进行单独清管、试压，强度试验压力为管道设计压力的1.5倍，稳压不小于4小时，管道无断裂、目测管道无变形、无泄漏为合格。

c.严密性试验压力为管道设计压力，稳压24小时，当管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于0.1Mpa时为合格。

d.连头所用短节直管，必须是经压力试验合格的管段，否则，不能使用在连头上。且连头处焊口均应进行100%射线和100%超声波检查合格。

e.试压中如有泄漏，应泄压后立即修补，修补合格后应重新试压。试压宜在环境温度5℃以上进行，当不能满足时，应采取防冻措施。试压合格后，应将管段内积水清扫干净。

C.干燥

管线试压、清管结束后，线路截断阀处于全开状态，旁通阀处于全部关闭

状态，然后进行干燥，利用干燥气体（压缩空气或氮气）吹扫，工序包括干空气干燥→干空气（或氮气）填充。

干空气推动清管器速度控制在3.6km/h~7.0km/h，压力控制在50KPa~00KPa。对无内涂层的管道，清管器的速度不宜超过5km/h，对有内涂层的管道，清管器的速度不宜超过7km/h。

在管道末端配置水露点分析仪，当管道末端出口处的水露点达到-20℃时，进行密闭试验；密闭试验4h后在管道末端检测管道水露点，管道内水露点变化幅度不超过3℃，且不高于-20℃的空气露点为合格。

D.管道置换

管道投入运行前，须用干燥氮气进行置换空气工作，以保证安全。

氮气注入被置换管道的温度不应低于5℃，置换过程中，管道内的气体流速不应大于5m/s，置换管道末端应配备气体含量检测设备。进行氮气置换时当置换管道末端放散管口气体含氧量不大于2%时即可认为置换合格。

⑦管道标识

管道沿线应按照《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）设置里程桩、转角桩、交叉桩和警示牌等地上标志。为防止第三方施工破坏，管道下沟回填时，应在管道上方0.3~0.4m处设置地下警示带。警示带宽度不小于管道直径，并标注管道的名称、介质、压力、警示词语、联系电话等信息。

3）管道施工期产污分析

①废水

施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水。

A.试压废水

项目管道组焊并完成稳管后，将采用清洁水对管道进行试压，各管线试压情况如下表。

表4.12.1-18　集气管线试压废水产生情况一览表

序号	管道名称	管道规格	长度（km）	试压废水量（m^3）

序号	管道名称	管道规格	长度（km）	试压废水量（m^3）
1	自313-自205H77集气支线	DN150	2.6	45.92
2	吉富3-自205H77集气支线	DN150	0.6	10.60
3	自205H93-自205H77集气支线	DN150	3.1	54.75
4	自205H86-自205H77集气支线	DN150	4.4	77.72
5	自205H95-自205H77集气支线	DN150	4.4	77.72
6	自205H94（自301）-自205H92-自205H77集气支线	DN150	5.4	95.38
7	自205H90（自306）-自205H89集气支线	DN150	2.0	35.33
8	自205H89-自205H77集气支线	DN150	4.1	72.42
9	吉富8-自205H91集气支线	DN150	3.4	60.05
10	自205H91-自205H92集气支线	DN150	3.7	65.35
11	吉富2-自205H87集气支线	DN150	1.5	26.49
12	自205H87-自205H93集气支线	DN150	2.2	38.86
13	自贡1-自308集气支线	DN150	6.4	113.04
14	自308-自205H74集气支线	DN150	12.0	211.95
15	吉富9-T接“自308-自205H74集气支线”	DN150	2.7	47.69
16	自205H81-自205H74集气支线	DN150	4.1	72.42
17	自205H71（自309）-自205H70集气支线	DN150	1.1	19.43
18	自205H70-自205H74集气支线	DN150	3.3	58.29
19	自205H80-自205H74集气支线	DN150	3.1	54.75
20	自205H83-自205H80集气支线	DN150	1.4	24.73
21	自205H79-自205H74集气支线	DN150	2.6	45.92
22	自205H84（自312）-自205H80集气支线	DN150	1.8	31.79
23	自205H78（自311）-自205脱水站集气支线	DN150	2.4	42.39
24	吉富1T接“自205H78（自311）-自205脱水站集气支线”	DN150	1.4	24.73
25	自205H88-自205脱水站集气支线	DN150	1.9	33.56
26	自205H64（自303）-自205H65-自205H81集气支线	DN150	2.7	47.69
27	自205H77集气增压站-自205脱水站集气干线	DN250	8.6	421.94
28	自205H74集气增压站-自205脱水站集气干线	DN250	2.8	137.38
29	自205H73-已建沱江穿越线路阀室集气支线	DN150	5.8	102.44
30	自310-自215H3集气站集气支线	DN150	13.9	245.51
31	自205H82-自205H69（自302）集气支线	DN150	2.7	47.69
32	自205H85-自205H69（自302）集气支线	DN150	6.3	111.27
33	富页2-吉富4集气支线	DN150	3.2	56.52
34	吉富4-自304集气支线	DN150	11.3	199.59
35	自304-T接“自310-自215H3集气站集气支线”	DN150	4.5	79.48
36	自307-富页1集气支线	DN150	6.2	109.51
37	富页1-吉富7集气支线	DN150	3.4	60.05
38	吉富7-自215H3集气站集气支线	DN150	2.9	51.22
39	自205H56-自215H3集气站集气支线	DN150	1.9	33.56
40	自215H4-自215H3集气站集气支线	DN150	0.9	15.90
41	富页3-自305集气支线	DN150	8.5	150.13
42	自305-自205H52集气支线	DN150	17.6	310.86
43	自205H68-T接“自205H52-自215H1集气站集气支线”	DN150	1.0	17.66

序号	管道名称	管道规格	长度（km）	试压废水量（m³）
44	吉富6-自205H55集气支线	DN150	2.8	49.46
45	自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	DN250	9.0	441.56
总计		/	197.6	4130.67

表 4.12.1-19　返排液管线试压废水产生情况一览表

序号	管道名称	管道规格		长度（km）	试压废水量（m³）
1	自 205H73-已建沱江穿越线路阀室返排液支线	柔性复合高压输送管	OD160	5.8	116.56
2	自 205H89-自 205H77 返排液支线		OD125	4.1	50.29
3	吉富 3-自 205H77 返排液支线		OD160	0.6	12.06
4	自 313-自 205H77 返排液支线		OD160	2.6	52.25
5	自 205H86-自 205H77 返排液支线		OD160	4.4	88.42
6	自 205H90（自 306）-自 205H89 返排液支线		OD125	2.0	24.53
7	吉富 8-自 205H91 返排液支线		OD125	3.4	41.70
8	自 205H91-自 205H92 返排液支线		OD125	3.7	45.38
9	自 205H95-自 205H77 返排液支线		OD160	4.4	88.42
10	吉富 2-自 205H87 返排液支线		OD125	1.5	18.40
11	自 205H87-自 205H93 返排液支线		OD125	2.2	26.98
12	自 205H93-自 205H77 返排液支线		OD160	3.1	62.30
13	自 205H82-自 205H69（自 302）返排液支线		OD160	2.7	54.26
14	自 205H85-自 205H69（自 302）返排液支线		OD160	6.3	126.60
15	富页 2-吉富 4 返排液支线		OD125	3.2	39.25
16	吉富 4-自 304 返排液支线		OD125	11.3	138.60
17	自 310-自 215H3 集气站返排液支线		OD125	13.9	170.49
18	自 304-T 接“自 310-自 215H3 集气站返排液支线”		OD125	4.5	55.20
19	自 307-富页 1 返排液支线		OD125	6.2	76.05
20	富页 1-吉富 7 返排液支线		OD125	3.4	41.70
21	吉富 7-自 215H3 集气站返排液支线		OD160	2.9	58.28
22	自 205H56-自 215H3 集气站返排液支线		OD160	1.9	38.18
23	自 215H4-自 215H3 集气站返排液支线		OD160	0.9	18.09
24	富页 3-自 305 返排液支线		OD125	8.5	104.26
25	自 305-自 205H52 返排液支线		OD125	17.6	215.88
26	自 205H68-T 接“自 205H52-自 215H1 集气站返排液支线”		OD125	1.0	12.27
27	吉富 6-自 205H55 返排液支线		OD125	2.8	34.34
28	自贡 1-自 308 返排液支线		OD125	6.4	78.50
29	自 308-自 205H74 返排液支线		OD160	12.0	241.15

序号	管道名称	管道规格		长度（km）	试压废水量（m³）
30	吉富9-T接“自308-自205H74返排液支线”		OD160	2.7	54.26
31	自205H81-自205H74返排液支线		OD160	4.1	82.39
32	自205H71（自309）-自205H70返排液支线		OD125	1.1	13.49
33	自205H70-自205H74返排液支线		OD160	3.3	66.32
34	自205H80-自205H74返排液支线		OD160	3.1	62.30
35	自205H83-自205H80返排液支线		OD125	1.4	17.17
36	自205H79-自205H80返排液支线		OD125	2.3	28.21
37	自205H84（自312）-自205H80返排液支线		OD125	1.8	22.08
38	自205H78（自311）-自205脱水站返排液支线		OD160	2.4	48.23
39	吉富1-T接“自205H78（自311）-自205脱水站返排液支线”		OD160	1.4	28.13
40	自205H88-自205脱水站返排液支线		OD160	1.9	38.18
41	自205H64（自303）-自205H65-自205H81返排液支线		OD125	2.7	33.12
42	自205H94（自301）-自205H92-自205H77返排液支线		OD160	5.4	108.52
43	自215H77集气站中心水池-自205脱水站返排液干线		OD200	8.6	270.04
44	自205H74集气站中心水池-自205脱水站返排液干线		OD200	2.8	87.92
总计		/		188.3	3090.75

综上，根据管道容积核算试压废水量约7221.42m³，包括机械杂质和泥沙等。类比同类项目，试压废水主要污染物为SS，不含有毒有害物质，试压废水经施工现场设置的沉淀池简单沉淀处理后回用或洒水控尘。

B. 施工人员生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活污水以每人100L/d计，考虑每天施工人员为150人，产污系数为0.9，因此，生活污水产生量约135m³/d，主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N。项目施工所聘请的员工均来自于当地居民，施工场地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员依托当地居民家吃住，所产生的生活污水均由当地农户污水处理设施处理。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

②废气

拟建项目施工废气主要来自开挖、运输、土石方堆放产生的扬尘，运输车辆尾气和管线焊接产生的焊烟及施工机械排放的废气等。

在管道铺设完成后拟建项目采用压缩空气进行严密性试验，整个管道工程完工后直接用 N_2（外购成品氮气）置换管内空气，由于 N_2 无毒、无害，是空气的组成成分之一，置换完成后排入空气，不会对环境产生影响，压缩空气可以直接排入大气。

A.扬尘

管沟开挖、车辆运输、装卸材料时将产生扬尘，影响起尘量的因素包括管沟开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆泥砂量、水泥搬运量以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。由于开挖埋管及站场建设过程为逐段进行，施工期较短，通过洒水降尘措施及加强施工管理的情况下，开挖过程产生的扬尘较少。

B.焊接废气

拟建项目管道防腐在厂家预制完成，在现场仅补口，补口作业会有少量的焊接废气排放。拟建项目采用国内应用技术成熟的半自动焊进行焊接工艺，拟建管线焊条用量为154.36t，根据《焊接工作的劳动保护》、《焊接技术手册》（王文翰主编），一般焊接发尘量约为8.0g/kg，则拟建项目估算焊接烟尘产生量约为1.23t，由于焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点，故焊接烟尘对周围环境空气质量影响较小。

C.运输车辆的尾气

由于拟建项目管线分段施工，管道施工现场较为分散，运输车辆使用较少，其车辆尾气排放量相对较少。

D.施工机械废气

拟建项目管线主要采用人工开挖方式进行施工，仅在穿越地段使用机械施工，在机械施工过程中，将有少量的柴油燃烧废气产生，主要污染物有NOx、CO等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于废气的扩散。同时废气污染源具有间断和流动性，因此对局部地区周围环境影响较小。由于施工时

间短，施工废气产生量很少，加之当地大气扩散条件良好，施工废气不会对周边大气环境造成影响。

③噪声

施工期对环境产生影响较大的噪声源主要是开挖管沟时的作业噪声及少量进出施工场地的运输车辆的交通噪声等。其强度在98~102dB(A)之间。拟建项目主要施工机械噪声源强见表4.12.1-20。

表4.12.1-20　　地面工程施工期主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	测点距施工机具距离	噪声源强dB（A）
1	挖掘机	1	98
2	推土机	1	100
3	吊管机	1	100
4	电焊机	1	100
5	顶管机械	1	100
6	载重汽车	1	102
7	柴油发电机	1	98

④固体废物

拟建项目施工期产生的固体废物主要为施工人员的生活垃圾、顶管及定向钻施工产生的废泥浆、施工废料等。

A.工程弃土、弃渣

站场建设过程中，新建采气站及集气增压站在原钻井平台上施工，不涉及土石方开挖；扩建集气站/脱水站回填后少量土石方用于站场进场道路平衡，站场工程区无多余土石方产生。

管道工程区土石方来自于管沟开挖，拟建项目管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及表土，一般地段回填用管沟挖出的土即可。项目管道铺设在挖土、回填碾压后，无多余土石方产生。

B.生活垃圾

由于施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员食宿均依托周边农户，施工期每人每天产生生活垃圾0.5kg计，考虑每天施工人员为150人，则生活垃圾产生量约75kg/d，施工人员产生的生活垃圾经周边农户已有设施收集后，依托当地环卫部门处置。

C.废泥浆

拟建管道穿越国道、县道等采用顶管施工，顶管施工过程中会产生少量废泥浆，泥浆主要由膨润土加水勾兑而成，部分加有少量添加剂（纯碱）。为回收泥浆和在施工点附近设置泥浆池，泥浆井过滤后循环利用，施工结束后剩余泥浆晾干后与钻渣使用罐车运往附近砖厂综合利用。根据顶管施工工程量，核算出拟建项目废弃泥浆产生量约为100m³（约150t）。

拟建项目采用定向钻穿越沱江及釜溪河，预计施工结束将产生200m³（约300t）废泥浆，在入土点的临时施工场地设置泥浆池，施工结束后使用罐车将废泥浆运往附近砖厂综合利用。

D.施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条和焊渣（属于一般固废），施工过程中产生的废包装材料等。拟建项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。根据类比调查，一般管道施工过程中施工废料的产生量约为0.2t/km，项目施工过程中产生的施工废料量约为77.18t，施工废料部分由施工单位回收利用，部分由施工单位严格按照HSE管理模式进行集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运，按相关规定进行妥善处置。

⑤生态环境

工程施工占地改变将原有土地属性，破坏土壤结构，对耕地和土壤肥力产生影响。管道穿越林地，破坏森林植被，森林保持水土、涵养水源和维持生多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大，施工最大的影响就是造成物种个体数量减少，但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目占地及施工范围内不涉及珍稀濒危野生动物分布区，也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感区，对野生动物多样性影响较小。随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复，工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看，工程建设对生态环境影响可控。

拟建项目穿越沱江及釜溪河采用定向钻穿越方式，对水生生态无影响；其余穿越主要为小河、沟渠，采用开挖+围堰方式施工，对水生生态将造成一定

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

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

4.12.2 运营期工程分析

4.12.2.1 运营期工艺流程

拟建项目新建采气站场52个（包括自205H74、自205H77集气增压站内建设的采气站场），新建集气增压站3座，扩建集气站2座、脱水站1座、线路阀室1座，依托3号阀室（外输干线截断阀室）1座；新建集气支线42条、集气干线3条、返排液支线42条、返排液干线2条。

集气管线及返排液管线为全密闭输送，运营过程中对外界环境无影响。

（1）新建采气站

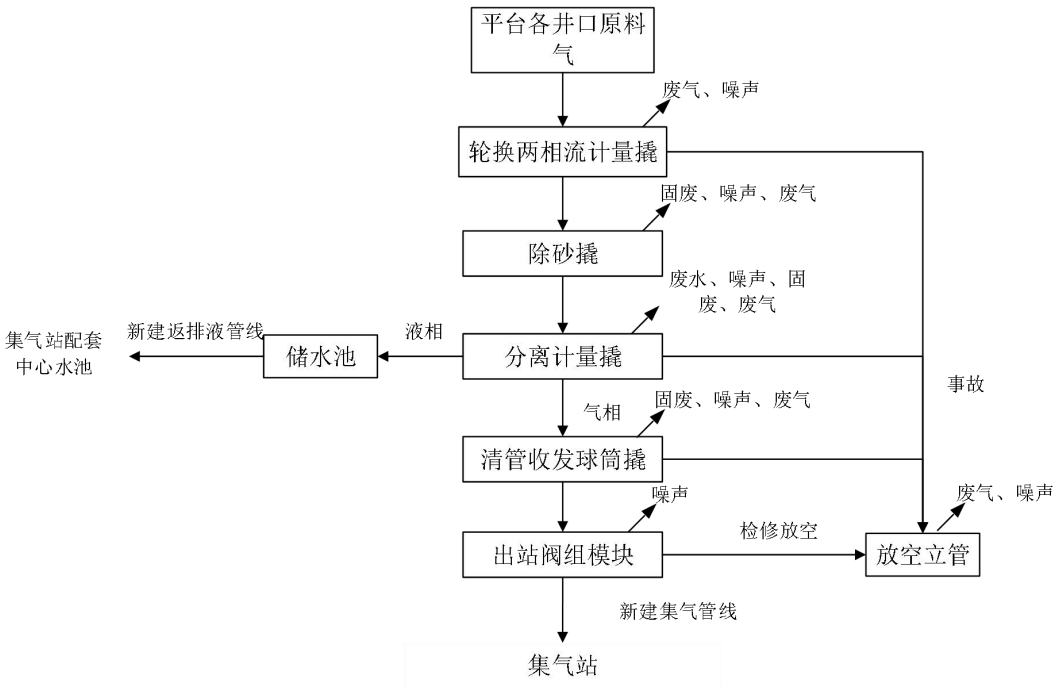


图 4.12.2-1　　新建采气站工艺流程及产污节点图

新建采气站各井口原料气经节流后，单井轮换进入两相流量计计量，计量后的单井与其他单井来气汇合进入除砂器，除去砂砾的气体再进入气液分离器

进行气、液分离后通过清管发送装置输送至下游集气站；采气站场水管线两端均设置提升泵，用于正反向输送物料；采气站分离的液相采出水（压裂返排液）经钻前已建储存池转输泵提升至返排液管道转输至中心水池，处理达标后经水管线两端提升泵反输至区域内其他平台配制钻井压裂液；或拉运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

各新建采气站设置有一套放空系统，作为检修和管道事故状态下天然气放空使用。放空立管规格为DN150，H=15m。

（2）集气增压站

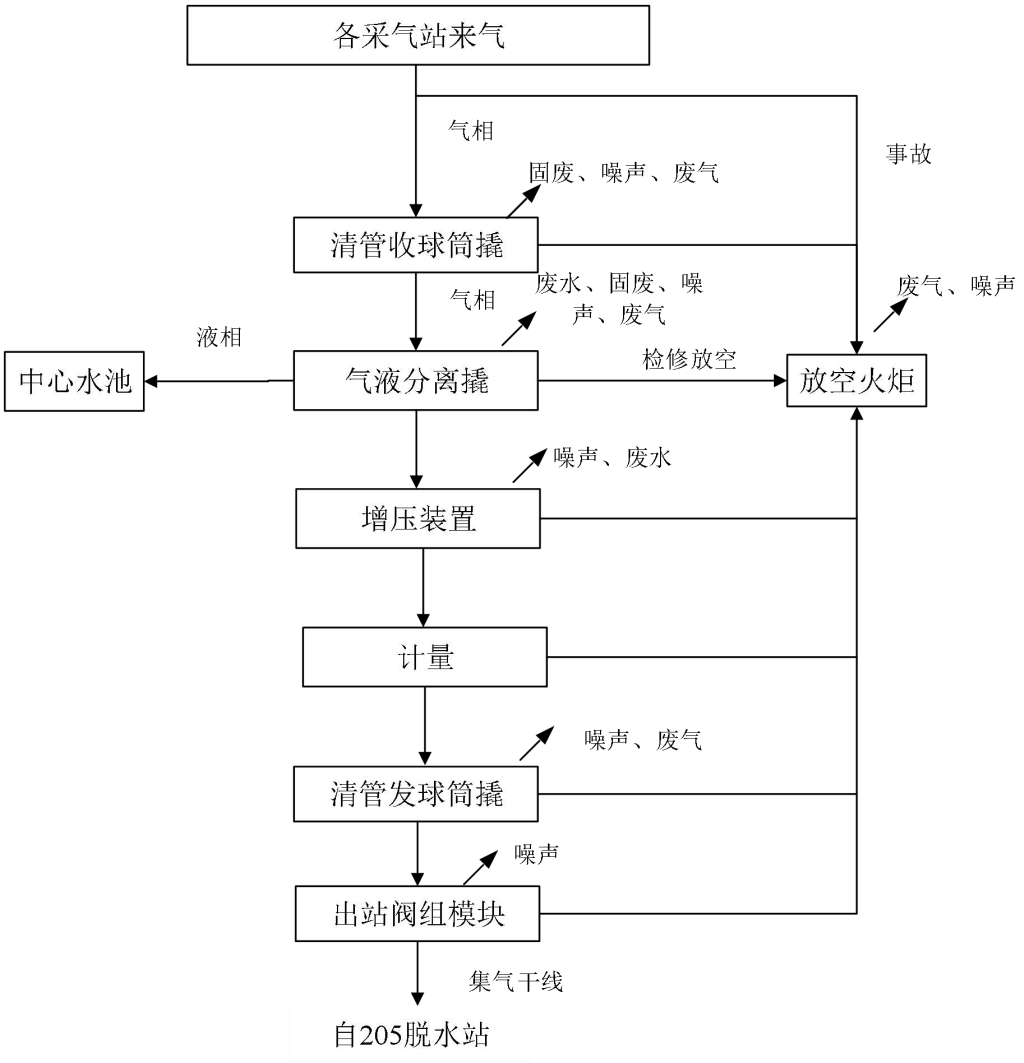


图 4.12.2-2　　新建集气增压站工艺流程及产污节点图

1）新建自205H74、自205H77、自205H69集气增压站

新建自205H74集气增压站、自205H77集气增压站、自205H69集气增压站（现有采气站站内新建集气增压装置）接收上游平台井站来气，收球后进入气液分离器分离后气相进入增压装置，增压后计量再接入出站流程输送至自205脱水站。液相采出水（压裂返排液）储存于站内配套建设的中心水池中，处理达标后回用于平台压裂用水。

自205H74、自205H77集气增压站外新建放空系统，自205H69集气增压站依托已建放空系统，作为检修和管道事故状态下天然气放空使用。站内设置放空分液罐，可除去放空天然气中携带的采出水。放空火炬规格为DN250，H=15m。

集气增压站运行过程中事故或检修放空时设备及管线内的天然气通过放空火炬燃烧排放，将天然气转化成SO_2、H_2O和CO_2。清管作业有少量清管废液，主要成分为返排液、氧化亚铁等。

拟建项目新建自205H74、自205H77、自205H69集气增压站配套建设中心水池，各中心水池分别设置1套50m^3/h回用水处理装置，对各平台输送来的采出水（返排液）进行处理，处理达标后进行回用。返排液处理工艺如下：

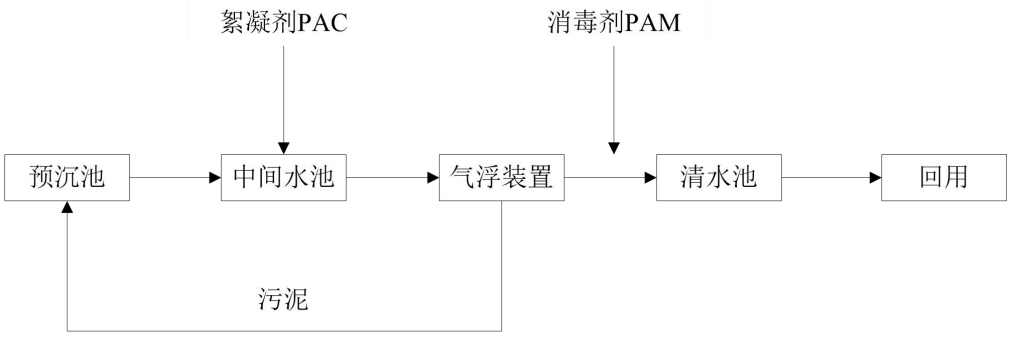


图4.12.2-3　采出水（返排液）回用处理工艺流程图

工艺流程简述：

中心水池采用分格型式，分为预沉池2个、中间水池、清水池（次氯酸钠消毒），返排液先进入预沉池进行2级沉淀，而后自流至中心水池，再通过泵提升进入高效气浮装置，通过加药混凝，将悬浮物、胶体、油脂等凝聚成团，

同时有压缩空气溶气释放，形成微小气泡，聚集在周围，从而形成浮渣上浮，实现固液分离。气浮装置上的刮渣机将浮渣排入预沉池，气浮处理后的清水进入清水池之前采用管式混合器将次氯酸钠消毒剂与原水充分混合，进入返排液清水池后保证消毒剂与原水的接触时间，杀灭返排液中的细菌，最终处理达到压裂回用水指标后，由转输泵输送至其他平台回用于配置压裂液。

根据《页岩气 储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）要求，项目压裂返排液管输至中心水池处理后回用于配置压裂液，回用水应控制悬浮固体、细菌含量；水质稳定，无结垢趋势，与现场使用化学添加剂配伍性良好；不同井的返排液或与其他水源水混合使用时，混合后不产生沉淀。采出水（压裂返排液）处理后回用水水质情况见下表。

表4.12.2-1 采出水处理后水质一览表

序号	项目	单位	水质数据
1	总矿化度	mg/L	≤20000
2	总硬度	mg/L	≤800
3	总铁	mg/L	≤10
4	悬浮物固体含量	mg/L	≤1000
5	pH	/	6~9
6	SRB（硫酸盐还原菌）	个/ml	≤25
7	FB（铁细菌）	个/ml	≤10000
8	TGB（腐生菌）	个/ml	≤10000
9	结垢趋势	/	无
10	配伍性	/	无沉淀、无絮凝

2）扩建自215H1集气站、自215H3集气站

在原自215H1集气站、自215H3集气站占地范围内进行扩建。自215H1集气站扩建进出站阀组；自215H3集气站在占地范围内扩建进出站阀组，并在预留增压装置区域内新建500KW增压装置，增压后接入预留阀与已建工艺流程连接。自215H1集气站、自215H3集气站现有DN150放空火炬改为DN250放空火炬，同时将放空主管由DN150改为DN250。

扩建后自215H1集气站、自215H3集气站处理规模未发生变化，均为250万m^3/d。

（3）扩建自205脱水站

自205脱水站已建1列脱水装置（一期，规模为$350\times10^4m^3/d$），本次扩

建 1 列脱水装置（规模为 350×10⁴m³/d），扩建完成后脱水规模为 700×10⁴m³/d。

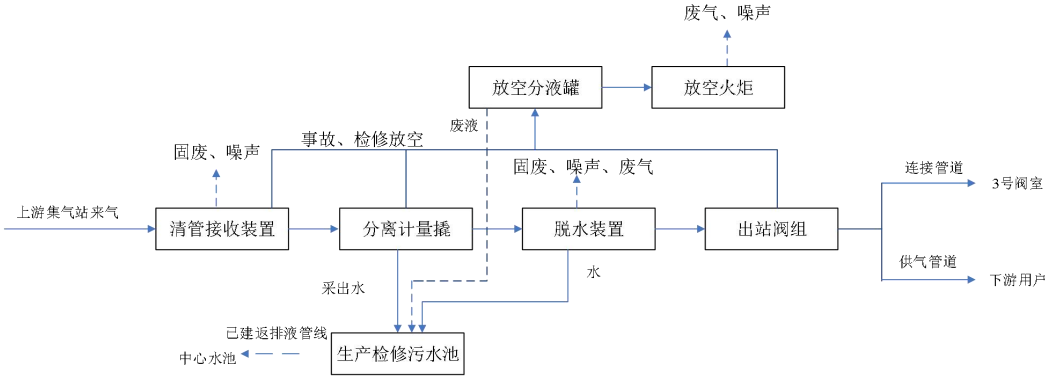


图 4.12.2-4　　自 205 脱水站工艺流程及产污节点图

1）现有流程：

上游站场来气经收球后进入气液分离器分离后气相进入脱水装置脱除天然气中的绝大部分饱和水。然后经干气/贫液换热器与 TEG 贫液换热，然后进入产品气分离器，经气液分离后的天然气作为产品气调压后经系统管网至外输。产品气压力（4.43~6.53MPa（g）），温度约 37℃，产品气水露点＜-5℃。TEG 富液再生废气经废气分液罐后进入废气灼烧炉灼烧（H=10m）。脱水装置设有溶液补充系统，以在生产运行过程中及时补充 TEG 溶液。放空气进入放空系统，经放空分液罐后进入放空火炬进行点火放空。液相采出水（返排液）储存于站内生产检修污水池中，经已建返排液管线转输至中心水池。

2）扩建流程：

本次扩建 1 列脱水装置（规模为 350×10⁴m³/d），与现有工艺流程一致。

接收上游集气增压站及自 205H78、自 205H88、自 205H73、自 311、吉富 1 采气站场来气，经气液分离器分离后气相进入脱水装置脱除天然气中的绝大部分饱和水，接入出站流程。液相采出水（返排液）储存于站内生产检修污水池中，经已建返排液管线转输至中心水池。

脱水装置区工艺流程：

①脱水工艺流程

压力4.5~6.8MPa（g），温度35℃的原料气经原料气过滤分离器后，分离掉原料气中的游离水及杂质，再进入TEG吸收塔下部分离段。在塔内原料气自下而上与自上而下的TEG贫液逆流接触，脱除天然气中的绝大部分饱和水。脱除水分后的天然气经干气/贫液换热器与TEG贫液换热，然后进入产品气分离器，经气液分离后的天然气作为产品气调压后经系统管网至外输。产品气压力（4.43~6.53 MPa（g）），温度约37℃，产品气水露点＜-5℃。

②TEG再生工艺流程

从TEG吸收塔下部出来的TEG富液经液位调节阀降压至0.5MPa（g）经TEG重沸器上富液精馏柱顶换热盘管换热，然后进入TEG闪蒸罐闪蒸，闪蒸出来的闪蒸气调压后去燃料气系统用作站内燃料气。闪蒸后的TEG富液经过TEG预过滤器、活性炭过滤器、TEG后过滤器除去溶液中的机械杂质和降解产物，然后经TEG贫/富液换热器换热后进入到TEG缓冲罐，并与TEG贫液换热后进入富液精馏柱。气提气从贫液精馏柱下端进入。TEG富液与重沸器来的水汽和气提气在富液精馏柱中接触，TEG富液在富液精馏柱中被提浓，然后进入到TEG重沸器中被加热至202℃左右，经贫液精馏柱二次气提后经缓冲罐进入TEG贫/富液换热器换热到70℃，经TEG循环泵送至干气/贫液换热器，冷却至45℃左右进入吸收塔顶部，完成TEG的吸收、再生循环过程。

TEG富液再生产生的废气（主要为水蒸气、CO_2、烃类）经废气分液罐后进入废气灼烧炉灼烧（H=10m）。

脱水装置设有溶液补充系统，以在生产运行过程中及时补充TEG溶液。

脱水装置区工艺流程见图4.12.2-5。

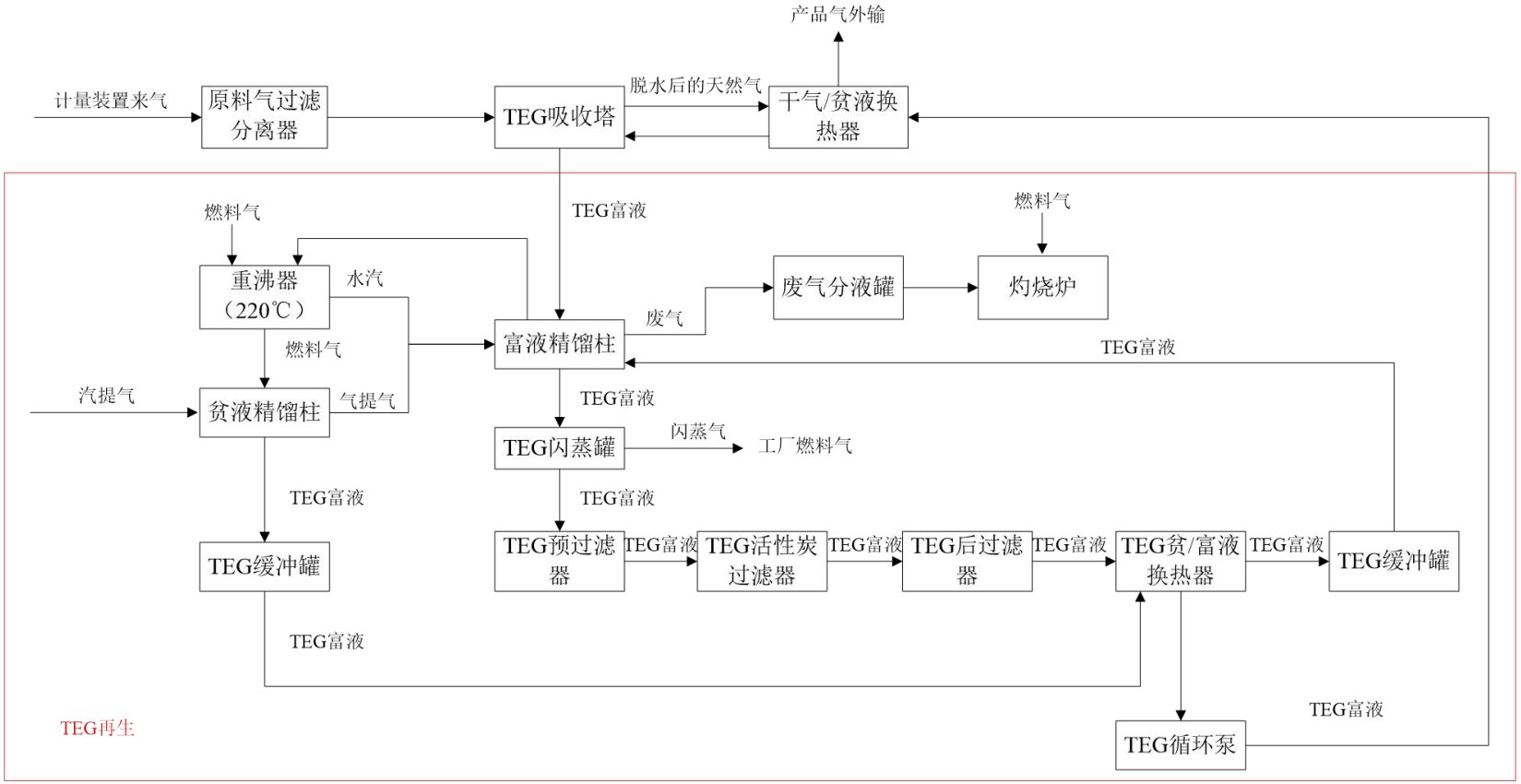


图 4.12.2-5　脱水装置工艺流程图

（4）扩建线路阀室

对自205脱水站集气干线上已建线路阀室（自215H3集气站～自205脱水站集气干线上线路截断阀室)在其占地范围内扩建，衔接点为阀室内预留头。

4.12.2.2 运营期产污分析

4.12.2.2.1 采气站、集气增压站

（1）废气

根据项目所提供的设计资料，工程正常生产时，管道内页岩气处于完全密闭系统内，无废气产生和排放。正常工况下，采气站、集气增压站不允许存在工艺设备等区域泄露释放挥发性有机物，挥发性有机物主要源于中心水池废水收集、处理和处置过程逸散。集气站增压站值班房厨房产生的厨房废气。

此外，项目清管、检修或事故等非正常工况时，将相关设备及管线中原料天然气通过放散系统放空排放。

1）正常工况

①无组织废气

根据《第二次全国污染源普查产排污系数手册》-《工业源系数手册》-《07石油和天然气开采行业系数手册》（以下简称“二污普”）中源强系数核算。

根据《二污普》中“续29”可知，由于拟建项目废水仅含少量钻井阶段油基泥浆体系残余油料物质，且废水进入中心水池进行处理；因此本评价参照生化处理装置等非敞口非密闭废水处理设施-挥发性有机物产污系数为0.005kg/m^{3}产品（废水）计；自205H74、自205H77集气增压站新建中心水池处理规模为3万m^3，自205H69新建中心水池处理规模为2万m^3；按最不利情况计算出集气增压站中心水池无组织排放量源强如下表。

表4.12.2-2　　新建集气增压站中心水池运营期废气产生情况表

污染源名称	废水规模	产污系数	挥发性有机物产生量		
			日产生量（kg/d）	小时产生量（kg/h）	年产生量（t/a）
自205H74集气增压站中心水池	3万m^3	0.005kg/m^{3}产品	0.450	0.0188	0.15

自205H77集气增压站中心水池	3万m^3		0.450	0.0188	0.15
自205H69集气增压站中心水池	2万m^3		0.30	0.0125	0.10

②厨房废气

自205H74、自205H77、自205H69集气增压站综合值班房内厨房为站内人员提供一日三餐，仅为内部员工提供，不属于食品加工行业，且使用为精炼后的植物油，人均食用油用量按60g/人·d计，则集气增压站日耗油量分别为0.36kg/d。油烟挥发率为2.5%，厨房废气产生量分别为0.009kg/d。厨房废气通过油烟净化器净化后引至房顶排放，厨房内设置2个灶头，单个灶头排风量为1000m^3/h，厨房工作时间约3h/d（1095h/a），油烟净化效率为60%，则单个集气增压站油烟排放量为0.0036kg/d，排放浓度为0.6mg/m^3。

2）非正常工况

①检修废气

各采气站、集气增压站检修时为保证检修过程的安全，需排空装置及管道内的残留天然气，设备检修预计每年约1次，放空量约30m^3/次。根据《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T 14006-2015）“井场可采用放空立管放散”，采气站残留天然气通过放空分离器进行气液分离后进入放空立管放散；放空区在站场内后场，远离井站周边农户，放空立管位于其中心位置，放空立管高度为15m，放空时间约10分钟。集气增压站残留天然气通过放空分离器进行气液分离后通过放空立管点燃后燃烧放空，根据天然气性质可知硫化氢含量为3.8mg/m^3，则每次放空点燃后产生的SO_2量约0.214g/座，NOx量约为0.056kg/座。

②事故超压放空废气

如果发生事故，将对管道超压部分进行放空，放空时间一次约0.5~1h，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，放空废气通过放空火炬点火燃烧后排入大气。各管线放空量为900.8~33117.2m^3，放空废气通过放空火炬点火燃烧，排放废气主要为SO_2和

NOx，废气排放量为 $SO_2$3.42~236.89g/次、NOx1.69~61.96kg/次。

（2）废水

各采气站均为无人值守站，前期临时值守人员依托周边农户已建设施处理，无生活污水产生，仅分离器产生的采出水（返排液）、放空分离液和检修时产生少量检修废水；新建自205H74、自205H77、自205H69集气增压站装置废水、检修废水及综合值班房员工生活污水。

①采出水（返排液）

各采气站原料气在站内经分离计量撬进行气水分离，该分离采用物理过程分离，分离过程不添加药剂。页岩气生产阶段包括排采期、相对稳定期、递减期、低压低产期；根据设计资料，页岩气井各生产阶段参数详见下表：

表 4.12.2-3　　井区内页岩气井各生产阶段参数统计表

序号	生产阶段	排产时间	井口压力（MPa）	井口温度（℃）	产气量（$10^4Nm^3/d$）	采出水量（m^3/d）	含砂量
1	排采期	45 天	53.6⬇50	60-70	25	200-350	大
2	相对稳定期	45 天-3 年	50⬇23.4	30-60	8.5	20-200	较大
			23.4⬇1.5	20-30	8.5⬇3.8	10-20	较大
3	递减期	3 年-4 年	1.5	20	3.8⬇2.1	3-10	一般
4	低压低产期	4 年后	1.5 以下	20	2.1⬇0.5	0.5-3	较小

开井初期井口采出水液量较大，单井采出水量高，之后逐步递减。当平台单井采出水量大于 $200m^3/d$ 时，采用排采流程，当采出水总量降低后，采用地面工程正常生产流程，进入相对稳定期。至投产12个月后，单井排液量减至10～$20m^3/d$；投产3年后，单井排液量减至3～$10m^3/d$；投产4年后，单井排液量减至0.5～$3m^3/d$；投产5年后，单井排液量减至$0.5m^3/d$；稳产10年后，单井排液量减至10~$20m^3/a$。根据资料调查，返排液主要污染物为COD、SS、钡和氯化物，其污染物浓度与钻井工程压裂返排液一致。

拟建项目各采气站分离的采出水经返排液管线输送至集气增压站中心水池处理后回用于其他平台配制压裂液或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

②放空分离液

拟建项目采气站装置检修时为保证检修过程的安全，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过放空分离器进行气液分离后进入放空立管排放。拟建项目设备检修预计每年约1次，放空分离液产生量约为0.005m³/次·座，放空分离液暂存于放空分液罐中，然后暂存于钻井工程已建的储存池中，一并经新建的返排液管线转输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配置，不能回用部分通过罐车转运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

③设备检修废水

采气站场及集气增压站设备检修也会产生少量的检修废水，每次检修产生的废水量约12.5m³/次·座，检修废水中主要污染物有为SS和石油类，收集至钻井阶段已建的储存池中，经新建的返排液管线转输至中心水池，优先回用于其他平台压裂液配置，不能回用部分通过罐车转运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

④集气增压站装置废水

自205H74、自205H77、自205H69集气增压站增压装置区会产生少量增压装置废水，产生量约12.5m³/a·座，主要污染物有为SS和石油类，通过站内管线输至中心水池处理，优先回用于其他平台压裂液配置，不能回用部分通过罐车转运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

⑤集气增压站生活污水

自205H74、自205H77、自205H69集气增压站设置值班房，运营期劳动定员为6人/座，每人生活用水按150L/d计，产污系数为0.9，运营期生活污水产生量约0.81m³/d·座（29.7m³/a·座）；每人生活用水按25L/餐计，厨房废水产生量为0.41m³/d·座（149.7m³/a·座），主要污染物为COD、BOD_5、SS、TP、动植物油，产生浓度分别为600mg/L、500mg/L、400mg/L、15mg/L、400mg/L。集气增压站厨房含油废水经隔油池预处理后与值守人员生活污水经集气增压站设置的一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置。

（3）噪声

拟建项目管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中管道不会产生噪声；

新建采气站噪声主要产生于除砂撬、节流阀等设备间的气流噪声，集气增压站主要产生于压缩机、分离计量撬等。天然气放空时，放空火炬因气流高速喷出，有较强的噪声污染，尤其是事故放空时，源强可达90dB（A），将会对站场周围的环境造成较大的瞬时影响。但由于其持续时间较短，次数少，故对环境不会造成长期影响。根据调查，拟建项目采气站及集气增压站主要噪声源和声级值见下表。

表4.12.2-4　主要噪声源及声级值（采气站）

噪声源	声级（dB（A））	数量	排放规律
节流阀	65	1	连续排放
除砂撬	65	1	连续排放
药剂加注撬	65	1	连续排放
分离计量撬	70	1	连续噪声
储存池提升泵	70	1	连续噪声
检修、事故放空	90	/	瞬时噪声

表4.12.2-5　主要噪声源及声级值（集气增压站）

噪声源	声级（dB（A））	数量	排放规律
压缩机组橇	100	1	连续排放
分离计量撬	75	1	连续噪声
中心水池转水泵	75	1	连续噪声
中心水池旋流气浮装置	75	1	连续噪声
检修、事故放空	90	/	瞬时噪声

（4）固废

拟建项目运营期产生的固废主要是采气站产生的废药剂桶、除砂撬产生的岩屑杂质、管道清管产生的废渣及检修废渣；集气增压站产生的废润滑油及废油桶、值班房生活垃圾及餐厨垃圾、废包装材料、中心水池污泥。

①采气站废药剂桶

采气站使用缓蚀剂会产生废药剂桶，约0.5t/a·座，废药剂桶统一暂存于站内，由厂家统一回收利用；暂存场要做好“防淋溶”、“防流失”、“防渗漏”三防措施。

②岩屑杂质

采气站井口原料气经节流后进入除砂撬进行除砂，除去岩屑杂质，定期对除砂器内件进行更换，除砂杂质产生量约1.0t/a·座，由于岩屑杂质附着于除砂

器内件上，因此由厂家更换内件时一并回收处置。

③检修废渣、清管废渣

各采气站设置清管发送装置、清管接收装置，清管过程中会产生少量的清管废渣，产生量约10kg/a；采气站检修时会产生检修废渣，产生量约4kg/a·座；检修废渣、清管废渣主要含有Fe_2O_3，属于一般固废，定期交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

④集气增压站废润滑油、废油桶

集气增压站增压装置产生废润滑油及废油桶，废润滑油产生量分别为0.1t/a，废油桶产生量分别为0.01t/a。

⑤集气增压站废包装材料

集气增压站中心水池会产生废包装材料约0.3t/a·座，属于一般固废，废包装材料外卖物质回收单位。

⑥值班房生活垃圾及餐厨垃圾

集气增压站值班房生活垃圾按0.5kg/人.d考虑，则生活垃圾总产生量为3kg/d·座（1.1t/a·座），生活垃圾收集后交由当地环卫部门处理。餐厨垃圾按0.1kg/人.d·座计，餐厨垃圾产生量为0.22t/a·座，采用专用收集桶收集后委托有资质单位处置。

⑦中心水池预沉池污泥

根据项目不同阶段采出水产生量（详见表4.12.23）及主要污染物浓度，压裂单井返排液在返排初期为井筒内下层液体，废水含油量较低；中期返排液中为井筒内上层液体，期间返排液包含上层漂浮的油污，废水含油量为返排液最高时期；后期返排液含油量降低。

类比同类型页岩气钻井、地面集输工程，中期返排液中石油类浓度≤100mg/L（本评价按最不利情况100计）、溶解性总固体浓度42966mg/L，后期返排液中石油类浓度约15mg/L、溶解性总固体浓度1000mg/L。

中期返排液约7200m^3/座，则单座采气站石油类含量最大约0.72kg、单座采气站污泥含量最大约309t；后期进入中心水池的采出水约67.62万m^3，合

计石油类含量约10.18t、污泥含量最大约676.2t。

综上，拟建项目中心水池预沉池污泥最大产生量约2968t/a，含水率约98%，定期由专业资质的单位进行清捞，清捞周期为1年/次。

由于采气站开采前钻井工程使用油基泥浆体系进行施工，井筒内剩余压裂返排液中含有少量油基泥浆体系残留石油类，因此清捞的中心水池预沉池污泥为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2021版）中HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-210-08），专业资质的单位清捞后，由建设单位交有资质单位进行处置，并根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等规范制定台账。

拟建项目固废产生量见下表。

表4.12.2-6　危险废物统计表（集气增压站）

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）	产生工段及装置	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	废润滑油	HW08	900-217-08	0.3	集气站设备维护	液态	矿物油	矿物油	3个月	T/I	危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置
2	废油桶	HW08	900-249-08	0.03		液态	铁桶、矿物油	矿物油	3个月	T/I	
3	中心水池预沉池污泥	HW08	900-210-08	2968	中心水池	固态	矿物油	矿物油	1d	T/I	专业资质单位清捞后，交有资质单位进行处置

表4.12.2-7　拟建项目采气站、集气增压站固体废物统计表

固废类型	产生量 t/a	固废性质	代码	处置方式
废药剂桶	26	一般固废	900-099-S59	厂家统一回收利用
岩屑杂质	52		900-099-S59	
废包装材料	0.9		900-099-S59	外卖物质回收单位
检修、清管废渣	0.73		900-099-S59	统一收集，定期交有能力且环保手续齐备的单位资源化利用
废润滑油	0.3	危险废物	900-217-08	危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置
废油桶	0.03		900-249-08	
中心水池预沉池污泥	2968		900-210-08	专业资质的单位清捞后，由建设单位交有资质单位进行处置
生活垃圾	3.3	生活垃圾	900-099-S64	交由当地环卫部门处理

餐厨垃圾	0.66		900-002-S61	专用收集桶收集后委托有资质单位处置

4.12.2.2.2 扩建自205脱水站

（1）废气

1）正常工况

自205脱水站脱水装置区废气主要在重沸器加热装置和灼烧炉灼烧环节产生，项目采用自采天然气作燃料，硫化氢含量为3.8mg/m^3，废气中主要污染物为颗粒物、NOx和SO_2，由设备自带的排气筒排放，排放方式为连续排放。根据类比同类型项目实际运行情况，三甘醇脱水工艺排放的废气中颗粒物和NOx含量均很低，本次评价参照《环境保护实用数据手册》及查阅相关资料，每1m^{3}天然气燃烧产生约13.5m^{3}烟气，NOx、颗粒物产污系数分别取6.3kg/万m^{3}燃料、2.4kg/万m^{3}燃料。

脱水站重沸器加热装置、灼烧炉相关设计参数见表4.12.2-8，项目脱水过程中废气排放情况见表4.12.2-9。

表4.12.2-8 TEG脱水系统灼烧炉相关设计参数

装置	污染源	排气筒高度（m）	排气筒内径（mm）	自耗气量（$10^4m^3/a$）	年排放时间（h）	排放工况
脱水装置	重沸器	15	200	15	8000	连续
	灼烧炉	15	200	18	8000	连续

表4.12.29 TEG脱水过程中污染物排放情况

污染源	年耗天然气量（万m^3）	年烟气量（万m^3）	主要污染物排放量（kg/a）			主要污染物排放速率（kg/h）			主要污染物排放浓度（mg/m^3）		
			颗粒物	NO_X	SO_2	颗粒物	NO_X	SO_2	颗粒物	NO_X	SO_2
重沸器	15	202.5	36	94.5	1.1	0.0045	0.0118	0.00013	17.8	46.7	0.53
灼烧炉	18	243	43.2	113.4	1.3	0.0054	0.0142	0.00016	17.8	46.7	0.53
小计	33	445.5	79.2	207.9	2.4	/	/	/	/	/	/

自205脱水站正常工况下大气污染物排放量较少，SO_2、NO_2、颗粒物排放速率及排放浓度均能达《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准要求。

2）非正常工况

①检修废气

当自205脱水站进行检修时站内分离计量装置、脱水装置内的残余气经放空阀放空至火炬系统燃烧后排入大气，将废气中的烃类物质及硫化氢转化成SO_2、CO_2和H_2O，减少对环境的污染。

依托自205脱水站已建放空火炬设置的放空引火管采用高空电点火方式进行检修放空。放空火炬高度为40m，放空时间约10分钟。

②事故超压放空废气

如果发生事故，将对管道超压部分进行放空，放空时间一次约0.5~1h，放空量约8m³/次，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，并将排放气引至火炬系统燃烧后排入大气，将废气中的烃类物质及硫化氢转化成SO_2、CO_2和H_2O，减少对环境的污染。

（2）废水

自205脱水站不新增值班人员，无生活污水产生。营运期废水主要为气液分离产生的采出水、检修废水。

1）采出水

根据设计资料，自205脱水站分离出的采出水约40m³/d，主要污染物为COD、SS、石油类、钡和氯化物，污染物浓度同采气站采出水浓度，进入已建生产检修污水池（200m³）内通过已建返排液管线输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

2）含TEG废水

自205脱水站检修时，脱水装置区设备将产生废水，主要成分含少量TEG，在站场检修时期产生，产生量约60m³/a，脱水装置区产生的含TEG废水进入已建生产检修污水池（200m³）内通过已建返排液管线输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

（3）噪声

自205脱水站噪声主要来自各流体输送泵等转动设备。主要噪声源见表4.12.2-10。

表 4.12.2-10　主要噪声源及声级值

噪声源	声级（dB（A））	数量	排放规律
分离计量撬	80	1	连续排放
立式管道化工泵	80	1	连续噪声
空压机	90	1	连续噪声
脱水装置	65	1	连续噪声
检修、事故放空	90	/	瞬时噪声

（4）固体废物

自 205 脱水站运营期产生的固废主要是脱水装置产生的废活性炭、预过滤器废滤芯、后过滤器废滤芯、废润滑油及废油桶。

1）预过滤器滤芯、废活性炭

TEG 溶液过滤器预过滤器、活性炭过滤器更换产生的少量废滤芯、废活性炭，TEG 溶液过滤器位于三甘醇溶剂贫液吸收完原料气中的采出水后，进入后续贫富液换热器和精馏柱之前进行砂砾杂质和油类物质的吸附，保证后续装置不易堵塞。属于《国家危险废物名录》（2021 年）HW49 其他废物。更换周期约 3 年/次，单次产生量分别为预过滤器废滤芯 1t/次、废活性炭 1t/次，收集暂存于危险废物暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。

2）后过滤器废滤芯

活性炭吸附处理采出水中油类物质，后过滤器更换产生的少量废滤芯不含油料，属于一般固废。更换周期约 3 年/次，后过滤器废滤芯单次产生量为 1t/次，由厂家更换回收处置。

3）废润滑油及废油桶

脱水站设备检修、换油时有废润滑油产生，废润滑油产生量约 0.4t/a，废油桶产生量为 0.04t/a，属于危险废物，暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置。

自 205 脱水站固废产生量见下表。

表 4.12.2-11　危险废物统计表

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）	产生工段及装置	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	废润滑油	HW08	900-217-08	0.4	设备维护	液态	矿物油	矿物油	3个月	T/I	危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置
2	废油桶	HW08	900-249-08	0.04		液态	铁桶、矿物油	矿物油	3个月	T/I	
3	废活性炭	HW49	900-039-49	1	脱水装置	固态	矿物油	矿物油	3a	T/I	
4	预过滤器废滤芯	HW49	900-041-49	1	脱水装置	固态	矿物油	矿物油	3a	T/I	

表 4.12.2-12　自205脱水站固体废物统计表

固废类型	产生量 t/a	固废性质	代码	处置方式
废润滑油	0.4	危险废物	900-217-08	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置
废油桶	0.04		900-249-08	
废活性炭	1		900-039-49	
预过滤器废滤芯	1		900-041-49	
后过滤器废滤芯	1	一般固废	900-009-S59	由厂家更换回收处置

4.12.2.2.3 集输工程

根据拟建项目开发建设方案，结合井区周边已有的集输气干线分布情况，本次开发项目仅需建设集气管网即可实现井区所采天然气通过已建管线外输。

由于拟建项目管道数量虽多，但长度均较短，如集气管道截断阀等控制措施依托各采气站、集气增压站的进出站阀组，检修放空均依托各站放空设施。根据天然气集输特性，采用场站的动力全封密集输，管线两端压降小，气流噪声不明显。管线在正常工况下，除清管废渣外（各管线下游井站产生），无噪声、废气、废水污染物排放。

管线运营期产排污主要是环境风险事故状态下的集气管线天然气泄漏以及返排液管线泄漏产生的环境风险，在环境风险评价章节中予以详细评价。

4.12.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着井区开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的井区开发工作人员将陆续撤离井区区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复，主要措施及方案为：

（1）站场清理工作：地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在闭井施工操作中注意降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生。

（2）固体废物的清理和收集：井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定建筑垃圾填埋场处置。

（3）永久性占地地表恢复：井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复。为使土地功能的尽快恢复，可增施肥料，加强灌溉等。在施肥时，应注意把有机肥和化肥结合起来用，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，以恢复土壤的生产能力。

4.12.4 工程产排污总体水平

自 205 井井区范围内，平台井站、场站等单项工程的施工和运行阶段重叠，为考虑区域资源利用上线、环境质量底线，本评价根据开发方案开发时序，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合井区先期实施的单项工程产排污情况，单项工程废气和噪声影响范围小，除双平台井站施工过程中考虑废气和噪声环境影响叠加外，平台间无叠加影响，不会改变区域环境空气和声环境功能区划，故本次开发方案环境空气和

声环境影响考虑单项工程的环境影响，废水（主要为压裂返排液）、固废（水基钻井固废和油基岩屑）考虑井区整体产排污水平、区域环境影响和依托的环保工程接收能力。

井区开发方案中建设内容包括新建钻井工程（126 口井）、已批勘探井（24 口井）及 LNG 试采转开发工程（9 个采气站，9 口井）、已建试采地面集输转开发工程（11 个采气站，共 53 口井），目前部分已批勘探井平台正在进行钻井、压裂试气阶段；后续采气站场建成后投产，因此下文井区产排污进行阶段分析；现有试采转开发工程部分已建设完成并验收，各项环保措施均已落实，因此下文仅将其产排污量纳入总体水平计。

井区钻井工程施工及投产进度见表 4.12.4-1。

表 4.12.4-1　井区开发方案施工及投产进度表

项目（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
完钻（口）	37（已批勘探井 24 口）	28	38	18	14	13	2
压裂试气完成（口）	28（已批勘探井 24 口）	25	36	20	19	16	6
建成投产（口）	90（其中已建试采地面集输转开发工程 53 口、LNG 试采转开发工程 9 口，已批勘探井 24 口）	13	36	28	20	14	11

4.12.4.1 生产废水产排污水平

根据开发井区部署的各平台井站（钻前、钻井、压裂试气）工艺环节产排污分析：钻前施工无废水外排；钻井施工采用清洁化随钻处理措施，方井雨水回用于配置压裂液；压裂试气阶段开井返排液优先用于实施井区内各平台间的回用，不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。各采气站运营期产生的返排液通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

表 4.12.4-2 开发方案平台井站废水处理措施

名称	阶段	废水名称	处置措施
平台井站	钻井阶段	方井雨水	回用于配置压裂液
	压裂试气阶段	洗井废水	回用于配置压裂液
		压裂返排液	平台内、平台间回用，不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置
	营运期	采出水	通过返排液管线转输至集气增压站中心水池暂存，优先回用于区域其他平台压裂液配置或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

（1）方井雨水

根据区域气象资料以及井区同类型井类比调查，并结合拟建项目各井场区域占地情况，1 口方井雨水产生量约 10m³，方井雨水定期通过污水泵泵入废水罐中处理，用于后续压裂阶段压裂液调配用水。

表 4.12.4-3 井区新建钻井工程方井雨水产生量 单位：m³

项目（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	合计
方井废水	130	280	380	180	140	130	20	1260

（2）洗井废水

压裂试气阶段洗井废水产生量为 180m³/井，洗井废水产生总量约 22680m³，由于 2026 年压裂试气井数量最多，预计 2026 年为洗井废水最大产生年，最大量约 6480m³。洗井废水回用于压裂液配置。

表 4.12.4-4 井区新建钻井工程洗井废水产生量 单位：m³

项目（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	合计
洗井废水	720	4500	6480	3600	3420	2880	1080	22680

（3）压裂返排液

拟建项目将试气阶段（30d 内）返排液定义为压裂返排液。本评价以井区各平台井站为单位核算压裂返排液（测试阶段）和返排液（运行阶段）的产生量，同时结合井区压裂期间压裂用水量分析井区压裂返排液、返排液的回用和外运处理情况。

结合开发方案及项目钻井工程压裂用水量，单口井压裂总用水量约为 60000m³/井，试气阶段，单口井返排液为 16100m³/井，结合开发方案施工及投产进度安排，压裂返排液产生总量约 202.86 万 m³，由于 2026 年压裂完井数量

最多，预计2026年为压裂返排液最大产生年，最大量约57.96万m^3。

表4.12.4-5　井区开发方案压裂返排废水产生量　单位：万m^3

项目（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	合计
压裂返排液	6.44	40.25	57.96	32.2	30.59	25.76	9.66	202.86

井区建产后产生的压裂返排液主要用于平台内、平台间回用，后期少量不能回用部分运至集气站中心水池。井区建产平台，同一平台内第一个单井产生的压裂返排液，作为下一口单井配制压裂液时的返排液回用量进行计算，每个平台单井产生的压裂返排液回用于下一个单井配制压裂液，平台内回用后，每个平台最后压裂的一口单井产生的16100t压裂返排液回用于其他平台。

新建钻井工程共计约45.08万t返排液（不能回用部分压裂返排废水+区域内多余可回用的压裂返排废水）拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

（4）采出水

拟建项目将气井生产过程中的返排液定义为采出水。根据各生产阶段参数统计表，开井初期井口采出水液量较大，单井采出水量高，之后逐步递减。当平台单井采出水量大于200m^3/d时，采用排采流程，当采出水总量降低后，采用地面工程正常生产流程，进入相对稳定期。至投产12个月后，单井排液量减至10～20m^3/d；投产3年后，单井排液量减至3～10m^3/d；投产4年后，单井排液量减至0.5～3m^3/d；投产5年后，单井排液量减至0.5m^3/d；稳产10年后，单井基本无排液量。

根据开发方案施工及投产进度安排，井区采气站场采出水产生量见下表。

表4.12.4-6　井区采气站场采出水产生量 单位：万m^3

采出水产生量							合计
2024年	**2025年**	**2026年**	**2027年**	**2028年**	**2029年**	**2030年**	535.74
23.18	62.46	126.08	105.20	80.40	60.66	47.77	
2031年	**2032年**	**2033年**	**2034年**	**2035年**	**2036年**	**2037年**	
11.62	6.48	3.39	2.18	1.83	1.33	0.95	
2038年	**2039年**	**2040年**	**2041年**	**2042年**	**2043年**	**2044年**	
0.61	0.44	0.32	0.28	0.25	0.17	0.14	

根据上表，井区内采气站产生采出水总量约535.74万m^3，运行期采出水

最大产生年为2026年，最大量为126.08万m^3。根据开发方案施工及投产进度安排，拟建项目单井将在2030年前完成压裂作业并投产，因此拟建项目2024-2030年间产生采出水通过返排液管道转输至中心水池，处理达标后用于区域内其他平台配制钻井压裂液。2030年后各采气站产生的采出水通过返排液管道转输至中心水池暂存处理，回用于后期规划的钻井平台回用；或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

4.12.4.2 固废产排污水平

根据单项工程项目产排污分析，项目产生的固废主要为钻前土建施工、管道敷设开挖产生的临时土石方、钻井施工产生的水基钻井泥浆、岩屑以及油基钻井液钻井产生的油基岩屑，运营期主要为井区内采集气管线清管废渣。根据井区已实施的各单项工程项目实际产排污情况，钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现单项目内平衡，无集中弃土产生；运营期清管废渣产生量较少，且主要为管道锈蚀铁屑和砂砾杂质等，有建设单位统一收集处置。项目产生的主要固废为钻井阶段各平台井站钻井作业产生的废泥浆和岩屑，其中废水基泥浆及水基岩屑外运资源化利用，油基岩屑交有危废资质单位进行处置，本评价结合井区开发时序计算井区固废总体排污水平。

根据各钻井工程产排污分析，区域单口井废水基泥浆产生量约67-93m^3，单口井水基岩屑产生量约2185.8~2838.6t，单口井油基岩屑产生量约2100t。结合井区开发时序，井区钻井固废产生情况统计见下表，废水基泥浆及岩屑产生总量为32.63万t，油基岩屑产生总量为26.46万t。废水基泥浆及岩屑最大产生年2026年产生量为10.19万t，油基岩屑最大产生年2026年最大产生量为7.98万t。

表4.12.4-7　开发方案固体废物产污情况表　单位：万t^3

项目	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	小计
废水基泥浆及岩屑	3.24	7.36	10.19	4.3	3.67	3.31	0.56	32.63
油基岩屑	2.73	5.88	7.98	3.78	2.94	2.73	0.42	26.46

各钻井平台钻井阶段产生的产生的岩屑在清洁化操作平台的固废暂存区

暂存（含危废暂存间），定期及时转运处置。

4.12.5 各污染物排放统计

4.12.5.1 施工期污染物排放统计

项目施工期污染物产排情况见表4.12.5-1。

表4.12.5-1 施工期污染物产排统计表

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
钻前阶段	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		运输作业车辆、施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料，机具排气筒排放	少量
	废水	施工废水	SS	少量	全部回用，无外排	回用
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	合理处置
	固废	生活垃圾	生活垃圾	少量	利用附近农户现有的设施	合理处置
		土石方	/	0	优先剥离0.2-0.3m耕植土，就近独立设置耕植土堆场集中堆存，用于后期恢复用土	合理处置
	噪声	施工噪声	噪声	82~88dB（A）	仅昼间施工	82~88dB（A）
	生态影响	占地、植被破坏、造成的地面裸露，局部水土流失			井站施工结束后对临时占地的复耕复种用耕植土，恢复临时占用耕地的生产力	
钻井工程阶段	废气	柴油机废气（网电停电时产生）	NO_x	少量，仅网电停电时产生	采用合格的柴油机及柴油，燃烧废气采用柴油机设备自带的排气筒排放	少量
			SO_2			
			颗粒物			
		非正常状态事故放喷废气	SO_2、NO_x、CO_2和水	少量	点火燃烧	少量
		油基泥浆废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
	废水	洗井废水	SS和石油类	22680m^3	回用于平台内压裂液调配用水	回用
		方井雨水	SS和石油类	1260m^3	回用于压裂液配置用水	回用
		压裂返排液	pH、COD、SS、石油类、氯化物	45.08万m^3	压裂返排液经预处理后，优先回用于各钻井平台间压裂液配制使用，井区钻井平台不可回用部分拉运至中心水池暂存处理或具有	45.08万m^3

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
					处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。	
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	42525m^3	生活污水经撬装厕所收集后拉运至临近场镇污水处理厂处理	42525m^3
	固废	废水基泥浆	泥浆	15251.7t	暂存于岩屑堆放场，定期外运制砖资源化利用	地方水泥厂或砖厂综合利用
		一般钻井岩屑	钻井岩屑	311085.6t		
		沉淀罐污泥	污泥	4725t		
		油基岩屑	石油类	264600t	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置	委托处置
		废油	石油类	63t	废油桶收集，用于其它井站配置油基泥浆	资源利用
		废棉纱/手套	石油类	14t	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置	委托处理
		废包装材料	/	20.8t	收集后定期运至就近的有资质废品回收站进行处理	委托处理
		废支撑材料	/	252t	经收集后全部回用于区域内其他平台用作支撑剂材料	回用
		生活垃圾	/	283.5t	垃圾桶集中收集后，交当地环卫部门处理	委托处理
	噪声	钻井工程设备噪声	Leq	85~105dB（A）	建筑隔声、基础减震，备用柴油、发电机修建柴油发电机房	80~95dB（A）
		事故放喷噪声	Leq	105dB（A）	测试放喷及事故情况下产生	105dB（A）
地面工程建设施工	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
		焊接烟尘	颗粒物	少量	无组织排放	少量
	废水	施工废水	SS	少量	沉淀后回用	回用
		试压废水	SS	7221.42m^3	分段试压，沉淀处理后用于洒水抑尘	回用
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	合理处置
	噪声	施工机械噪声	Leq	98~102dB（A）	仅昼间施工	98~102dB（A
	固废	土石方	/	少量	场内平衡	合理处置
		废弃泥浆	/	450t	施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂进行综合利用	合理处置
		施工废料	废焊条、废包装材	77.18t	收集后外售回收利用	合理处置

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
			料、废金属等			
		生活垃圾	/	少量	利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生	合理处置
	生态环境	平台在钻井井场范围内施工，不新增占地，对生态环境影响很小。新建钻井平台和集气增压站占地，改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，局部水土流失。管线工程占地、植被破坏、河流水生生态影响、局部水土流失				

4.12.5.2 营运期污染物排放统计

拟建项目中LNG试采转开发工程涉及建设内容（集气管线）未建成投产前，井区污染物产排情况见表4.12.5-2。项目整体建设完成后，营运期污染物产排情况见表4.12.5-3。

表4.12.5-2 营运期污染物产排统计表（集气管线未投产前）

内容类型	排放源		污染物名称	产生情况		污染防治措施	排放情况	
				产生浓度	产生量		浓度	排放量
大气污染物	脱水站重沸器废气		NO_x	46.7mg/m^3	94.5kg/a	通过15m高排气筒排放	46.7mg/m^3	94.5kg/a
			SO_2	0.53mg/m^3	1.1kg/a		0.53mg/m^3	1.1kg/a
			颗粒物	17.8mg/m^3	36kg/a		17.8mg/m^3	36kg/a
	脱水站灼烧炉废气		NO_x	46.7mg/m^3	113.4kg/a	通过15m高排气筒排放	46.7mg/m^3	113.4kg/a
			SO_2	0.53mg/m^3	1.3kg/a		0.53mg/m^3	1.3kg/a
			颗粒物	17.8mg/m^3	43.2kg/a		17.8mg/m^3	43.2kg/a
	集气站中心水池、脱水站、LNG试采站无组织废气		非甲烷总烃	/	6.15~48kg/a	/	/	6.15~48kg/a
	LNG试采	脱酸废气	H_2S、 CO_2	/	/	引至25m高、直径0.2m的放散系统放散管高空排放	/	/

	站（单座）	燃气发电机废气	NOx	0.052mg/m^3	0.0051t/a	尾气引至余热回收装置利用余热后经内径0.4m，高15m的排气筒排放	0.052mg/m^3	0.0051t/a
			颗粒物	4.3mg/m^3	0.42t/a		4.3mg/m^3	0.42t/a
			SO_2	1.22mg/m^3	0.12t/a		1.22mg/m^3	0.12t/a
		导热油炉废气	NOx	64.3mg/m^3	0.52t/a	经一根10m高排气筒排放	64.3mg/m^3	0.52t/a
			颗粒物	9.89mg/m^3	0.083t/a		9.89mg/m^3	0.083t/a
			SO_2	2.86mg/m^3	0.023t/a		2.86mg/m^3	0.023t/a
	检修废气30m^3/次·座		SO_2	/	0.113g/次·座	放空点燃排放	/	0.113g/次·座
			NO_x	/	0.02kg/次·座		/	0.02kg/次·座
	事故放空45125.3m^3/次		SO_2	/	0.18kg/次	放空点燃排放	/	0.18kg/次
			NO_x	/	83.38kg/次		/	83.38kg/次
水污染物	采出水		COD、SS、石油类、Cl^-	/	10~200m^3/d·座	各采气站采出水经钻前已建储存池转输泵提升至返排液管道转输至中心水池处理后，优先回用于区域其他平台压裂液配置，多余部分通过罐车转运至污水处理厂处置	/	/
	各采气站/集气站检修废水		机械杂质、石油类及少量化学试剂	/	22.5m^3/次		/	/
	脱水站含TEG废水（检修时产生）		TEG	/	60m^3/a	废水进入自205脱水站生产检修污水池（200m^3）经返排液管线转输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配置，多余部分通过罐车转运至污水处理厂处置	/	/
	脱水站分析化验室废水		TEG、溶剂	/	1m^3/d		/	/
	LNG试采站分子筛脱水塔冷凝水		COD、石油类	/	499.5m^3/a·座	经钻前已建储存池暂存，定期拉运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。	/	/
	LNG试采站脱盐水单元浓水		溶解性总固体、Cl^-	/	133.2m^3/a·座			

	LNG试采站、自脱水站生活污水	COD、SS、NH_3-N	/	296.37~821.25m^3/a	经化粪池预处理后定期由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处理	/
固体废物	清管检修废渣	废渣	0.066t/a		统一收集后交由专业单位处置	
	自205脱水站脱水装置	废活性炭	1t/a		危废暂存间暂存，交有资质单位处置	
		预过滤器废滤芯	1t/a			
		后过滤器废滤芯	1t/a		厂家回收利用	
	中心水池预沉池污泥	杂质	3650t/a		专业资质的单位清捞后，由建设单位交有资质单位进行处置	
	包装	平台废药剂桶	0.5t/a		厂家统一回收利用	
		中心水池废包装材料	0.3t/a		外卖物质回收单位	
	LNG试采站	废分子筛	6.6t/3a·座		由生产厂家更换后直接回收，不在现场存储	
		废瓷球	1.75t/3a·座		由生产厂家更换后直接回收，不在现场存储	
		滤渣	0.8t/a·座		交专业单位处置	
		废脱硫剂	3t/a·座		由脱硫剂供应厂商拉运处置，返回厂家催化再生重复利用	
		废导热油	1t/5a·座		危废暂存间暂存，交有资质单位处置	
		废机油	0.1t/a·座			
		废油桶	0.02t/a·座			
		废棉纱手套	0.02t/a·座			
		废MDEA溶剂	0.5t/a·座			
	自205脱水站及LNG试采站值守人员	生活垃圾	36.06t/a		交当地环卫部门处理	
噪声	设备、气流噪声	65~90dB(A)			加强操作管理，保证平稳输气	

表 4.12.5-3 营运期污染物产排统计表（整体建成投产）

内容类型	排放源	污染物名称	产生情况		污染防治措施	排放情况	
			产生浓度	产生量		浓度	排放量
大气污染物	自205脱水站I脱水装置重沸器废气	NO_x	46.7mg/m^3	94.5kg/a	通过15m高排气筒排放	46.7mg/m^3	94.5kg/a
		SO_2	0.53mg/m^3	1.1kg/a		0.53mg/m^3	1.1kg/a
		颗粒物	17.8mg/m^3	36kg/a		17.8mg/m^3	36kg/a
	自205脱水站I脱水装置灼烧炉废气	NO_x	46.7mg/m^3	113.4kg/a	通过15m高排气筒排放	46.7mg/m^3	113.4kg/a
		SO_2	0.53mg/m^3	1.3kg/a		0.53mg/m^3	1.3kg/a
		颗粒物	17.8mg/m^3	43.2kg/a		17.8mg/m^3	43.2kg/a
	自205脱水站II脱水装置重沸器废气	NO_x	46.7mg/m^3	94.5kg/a	通过15m高排气筒排放	46.7mg/m^3	94.5kg/a
		SO^2	0.53mg/m^3	1.1kg/a		0.53mg/m^3	1.1kg/a
		颗粒物	17.8mg/m^3	36kg/a		17.8mg/m^3	36kg/a
	自205脱水站II脱水装置灼烧炉废气	NO_x	46.7mg/m^3	113.4kg/a	通过15m高排气筒排放	46.7mg/m^3	113.4kg/a
		SO^2	0.53mg/m^3	1.3kg/a		0.53mg/m^3	1.3kg/a
		颗粒物	17.8mg/m^3	43.2kg/a		17.8mg/m^3	43.2kg/a
	集气增压站中心水池、脱水站	非甲烷总烃	/	6.15~150kg/a	/	/	6.15~150kg/a
	集气增压站厨房废气	油烟	1.5mg/m^3	0.009kg/d·座	高效油烟净化器处理后屋顶排放	0.6mg/m^3	0.0036kg/d·座
	采气站检修废气30m^3/次·座	天然气	/	/	通过15m高放空管放散	/	/
	集气增压站及脱水站检修废气30m^3/次·座	SO_2	/	0.214g/座	放空点燃排放	/	0.214g/座
		NO_x	/	0.056kg/座		/	0.056kg/座
	事故放空900.8~33117.2m^3/次	SO_2	/	3.42~236.89g/次	放空点燃排放	/	3.42~236.89g/次
		NO_x	/	1.69~61.96kg/次		/	1.69~61.96kg/次
水污	采出水	COD、SS、石油类、Cl^-	/	0.5~200m^3/d·座	各采气站采出水经钻前已建储存池转输泵提升至返排液	/	/

染物	放空分离液	COD、SS、石油类、Cl^-		0.005m^3/次·座	管道转输至中心水池处理后，优先回用于区域其他平台压裂液配置，多余部分通过罐车转运至污水处理厂处置	/	/
	各采气站/集气增压站检修废水	机械杂质、石油类、	/	3.6m^3/次·座		/	/
	集气增压站装置废水	机械杂质、石油类、	/	6m^3/a·座	通过站内管线输至中心水池处理，优先回用于区域其他平台压裂液配置，多余部分通过罐车转运至污水处理厂处置		
	脱水站含TEG废水	TEG	/	120m^3/a	进入自205脱水站生产检修污水池（200m^3）经返排液管线转输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配置，多余部分通过罐车转运至污水处理厂处置	/	/
	脱水站分析化验室废水	TEG、溶剂	/	1m^3/d		/	/
	集气站、集气增压站及脱水站生活污水	COD、SS、NH_3-N、动植物油	/	295.7~821.25m^3/a	厨房含油废水经隔油池预处理后与值守人员生活污水经集气增压站设置的一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置	/	
固体废物	采气站岩屑杂质	岩屑杂质	1.0t/a·座		由厂家更换内件时一并回收处置		
	清管废渣	废渣	10kg/a·次		统一收集后交由专业单位处置		
	站场检修	废渣	4kg/a·座				
	自205脱水站脱水装置	废活性炭	2t/a		危废暂存间暂存，交有资质单位处置		
		预过滤器废滤芯	2t/a				

		后过滤器废滤芯	2t/a	厂家回收利用
	集气增压站	废润滑油	0.1t/a·座	危废暂存间暂存，交有资质单位处置
		废油桶	0.01t/a·座	
	中心水池预沉池污泥	杂质	2968~3650t/a	专业资质的单位清捞后，由建设单位交有资质单位进行处置
	包装	平台废药剂桶	0.5t/a·座	厂家统一回收利用
		中心水池废包装材料	0.3t/a·座	外卖物质回收单位
	自205脱水站、集气增压站	生活垃圾	1.1~4.56t/a·座	交当地环卫部门处理
	集气增压站	餐厨垃圾	0.22t/a·座	专用收集桶收集后委托有资质单位处置
噪声	设备、气流噪声	65~90dB(A)		增压设备位于增压机房内，加强操作管理，保证平稳输气

目 录

5 区域环境概况及环境质量现状 1
5.1 自然环境概况 1
5.2 生态现状调查与评价 3
5.3 环境质量现状调查与评价 89
6 环境影响预测与评价 1
6.1 生态环境影响分析 1
6.2 施工期环境影响分析 17
6.3 营运期环境影响分析 91
6.4 对重要敏感区的影响 110
6.5 区域开发累积环境影响分析 119
7 环境风险评价 1
7.1 评价依据 1
7.2 环境风险潜势初判 12
7.3 环境风险识别 22
7.4 环境风险事故情形分析 26
7.5 环境风险预测与评价 33
7.6 环境风险管理 44
7.7 环境风险评价结论 67
8 环境保护措施 68
8.1 生态环境保护措施 68
8.2 大气环境保护措施 78
8.3 地表水环境保护措施 82
8.4 地下水环境保护措施 100
8.5 声环境保护措施 109
8.6 固体废物处置措施 112
8.7 土壤污染防治措施 124
8.8 温室气体管控措施 127
8.9 环保措施及投资估算 128

9 总量控制与碳排放建议.....1
9.1 总量控制.....1
9.2 碳排放建议.....1
10 环境影响经济损益分析.....1
10.1 社会效益分析.....1
10.2 经济效益分析.....1
10.3 环境经济损益分析.....2
10.4 小结.....4
11 环境管理与监测计划.....1
11.1 HSE 管理体系.....1
11.2 环境管理.....3
11.3 环境监理.....4
11.4 环境信息公开.....5
11.5 生态环境监测计划及环境保护监控计划.....6
11.6 总量控制.....15
11.7 排污许可管理.....15
11.8 竣工环境保护验收.....15
12 结论.....1
12.1 项目概况.....1
12.2 产业政策及规划符合性分析结论.....1
12.3 环境质量现状评价结论.....2
12.4 井区环境影响回顾性评价结论.....4
12.5 污染物排放情况、环境保护措施及影响结论.....4
12.6 环境风险评价结论.....9
12.7 环境管理与监测计划.....10
12.8 总量控制.....10
12.9 公众意见采纳情况.....10
12.10 综合评价结论.....11
12.11 建议.....11

5 区域环境概况及环境质量现状

5.1 自然环境概况

5.1.1 地理位置

拟建项目位于四川盆地中南部自贡市境内，涉及自贡市富顺县、大安区及沿滩区境内。自贡市位于北纬 28°55′37″-29°38′25″、东经 104°02′57″-105°16′11″之间。东邻隆昌市、泸县，南界泸州市江阳区、江安县、宜宾市南溪区、宜宾市翠屏区、叙州区，西与犍为县、井研县毗邻，北靠仁寿县、威远县、内江市市中区、内江市东兴区，辖区面积 4381 平方公里。

自贡市富顺县地处四川盆地南沿、沱江下游，介于东经 104°40′-105°15′、北纬 28°55′-29°28′之间。东与隆昌市、泸州市泸县接壤，南与泸州市江阳区相连，西和宜宾市翠屏区交界，并与自贡市沿滩区、大安区为邻。辖区东西最大距离 57.43 千米、南北最大距离 43.7 千米，全县总面积 1342 平方公里。

自贡市大安区位于自贡市东北部，属自贡市中心区之一，介于北纬 29°19′30″-29°28′53″，东经 104°44′08″-105°04′14″之间，辖区面积 397.5 平方公里。它东南与富顺接壤，东北与内江毗邻，西北与威远连接，西南与贡井、沿滩相连，环抱自流井区。

自贡市沿滩区介于北纬 29°23′19″~29°67′53″，东经 104°40′42″~105°58′0″之间。东与富顺县相连，西与自流井区毗邻，南与宜宾市交界，北与大安区接壤。

5.1.2 地形地貌

自贡市大地构造系杨子淮地四川台坳、川中台拱、自贡凹陷。北与威远—龙女寺台穹相邻，东南为赤水凹陷，南与泸州凸起相接，西南与凉山褶断带相邻。 境内构造简单、岩层产状平缓。东南部褶皱紧密，构造狭长；西北部构造相对宽缓。地形西北部地势高、东南部地势低。西北部是

全市低山集中分布区，山岭海拔一般在 500-800 米。最高点在荣县丁家山主峰，海拔为 901 米。东南部海拔一般在 300-400 米左右，多为 300 米（±50 米），最低点在沱江出富顺境处水面，海拔为 241 米。最大相对高差为 661 米，一般地形相对高差小于 50 米。

地貌类型属低山丘陵，由低山地貌、丘陵地貌、平坝地貌和沟谷地貌组成。低山呈条带状，分布在西北和东南，分布面积广，沟谷纵横交错，穿插在丘间。地形以丘陵为主，平坝地形十分狭小、分布零星，一般多为沿河阶地、丘陵间之平地。地形分为低山、丘陵、平坝。低山主要分布于荣县正安、保华、礼佳一线以西，和双古、长山、留佳一线以东的 13 个乡镇，以及富顺县的青山岭、龙贯山等地区，面积约占全市总面积的 17%，丘陵占 80%左右，平坝仅占全市总面积的 3%。此外，尚有各类沟谷，面积占全市总面积的近 45%，分为冲谷、冲沟、侵蚀沟以及喀斯特槽谷和盆地、河谷。

拟建项目地形图见图5.1-1。

***

图5.1.2-1　项目所在地地形图

5.1.3　气象特征

自贡市为东亚季风环流控制范围，属亚热带湿润季风气候，冬暖夏热，雨量适中。年平均气温17.59℃~18.09℃，受地形影响，由东南逐渐向西北递减，一月平均气温7.49℃，七月平均气温27.2℃，极端温度为-6℃和42℃。年均日照1150小时~1200小时，比同纬度的长江”下游少40%左右。年均降水1000mm~1100mm，主要集中于夏季，占全年降水的53%~60%，冬季仅占3%~5%。高温与多雨期基本一致，秋季多绵雨，冬季少霜雪。全年无霜期约310天。年平均湿度为77.5%。全年主导风向；夏季西北风，冬季北风，距地10米年最大瞬间风速34m/s，夏季平均风速1.8m/s，冬季平均风速1.5m/s。基本气候特征如下：多年平均气温17.89℃，多年最高气温40.0℃，多年最低气温-2.6℃，多年平均气压972.3kPa，多年平均相对湿度79%，多年平均降水量1036.0mm，日最大降水量302mm，小时最大降水量106.0mm。

5.1.4 区域地表水系

本井区内河流均属于沱江水系，主要为沱江及其一级支流釜溪河、二级支流镇溪河。本井区所涉及的水库主要为大坡上水库、上游水库、洪水沟水库。

（1）沱江

沱江是长江的一级支流，为四川境内四大干流之一。发源于四川盆地西北边缘的九顶山南麓。上源称绵远河、石亭江、湔江。都江堰引岷江水系的青白江、柏条河、毗河汇入沱江称为双生河，金堂县以下始称沱江。沱江自金堂县切开龙泉山脉，形成峡谷段，流入丘陵区，水流缓急交替、滩沱相间，干流深切，河曲发达。水文呈树枝状。沱江全长 640km，流域面积 27171km^2。域内沱江控制站富顺水文站实测年平均流量为 351m^3/s，最大洪峰流量 15200m^3/s，最小流量为 6.72m^3/s，洪枯水位变幅为 4-19m，年径流总量为 110.7 亿 m^3。水能蕴藏量丰富，对灌溉、航运、发电、水产等方面都起着巨大的作用。

根据《自贡市人民政府关于<调整自贡市乡镇集中式饮用水水源地>的公告》（2022 年 12 月 30 日），沱江新增设沱江狮市镇花园村取水点、沱江赵化镇古木村取水点，具体取水点位置和保护区划定报告正在编制中，目前尚无保护区范围。

（2）釜溪河

釜溪河是沱江的一级支流，是穿越自贡中心城区的唯一河流，由西源旭水河（长 118km）和北源威远河（长 123km）在境内的双河口处汇成干流，下游有乌龙河和镇溪河汇入，在富顺李家湾汇入沱江，干流长 73.2km。

（3）镇溪河

镇溪河是釜溪河一级支流，源于自贡市沿滩区仲权镇铁匠湾，在永年镇注入釜溪河，再下流 400m 处注入沱江。该河全长 73km，流域面积 432km^2。河口多年平均天然流量 3.83m^3/s，河床平均比降 0.14‰，流域上游，在孔滩以上相对河床切割深度较小，地面相对河水位高差大，孔滩至木桥沟河床下切程度大增，形成"V" 字形峡谷，地形起伏，相对水位达 100m。

根据《四川省人民政府办公厅关于城镇集中式饮用水水源地保护划定方案的通知》，镇溪河高硐堰划定城市集中饮用水源取水地，取水口取水口坐标为29.12°N，104.92°E，一级保护区水域范围为镇溪河高硐堰取水点上游100米至下游100米的水域，陆域范围为取水点上游100米至下游100米河岸两侧纵深各200米的陆域；二级保护区水域范围从一级保护区上界起上溯2500米的水域，陆域范围为河岸两侧纵深各200米的陆域。

（4）大坡上水库

位于沱江左岸一级支流牟溪河上，水库坝址集雨面积22.7km^2，水库工程的任务主要以灌溉及农村人畜供水为主，兼作富顺县城应急备用水源。水库正常蓄水位304m，设计洪水位304.16m，校核洪水位305.13m，总库容1140万m^3。大坡上为向家坝北总干渠灌区新建骨干中型水库，根据此片区水资源配制，2020年大坡上水库首先充分利用当地径流，以非充分灌溉方式满足灌区需水，随着向家坝灌区工程的推进，2030年需水量供给不足部分，由大坡上水库和向家坝北总干渠联合供水解决。根据《自贡市人民政府关于<调整自贡市乡镇集中式饮用水水源地>的公告》（2022年12月30日），大坡上水库划定为乡镇集中式饮用水源地，具体取水点位置和保护区划定报告正在编制中，目前尚无保护区范围。

（4）上游水库

上游水库位于富顺县童寺镇，位于沱江左岸小型水库，根据《《自贡市人民政府关于<自流井区、容县和富顺县乡镇集中式饮用水源保护区调整划分方案>的公告》（2021年4月27日），上游水库划定为乡镇级饮用水源，取水口坐标为29°28′29″N，105°11′05″E，一级保护区水域范围为水库正常水位线（315m）以下的全部水域及渴马河自水库口上溯200m的范围内多年平均水位以下的水域；陆域范围为一级保护区水域外200m范围内的陆域，但不超过流域分水岭和水库东侧村道范围，保护范围0.852km^2；二级保护区水域范围为水库汇水区内除一级保护区外的全部水域范围；陆域范围为川南城际铁路以南，除一级保护区和老寨村聚居点外的水库上游整个水域，面积1.495km^2。

（5）洪水沟水库

洪水沟水库位于富顺县安溪镇，位于沱江右岸小型水库，根据《自贡市人民政府关于<自流井区、容县和富顺县乡镇集中式饮用水源保护区调整划分方案>的公告》（2021 年 4 月 27 日），洪水沟水库定为乡镇级饮用水源，取水口坐标为 29°3′15.03″N,105°26.54″E，一级保护区水域范围为水库正常水位线（305m）以下的全部水域范围；陆域范围为一级保护区水域外 200m 范围内的陆域，但不超过流域分水岭范围，保护范围 0.176km2；二级保护区无水域范围；陆域范围为水库上游整个流域（一级保护区陆域外区域），面积 1.23km^2。

根据现场踏勘，拟建项目所建管线及站场均避让集中式饮用水源保护区，不涉及占用、穿越集中式饮用水源保护区。

5.1.5 水资源及其开发利用概况

根据《自贡市水资源公报 2016》，2016 年自贡市降水量为 988.8mm。全市地表水资源总量 148436 万 m^3，地下水资源量 24715 万 m^3，2016 年全市总供水量为 77049.96 万 m^3（不包括水力发电用水），其中，地表水资源供水量为 73355.26 万 m^3，地下水源供水量为 3694.70 万 m^3；全市总用水量为 77049.96 万 m^3，其中农业用水 39437.80 万 m^3，占总用水量的 51.2%；工业用水 19552.00 万 m^3，占总用水量的 25.4%；生活用水 16475.16 万 m^3，占总用水量的 21.4%；生态用水 1584.00 万 m^3，占总用水量的 2.0%。按 2016 年常住人口计算，全市人均用水量 277.1 m^3。

富顺县降雨量为 1003.6mm，地表水资源总量 44445 万 m^3，地下水资源量为 7400 万 m^3。富顺县河流均为沱江水系，沱江水系入境水量 822115 万 m^3，出境水量 897781 万 m^3。按 2016 年常住人口统计，全市人均占有水资源量 534 m^3 立方米，富顺县为 559mm，低于全省平均值（2833m^3）。

沿滩区降水量为 884.2mm，折合降水总量 35455 万 m^3，比多年平均值偏小 8.9%。全区地表水资源总量 16997 万 m^3，比上年偏大 33.6%，比多年平均值偏大 4.5%；地下水资源量 2830 万 m^3；全区水资源总量 16997 万 m^3。按 2016 年常住人口统计，全区人均占有水资源量 539 m^3 立方米，

低于全省平均值（2833 m^3）。2016 年全区总供水量为 6555.85 万 m^3（不包括水力发电用水），其中，地表水资源供水量为 6083.45 万 m^3，占总供水量的 92.8%，地下水源供水量为 472.4 万 m^3，占总供水量的 7.2%；全区总用水量为 6555.85 万 m^3，其中农业用水 3127.02 万 m^3，占总用水量的 47.7%；工业用水 1521.0 万 m^3，占总用水量的 23.2%；生活用水 1607.83 万 m^3，占总用水量的 24.5%；生态用水 300.0 万 m^3，占总用水量的 4.6%。全区用水消耗量 3780.88 万 m^3，总耗水率 57.7%。按 2016 年常住人口计算，全区人均用水量 208.3m^3。

2016 年大安区降水量为 884.2mm，折合降水总量 35455 万 m^3。大安区地表水资源总量 12055 万 m^3；地下水资源量 2007 万 m^3；大安区水资源总量 12055 万 m^3。按 2016 年常住人口统计，大安区人均占有水资源量 318m^3，低于全省平均值（2833 m^3）。大安区总供水量为 11929.29 万 m^3（不包括水力发电用水），其中，地表水资源供水量为 11457.49 万 m^3，占总供水量的 96%，地下水源供水量为 471.8 万 m^3，占总供水量的 4%；全区总用水量为 11929.29 万 m^3，其中农业用水 3648.58 万 m^3，占总用水量的 30.6%；工业用水 5355 万 m^3，占总用水量的 44.9%；生活用水 2625.71 万 m^3，占总用水量的 22%；生态用水 300 万 m^3，占总用水量的 2.5%。

5.1.6 地质条件

5.1.6.1 地层岩性

5.1.6.1.1 沱江右岸评价区

该评价区内出露的地层由新到老依次为：第四系全新统（Qh）、第四系更新统（Qp）、侏罗系上统蓬莱镇组（J_3p）、侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）、侏罗系中下统自流井组（$J_{1-2}z$）。

1、第四系（Q）

（1）全新统(Qh)

零星分布于沱江及釜溪河两岸，组成一级阶地和漫滩，为冲积层。堆

积物岩性：漫滩一般多为砂卵砾石层。一级阶地具二元结构，上为杏黄、土黄色粘质砂土夹透镜体细砂，厚 0.3—15 米；下部为砂卵砾石层。砾石成份以石英砂岩为主，次为灰岩、花岗岩及玄武岩，分选性较好，砾石直径大者可达 20 厘米。厚度 0-48 米。

（2）更新统(Qp)

主要分布在沱江两岸二级以上阶地，为冰水堆积层。岩性上为杏黄、橙黄色砂质粘土、粘土，含多量细砂；下为砾卵石夹杏黄色砂质粘土，砾石成份以石英岩、石英砂岩为主，次为岩浆岩、变质岩、玄武岩等。似园形，砾石直径 2—6 厘米，大者可达 10—25 厘米。厚 0—26 米。不整合覆于下伏基岩之上。

2、侏罗系（J）

侏罗系地层为本评价区分布最广泛的地层，出露面积占 95%以上，区内共 21 个井场，均位于侏罗系地层中。出露的地层由新至老可分为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）、侏罗系中下统自流井组（$J_{1-2}z$）。

（1）侏罗系上统遂宁组（J_3sn）

分布于评价区南侧临近永泰乡向斜轴部地区，面积约 10.67 平方公里。岩性为棕红、鲜红色泥岩及砂质泥岩，间夹透镜体细至粉粒长石石英砂岩。泥岩及砂质泥岩的层面和裂隙中有纤维状石膏脉，普遍含钙质结核和网格状方解石细脉。由东向西厚度增大，页岩及钙质增多。底部为一层粉红、灰绿色细粒石英砂岩，与下伏地层呈整合接触。厚约 464.25 米左右。

（2）侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）

广泛出露于评价区内，出露面积达 90%以上，主要由黄灰、灰白、灰紫色厚层至块状细一粗粒长石石英砂岩或长石砂岩与暗紫、灰紫、紫红色泥岩、砂质泥岩不等厚互层组成 9—16 个韵律。每个韵律层厚度变化较大，薄者 10—20 米，厚者 100—200 余米。砂岩层一般厚 4—10 米，10—25 米者亦不少见，最厚可达 30 一 50 米。韵律层上部泥岩夹多层厚 0.5—2 米的

砂岩或粉砂岩，构成多个次级韵律。

该组总的特点是多韵律，颜色暗；泥岩普遍含钙质或钙质结核、团块，及含黄绿色粉砂岩条带或团块；砂岩具交错层理或大型斜层理，且常见冲刷现象，底面不平整。砂岩层极不稳定，呈凸镜状或分叉、尖灭、再现现象累见不鲜,该组底砂岩亦不例外,并含砂岩、灰岩、泥岩砾块或凸镜状砾岩,具高岭土化，粒度由下往上由粗变细。

底部砂岩惯称嘉祥寨砂岩，为灰黄色中厚层状粗粒长石石英砂岩夹薄层紫红色泥岩，具发育的水平层理或斜层理，厚 20 米。该砂岩在一定范围内可作“叶肢介页岩”层之上划分上、下沙溪庙组界线的辅助标志层。该组厚度总的变化趋势是东厚西薄。

（3）侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）

区内出露面积较小，仅零星分布于评价区南侧，构成区内邓井关背斜外围以及核部。综合区内大量地层资料，该组主要由灰、紫灰、灰紫色厚层至块状中一粗粒长石石英砂岩或长石砂岩与紫红、暗紫红色泥岩、砂质泥岩组成 2—3 个不等厚韵律层。

该组底部为砂岩，习称关口砂岩。区内关口砂岩较稳定，仅厚度上有变化，为 7—26 米。韵律层上部泥岩中砂岩夹层较多，一般厚小于 3 米，与泥岩构成多个次级韵律。砂岩一般具交错层或大型斜层理。

顶部“叶肢介页岩”,是上、下沙溪庙组分界的区域标志层。其岩性特征为：上部黄绿色砂质泥岩夹薄层同色泥质粉砂岩，含少许铁质结核；中部黄绿、绿灰、灰黑色页岩夹油页岩，含丰富的叶肢介和少量黄铁矿颗粒；下部黄绿色砂质泥页岩夹薄层粉一细粒长石石英砂岩。厚 8.9—21.4 米。

（4）侏罗系中下统自流井组（$J_{1\text{-}2}z$）

小面积出露于评价区南侧，分布于邓井关和青山岭等背斜外围。岩性为紫红、棕红及杂色泥岩，有两层灰绿色细至粉粒石英砂岩和两层淡水灰岩，砂岩坚砸石英含量达 80—90%,并含钙、铁质。灰岩含瓣鳃类化石。底部为浅灰绿色长石石砂岩。本组岩相及厚度变化都较剧烈，以青山岭为中

心，向北、西、南三个方向变流尤以大安寨灰岩最为突出，灰岩相变成泥岩。宜宾和南广本组不易细分，其厚度变化为 190.5—319.3 米。与下伏须家河组呈假整合接触。

5.1.6.1.2 **沱江左岸评价区**

该评价区内出露的地层由新到老依次为：第四系全新统（Qh）。第四系更新统（Qp）、侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）。

1、第四系（Q）

（1）全新统(Qh)

一级阶地沉积物：具二元结构，上部为灰、黄灰色粘质砂土、砂质粘土及小砾石；下部为砾石层，局部呈半胶结或胶结状，胶结物为钙、铁质。砾石分选好，成份以沉积岩为主，次为变质岩。

河漫滩及河床堆积物：沱江及其它较大支流，均有分布。由砾卵石及细粉砂组成，砾石成份同一级阶地沉积物，厚度一般小于 10 米。据长江朱杨溪水利枢扭勘探资料，河床砂砾卵石最厚达 25 米。

（2）更新统(Qp)

冰水堆积层：断续分布于沱江两岸，组成二级以上阶地，沉积物上部为黄、橙黄色粘土，下部为砾卵石夹橙黄色粘土，砾卵石成分以石英、石英砂岩为主，花岗岩、燧石次之，局部含砂金。砾卵石直径 10—15 厘米，大者达 70 厘米，分选不好，排列无规律。残厚 0—25 米。不整合于下伏基岩之上。

2、侏罗系（J）

侏罗系地层为本评价区分布最广泛的地层，出露面积占 90%以上，区内共 7 个井场，均位于侏罗系地层中。

（1）侏罗系上统遂宁组（J_3sn）

主要分布于评价区南侧代寺向斜核部地段，岩相稳定，为棕红、砖红色泥岩、砂质泥岩互层夹透镜状石英粉砂岩。总厚 220—310 米。与沙溪

庙组整合接触。

（2）侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）

分布于背斜两翼和广大向斜中。为紫红、暗紫色泥岩、砂质泥岩与紫灰、黄灰、灰绿色中至细粒长石砂岩不等厚互层，泥岩中普遍含钙质结核。本层厚度由西向东，由南向北增厚。泥岩色暗，夹层砂岩细至中粒，多呈透镜体，底部一层灰绿浅黄色中至细粒长石石英砂岩，称嘉祥寨砂岩。厚816—1079 米。

（3）侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）

零星出露于评价区南侧，泥岩色较鲜艳，砂岩夹层多，泥质胶结，粒度较粗，其底为一层胶结疏松的中粒长石砂岩或长石石英砂岩(关口砂岩)。顶部为一层灰绿色富含叶肢介化石的页岩(叶肢介页岩)。厚 165—347 米。与自流井组整合接触。

5.1.6.1.3 **沿滩评价区**

该评价区内出露的地层由新到老依次为：侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）。区内仅有 1 个井场，位于遂宁组地层中。

（1）侏罗系上统遂宁组（J_3sn）

分布于评价区南侧，上部岩性为紫灰、灰紫色厚层至块状细粒长石石英砂岩与紫红、鲜红色泥岩、砂质泥岩组成 3 个不等厚韵律。每个韵律层厚度变化大，第 2 韵律层最厚可达 63 米，第 3 韵律层较薄约 32 米。韵律层下部的砂岩层厚 6—12 米，在韵律层上部泥岩中尚夹多层细一粉砂岩，构成 3—6 个次级韵律。该段之砂岩具高岭土化，高岭土呈不规则团块状、凸镜状、楔状、网脉状含于砂岩底部或下部泥岩中，具发育的水平、斜交层理及泥裂。

下部岩性主要由鲜紫红、棕红色砂质泥岩、泥岩夹少量灰绿、灰白、紫红色细一粉砂岩组成。底部普遍具一层灰绿、灰白或砖红色厚层至块状细粒长石石英砂岩，与下伏上沙溪庙组星整合过渡。其分界面清楚，部分地区接触面微显波状起伏，或具冲刷现象。

（2）侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）

分布于评价区北侧，岩性为紫红、棕红色泥岩、砂质泥岩，夹透镜体灰紫、灰绿色细一中粒长石石英砂岩。砂岩和泥岩相互穿插尖灭情况多，泥岩多含钙质，中部多含砂质。砂岩以中部较为发育，泥钙质胶结，颗粒均匀，分选中等，具交错层。底部一层名嘉祥寨砂岩，青灰。灰褐色，中厚层状，中细粒结构，主要成份为石英，次为长石、云母，含燧石。全组厚度变化为 676,1—782.5 米，以邓井关为中心向北西和南东变薄，与下伏地层整合接触。

5.1.6.2 地质构造

项目所在区域主要位于新华夏系构造体系第三沉降带之四川沉降褶带南部，与华夏式构造体系及旋扭式构造体系共同构成本区域构造基本骨架。

5.1.6.2.1 华夏式构造

华夏式构造是在长期发展的古构造基础上，经反新华夏系扭应力作用改造而形成的，成生时期比新华夏系略晚，区域展布方向是北 45—80 度东，褶皱和断裂的形态特征与新华夏系构造相似，唯背斜多呈短轴状。

5.1.6.2.2 新华夏系构造体

新华夏系构造体系按盆地内部隆起与坳陷及形变特征和组合规律的差异可分为川东褶带，川中褶带，两个二级构造带。

(一)川东褶带

分布于宜宾、富顺、荣昌、永川一线以东，江安、纳溪、泸州一线以北的三角形地带内。该带归纳有以下特征：

（1）主要由北东、北北东向褶皱及走向逆断层等压性、压扭性结构面组成。另有由东西向、北东向、北西向节理或断层等组成的张性、扭性、扭压性配套成分。

（2）组成该带的背斜多为箱状、梳状，两翼不对称，背斜紧密，向斜宽缓，组成“格挡式构造”

（3）褶皱发育，彼此多呈右行雁列。梯子岩背斜带、青山岭背斜带为比较明显的雁行背斜带。另外，各向斜和各背斜上的次级高点及伴生断层亦呈右行雁列。构造形迹的右行雁列组合型式，表征它们是东侧向北、西侧向南直扭应力作用的产物。

（4）该带构造形迹的展布方向，组合特征等均受周边条件控制，并受其它构造体系的制约。如在接近川黔南北向构造带时，褶皱增强，走向受其改造而偏倚南北；接近华蓥山大断裂时，褶皱增强、地表断裂增多，其走向也迁就该断裂而偏向北东，并出现貌似反新华夏系左行雁列组合，产生向北东收敛，向南西撒开之似帚状构造；当跨越早

期成生之东西向褶皱时，则褶皱增强或减弱形成东西向排列的构造高点或鞍部。这些特异现象的产生，显然是受直角三角形周边条件的控制和其它构造影响的结果。

（5）断层多为走向逆断层，主要显压性，扭性特征不明显。与之配套的张性、张扭、压扭等结构面不发育。

（6）该带内构造形迹的雁列组合方式既有纵列，也有横列，共存于同一地区、同一体系中。横列轴为东西向。它的成因可能有二： 一是先成东向西构造的影响，形成横跨褶皱，各构造高点形成横列(左列);二是由于该区普遍受到过东西向顺时针对扭。

（7）与东西向构造为反接复合，形成横跨褶皱，与南北向构造为归并复合。

(二)川中褶带

大足万古、隆昌、富顺、宜宾一线以西，仁寿、井研一线以东广大地域的北东方向的构造形迹归属此带，它的主要特征；

（1）主要由北东一北东东向褶皱、断裂等压性压扭性结构面组成，另有北西西向、北西向、北东向断裂及裂隙等组成张性，张扭，压扭，扭性等配套成分。

（2）褶皱发育，断裂少见。褶皱规模因地而异，多是穹窿状、鼻状、

短轴状，形迹微弱，各构造形迹呈雁行排列。

（3）该带的雁列存在着纵列和横列两种组合型式，它们在同一地区同等发育。纵列是右行雁列，是东侧向北、西侧向南直线对扭应力作用的产物；横列呈左行雁列，是北侧向东、南侧向西之直线对扭作用的产物。据此，可推知测区先后受到过南北和东西两种不同方向不均衡的应力作用。

（4）由于受先期华夏系隆起和坳陷、古华夏系基盘起伏和周边条件的制约及后期旋扭构造的改造，使构造形态、规模大小和力学性质等各地有异，展布方向也多作北东或北东东向，并兼具顺扭。因此，与李四光教授厘定之新华夏系所具备的走向北北东和反扭特征有别。

（5）由于该带的构造形迹叠加于隐伏东西向构造之上，两者形成“隐蔽式”的横跨褶皱，故构造高点或鞍部呈东西向排列，横列轴为东西向。

（6）挽近时期表现为大面积间歇性上升。

5.1.6.2.3 旋扭式构造体系

旋扭式构造体系亦是反新华夏系扭应力的产物，成生时期比华夏式稍后一点，故于华夏式体系呈复合关系，各旋扭构造形成时期大致相同。在它们的结合部往往会出现干扰、迁就、联合等现象。

威远辐射状构造位于荣县、自贡、资中、井研、犍为罗城一带。由压扭性断裂、穹窿状短轴状及鼻状褶皱等组成。旋回带围绕连介场、东兴场、新建煤厂、长山镇、墨林场间作辐射状展布。它们以威远穹窿体为砥柱作内旋反时针，外旋顺时针旋扭。现将砥柱及旋回层各自特征简述于下：

（一）砥柱

由威远背斜核部一“威远隆起”组成砥柱。它西起五通坝、东至新建煤厂，北起连介场，南至墨林场。面积 1000 余平方公里。基盘由则硬古老花岗岩组底，埋深 3.8 公里。从震旦纪至侏罗纪均是平缓隆起区，喜山期形成穹窿状背斜的核部，这样一个稳定的隆起地块铸成了一个理想的砥柱。

（二）旋回层

由梳状、鼻状褶曲和压扭性逆断层组成。旋回带大致围绕着墨林场一

带作辐射状展布，其内旋层作反时针、外旋层作顺时针旋扭。

墨林场旋回带位于墨林场、自贡、永年镇一带。由五里墩、墨林场、龙王洞、重滩、黄桷坡断层，梧桐场背斜，自流井背斜西段等压性、压扭性结构面组成。走向北西，微向北收敛，向南东撒开，呈左行雁列，形如帚状，表征顺时针旋扭。

此外，威远背斜外围的鼻状构造及压扭性断层等亦属该构造的外围散漫分子。

综观全貌，该构造是以威远背斜核部隆起为砥柱，旋回带作旋回层，内旋层作反时针、外旋层作顺时针旋扭的辐射状构造。

***

图 5.1.6-1 构造纲要图

5.1.6.2.4 褶皱

（1）新店子向斜

属华夏式构造体系，起于威远新店子，东至华家场，轴向北偏东 60°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2),两翼倾向 4°—8°，总长约 20km，两翼宽缓，对称。

（2）花稻塘鼻状构造

属旋扭构造体系，位于华家场北侧，轴向北偏东 10°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），两翼倾向 1°—4°,总长约 5km，两翼平缓，整体呈短轴状。

（3）白马庙向斜

属华夏式构造体系，起于华家场，东至内江对木镇，轴向北偏东 60°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2),两翼倾向 4°—8°，总长约 26km，两翼宽缓，对称。

（4）自流井背斜

属华夏式构造体系，展布于评价区外北西方向，西起白庙子，东至内江赖家庙，与威远背斜近于平行。东段轴向北 60°东，西段由近东西转为

北西，轴线微向南突，延伸达 42 公里。西南部受低序次断裂破坏，轴线不连续。轴部平缓，为须家河组(断出)、珍珠冲组构成。自流井组至上沙溪庙组构成两翼，呈不对称箱状。北翼倾角 1°—12°,南翼倾角 15°—40°(局部直立)，产状陡变地带一般称为“陡带”,地下为一比较古老的隐伏断裂。闭合良好，以下沙溪庙组“叶肢介页岩”为标志层圈定的构造，长 25 公里，宽 5.7 公里，闭合差 350 米，闭合面积 120 平方公里。西段被后期断层切为四段。

（5）坝庙场向斜

属华夏式构造体系，位于河市镇附近，轴向北偏东 60°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），两翼倾向 2°—3°，总长约 6km，两翼对称，呈短轴状。

（6）黄家场背斜

属旋扭构造体系，位于隆昌、自贡间。东起黄家场，西至牛佛渡。长 20 公里，轴向北 80°东。核部由新田沟组(断出)、下沙溪庙组构成。两翼地层为上沙溪庙组，两翼不对称，北翼倾角 4°—18°,南翼倾角 10°—50°,并有宽 1 公里、长 10 公里的地层陡带。闭合良好，以下沙溪庙组“叶肢介页岩”为标准层圈定的构造，长 24 公里，宽 5.3 公里，闭合面积 110 平方公里，闭合差 375 米。西端被断层斜切。

（7）双石铺向斜

属新华夏构造体系，东起五宝镇，西至自贡市，轴向北偏东 50°—70°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），总长约 38km，北西翼倾角达 10°以上，东北端翘起。

（8）兴隆场背斜

属新华夏构造体系，南起富全场，北至老门桥水库，轴向北偏东 20°—50°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），总长约 13km，为一低平似穹窿形闭合构造，两端有压扭性断裂发育，倾角北西翼 4°—7°，南东翼 5°—10°，两端倾伏角 3°—5°。

（9）新店铺向斜

属新华夏构造体系，西起沿滩，东至新店铺，位于沱江右岸评价区内北部，轴向北偏东 45°—60°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），总长约 9km，轴部平缓，两翼似对称，倾角 4°—6°，南西端翘起。

（10）杨湾背斜

属新华夏构造体系，西起沿滩，东至新店铺，位于沱江右岸评价区内中部，轴向北偏东 50°—55°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），总长约 6.5km，轴部平缓，两翼对称，倾角 4°—6°，两端倾没。

（11）龙爪寺向斜

属新华夏构造体系，西起兴龙湾，东至龙市镇，南西段贯穿沱江左岸评价区北部，延伸入①号评价区，螺观山背斜北西与黄家场背斜之间，轴线由龙市镇北东之堰口屋基向南西经清明湾于龙爪寺伸入泸州，轴向北偏东 30°—75°，轴部地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），总长约 25km。

（12）圣灯山背斜

属华夏式构造体系，位于隆昌以西。东起徐家桥，中经圣灯寺，西到响石，长 10 公里。轴向北 70°东，核部由须家河组构成，高点在骡子酒。两翼为珍珠冲组至上沙溪庙组构成，两翼不对称，呈梳状。北翼倾角 14°—50°,南翼倾角 13°—33°。

据川油科研所 1963 年《四川隆吕圣灯山构造地面裂隙专题报告》,在背斜的不同部位发育 20 条断层，分别为压性逆断层和张性正断层，并有扭性者；另外发育 4 组裂隙；

第 1 组为压性走向裂隙；第 2 组、第 3 组为压扭性斜交裂隙；第 4 组为张性裂隙。上述断层和裂隙属背斜的伴生成分。

该构造闭合良好，以自流井组东岳庙灰岩为标准层圈闭的构造，长 14.3 公里，宽 5.9 公里，闭合面积 50 平方公里。

背斜西端分别向西和南西鼻状突起，形成两个鼻状背斜，属北东向、东西向构造的叠加成分。

（13）杨家山背斜

属华夏式构造体系，位于富顺县狮子滩、潘家嘴一带，沱江左岸评价区中部偏北。长 8 公里，轴向北 50°东。核部和两翼均由侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）构成。两翼不对称，南东翼倾角 7°—29°,伴有岩层陡带(倾角 50°以上，长 3 公里、宽 400 米)，北西翼倾角 4°—10°,两端倾没角 3°—4°,呈单箱状。

（14）黑石场向斜

属新华夏构造体系，南起沙坪村，北至永胜乡，南段伸入沱江左岸评价区中部，长 8.3 公里，轴线方向 45°—85°,轴部出露地层侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），轴部开阔平缓，两翼对称，倾角 4°—5°。

（15）戴寺向斜

属华夏式构造体系，西起下堰桥，东至嘉明镇，位于富顺县代寺附近，横穿沱江左岸评价区，为区内最主要构造，长 30 公里，轴线方向北偏东 50°，轴线向南东穹突，轴部出露地层侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1），轴部两翼平缓，对称，两翼倾角 3°—8°。

（16）孔滩背斜

属新华夏构造体系，南起大地，北至孔滩，区内位于富全场附近，长 29 公里，轴线方向北 40°东，轴线向南西伸出的鼻状构造，两翼对称，南西端封闭角 5°—6°，倾角 4°—10°翘起端最老地层为上沙溪庙组，核部和两翼由北向南叠次出露遂宁组、蓬莱镇组、窝头山组和打儿函组，呈鼻状，南端与大塔场背斜呈正鞍相接。

（17） 永泰乡向斜

属新华夏构造体系，东起联络镇，西至花家湾，北东侧倾没端位于沱江右岸评价区内南部，长 12.3 公里，轴线方向 73°，轴部出露地层为侏罗系上统遂宁组（J_3sn），两翼似对称，倾角 3°—10°，两端翘起较缓。

（18）打铁场向斜

属新华夏构造体系，位于富全场附近，全长 50 公里，区内 5.2 公里，

轴线方向 45°—80°，轴部出露地层侏罗系中统蓬莱镇组（J_3p），北西翼产状 5°—15°，南西翼产状 5°—9°，南西端向北西偏转，北东端翘起 7°。

（19）邓井关背斜

属新华夏构造体系，富全场附近，位于沱江右岸评价区内南端，长 26 公里，轴线方向 45°，位于富顺以西邓关、观音桥、丘场一带，长 40 公里。轴向北 40°—60°东，呈箱状。

核部最老地层为自流井组，两翼不对称，由新田沟组至上沙溪庙组构成。北西翼倾角 12°—67°,南东翼倾角 16°—43°。因枢纽起伏而形成黄坡岭(南)、大龙湾(北)两个高点。该构造闭合良好，以新田沟组底砂岩作标志层圈闭的构造，长 14.4 公里，宽 2.1 公里，闭合差 209 米，闭合面积 22.5 平方公里。中段被断层切错。

（20）青山岭背斜

属新华夏构造体系，位于富顺，南溪间。北起童家寺，中经青山岭，仙峰寺，南至顺南场，长 49.5 公里。轴向北 30°—55°东，呈 S 状。核部由***组、嘉陵江组、须家河组构成，两翼依次出露须家河组至上沙溪庙组，北西翼倾角 19°—70°,南东翼倾角 20°—87°,呈横状。核部和两翼均伴有走向断层。枢纽起伏形成南、北、中 3 个闭合构造，北称沙窝头高点，中为尖山坡高点，南是鸡心湾高点。北端源出于梯子崖背斜，南端与南广背斜呈斜鞍相接。

（21）同心寨向斜

属新华夏构造体系，位于兴隆场西侧，轴线方向北 40°东，轴部出露地层侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），长 31 公里。轴向北 3°—15°东，两翼对称，轴线向南弯突。

（22）梯子岩背斜

属新华夏构造体系，位于隆昌、赵化间。南起赵化，中经大城天洋坪，北至石燕桥，长 38 公里。以天洋。坪为界分南北两段：南段，轴向北 25°

东，核部地层为须家河组，两翼地层为珍珠冲组至上沙溪庙组，两翼倾角20°—30°。南东翼稍陡，局部岩层倾角可达60°，西翼被断层破坏；北段，核部和构造高点均被断层破坏，北西翼倾角12°—25°，南东飘倾角12°—43°,呈梳状。

（23）喻家寺向斜

属新华夏构造体系，位于荣昌以南碧云寺一带，轴线方向北25°—45°东，轴部出露地层侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1），长39公里。东侧轴向北5°—10°东，西侧轴向北20°—25°东，两翼宽缓，不对称。

5.1.6.2.5 断层

①徐家洞断层

属旋扭构造体系，位于黄家场背斜西端。南起新屋基，北至肖公庙，长7公里。走向北50°西，倾向南西，倾角20°—50°,最大断距80米。切过新田沟组至上、下沙溪庙组。在团结乡黄泥巴山经槽探揭露，断层产状215∠42”,上盘紫红色泥岩挤压破碎，并见平面牵引现象，表征为顺扭；在观音堂附近经槽探揭露，断层产状215∠48°,断距51米，下盘有牵引现象，上盘挤压破碎，挤压带宽15—30厘米，内杂断层角砾，泥岩挤压成鳞片并有牵引褶曲 。

综上，为压扭性逆断层，早期属黄家场背斜的扭性成分，后经威远旋扭构造的改造归并而具压扭性。

②黄葛坡断层

属旋扭构造体系，位于自流井背斜南翼，走向北西、北西西，平面形态呈向北东突出，向南西凹下的弧形。压性或压扭性。由东向西，断距增大。黄葛坡断层规模较大，区内长12公里，走向北65°—72°西，倾南西，倾角31°—48°，总断距330米。

③玉皇庙断层

属新华夏构造体系，位于兴隆场背斜南翼，属压扭性断裂，走向

310°—345°，延伸长 8.2 公里，断层面倾向南西，倾角 12°—50°，断距 20—112 米，横切兴隆场背斜轴线，断裂面在地面显示不明显。

④龙宝山断层

属新华夏构造体系，位于兴隆场背斜北翼，属压扭性断裂，走向 310°—355°，延伸长 4 公里，断层面倾向南西，断距小于 30 米，横切兴隆场背斜轴线，推测向北西方向还要延伸。

⑤古宇庙断层

属新华夏构造体系，位于圣灯山背斜北翼。北起隆昌以东，南到河坝子，长 18 公里。走向北 60°东，断层面倾向北西，倾角 30°—42°,最大断距 176 米。斜截圣灯山背斜，断于须家河组至上沙溪庙组中。断面舒缓波状，上有断层泥，两盘均有小型压性断层与之平行伴生，为压性逆断层。

⑥小湾子断层

属新华夏构造体系，位于邓井关背斜北翼，属压扭性断裂，走向 310°—355°，延伸长 1.4 公里，断层面倾向南西，断距约 100 米，横切邓井关背斜轴线，推测向北西方向还要延伸。

⑦狮子山断层

属新华夏构造体系，位于邓井关背斜北翼，走向 60°—80°，延伸长 9.5 公里，断层面倾向南东，倾角 32°—57°，断距约 20-125 米，平行于邓井关背斜轴线，附近有水平错动，属压性断层。

⑧马桑坡断层

属新华夏构造体系，位于邓井关背斜南翼，属压扭性断裂，走向 309°—324°，延伸长 8 公里，断层面倾向南西，倾角 29°—42°，断距约 51—154 米，横切邓井关背斜轴线，使背斜轴线错开。

⑨五里坡断层

属新华夏构造体系，位于邓井关背斜南翼，属压扭性断裂，走向 300°—315°，延伸长 10 公里，断层面倾向南西，倾角 29°—42°，断距约 35—206 米，断距向南逐渐增大，横切邓井关背斜轴线，使背斜轴线错开。

⑩仙峰寺断层

属新华夏构造体系，位于青山岭背斜核部。南起凉水井，中经仙峰寺、青山岭，北至芝溪，长 32 公里。走向北 50°东，倾向南东，倾角 32°—55°。主要断于须家河组内部，局部断于嘉陵江组与须家河组间，断距 130—250 米。两盘有牵引褶曲，为压性逆断层。

⑪天洋坪断层

属新华夏构造体系，位于梯子崖背斜北西翼。南起大理场，北至云顶场与黄泥垭断层斜交，长 18 公里。走向北 45°东，倾向北西，倾角 30°—83°。天洋坪附近见须家河组逆冲于下沙溪庙组之上，上盘有牵引褶曲，为压性逆断层。

⑫黄泥垭断层

属新华夏构造体系，位于梯子崖背斜核部北段，断层北端已插入螺观山背斜。北起隆昌三块石，中经马滩、云顶场，南至天洋坪，长 25 公里。走向北 40°东，倾向北西，倾角 30°—70°不等，断距 125—375 米。断于须家河组至自流井组间，伴有小断层和小褶曲，为压性逆断层

⑬大地场断层

属新华夏构造体系，位于梯子崖背斜北西翼，属压性逆断层，走向北 30°东，延伸长 11.6 公里，断层面倾角 28°—43°，断距约 550 米，断面平直。

⑭石马岭断层

属新华夏构造体系，位于梯子崖背斜北西翼，属压性逆断层，走向北 40°东，延伸长 5.6 公里，断层面倾向南东，倾角 70°。

5.1.7 水文地质条件

5.1.7.1 水文地质单元划分

水文地质单元是由若干具有一定独立性，而又相互联系、相互影响的不同等级的亚系统或次亚系统组成，每个水文地质单元都具有各自的特征与演变规律，并且是能够适应环境变迁的综合体。水文地质单元划分的原

则以地下水循环特征为基础，依据水文地质条件及其基本特征的差异性进行分类，按照从上到下、由一般到具体的次序进行分级。每一级分类力求反映各类型的基本特征和共性，保持地下水补给、径流、排泄系统的完整性，以便于剖析和归纳总结地下水的运动和赋存规律。

在地下水径流过程中，除受到分水岭边界、地形起伏、含水介质和空间通道等条件的影响外，河流做为地下水的最终排泄基准面和汇流边界，严格控制着地下水的流动和排泄特征。按照水流源汇项的循环过程，地下水从补给、径流到排泄形成一个完整的水文地质单元，不同的河流干流及其次级支流控制着不同级别的水文地质单元。

根据地下水导则的评价要求和水文地质单元特征，为了更加整体、综合的评价项目建设对井区内地下水环境的影响情况，基于上述水文地质单元划分的原则，在分析区内的地形地貌、地表水系、地质构造、水文地质条件的基础上，将项目评价区分为三个一级水文地质单元。

井区内地表水系受沱江和釜溪河水系控制，根据上述划分原则，项目将一级水文地质单元划分为沱江左岸水文地质单元、沱江右岸水文地质单元和沿滩水文地质单元。

评价在水文地质单元划分的基础上，结合区内的地形地貌、地质构造、岩层产状、地表水与地下水转化关系等因素，同时考虑项目各场地的空间分布范围，以满足项目地下水评价为目的，分析项目建设对地下水的环境影响程度，宜对项目场地所在的最后一级水文地质单元上进行评价。

根据区域内的河流水系及地表分水岭可分为 3 个评价区，由西至东分别属于沿滩评价区、沱江右岸评价区、沱江左岸评价区，其中沿滩评价区的地表水向南径流经羊叉河后汇入釜溪河；沱江右岸评价区的地表水向西径流汇入釜溪河，向东径流汇入沱江；沱江左岸评价区的地表水向西径流汇入沱江。调查区内 3 个评价区的水文条件具体如下。

***

图5.1.7-1　站场及评价区分区示意图

5.1.7.1.1 沱江右岸评价区

该评价单元的边界主要以河流及山脊为界，区域小流域较多，地表水系以池塘为主，山脊及河流所围评价区面积为285.47km^2。系统浅层含水层主要以第四系全新统（Qh）、侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）及侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）为主。地下水类型主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水及松散岩类孔隙裂隙水，风化带孔隙裂隙水在区域内广泛分布。其中砂泥岩浅层孔隙裂隙水含水岩组出露面积为255.15km^2。在评价区北东部***村及南部富顺县周边区域有松散岩类孔隙裂隙水分布，出露面积约30.32km^2。

该评价单元属红层区，由于地形控制地下水流向的作用较强，地下的侧流补给作用较弱，其补给以大气降水为主。地下水的径流同样地形地貌控制作用较强，地下水主要沿红层丘陵区的小型沟谷沟底径流，多条小型沟谷中的地下水在一条大型沟谷汇集，并在大型沟谷中沿沟底向下游径流，直至汇至下一级大型沟谷或河流中。该调查区内泉相对较少，水井多，沟谷覆盖有第四系粘土，平缓的谷地地下水垂直蒸发较强，居民区地下水人工排泄较强，地下水径流条件一般。

地下水储集类型为多层迭置，以裂隙储集为主要形式。区内地层多为厚层至中厚层砂岩与泥岩成不等厚互层，以砂岩为主要含水层。砂岩含水层厚约占1/3，单层厚3—15米，其中有6—7层厚度在30米以上至40余米。中细粒，结构疏松，层理不清，裂隙不发育。纵向上，由下而上砂岩单层厚度变薄，颗粒变细。横向上由东向西砂岩所占比例降低。由于各层砂岩厚度较大，在一定范围内具有相对的连续成层性，比泥岩渗透性能好，因而往往构成相对独立的含水层。井泉流量稍大动态亦相对较为稳定。地面下一定深度往往是产卤层位。所见较好井泉皆处于裂隙相对发育地段。裂隙有垂直层面、层间和层面三类，为地下水储集、径流、溢出通道，又以垂直层面裂隙为主要形式。

该单元有21个井场分布，分别为自205H84井（自312井）、自205H64

井、自 205H65 井、自 205H70 井、自 205H71 井（自 309 井）、自 205H74 井、自 205H77 井（自 313 井）、自 205H78 井（自 311 井）、自 205H79 井、自 205H80 井、自 205H81 井、自 205H83 井、、自 205H86 井、自 205H87 井、自 205H88 井、自 205H89 井、自 205H90 井、自 205H91 井、自 205H92 井、自 205H93 井、自 205H95 井。

该评价单元位于沱江右岸，釜溪河左岸，东接沱江左岸评价区，本评价单元西侧以长滩河（鸳鸯乡段）—釜溪河作为地下水排泄边界；北侧以长滩河（永和乡段）—何市镇—***村—跃进水库—***村—***村—肖家溪等地表水系及地表连续分水岭为界；东侧及南侧以沱江（肖家坝—镇溪坝段）作为地下水排泄边界。

该评价单元位于调查区中部区域，区内地表水系隶属于沱江水系，评价区内地表水部分汇入观音溪、皂角坝河、长滩河、老鸭滩溪等河流后，再汇入釜溪河，最后釜溪河于邓井关镇汇入沱江水系；部分汇入肖家溪、双龙桥河、大溪沟、沙溪、踏水桥河等河流后，在再汇入沱江中；评价区内涉及的主要溪流共 14 条，其中釜溪河、肖家溪、双龙桥河、大溪沟、沙溪、踏水桥河、老翁桥河、团标寺河、菜花桥河、丁海坝河属沱江一级支流，观音溪、皂角坝河、长滩河、老鸭滩溪属沱江二级支流。流评价区内有 4 座小型水库分别为双桥水库、双龙水库、跃进水库、大堰水库，水库主要集中在评价区北部。区内自然水系以河流、无名溪沟及小型水库为主，河流多呈不对称枝状分布于沱江及釜溪河两岸。

5.1.7.1.2 沱江左岸评价区

该评价单元的边界主要以河流及山脊为界，区域小流域较多，地表水系以水库、池塘为主，山脊及河流所围评价区面积为 326.2km^2。系统浅层含水层主要以第四系全新统（Qh）、侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）及侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）为主。地下水类型主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水及松散岩类孔隙裂隙水，风化带孔隙裂隙水在区域内广泛分布。其中砂泥岩浅层孔隙裂隙水含水岩组出露面

积为 296.57km^2。在评价区西侧东湖镇及南部黄葛镇周边区域有松散岩类孔隙裂隙水分布，面积约 29.63km^2。

该评价单元属红层区，由于地形控制地下水流向的作用较强，地下的侧流补给作用较弱，其补给以大气降水为主。地下水的径流同样地形地貌控制作用较强，地下水主要沿红层丘陵区的小型沟谷沟底径流，多条小型沟谷中的地下水在一条大型沟谷汇集，并在大型沟谷中沿沟底向下游径流，直至汇至下一级大型沟谷或河流中。

红层地下水，包括浅部普遍分布的孔隙裂隙潜水及局部地段的层间裂隙水。潜水主要赋存于砂泥岩风化带内，以裂隙储集为主，因此，节理裂隙的发育，对于地下水的形成储集具有十分重要的作用，而地貌条件则是地下水的补给、富集的首要条件。

浅层地下水分布深度，视裂隙发育深度而异，以风化裂隙水为主的平缓红层丘陵区，一般在 50 米以内，往下水量不再增加或增加甚微；临近背斜翼部，以构造裂隙、层间裂隙为主，下限深度可达 100—150 米。地下水普遍承压，据收集资料资料及野外踏勘，水位埋深多在 5 米以内。

各组的砂岩一般单层厚度较大，在一定范围内能连续分布，裂隙较为发育，有利于地下水的补给运移和排泄，因而富水性较好。泥岩由于裂隙不发育，相对地成为砂岩的托水层。据地面水点调查，有 72%的井泉是砂岩出水或是沿砂岩底板与泥岩接触处溢出。

该单元有 8 个井场分布，分别为自 205H68 井、自 205H69 井、自 205H73 井、自 205H85 井、自 205H82 井、自 205H56 井、自 215H4 井、自 310 井。

该评价单元位于沱江左岸，东接沱江右岸评价区，该评价区西部以沱江（牛佛镇—琵琶镇段）作为地下水排泄边界；南部边界以牟溪—***村—童寺镇—大城河等地表水系及地表连续分水岭为界；东部以九曲河（代寺镇段）—大城河（中石镇—芝溪乡段）作为地下水排泄边界；北部以牛佛镇—回龙镇—骑龙镇—柑坳乡—代寺镇等地表连续分水岭为界。

该评价单元地表水系隶属于沱江水系，评价区内自然水系呈不对称树枝状分布于沱江左岸。评价区内主要河流包括三岔河（富隆溪）、陈家桥河、钱家溪、陶家溪、柑子溪、七贤溪、鳌溪、马合溪、泥溪、牟溪、龙头溪、九曲河、大城河共 13 条，均为沱江一级支流。评价区内的水库主要有 10 座小型水库，分别为五里河水库、一碗水水库、中石水库、大土湾水库、二郎水库、***村水库、***村水库、***村水库、***村水库、猫儿山水库。

5.1.7.1.3 沿滩评价区

该评价单元的边界主要以山脊及河流为界，区域小流域较多，地表水系以池塘为主，山脊及河流所围评价区面积为 4.961km^2。系统浅层含水层主要以侏罗系上统遂宁组（J_3sn）及侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）为主，地下水类型主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水，风化带孔隙裂隙水在区域内广泛分布。区内地下水主要接受大气降雨补给，大气降水转化为地表径流后，在地表滞留时间相对延长，有利于大气降水渗入补给风化带裂隙水。地下水流向严格受地形地貌条件、岩性、产状构造的控制，自分水岭由北向南方向径流地下水在径流过程中遇沟谷切割或经人工揭穿成泉出露地表，最终排泄于羊叉河。

区内砂岩裂隙发育，裂隙含水；泥岩裂隙不发育，含水相对较弱，形成了一套裂隙含水体与相对隔水层相互叠置的含水岩组。红层浅部风化带孔隙裂隙水分布广泛，大多属交替强烈的潜水类型，发育深度一般为 20-50 米左右，向深部风化裂隙渐行消失，构成隔水层。水质多属淡水。

浅部泥岩风化裂隙也能接受降水补给而贮水，浅丘宽谷区顺岩层坡向的冲沟下方有利于地下水补给和储集，当泥岩微细裂隙与砂岩的风化裂隙相互勾通时，常形成富水地段。收集资料钻孔揭露风化带深达 40 米，风化带泥岩中有方解石溶蚀空洞，为地下水的运移储集增加空间，加之孔位又处在地表水体边岸，可以接受地表水的补给，所以比较富水。

该单元包括 1 个井场为自 308 井。

该评价单元南部是以羊叉河作为地下水排泄边界；西部以砂塘坝—***村—黄市镇的地表连续分水岭为界；北部以黄市镇—观音桥—***村—塘湾头地表连续分水岭为界；东部以塘湾头—黄泥咀—车底洞地表连续分水岭为界。

该评价单元位于调查区西部区域，整个区域的地表水水系隶属于沱江水系。区内地表水首先由羊叉河汇入釜溪河，后釜溪河流经王井镇—***村—富顺县—邓井关镇，最后于***村汇入沱江水系。

5.1.7.2 区域水文地质条件

本次工作区内的地下水类型主要有孔隙裂隙水、层间裂隙水、松散岩类孔隙裂隙水等 3 种，其地下水类型特征、含水岩层（组）及富水性、补径排特征的详细情况如下。

5.1.7.2.1 地下水类型及富水性

一、松散岩类孔隙裂隙水

松散岩类孔隙裂隙水主要赋存于沱江两岸的河漫滩、一级阶地的全新统冲积层（Q_4^{al}）砂砾石、卵石、粘质砂土层中，小部分赋存于釜溪河的河漫滩、一级阶地，地下水水量随位置变化差异较大，在沱江两岸漫滩最大单井涌水量可达 1300㎥/d，如永嘉乡、牛佛镇、黄葛镇等；在釜溪河两岸大部分区域单井涌水量小于 100 吨/日，如沿滩区、仙市镇、王井镇等；在沱江两岸二至四级阶地出现基本无水的粘土砾石层，如王大山乡、东湖镇、黄葛镇、柑坳乡等。

二、红层砂泥岩孔隙裂隙水

红层分布广泛，包括侏罗系上统蓬莱镇组（J_3p）、侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）、侏罗系中下统自流井组（$J_{1\text{-}2}z$）等地层，组成了广阔的丘陵，红层砂泥岩孔隙裂隙水是区域内最主要的地下水类型，调查区内井场周边井区均为丘陵区的红层孔隙裂隙水，详细如下：

红层砂泥岩孔隙裂隙水主要分布于调查区南部富顺县、西部沿滩区及

北部大安区，流域主要分布于沿滩评价区、沱江右岸评价区及沱江左岸评价区，分布面积约 580.2km^2。

丘陵区风化裂隙水共有侏罗系上统蓬莱镇组（J_3p）、侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）、侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）、侏罗系中下统自流井组（$J_{1-2}z$）等 5 个含水岩组，从区域上来看侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）岩层的富水性相比其他含水岩组更强，具有普遍的含水意义。在调查区域内地下水的埋深多在 0~5m 之间。

红层砂泥岩孔隙裂隙水赋存区域的构造作用明显，区域内水系发育、稻田广布。因此补给条件有利，地下水赋存条件较好。丘坡是入渗补给和径流区，单井涌水一般小于 1m^3/d，季节变化强烈；沟谷是地下水的汇集埋藏区，其富水性好坏主要由地形地貌条件和含水层岩性、结构及风化带厚度等因素决定。区域内的大部分沟谷的单井涌水量一般在 3~10m^3/d。区域内部分区域沟谷的单井涌水量小于 3m^3/d，仅地处汇水条件较好的区域单井涌水量在 10~100m^3/d。

由于受地形条件、含水层相变、裂隙不均匀性，以及上部粘性土覆盖等诸多因素的控制或影响，沟谷埋藏带地下水多具微承压性质，沟边至沟心、上源到中下段往往出现由潜水——微承压水的转化现象。

在调查区的东部、南东部区域的下部较深部位为层间承压水，地下水埋深在 80m~100m 左右。由于承压水与大气降水的直接联系减弱，故受影响较小，动态一般较为稳定。

三、砂页岩层间裂隙水

区域上小面积出露，评价区内无此含水岩组出露，主要位于压性、压扭性断层两盘及背斜轴部和两翼。本类地下水的赋存条件主要取决于岩石的裂隙发育程度。由于岩石具有刚、柔相间的组合层序，在构造应力作用下，砂岩易产生裂隙，且张开性较好，延伸较远。页岩中的裂隙则细微短小，呈闭合状。故砂岩较页岩具备较为理想的储水空间，这就形成了岩石中裂隙含水或富水的层间差异。相对而言，二、四、六、段砂岩为主要含

水层，一、三、五段页岩煤系含水微弱，视为相对隔水层。由于在背斜两翼及倾没端受构造因素控制，形成层间裂隙承压水。

地下水主要埋藏于砂岩裂隙中，在无断裂影响情况下各层砂岩各自形成单一的水动力系统。含水层地处背斜山岭地带，地下水在露头区接受补给后，除部分在临近沟谷切割深处以下降泉形式排泄地表外，大部份储集于浅部含水层中，也有沿构造由北东向南西作纵向运动并向深部运移，形成多层叠置的承压自流水。地表出露泉水较多，但流量一般小于 0.5 升/秒。大气降雨是地下水的主要补给来源，其次山区溪流也有一定补给作用。在背斜轴部地区，由于断裂作用，含水层可能局部接受嘉陵江组灰岩岩溶水补给。本含水岩组，测区除在青山岭背斜有沱江切割外，无区域排泄出口，因此地下水在背斜两翼及倾没端，普遍承压。富水程度受岩性、构造、地貌多种因素制约，钻孔出水量 8—968m^3/d，相差可至百倍以上。其中以四、六两段砂岩富水程度最佳。

地下水动态具季节变化的特点，泉水、矿洞水动态与降雨量关系尤为密切。层间承压水受降雨影响不如前者明显，但普遍表现在钻孔初揭穿时流量大、水头高，随时间推移，水头降低，流量减小，甚至枯竭，反映了地下水补给来源不足，以消耗静储量为主的特征。

浅埋藏的层间裂隙承压水分布在高背斜部位，富集深度一般为百米以内，最深可达 200 余米。水质属矿化度小于 1 克/升的重碳酸型淡水。这一深度以下，随着含水层的埋深增大，特别是倾没端以及低背斜部份，封闭条件较好，地下水循环缓慢，转为以硫酸盐型或氯化物型为主。矿化度 1-10 克/升的咸水。深埋于向斜地腹者即为高矿化的盐卤水。

5.1.7.2.2 区域地下水补、径、排条件

地下水的循环特征主要受岩性组合关系、构造特征、地形地貌条件的影响。地貌和包气带岩性是影响地下水补给的重要条件，含水岩组结构及岩性是地下水储集的内在条件，地貌、构造特征和含水层岩性条件是影响地下水径流、排泄强弱的重要因素。

调查区属红层区由于地形控制地下水流向的作用较强，地下的侧流补给作用较弱，其补给以大气降水为主。地下水的径流同样地形地貌控制作用较强，地下水主要沿红层丘陵区的小型沟谷沟底径流，多条小型沟谷中的地下水在一条大型沟谷汇集，并在大型沟谷中沿沟底向下游径流，直至汇至下一级大型沟谷或河流中。

调查区内地下水排泄方式以泉或泉群的形式在砂、泥岩接触处溢出为主，相对而言，深切丘陵区沟谷发育，泉水出露较多，地下水具有良好的径流条件，在浅切丘陵区，地形切割浅，沟谷宽缓，且有第四系粘性土覆盖，泉少、水井多，地下水垂直蒸发或人工排泄亦强，径流条件差。

一、地下水补给

区域内水系发育、水库堰塘广布、灌溉沟渠分布，这些为地下水的补给创造了较有利的条件。但各项补给在区域和时间的分配上很不均匀。

（1）大气降水补给

区域属于亚热带湿润季风气候，具有气候温和、四季分明等特点。降雨量较为充沛，但降雨量在季节分配上不均，主要集中在 6、7、8、9 月。同时，降水补给还与补给区的地形地貌、地层岩性（包气带岩性）、地质构造及植被等因素有关，由于在调查区构造主要集中在中部区域，因此在中部区域主要影响因素是地质构造、地形地貌及地层岩性，其余区域主要影响因素是地形地貌及地层岩性。

降雨入渗补给的多少取决于构造、包气带岩性和地形条件。河谷漫滩、阶地区地形平坦，包气带岩性多为砂质粘土、粘质砂土，渗透性较强，补给条件好，大气降水通过包气带直接入渗补给砂卵石孔隙水，补给强烈；中切丘陵区地形起伏相对较小，对大气降水的入渗补给相对有利，浅层地下水接受大气降水入渗后，丘陵坡顶地带多为林地覆盖，减缓了地表水流速，有利于地下水补给；构造作用强烈区域的地下水在大气降水下渗通过包气带后直接沿构造裂隙进入构造裂隙水，有利于地下水补给。

（2）农灌水补给

稻田水一般多是大气降水蓄积而成、部分由水库而来。区内稻田广布，虽然多分布于粘性土区，日渗入量小，但稻田灌水时间长，相当于起到一个较长时间的定水头补给，对浅层地下水的入渗补给非常明显，5 月份稻田一储水，沟内的井水位上升；8 月底稻田水疏干，井水位下降；可见稻田水对红层风化带孔隙裂隙水的补给和调节作用较大。

（3）堰塘水补给

区内具有较多的塘堰分布，多处于中等风化以上基岩或压实粘土之上，起农灌囤水或养殖作用，基本全年有水。除此之外，往往水库附近井水位较稳定，水渠通水期间附近水井水位也有所上升，说明水库、水渠水对其附近及其下的浅层地下水的入渗补给作用较为明显。

二、地下水径流

区内地下水的径流受地形坡度、岩性特征及裂隙、溶孔展布方向的控制，可分为 2 种水文地质单元进行分述，即釜溪河、沱江漫滩及河谷阶地和丘陵区。

（1）漫滩及河谷阶地

第四系全新统砂卵石层孔隙潜水含水层较均一，补给径流条件好，地下水具有统一的潜水面，地下水流向与河流近垂直而略向下游，补给河水。水力坡度后缓前陡，约 1.1~5.7‰。

（2）丘陵区

基岩风化裂隙水的运动受地形起伏和裂隙、溶孔等组成的孔隙裂隙导水系统的控制。基岩构造裂隙水的运动主要受地形起伏和构造裂隙等组成的构造裂隙水导水系统的控制。地下水在径流中显示出潜水性质，通常以沟谷为中心，各自的地表分水岭为界，由丘坡向沟谷运动，汇集于沟谷再向下游径流至釜溪河、沱江。地下水在径流中沿构造裂隙、风化孔隙裂隙、层间裂隙径流至排泄区，汇集于排泄区后再向下游径流至釜溪河、沱江。地形起伏相对较大的地段，地下水径流较强，水力坡度较大。

三、地下水排泄

区内地下水排泄均具有就近补给、就近排泄的特点，排泄方式主要有：水平径流排泄、垂向蒸发排泄、人工开采排泄三种。不同的水文地质单元地下水的排泄方式各异，河谷漫滩阶地水文地质单元地下水排泄方式三者皆有；丘陵区水文地质单元地下水排泄主要为侧向径流和人工开采排泄。

（1）水平径流排泄

水平径流排泄包括三种形式：①河流、沟谷切割含水层，地下水向河流、沟谷排泄；②含水层因岩层渗透性差异，地下水运动受阻而以泉水的形式排泄于地表；③以地下径流的方式流出边界。

（2）垂向排泄

主要指地下水以蒸发的形式进行的排泄。垂向蒸发排泄主要发生于河谷漫滩及阶地、宽缓沟谷，而丘陵区风化裂隙水受岩性岩相条件控制，垂向排泄量极其微弱。

（3）人工开采排泄

区内主要为红层丘陵地区，村民居住分散，大部分以地下水为生活水源，取水方式多为井、泉，除集镇、部分村舍采用集中供水外，其余均分散开采，平均 1~3 户 1 井。

5.1.7.3 评价区水文地质条件

本项目工作区属红层区域，主要分布于自贡市沿滩区、大安区、富顺县等 3 个区县，根据实际情况依据调查区域内的河流水系及地表分水岭可分为 3 个评价区，由西至东分别属于沿滩评价区、沱江右岸评价区、沱江左岸评价区。其中沿滩评价区的地下水类型为红层砂泥岩孔隙裂隙水；沱江右岸评价区的地下水类型主要有松散岩类孔隙裂隙水、红层砂泥岩孔隙裂隙水；沱江左岸评价区的地下水类型主要有松散岩类孔隙裂隙水、红层砂泥岩孔隙裂隙水，见上文站场及评价区水文地质单元划分图。

5.1.7.3.1 沱江右岸评价区

一、地下水类型及富水性

沱江右岸评价区的地下水类型主要为砂泥岩浅层孔隙裂隙水，面积为

255.15km^2。在评价区北东部***村及南部富顺县周边区域有松散岩类孔隙裂隙水分布，面积约 30.32km^2。区内共有 21 个井场分布，分别为自 205H64 井、自 205H65 井、自 205H70 井、自 205H71 井（自 309 井）、自 205H74 井、自 205H77 井（自 313 井）、自 205H78 井（自 311 井）、自 205H79 井、自 205H80 井、自 205H81 井、自 205H83 井、自 205H84 井（自 312 井）、自 205H86 井、自 205H87 井、自 205H88 井、自 205H89 井、自 205H90 井、自 205H91 井、自 205H92 井、自 205H93 井、自 205H95 井，均属于红层砂泥岩孔隙裂隙水。

从沱江右岸评价区范围内调查访问和水文钻探，了解到该区域由于构造和岩性关系，一般组成浅级开阔的丘陵，部分地区为中丘，地下水汇集条件较好，加上储集空间发育，所以一般比较富水，尤其地形低洼地段往往成为相对富水区。新店铺向斜，永泰乡向斜亦有类似条件。南部零星分布的深丘区，处于地形斜坡地段，不利于地下水补给，故不甚富集，个别流量较大泉水主要与穿层补给有关，但并不排除小范围富水的可能性。

上述主要是就较大范围和一般情况而言，至于具体某一水点所处位置，其地形条件，微地貌也具有一定影响，诸如两沟或多沟相交，宽缓冲沟下游、两山夹一嘴等地形条件，多有较好井泉出露。

红层砂泥岩浅层孔隙裂隙水主要发育于浅层砂、泥岩风化带孔隙、裂隙及构造裂隙中，以裂隙储集为主，孔隙储集次之。根据野外调查及钻探结果了解到，在评价区中部北至瓦市镇，南至互助镇地下水主要为泥岩、砂岩风化带孔隙、裂隙含水；在评价区北部及南部地下水主要为砂岩、泥岩构造裂隙含水。评价区内含水层大多分布于丘坡中下部及沟谷区，厚度一般为 10~25m 之间。由于红层含水层多层迭置，砂、泥岩浅部风化带为含水层，但向下部裂隙迅速减弱，变为隔水层。

评价区内地下水的富水性主要受到降雨入渗补给面积控制，当补给面积大时，其获得的入渗补给量大，地下水富水性较好，补给面积小，则地下水获得的补给量少，地下水富水性差。由于表层风化裂隙发育程度以及

地形地貌和补给范围的不同，不同的地段又存在着不同的富水差异。在较平缓、山体底部的地段由于补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，其钻孔出水量大，反之则很小。在区域内丘坡是入渗补给和径流区，单井涌水量一般小于 1m^3/d。在区内北东部，沟谷水量较小，单孔出水量＜100m^3/d;在区内北西及南部地区,沟谷水量小,单井涌水量一般小于 10m^3/d。根据收集资料及调查周边已有钻孔、民井和本次钻探结果了解到，地下水水位埋深一般小于 5m。

本次在沱江右岸评价区内的自 205H64 井、自 205H74 井、自 205H77 井进行了钻探，在自 205H64 井的渗透系数为 0.0661m/d，含水层厚度为 24.5m，单井涌水量为 18.69m^3/d；自 205H74 井的渗透系数 0.0587m/d，含水层厚度为 31.6m，单井涌水量为 25.62m^3/d；自 205H77 井的渗透系数 0.0568m/d，含水层厚度为 30.5m，单井涌水量为 24.7m^3/d。

由于受地形条件、含水层相变、裂隙不均匀性，以及上部粘性土覆盖等诸多因素的控制或影响，沟谷埋藏带地下水多具微承压性质，沟边至沟心、上源到中下段往往出现由潜水——微承压水的转化现象。地下水水与大气降水的直接联系减弱，故受影响较小，动态一般较为稳定。

***

图5.1.7-2　沱江右岸评价区综合水文地质图

治为环境

二、地下水补、径、排条件

区内地下水的循环特征主要受岩性组合关系、地形地貌条件、地质构造的影响。地貌和包气带岩性是影响地下水补给的重要条件，含水岩组结构及岩性是地下水储集的内在条件，地貌和含水层岩性条件是影响地下水径流、排泄强弱的重要因素。

该调查区属红层区由于地形控制地下水流向的作用较强，地下的侧流补给作用较弱，其补给以大气降水为主。地下水的径流同样地形地貌控制作用较强，地下水主要沿红层丘陵区的小型沟谷沟底径流，多条小型沟谷中的地下水在一条大型沟谷汇集，并在大型沟谷中沿沟底向下游径流，直至汇至下一级大型沟谷或河流中。

该调查区内泉相对较少，水井多，沟谷覆盖有第四系粘土，平缓的谷地地下水垂直蒸发较强，居民区地下水人工排泄较强，地下水径流条件一般。

（1）地下水补给

该调查区域内水系发育、较多堰塘分布、水库较少、灌溉沟渠分布，这些为地下水的补给创造了条件。但各项补给在区域和时间的分配上很不均匀。

①大气降水补给

该调查区属亚热带湿润季风气候，具有气候温和、四季分明等特点。降雨量较为充沛，但降雨量在季节分配上不均，主要集中在6、7、8、9月。同时，降水补给还与补给区的地形地貌、地层岩性（包气带岩性）及植被等因素有关。

降雨入渗补给的多少取决于包气带岩性和地形条件。该区域的地貌主要为深丘地貌，沟谷宽缓，对大气降水的入渗补给相对有利，浅层地下水接受大气降水入渗后，丘坡顶部地带多为林地覆盖，减缓了地表水流速，有利于地下水补给。

②农灌水补给

稻田水一般多是大气降水蓄积而成、部分由水库而来。区内稻田广布，虽然多分布于粘性土区，日渗入量小，但稻田灌水时间长，相当于起到一个较长时间的定水头补给，对浅层地下水的入渗补给非常明显，5 月份稻田一储水，沟内的井水位上升；8 月底稻田水疏干，井水位下降；可见稻田水对红层风化带孔隙裂隙水的补给和调节作用较大。

③塘堰水补给

区内具有较多的塘堰分布，多处于中等风化以上基岩或压实粘土之上，起农灌囤水或养殖作用，基本全年有水。除此之外，水渠通水期间附近水井水位也有所上升，说明水渠水对其附近及其下的浅层地下水的入渗补给作用较为明显。

（2）地下水径流

区内地下水的径流受地形坡度、岩性特征及裂隙、孔隙展布方向的控制，该流域主要为一种水文地质单元即丘陵区。

基岩裂隙水的运动受地形起伏和裂隙、溶孔等组成的孔隙裂隙导水系统的控制。地下水在径流中显示出潜水性质，通常以沟谷为中心，各自的地表分水岭为界，由丘坡向沟谷运动，汇集于沟谷再向下游径流至附近河流。地形起伏相对较大的地段，地下水径流较强，水力坡度较大。

（3）地下水排泄

区内地下水排泄均具有就近补给、就近排泄的特点，排泄方式主要有：水平径流排泄、垂向蒸发排泄、人工开采排泄三种。该流域属丘陵区水文地质单元，其地下水排泄主要为侧向径流和人工开采排泄。

①水平径流排泄

水平径流排泄包括三种形式：1）河流、沟谷切割含水层，地下水向河流、沟谷排泄；2）含水层因岩层渗透性差异，地下水运动受阻而以泉水的形式排泄于地表；3）以地下径流的方式流出边界。

②垂向排泄

主要指地下水以蒸发的形式进行的排泄。丘陵区风化裂隙水受岩性岩

相条件控制，垂向排泄量极其微弱。

（3）人工开采排泄

区内主要为红层丘陵地区，村民居住分散，大部分以地下水为生活水源，取水方式多为井、泉，除集镇、部分村舍采用集中供水外，其余均分散开采，平均 1~3 户 1 井。

5.1.7.3.2 沱江左岸评价区

一、地下水类型及富水性

沱江左岸评价区的地下水类型主要为砂泥岩浅层孔隙裂隙水，面积为 296.57km^2。在评价区西侧东湖镇及南部黄葛镇周边区域有松散岩类孔隙裂隙水分布，面积约 29.63km^2。区内共有 8 个井场分布，分别为自 205H68 井、自 205H69 井、自 205H73 井、自 205H85 井、自 205H82 井、自 205H56 井、自 215H4 井、自 310 井，均属于红层砂泥岩孔隙裂隙水。

广布于向斜丘陵地区，产状平缓。厚达 1079m，平均厚度 883m，其中砂岩占 20-30%。岩多系凸镜体状，极不稳定，一般以中细粒为主，纵张裂隙发育，局部形成密集带。泥岩中则以微细风化裂隙较为发育。该层底部嘉祥寨砂岩相对稳定，厚 10-26m 较疏松，孔隙率可达 1-.26%。是主要的含水层。

广大的丘陵地区，浅部普遍埋藏风化带裂隙潜水。起伏不大的低丘宽谷利于此类地下水储集，密布的农田则利于地表水下渗补给，在不同汇水区域各自形成独立的含水块段。地下水就地补给，就近排泄，动态变化较大。

区域内构造发育，地下水主要赋存于砂岩风化带裂隙、构造裂隙中，局部兼有溶蚀孔隙、裂隙储水，属潜水类型，具有地下水埋藏浅、水质好的特点。根据资料收集、野外调查及地质钻探，了解到该评价区内地下水含水层厚度一般在 10~25m 之间。由于红层含水层多层迭置，砂、泥岩浅部风化带为含水层，但向下部裂隙迅速减弱，变为隔水层。

在浅层风化带孔隙裂隙水分布区域内，富水性分布极不均匀，主要受

到降雨入渗补给面积控制，当补给面积大时，其获得的入渗补给量大，地下水富水性较好，补给面积小，则地下水获得的补给量少，地下水富水性差。由于表层风化裂隙发育程度以及地形地貌和补给范围的不同，不同的地段又存在着不同的富水差异。在较平缓、山体底部沟谷由于补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，其钻孔出水量大，反之则很小。在评价区内丘坡是入渗补给和径流区，单井涌水量一般小于 $1m^3/d$；在沟谷水量小，单井涌水量一般小于 $10m^3/d$。根据收集资料及调查周边已有钻孔、民井和本次钻探结果了解到，地下水水位埋深一般小于 6m。

本次在沱江左岸评价区内砂泥岩孔隙裂隙水裂隙水分布区域的自 310 井、自 205H69 井附近进行了钻探，其中自 310 井渗透系数为 0.0814m/d，含水层厚度为 27.3m，单井涌水量为 $28.82m^3/d$；自 205H69 井渗透系数为 0.0371m/d，含水层厚度为 28.7m，单井涌水量为 $20.42m^3/d$。

由于受地形条件、含水层相变、裂隙不均匀性，以及上部粘性土覆盖等诸多因素的控制或影响，沟谷埋藏带地下水多具微承压性质，沟边至沟心、上源到中下段往往出现由潜水——微承压水的转化现象。

在浅层构造裂隙水分布区域内，受地质构造作用影响，地下水主要赋存于砂岩裂隙中。该评价区内构造裂隙水的含水岩组为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2），含水层厚度一般为 10~30m。

流域内构造裂隙水的富水性主要与含水岩组的岩性、岩相变化及裂隙发育程度密切相关，经调查发现地下水水位埋深主要在 0~5m 之间。区域内发育的构造主要由金华镇背斜和金家场向斜，在褶皱形成过程中，构造作用进一步加强了原有的裂隙系统。

构造复合部位，应力集中，节理发育，岩石完整性差，提供了地下水有利的储集空间。区内沱江沿线，正是新华夏构造体系与华夏式构造体系的复合部位。就区域构造分析，本带红层富水地段的形成为构造复合控水所引起。

龙爪寺向斜、杨家山背斜、黑石场向斜、戴寺向斜等轴向的扭曲部位，

是岩体形变的裂点所在，横张裂隙较发育，岩石较破碎，扩大了储集空间。经调查发现该区域在调查井场周边丘坡单井涌水量一般小于 1m^3/d。沟谷的单井涌水量一般小于 10m^3/d。在内构造裂隙水发育区，泉流量为 0.05~0.5L/s，单井涌水量为可达 100 吨/日。

松散岩类孔隙裂隙水主要赋存于沱江的河漫滩、一级阶地的全新统冲积层（Q_4^{al}）砂砾石、砂土、粘质砂土层中，地下水水量丰富，在沱江两岸部分区域单井容水量可达 1300 吨/日，两岸大部分区域单井涌水量为 100~1000 吨/日，区域内仅在黄葛镇及***村出现基本无水的粘土砾石层。通过调查收集的井、钻孔资料，发现该区域内地下水单孔涌水量一般小于 1000 m^3/d。

浩力环境

***

图5.1.7-3　沱江左岸评价区综合水文地质图

浩方环境

二、地下水补、径、排条件

地下水的循环特征主要受岩性组合关系、构造特征、地形地貌条件的影响。地貌和包气带岩性是影响地下水补给的重要条件，含水岩组结构及岩性是地下水储集的内在条件，地貌、构造特征和含水层岩性条件是影响地下水径流、排泄强弱的重要因素。

调查区属红层区由于地形控制地下水流向的作用较强，地下的侧流补给作用较弱，其补给以大气降水为主。地下水的径流同样地形地貌控制作用较强，地下水主要沿红层丘陵区的小型沟谷沟底径流，多条小型沟谷中的地下水在一条大型沟谷汇集，并在大型沟谷中沿沟底向下游径流，直至汇至下一级大型沟谷或河流中。

（1）地下水补给

红层砂泥岩孔隙裂隙水补给来源主要来自露头区的大气降水补给。补给量大小主要取决于裂隙发育程度、含水层透水性、地形地貌特点、降水量及地表水体分布等因素控制。

在散乱状缓丘区，沟洼广阔平坦，地形坡度较缓，降水后地面径流滞留时间较长，渗入机会充分；其间水田和塘堰较多，为地下水提供持续期较长的补给水源，补给条件较好。对于条状中丘区，坡度较陡，沟洼地带较窄，地面径流停滞时间短，且旱地多，水田少，持续性补给水源有限，故补给条件差。

据 30 年干旱统计资料，每年 3-4 月的春旱，一般连续 30～60 天无降雨；每年 5 月的夏旱，连续 21～24 天无降雨；每年 7～8 月的伏旱，连续 40 天无降雨。这往往导致补给中断，是影响地下径流稳定性的不利因素。但枯平水期仍有一定量的降水，使红层地下水有间断的降水补给，可保证红层地下水具备一定的抗旱能力。

（2）地下水补给径流

红层砂泥岩孔隙裂隙水径流是否通畅主要与贮水构造补给、排泄二区的水位差，含水层的透水性有关。如果水位差愈大，含水层的透水性愈好，

则含水层的径流条件愈好，地下水的循环交替愈强烈，红层地下水的水质良好。红层地下水的水质检测结果显示了这一水文地质条件在不遭受人为影响破坏的前提下形成的地下水水质良好。

（3）地下水排泄

红层砂泥岩孔隙裂隙水分布区均属丘陵地形，地面起伏频繁，水文网切割密度较大，地下水具有高度分散排泄的特点。排泄区为地势相对低洼带，排泄形式以小泉为主，也有不能构泉流的大量滴水和湿润现象。泉、滴水以及露头潮湿带所排出的地下水，除蒸发消耗外，通过沟洼渐次汇入小水系，转为地表径流。一般深切割中丘区，排泄条件好，泉点出露多，民井稀少，地下径流模数值相对较大；浅切割缓丘、低丘区，地势相对平坦，天然排泄差，泉点少而民井较多，地下径流模数值略小。

5.1.7.3.3 沿滩评价区

一、地下水类型及富水性

沿滩评价区的地下水类型为砂泥岩浅层孔隙裂隙水，面积为 4.961km^2。区内共有 1 个井场分布，为自 308 井，均属于红层砂泥岩孔隙裂隙水。

岩性以砂质泥岩及泥岩为主，间夹数层中厚层砂岩和页岩，砂岩占25%左右，单层厚 4—10 米，最厚可达 30 多米，但岩相不稳定，常呈透镜体尖灭或相变成砂质泥岩。含水性一般较弱，各层之间缺乏水力联系，只能组成单一含水层。在背斜或向斜翼部，可以形成层间水。侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）底部嘉祥寨砂岩厚 5—20 米，孔隙度 12—18.5%;。侏罗系中统下沙溪庙组（J_2s^1）底部关口砂岩厚 2—38 米，颗粒较祖，孔隙率为 4—22.5%。这两层砂岩比较稳定，裂隙也比较发育。具有普遍的含水意义。由于处在切割较剧的丘陵，地下水交替循环强烈。井、泉出露普遍，但水量较小，流量随季节变化。如下降泉枯水季流量为 0.067 升/秒，雨后为 0.74 升/秒。民井流量以 0.01—0.05 升/秒居多,井深一般 1—3 米，个别可达 9.97 米，水位普遍小于 1 米。水质属重碳酸钙型或重碳酸钙钠型，矿化度 0.3—0.5 克/升。

本次在沿滩评价区内砂泥岩孔隙裂隙水裂隙水分布区域的自308井附近进行了钻探，渗透系数为0.0489m/d，含水层厚度为21.8m，单井涌水量为10.88m^3/d。

由于受地形条件、含水层相变、裂隙不均匀性，以及上部粘性土覆盖等诸多因素的控制或影响，沟谷埋藏带地下水多具微承压性质，沟边至沟心、上源到中下段往往出现由潜水——微承压水的转化现象。

沿力环境

***

图5.1.7-4 沿滩评价区综合水文地质图

浩方环境

二、地下水补、径、排条件

地下水的循环特征主要受岩性组合关系、构造特征、地形地貌条件的影响。地貌和包气带岩性是影响地下水补给的重要条件，含水岩组结构及岩性是地下水储集的内在条件，地貌、构造特征和含水层岩性条件是影响地下水径流、排泄强弱的重要因素。

区内地下水主要接受大气降雨补给，区内植被较发育，大气降水转化为地表径流后，在地表滞留时间相对延长，有利于大气降水渗入补给风化带裂隙水和岩溶水。地下水流向严格受地形地貌条件、岩性、产状构造的控制。地势高的沟谷地表水在径流过程中沿构造破碎带、构造裂隙、风化裂隙等渗入补给地下水，地下水在径流过程中遇沟谷切割、构造破碎带或经人工揭穿成泉出露地表。

（1）地下水补给

红层基岩裸露地表，地层平缓，被丘陵地形切割形成了大小不等的、近于孤立的块状或条状含水岩体，彼此不相连接，缺少水力联系。地下水就近接受大气降水补给，其次是地表水体。在基岩露头区，大气降水通过基岩裂隙直接补给地下水，或由稻田、堰塘、河流入渗补给地下水。基岩裂隙因受风化带裂隙发育程度、丘陵地形条件的控制，加上受发育于其南东向的向斜构造制约，一般不能构成区域性径流与循环，总体处于分散补给、分散排泄状态，故富集条件较差。

（2）地下水径流

红层砂泥岩孔隙裂隙水沿风化带裂隙向地下运移，若是脊状丘，往两侧迳流;圆顶丘，则往四周径流;在沟谷中多以下降泉的形式出露。地下水动态变化较 大，在枯水季节水量明显减少。

浅层孔隙裂隙水具浅循环短途径径流和积极交替的特点。一般在较高位置接受补给后，沿风化裂隙渗入含水带并向低洼处运移，于附近沟谷排出地表；少部分虽能流向稍远沟谷或江河，但因含水层、段随地形起伏发育，运移途径终不太长，故不具备统一的区域性流向。但在径流过程中部分地下水渗入弱风化带，则径流相对缓慢。

（3）地下水排泄

地下水就近排泄，循环、径流条件均较好。平缓构造区地下水运动多受地形控制，在被切割处以下降泉形式泄出。褶皱构造区，地形坡度大，含水层露头窄，地下水不易积聚，运动比较迅速，排泄途径主要是就近的低地河谷，通常没有统一的排泄区，而是分散地于侵蚀基准面以上转为地表迳流。此外地面蒸发也是排泄途径之一。

在该评价范围内浅层砂泥岩孔隙裂隙水主要接受大气降水补给，受地形控制，由高处向低处运移，向地势低洼的沟口排泄，后沿沟谷径流，排泄于羊叉河；人工开采排泄：区内居民主要以地下水为生活水源，取水方式主要为分散式居民饮用水井。

5.1.7.4 场地水文地质条件

根据实际情况依据调查区域内的河流水系及地表分水岭可分为 3 个评价区，由西至东分别属于沿滩评价区、沱江右岸评价区、沱江左岸评价区。每个评价区的单井场水文地质条件详细情况如下。

5.1.7.4.1 沱江右岸评价区单井场水文地质条件

该评价区内的井场共有 21 个，分别为自 205H64 井、自 205H65 井、自 205H70 井、自 205H71 井（自 309 井）、自 205H74 井、自 205H77 井（自 313 井）、自 205H78 井（自 311 井）、自 205H79 井、自 205H80 井、自 205H81 井、自 205H83 井、自 205H83 井（自 312 井）、自 205H86 井、自 205H87 井、自 205H88 井、自 205H89 井、自 205H90 井、自 205H91 井、自 205H92 井、自 205H93 井、自 205H95 井，地下水类型均为红层砂泥岩孔隙裂隙水，井场位置均位于丘陵区，因此该评价区水文地质参数主要受岩性—基岩破碎程度影响。评价区内单井场的具体情况见下表：

表5.1.7-1　自205H64井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H64 井	地理位置	四川省自贡市大安区***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H64 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡坡脚，海拔在 285~300m 之间，地势整体上西高，东低。				
包气带特征	自 205H64 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 1~5m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。 **包气带参数：**井场周边第四系包气带，主要成分粉质粘土，厚度 3.68m；垂向渗透系数 0.04071m/d。				
含水层及隔水层特征	自 205H64 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为棕红色钙质泥岩、粉砂质泥岩，泥质、粉砂质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。 **钻探参数：**含水层厚度 24.5m；渗透系数 0.0661m/d；抽水影响半径 26.39m；涌水量：18.69m^3/d；单位涌水量：0.0209L/s·m。				
地下水类型及富水性	自 205H64 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H64 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于不规则枝状沟谷丘坡坡脚，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 100°+263m 处的老鸦滩溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H64 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。本次勘察钻孔 1 个，编号为 ZK03。				

表5.1.7-2　自205H65井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H65 井	地理位置	四川省自贡市大安区***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H65 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 285~300m 之间，地势整体上西高，东低。				
包气带特征	自 205H65 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 1~5m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H65 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为棕红色钙质泥岩、粉砂质泥岩，泥质、粉砂质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H65 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 $10m^3/d$，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 $1m^3/d$。				
地下水补径排特征	自 205H65 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于不规则枝状沟谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 100°+483m 处的老鸦滩溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H65 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-3　自205H70井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H70 井	地理位置	四川省自贡市富顺县互助镇	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H70 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于沟谷，海拔在 300~340m 之间，地势整体上南东高、北西低。				
包气带特征	自 205H70 井场范围内包气带由沟谷第四系褐黄色粘土、砂砾石组成，厚度 2~6m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H70 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H70 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系冲积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m³/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m³/d。				
地下水补径排特征	自 205H70 井场属于沱江右岸支流沟域，位于不对称枝状沟谷，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 284°+1.32km 处的观音溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H70 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-4　自205H71井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H71 井	地理位置	四川省自贡市富顺县互助镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H71 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 265~317m 之间，地势整体上北西高、南东低。				
包气带特征	自 205H71 井场范围内包气带由沟谷第四系褐黄色粘土、砂砾石组成，厚度 2~6m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H71 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H71 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系冲积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 12m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H71 井场属于沱江右岸沟域，位于不对称枝状丘坡坡脚，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 126°+2.81km 处的沱江中。				
地下水开发利用现状	自 205H71 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-5　自205H74井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H74 井	地理位置	四川省自贡市富顺县互助镇	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H74 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 295~325m 之间，地势整体上南东高，北西低。				
包气带特征	自 205H74 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。 **包气带参数：**井场周边第四系包气带，主要成分粉质粘土，厚度 2.1m；垂向渗透系数 0.06839m/d。				
含水层及隔水层特征	自 205H74 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。 **钻探参数：**含水层厚度 31.6m；渗透系数 0.0587m/d；抽水影响半径 54.03m；涌水量：25.62m^3/d；单位涌水量：0.0150L/s·m。				
地下水类型及富水性	自 205H74 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H74 井场属于釜溪河左岸沟域，位于不对称枝状沟谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径短，排泄于井场 325°+169m 处的观音溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H74 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。本次勘察钻孔 1 个，编号为 ZK05。				

表5.1.7-6　自205H77井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H77 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区仙市镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H77 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 285~315m 之间，地势整体上南高、北低。				
包气带特征	自 205H77 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 1~4m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。 **包气带参数：**井场周边第四系包气带，主要成分粉质粘土，厚度 2.63m；垂向渗透系数 0.04782m/d。				
含水层及隔水层特征	自 205H77 井场范围内上部岩性为第四系褐黄色粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）紫红色泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水，井场位于新店铺向斜南翼，杨湾背斜北翼，下部张裂隙发育，主要赋存构造裂隙水。 **钻探参数：**含水层厚度 30.5m；渗透系数 0.0568m/d；抽水影响半径 60.3m；涌水量：24.7m^3/d；单位涌水量：0.0125L/s·m。				
地下水类型及富水性	自 205H77 井场地下水类型为红层砂泥岩孔隙裂隙水，富水性弱，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H77 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于不对称枝状沟谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，排泄于井场 300°+1.624km 处的杨柳溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H77 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。本次勘察钻孔 1 个，编号为 ZK06。				

表5.1.7-7　自205H78井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H78 井	地理位置	四川省自贡市富顺县***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H78 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 295~345m 之间，地势整体上南西高，北东低。				
包气带特征	自 205H78 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 2~6m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H78 井场范围内上部岩性为第四系褐黄色粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2S^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H78 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H78 井场属于沱江右岸沟域，位于宽缓“U”型谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 57°+838m 处的水桥河中。				
地下水开发利用现状	自 205H78 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-8　自205H79井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H79 井	地理位置	四川省自贡市富顺县邓井关镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H79 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 300~325m 之间，地势整体上南高，北低。				
包气带特征	自 205H79 井场范围内包气带由沟谷第四系粘土、砂砾石组成，厚度 3~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H79 井场范围内上部岩性为第四系灰黄色粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H79 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H79 井场属于釜溪河左岸沟域，位于宽缓不对称枝状沟谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 350°+785m 处的水库中，后汇入皂角坝河。				
地下水开发利用现状	自 205H79 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-9　自205H80井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H80 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区互助镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H80 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 270~325m 之间，地势整体上北东高，南西低。				
包气带特征	自 205H80 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 1~5m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H80 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H80 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H80 井场属于釜溪河左岸沟域，位于不对称枝状沟谷丘坡上，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 231°+1.91km 处的釜溪河中。				
地下水开发利用现状	自 205H80 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-10　自205H81井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H81 井	地理位置	四川省自贡市富顺县邓井关镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H81 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于沟谷，海拔在 275~305m 之间，地势整体上北西高，南东低。				
包气带特征	自 205H81 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H81 井场范围内上部岩性为第四系褐色粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H81 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H81 井场属于釜溪河左岸沟域，位于羽状宽缓沟谷，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 133°+307m 处的观音溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H81 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-11　自205H83井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H83 井	地理位置	四川省自贡市富顺县邓井关镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H83 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于沟谷，海拔在 270~325m 之间，地势整体上北东高，南西低。				
包气带特征	自 205H83 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 1~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H83 井场范围内上部岩性为第四系灰黄色粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构、细粒结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H83 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H83 井场属于釜溪河左岸沟域，位于宽缓园顶丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 197°+559m 处的釜溪河中。				
地下水开发利用现状	自 205H83 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-12　自205H84井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H84 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区瓦市镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H84 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于坡顶，海拔在 285~310m 之间，地势整体上南高，北低。				
包气带特征	自 205H84 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 4~8m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H84 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为砂岩，细粒结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H84 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m³/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m³/d。				
地下水补径排特征	自 205H84 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于“V”型谷坡顶，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 325°+262m 处的皂角坝河中。				
地下水开发利用现状	自 205H84 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-13　自205H85井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H85 井	地理位置	四川省自贡市富顺县牛佛镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H85 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 283~310m 之间，地势整体上北西高，南东低。				
包气带特征	自 205H85 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 3~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H85 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H85 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系冲积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 15m^3/d，泉流量小于 0.1L/s。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H85 井场属于沱江左岸沟域，位于不对称枝状沟谷，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 272°+1.15km 处的沱江中。				
地下水开发利用现状	自 205H85 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-14　自205H86井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H86 井	地理位置	四川省自贡市大安区王大山乡	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H86 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 275~325m 之间，地势整体上西高，东低。				
包气带特征	自 205H86 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H86 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H86 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系冲积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H86 井场属于沱江左岸流域，位于“U”型谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 53°+190m 处的沱江中。				
地下水开发利用现状	自 205H86 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-15　自205H87井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H87 井	地理位置	四川省自贡市大安区牛佛镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H87 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘顶，海拔在 285~335m 之间，地势整体上西高，东低。				
包气带特征	自 205H87 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、粘土组成，厚度 1~5m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H87 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、粘土，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为泥岩、泥钙质粉砂岩，泥质、粉砂质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H87 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系洪坡积粉质粘土层而使地下水具微承压性，井孔单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内坡度较大，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H87 井场属于沱江右岸支流沟域，位于羽状沟谷坡顶，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 60°+440m 处的大溪沟中，后向南径流汇入沱江。				
地下水开发利用现状	自 205H87 场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-16　自205H88井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H88 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区永安镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H88 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘顶，海拔在 280~360m 之间，地势整体上南西高，北东低。				
包气带特征	自 205H88 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 1~7m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H88 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水，井场位于龙爪寺向斜扬起端，下部张裂隙发育，主要赋存构造裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H88 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 $10m^3/d$，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 $1m^3/d$。				
地下水补径排特征	自 205H88 井场属于沱江右岸沟域，位于塔状丘坡坡顶，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场东方向+1km 处的沱江中。				
地下水开发利用现状	自 205H88 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-17　自205H89井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H89 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区仙市镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H89 井场属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于沟谷，海拔在 285~315m 之间，地势整体上南高、北低。				
包气带特征	自 205H89 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 2~6m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H89 井场范围内上部岩性为第四系褐黄色粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）紫红色泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水，井场位于新店铺向斜轴部偏南翼，下部张裂隙发育，主要赋存构造裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H89 井场地下水类型为红层砂泥岩孔隙裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系冲积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 15m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H89 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于宽缓沟谷底部，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 308°+356m 处的杨柳溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H77 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-18　自205H90井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H90 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区仙市镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H90 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 283~310m 之间，地势整体上北西高，南东低。				
包气带特征	自 205H90 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 3~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H90 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水，井场位于新店铺向斜轴部偏北翼，下部张裂隙发育，主要赋存构造裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H90 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 15m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H90 井场属于釜溪河左岸沟域，位于宽缓园顶丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 115°+588m 处的杨柳溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H90 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-19　自205H91井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H91 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区仙市镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H91 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 280~320m 之间，地势整体上北高，南低。				
包气带特征	自 205H91 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、耕植土、砂砾石组成，厚度 0~7m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H91 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、耕植土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，局部可见构造裂隙发育，节理面垂直于层面，含风化带裂隙水及构造裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H91(7)场地下水为红层砂泥岩孔隙裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积层粉质粘土而使地下水具微承压性，井孔单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H91 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于不对称枝状沟谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由北向南径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场南方向+1.66m 处的杨柳溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H91 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-20　自205H92井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H92 井	地理位置	四川省自贡市大安区新店镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H92 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 305~330m 之间，地势整体上西高，东低。				
包气带特征	自 205H92 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、粘土组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H92 井场范围内上部岩性为第四系耕植土、粉质粘土，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H92 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系洪坡积耕植土、粉质粘土层而使地下水具微承压性，井孔单井涌水量小于 $10m^3/d$，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内坡度较大，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 $1m^3/d$。				
地下水补径排特征	自 205H92 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于“U”型谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由北东向南西方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 234°+70m 处的杨柳溪支流中。				
地下水开发利用现状	自 205H92 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-21　自205H93井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H93 井	地理位置	四川省自贡市大安区新店镇	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H93 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 315~335m 之间，地势整体上北东高，南西低。				
包气带特征	自 205H93 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、粘土组成，厚度 1~5m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H93 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、粘土，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为泥岩、泥钙质粉砂岩，泥质、粉砂质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。井场靠近新店铺向斜轴部南东翼，轴部岩性相对完整，剥蚀产物在轴部堆积，起到保护作用，节理裂隙不发育。				
地下水类型及富水性	自 205H93 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系洪坡积粉质粘土层而使地下水具微承压性，附近水井出水量及泉流量较小，单井涌水量小于 $10m^3/d$ ； （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内坡度较缓，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度小，地下水流速慢，含水层薄，单井涌水量小于 $1m^3/d$。				
地下水补径排特征	自 205H93 井场属于沱江右岸支流沟域，位于不规则枝状沟谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由北东向南西径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。水平径流排泄：地下水最终排泄于井场 239°+1.1km 处的水库中。				
地下水开发利用现状	自 205H93 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-22　自205H95井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H95 井	地理位置	四川省自贡市大安区新店镇	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H95 井属平谷圆顶浅丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 300~350m 之间，地势整体上北东高，南西低。				
包气带特征	自 205H95 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、粘土组成，厚度 1~5m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<4m。				
含水层及隔水层特征	自 205H95 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、粘土，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为泥岩、泥钙质粉砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。井场靠近新店铺向斜轴部北西翼，轴部岩性相对完整，剥蚀产物在轴部堆积，起到保护作用，节理裂隙不发育。				
地下水类型及富水性	自 205H95 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系洪坡积粉质粘土层而使地下水具微承压性，附近水井出水量较小，单井涌水量小于 $10m^3/d$ ； （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内坡度较缓，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度小，地下水流速慢，含水层薄，单井涌水量小于 $1m^3/d$。				
地下水补径排特征	自 205H95 井场属于釜溪河左岸支流沟域，位于不对称枝状沟谷丘坡上，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由北东向南西径流，排泄包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。				
地下水开发利用现状	自 205H95 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

准力环境

5.1.7.4.2 沱江左岸评价区单井场水文地质条件

该评价区内的井场共有 8 个，分别为自 205H68(5)井、自 205H73(4)井、自 205H85(3)井、自 205H82(6)井、自 205H56(4)井、自 215H4(4)井、自 310 井，均属于红层砂泥岩孔隙裂隙水，井场位置均位于丘陵区，因此该评价区水文地质参数主要受岩性—基岩破碎程度影响。评价区内单井场的具体情况见下表：

浩力环境

表5.1.7-23　自310井场水文地质条件一览表

井站编号	自 310 井	地理位置	四川省自贡市富顺县东湖镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 310 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于坡脚，海拔在 275~320m 之间，地势整体上北西高，南东低。				
包气带特征	自 310 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 3~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。 **包气带参数：**井场周边第四系包气带，主要成分粉质粘土，厚度 1.09m；垂向渗透系数 0.02809m/d。				
含水层及隔水层特征	自 310 井场范围内上部岩性为第四系褐色粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为棕红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。 **钻探参数：**含水层厚度 27.3m；渗透系数 0.0814m/d；抽水影响半径 67.39m；涌水量：28.82m^3/d；单位涌水量：0.0418L/s·m。				
地下水类型及富水性	自 310 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 310 井场属于沱江左岸支流沟域，位于宽缓斜面状沟谷坡脚，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 115°+60m 处的马合溪中。				
地下水开发利用现状	自 310 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。本次勘察钻孔 1 个，编号为 ZK02。				

表5.1.7-24　自215H4井场水文地质条件一览表

井站编号	自 215H4 井	地理位置	四川省自贡市富顺县柑坳乡***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 215H4 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘顶，海拔在 289~340m 之间，地势整体上南高、北低。				
包气带特征	自 215H4 井场范围内包气带由沟谷第四系灰黄色粘土、砂砾石组成，厚度 1~6m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 215H4 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为泥岩、粉砂质泥岩，泥质、粉砂质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 215H4 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 $10m^3/d$，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 $1m^3/d$。				
地下水补径排特征	自 215H4 井场属于沱江左岸支流沟域，位于脊状丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 330°+1.57km 处的鳌溪中。				
地下水开发利用现状	自 215H4 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-25　自205H56井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H56 井	地理位置	四川省自贡市富顺县柑坳乡***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H56 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 289~340m 之间，地势整体上南高、北低。				
包气带特征	自 205H56 井范围内包气带由沟谷第四系灰黄色粘土、砂砾石组成，厚度 1~6m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H56 井范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为泥岩、粉砂质泥岩，泥质、粉砂质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H56 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H56 井场属于沱江左岸支流沟域，位于宽缓“U”型谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 324°+941m 处的鳌溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H56 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-26　自205H68井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H68 井	地理位置	四川省自贡市富顺县代寺镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H68 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 335~391m 之间，地势整体上东高，西低。				
包气带特征	自 205H68 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H68 井场范围内上部岩性为第四系灰色粉质粘土、黄色砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H68 井场地下水为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H68 井场属于沱江左岸支流沟域，位于枝状谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 287°+1.45m 处的上龙凼水库中，汇入牟溪。				
地下水开发利用现状	自 205H68 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-27　自205H69井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H69 井	地理位置	四川省自贡市大安区回龙镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H69 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡坡脚，海拔在 295~305m 之间，地势整体上西高，东低。				
包气带特征	自 205H69 井场范围内包气带由沟谷第四系粘土、砂砾石组成，厚度 1~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化泥岩、粉砂质泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。 **包气带参数：**井场周边第四系包气带，主要成分粉质粘土，厚度 3.68m；垂向渗透系数 0.05123m/d。				
含水层及隔水层特征	自 205H69 井场范围内上部岩性为第四系褐色粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构、细粒结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。 **钻探参数：**含水层厚度 28.7m；渗透系数 0.0371m/d；抽水影响半径 39.60m；涌水量：20.42m^3/d；单位涌水量：0.0123L/s·m。				
地下水类型及富水性	自 205H69 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 10m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H69 井场属于沱江左岸支流沟域，位于宽缓“U”型沟谷坡脚，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。地下水径流途径较短，最终排泄于井场 103°+151m 处的钱家溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H69 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。本次勘察钻孔 1 个，编号为 ZK04。				

表5.1.7-28　自205H73井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H73 井	地理位置	四川省自贡市富顺县狮市镇	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H73 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡坡脚，海拔在 280~315m 之间，地势整体上南西高，北东低。				
包气带特征	自 205H73 井场范围内包气带由沟谷第四系褐黄色粉质粘土、砂砾石组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H73 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为紫红色泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H73 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 12m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H73 井场属于沱江左岸支流沟域，位于宽缓丘坡坡脚，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 45°+94m 处的柑子溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H73 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

表5.1.7-29　自205H82井场水文地质条件一览表

井站编号	自 205H82 井	地理位置	四川省自贡市大安区回龙镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 205H82 井属宽谷塔状斜面状中丘地貌，井场位于丘坡，海拔在 315~365m 之间，地势整体上北高南低。				
包气带特征	自 205H82 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、黏土、砂砾石组成，厚度 5~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。				
含水层及隔水层特征	自 205H82 井场范围内上部岩性为第四系粉质粘土、黏土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水。井场位于龙爪寺向斜核部，下部赋存构造裂隙水。				
地下水类型及富水性	自 205H82 井场地下水为红层砂泥岩孔隙裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系冲积层粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 5m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 205H82 井场属于沱江左岸支流沟域，位于宽缓“U”型谷丘坡，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 170°+528m 处的钱家溪中。				
地下水开发利用现状	自 205H82 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。				

5.1.7.4.3 沿滩评价区单井场水文地质条件

该评价区内的井场共有 1 个，为自 308 井，地下水类型为红层砂泥岩孔隙裂隙水，井场位于丘陵区，因此该评价区水文地质参数主要受岩性—基岩破碎程度影响。评价区内单井场的具体情况见下表：

治力环境

表5.1.7-30　自308井场水文地质条件一览表

井站编号	自 308 井	地理位置	四川省自贡市沿滩区黄市镇***村	经度：***	纬度：***
地形地貌	自 308 井属窄谷脊状深切地貌，井场位于丘坡坡脚，海拔在 280~341m 之间，地势整体上北西高，南东低。				
包气带特征	自 308 井场范围内包气带由沟谷第四系粉质粘土、砂砾石组成，厚度 3~10m。坡顶为基岩包气带，母岩为全风化至强风化砂岩、泥岩，基岩包气带厚度一般<5m。 **包气带参数：**井场周边第四系包气带，主要成分粉质粘土，厚度 4.76m；垂向渗透系数 0.04652m/d。				
含水层及隔水层特征	自 308 井场范围内上部岩性为第四系黄褐粉质粘土、砂砾石，几乎不含水，为相对隔水层；下部为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）泥岩风化裂隙含水岩组，含水层岩性主要为棕色钙质泥岩、砂岩，泥质结构，不规则网状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，含风化带裂隙水，井场位于邓井关向斜轴部偏北翼，下部张裂隙发育，主要赋存构造裂隙水。 **钻探参数：**含水层厚度 21.8m；渗透系数 0.0489m/d；抽水影响半径 17.76m；涌水量：10.88m^3/d；单位涌水量：0.0146L/s·m。				
地下水类型及富水性	自 308 井场地下水为主要为红层砂泥岩风化带裂隙水，富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区： （1）沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系残坡积粉质粘土而使地下水具微承压性，机民井单井涌水量小于 15m^3/d，泉流量小于 0.1L/s 。 （2）丘顶及丘坡，为地下水的补给径流区，区内地形切割相对较剧，地下水受地形控制，由高处向低处径流，水力坡度大，地下水流速快，不易聚集，含水层薄，单井涌水量小于 1m^3/d。				
地下水补径排特征	自 308 井场属于釜溪河右岸支流沟域，位于脊状丘坡坡脚，受地形限制，其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由两侧山坡向沟谷汇集，沟谷地下水由西向东方向径流，排泄方式包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。其中水平径流排泄：地下水径流途径较短，最终排泄于井场 120°+239m 处的羊叉河中。				
地下水开发利用现状	自 308 井场周边下游地下水作为当地居民的分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。本次勘察钻孔 1 个，编号为 ZK01。				

5.1.7.5 环境水文地质勘察与试验

5.1.7.5.1 水文地质钻探

为了解评价区水文地质条件，本次在自 308 井、自 310 径、自 205H64 井、自 205H69 井、自 205H74 井、自 205H77 井周边共布设 6 口水文地质勘探井。根据钻孔勘探目的要求，本次勘探孔以揭穿上部潜水含水层，以获取浅部含水层的水文地质参数。单孔孔深多数在 20-40m 之间，总进尺 199.6m。

《水文水井地质钻探规程》（DZ/T 0148-2014）中 4.2.2 条件规定：钻孔结构按钻孔类型、水文地质条件、终孔直径及深度、钻进工艺方法、抽水方法及钻探设备等因素综合确定。进行抽水试验的钻孔，基岩钻孔直径则一般以满足根据预计出水量能下入之抽水设备口径要求或过滤管直径要求为依据确定。

《地下水资源勘察规范》（SL454-2010）附录 E（水文地质钻探）中：E.1.2 钻孔结构应根据勘察区地层特性、含水层富水性、勘探试验要求及钻探工艺等因素确定。E.1.3 钻孔抽水试验段的孔径应根据抽水试验技术要求和可能的出水量大小以及过滤器的类型、外径确定。E.2.2 抽水孔过滤器骨架管内径，基岩地层宜大于 100mm。

根据上述规程、规范之规定，本次勘察孔为水文地质孔；区内地下水为风化裂隙水，埋深较浅，富水性弱，单井出水量小；抽水设备小和使用回转施工工艺等综合确定本次勘察水文地质孔采用 130mm 孔径开孔，110mm 孔径终孔。使用回转钻探设备植物胶护壁、金刚石正循环钻进方法工艺施工。130mm 孔径揭穿土层后，下入井口管，改用 110mm 孔径一径到底，钻进结束后，下入直径 110mm 成井管。成井管上部、下部为白管，过滤器为穿孔过滤器，视含水层位置下入。

本次勘探工作所有钻孔均采用取芯钻进，岩芯采取率均在 75%以上，各岩土层界线清楚，能准确划分地层。成井后洗井至水清砂净。

各水文地质钻孔均进行水文地质编录。编录描述内容包括岩性特征、风化带发育深度、地下水埋藏深度、采取率等，编录质量符合要求。

抽水试验采用稳定流抽水试验。根据试抽情况确定降深，对涌水量不大的钻

孔采用一至两次降深试验；各次降深水位与水量稳定时间符合规范要求，稳定动水位波动值未超过降深值的 1%，涌水量波动值小于(Q 大－Q 小)/Q 平＜3%。上述抽水试验严格按照规范执行，正确可靠，能满足各含水层水文地质参数的计算。

水文地质钻孔兼顾后期地下水监测之用，均布设于井场下游位置。勘探工作共组织 6 台 XY-100 型回转钻机，每台钻机配制 3 人以上，严格按照操作规程施工，勘探钻孔的分布位置及信息，如下表。

表5.1.7-31　勘察钻孔信息一览表

序号	名称	经度	纬度	进尺
ZK01	自 308 井	***	***	25.4
ZK02	自 310 井	***	***	38.5
ZK03	自 205H64 井	***	***	27.1
ZK04	自 205H69 井	***	***	32.0
ZK05	自 205H74 井	***	***	36.3
ZK06	自 205H77 井	***	***	40.0



自 205H74 井井场岩心



自 310 井场周边岩心照片



自 205H69 井井场岩心



自 205H77 井井场岩心

图5.1.7-5 本项目井场勘探孔岩心照片

***

图5.1.7-6 本项目自308井钻孔岩心柱状图（ZK01）

***

图5.1.7-6 本项目自205H74平台钻孔岩心柱状图（ZK05）

5.1.7.5.2 抽水试验

抽水试验依据主要依据《水文地质钻探规程》（DZ/T0148-94）和《供水水文地质勘察规范》（GB50027-2001）进行。《水文地质钻探规程》中规定：“在各种比例尺的水文地质普查与勘探中布置，一般要进行单孔稳定流抽水试验，必要时要进行多(群)孔非稳定流抽水试验，以获取不同要求的水文地质参数”。本次抽水试验的目的是求取含水层的渗透性，单孔稳定流抽水试验已能获取本次勘察需要得到的水文地质参数，满足其目的要求，故本次抽水试验进行单孔稳定流抽水试验。根据试抽情况确定降深，对涌水量不大、含水层厚度较薄的钻孔采用一至两次降深试验。

水文地质孔终孔成井后随及进行洗井工作，主要采用清水冲孔和抽水的方法进行反复洗井，至抽出的水达到水清砂净后，进行试抽工作，当试抽符合要求后，进行地下水

静止水位观测工作，当 4 个小时水位波动值小于 5cm 时，且水位不呈连续上升或下降趋势时，停止静止水位观测工作，进入抽水阶段。抽水泵采用 100QJD2-98 型多级井用潜水电泵，抽水流量采用水表进行测量，通过安装三通阀门控制通过水表和回流至钻孔中的水量，从而可实现极小水量稳定流抽水的目的。

每组抽水试验时，水位下降的次数应根据试验目的确定，宜进行 3 次。其中最大下降值可接近孔内的设计动水位，其余 2 次下降值宜分别为最大下降值的 1/3 和 2/3。抽水试验时，动水位和出水量观测的时间，宜在抽水开始后的第 5、10、15、20、25、30min 各测一次，以后每隔 30min 或 60min 测一次。水量与水位同步观测，水温、气温每隔 2～4 小时测量 1 次，抽水试验的稳定延续时间应持续 16~24h。抽水结束后，观测恢复水位。

本次抽水试验各次降深水位与水量稳定时间符合规范要求，稳定动水位波动值未超过降深值的 1%，涌水量波动值小于$(Q_{大}-Q_{小})/Q_{平}<3\%$。上述抽水试验严格按照规范执行，正确可靠，能满足各含水层水文地质参数的计算。

抽水试验的目的是确定项目区主要含水层的水文地质参数（K、R 值）、地下水富水性、涌水量与水位下降关系，本次工作对每个钻孔进行单孔稳定流抽水试验，共计 6 组。其中沿滩评价区 1 组，沱江右岸评价区 3 组，沱江左岸评价区 2 组。

一、潜水非完整井（单孔）

ZK01、ZK03、ZK04 钻孔由于孔深较浅，均为潜水非完整井，采用稳定流潜水非完整井（单孔）公式进行计算：

$$K=\frac{0.366Q(\lg R-\lg r_w)}{(S_w+l)S}$$

$$R=2S_w\sqrt{HK}$$

式中：

Q—抽水井涌水量（m^3/d）；

S_w—抽水孔水位降深值（m）；

l—动水位至孔底距离（m）；

K—含水层渗透系数（m/d）；

R、r_w—影响半径、抽水孔半径（m）。

二、潜水完整井（单孔）

ZK02、ZK05、ZK06 钻孔由于揭露完整潜水含水层，均为潜水完整井，采用稳定流潜水完整井（单孔）公式进行计算：

$$K = \frac{0.732Q}{(2H - \mathrm{Sw})\mathrm{Sw}} \lg \frac{\mathrm{R}}{rw}$$

$$\mathrm{R} = 2\mathrm{S_w}\sqrt{\mathrm{H}K}$$

其中：

R—影响半径（m）；

K—含水层渗透系数（m/d）；

S_w—抽水孔降深值（m）；

Q—抽水井涌水量（m^3/d）；

H—含水层厚度（m）；

r_w—抽水孔半径（m）。

按上述公式计算，得到风化带裂隙含水层水文地质参数成果如下表。

表5.1.7-32　单孔稳定流抽水试验及水文地质参数计算成果表

井场名称	钻孔编号	孔深(m)	地层	含水层厚度（m）	降深（m）	涌水量（m^3/d）	涌水量（L/s）	单位涌水量（L/s.m）	渗透系数（m/d）	抽水影响半径（m）	评价区
自 308 井	ZK01	25.4	J_3sn	21.8	8.6	10.88	0.126	0.0146	0.0489	17.76	沿滩评价区
自 310 井	ZK02	38.5	J_3sn	27.3	22.6	28.82	0.333	0.0148	0.0814	67.39	沱江左岸评价区
自 205H64 井	ZK03	27.1	J_3sn	24.5	10.37	18.69	0.216	0.0209	0.0661	26.39	沱江右岸评价区
自 205H69 井	ZK04	32.0	J_2s^2	28.7	19.2	20.42	0.236	0.0123	0.0371	39.60	沱江左岸评价区
自 205H74 井	ZK05	36.3	J_2s^2	31.6	19.82	25.62	0.296	0.0150	0.0587	54.03	沱江右岸评价区
自 205H77 井	ZK06	40	J_2s^2	30.5	22.9	24.7	0.286	0.0125	0.0568	60.3	沱江右岸评价区

沿力环境

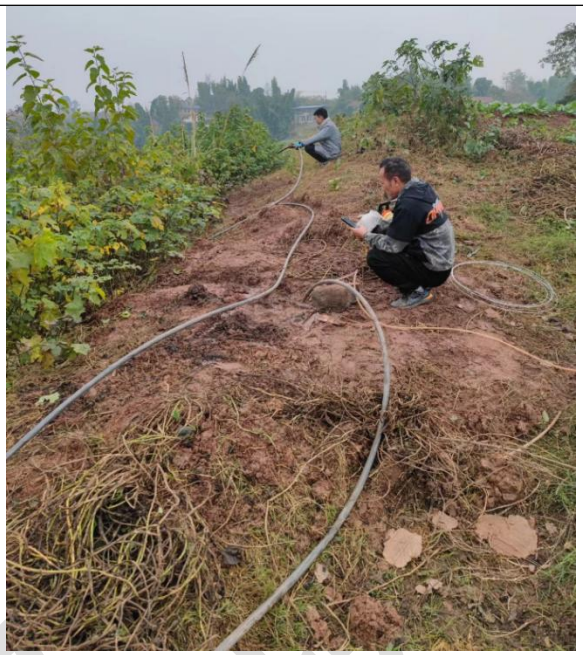
	
ZK02 勘探孔抽水试验	ZK05 勘探孔抽水试验

图5.1.7-7 本项目（自310井、自205H74平台）勘探孔抽水试验现场照片

5.1.7.5.3 试坑渗水试验

根据评价区内地层岩性空间展布情况、水文地质条件和项目场地空间分布位置，为了测定包气带渗透性能及防污性能，本次评价通过渗水试验方法对区内包气带的渗透性能进行了测定。由于项目项目场地广布且分散，各场地包气带岩性存在一定差别，因此本次评价根据区内包气带岩性，结合项目场地空间分布特征，选取了具有代表性的试验点，在此基础上对区内包气带的防污性能进行了评价。

本次试坑渗水试验主要布设于红层丘陵区的不同包气带土体上。共布设双环试坑渗水试验 6 组。所有渗水试验点均布设于井场勘察钻孔附近，其中沿滩评价区 1 组，沱江右岸评价区 3 组，沱江右岸评价区 2 组，试验组编号分别为 SS01~SS06。

双环试坑渗水试验内、外直径分别为 25cm 和 50cm，按同心圆状压入坑底。试验过程中，两个流量瓶同时向内环和内、外环之间注水，水深均为 10cm。开始进行内环注入流量量测，当连续两次观测的注入流量之差不大于最后一次注入流量的 10%时，试验结束。结束后开挖试坑，测得试验结束时水的渗入深度和岩土体毛细上升高度，根据公式计算包气带岩土体的渗透系数：

$$K = \frac{Qz}{F(H + z + 0.5Ha)}$$

式中：

K—渗透系数，cm/s；

Q—内环的渗入流量，cm^3/s；

F—内环的底面积，cm^2；

H—试验水头，cm；H=10cm；

Ha—试验土层的毛细上升高度，cm；

z—从试坑底算起的渗入深度，cm。

计算结果及计算参数见下表：

浩力环境

表5.1.7-33　双环试坑渗水试验计算成果表

序号	名称	编号	位置	岩性	Q（cm^3/s）	Ha（cm）	z（cm）	垂直渗透系数 m/d	垂直渗透系数 cm/s
1	自 308 井	SS01	丘坡	粉质粘土	0.5667	160	4.4	0.04652	5.38×10^{-5}
2	自 310 井	SS02	沟谷	粘土	0.5473	120	4.0	0.05123	5.90×10^{-5}
3	自 205H64 井	SS03	坡脚	粉质粘土	0.8103	160	4.53	0.06839	7.92×10^{-5}
4	自 205H69 井	SS04	坡脚	粉质粘土	0.4039	160	3.7	0.02809	3.25×10^{-5}
5	自 205H74 井	SS05	丘坡	粉质粘土	0.5183	160	4.2	0.04071	4.71×10^{-5}
6	自 205H77 井	SS06	坡顶	粉质粘土	0.5258	160	4.9	0.04782	5.53×10^{-5}

浩力环境

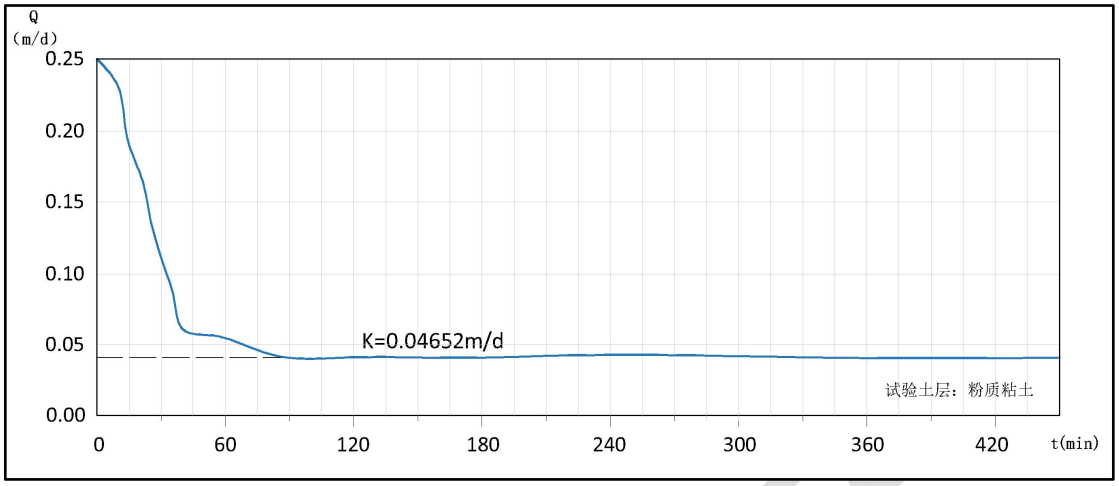


图5.1.7-8　　SS01下渗曲线

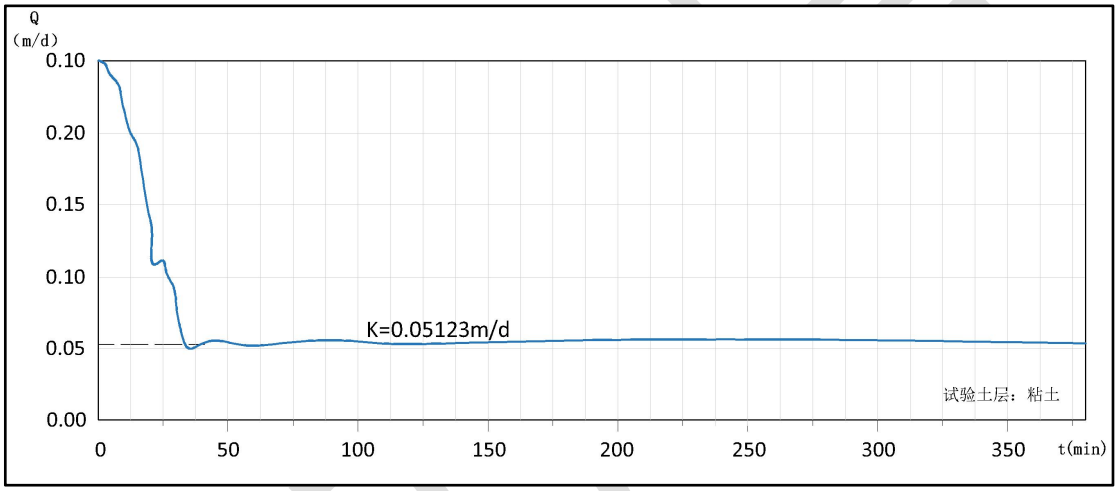


图5.1.7-9　　SS02下渗曲线

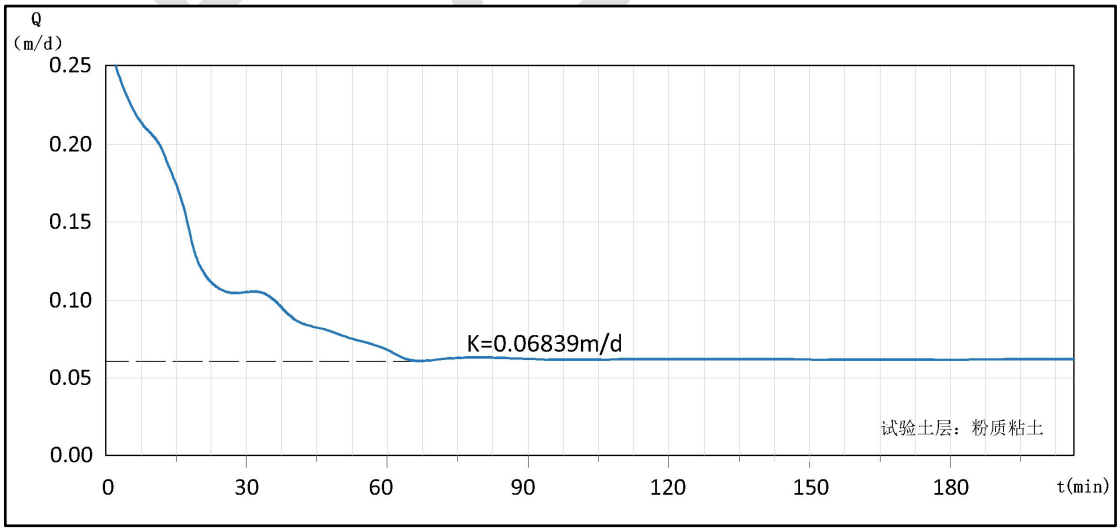


图5.1.7-10　　SS03下渗曲线

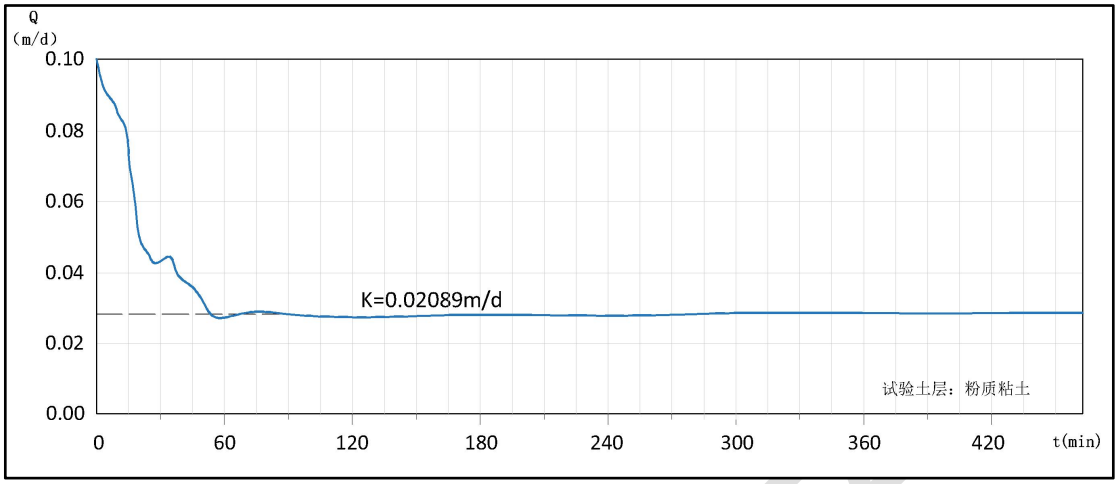


图5.1.7-11　　SS04下渗曲线

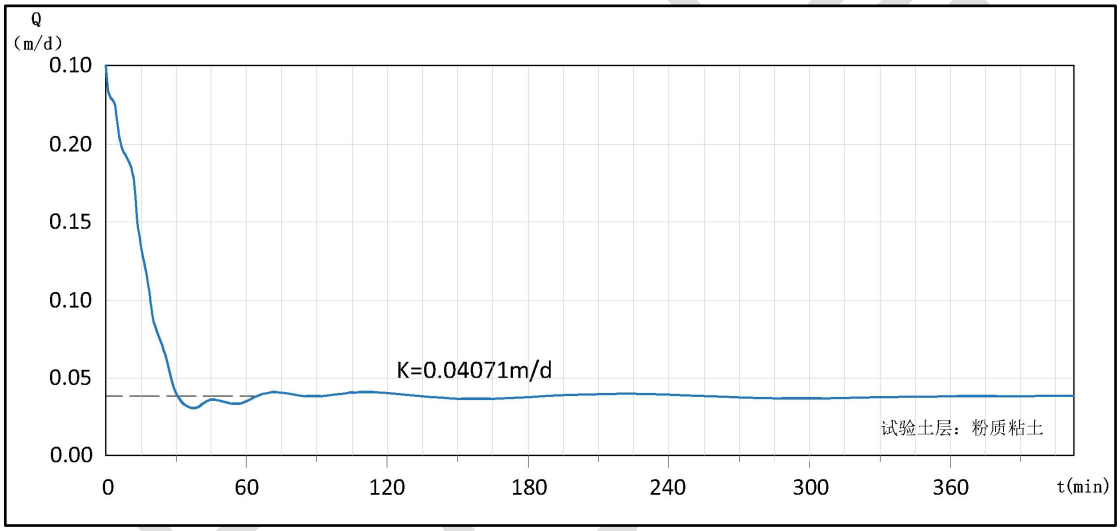


图5.1.7-12　　SS05下渗曲线

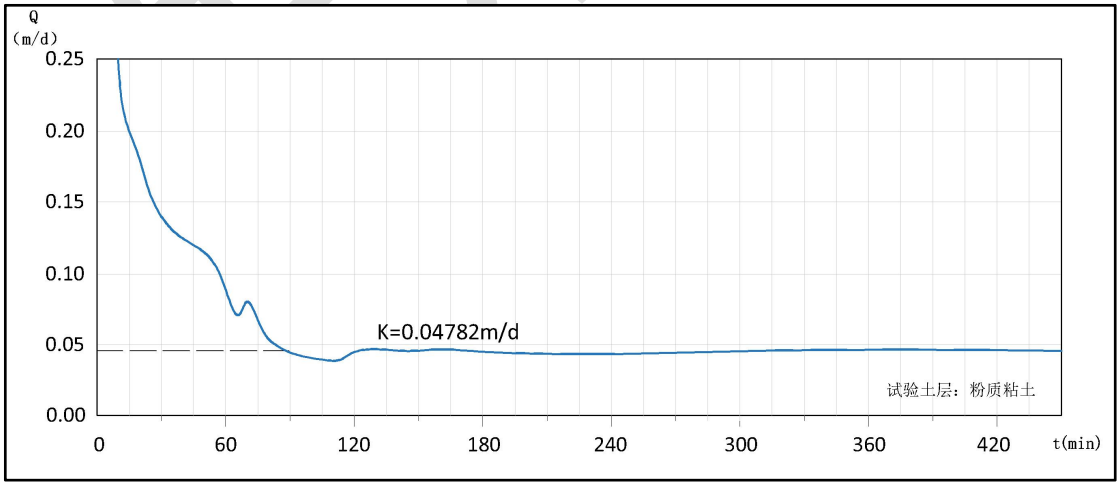


图5.1.7-13　　SS06下渗曲线

5.1.7.6 地下水动态变化特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给

来源，故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受降水和季节的控制，变化较大，风化带孔隙裂隙水尤为显著。6~9 月雨季，地下水位升高，泉流量增大，为地下水丰水期；而旱季 12~2 月降雨少，井水位显著降低，泉流量减小，为枯水期；3~5 月、10~11 月为平水期。区内不同时期流量差异明显，变幅达 2~4 倍。

从全区范围内的调查访问，地下水位因所处地貌部位不同而不同，本次野外测得丘陵区枯水期沟谷内的机井水位埋深一般 1~6m，局部小于 1.0m，丘坡中、下部机井水位埋深一般 3~10m，局部 5~8m。

地下水的动态变化除与降水量有关外，还与区域的地形地貌密切相关，一般沟谷底部水位动态变化较小，年变化 1~3m，最多 3~6m；而沟谷两侧较高处水位动态变化较大，一般为 3~7m，有的达 5~10m。随着水位的降低，水量也就相应的减少。

5.2 生态现状调查与评价

5.2.1 调查概况

5.3.1.1 调查范围

本次调查范围与评价范围一致，重点调查区域涵盖了区域自然系统生态完整性维护和敏感生态目标保护所需要的区域，其中特别关注：项目直接影响区，如管线穿越永久基本农田、公益林等区域；可能受到工程实施间接影响的有野生动物生境。

5.3.1.2 调查内容

本次评价主要生态环境调查内容如下表所示。

表 5.2-1 评价范围生态环境调查内容表

调查内容	主要指标	评价作用
土地利用现状	土地利用类型、面积	了解区域土地利用情况，分析人为干扰状况
植被与植物资源	植物区系、植被类型、群落特征、物种组成及区系特征	分析生态结构、类型，计算环境功能；分析生态因子相互关系；分析生物多样性影响；明确主要生态问题及保护目标
动物群落	动物区系、物种组成及分布特征	
生态系统类型	生态系统的类型、面积及空间分布	

景观生态	类型、组成、结构、动态及变化	分析景观体系结构与功能，分析景观动态，明确景观保护目标
水生生态	水生生境、浮游动植物、底栖动物、水生维管植物、鱼类组成及分布特征	分析生态结构、类型，计算环境功能；分析生态因子相互关系；分析生物多样性影响；明确主要生态问题及保护目标

5.2.2 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》，本项目建设区域不属于重要生态功能区划，属于：Ⅱ产品提供功能区，Ⅱ-01 农产品提供功能区，Ⅱ-01-30 四川盆地农产品提供三级功能区。根据《四川省生态功能区划》，本项目建设区域涉及四川省自贡市富顺县、大安区、沿滩河，生态功能区属于：Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区，Ⅰ2 盆中丘陵农林复合生态亚区，Ⅰ2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区。本项目区域典型的生态系统为农田、城镇和湿地生态系统，面临的生态问题主要为森林覆盖率低，人口密度较大，耕地垦殖过度，农村面源污染，地表径流水质污染严重。生态建设与发展方向为发挥中心城市辐射作用，发展生态农业经济；发展农业、养殖业，以及以农副产品为主要原料的工业，适度发展轻纺工业和化工，防治农村面源污染和地表径流水质污染。

表 5.2-2 项目涉及四川省生态功能区划特征表

生态区	生态亚区	生态功能区	所在区域与面积	主要生态问题	生态环境敏感性	生态服务功能重要性	生态建设与发展方向
Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区	Ⅰ2 盆中丘陵农林复合生态亚区	Ⅰ2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区	在四川盆地中部偏西南，跨越成都、德阳、资阳、眉山、内江、自贡、泸州、宜宾市的 22 个县级行政区，面积 1.85 万	森林覆盖率低，人口密度较大，耕地垦殖过度，农村面源污染，地表径流水质污染严重。	土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感。	城镇与农业发展，水环境污染控制。	发挥中心城市辐射作用，发展生态农业经济；发展农业、养殖业，以及以农副产品为主要原料的工业，适度发展轻纺工业和化工，防治农村面源污染和地表径流水质污染。

			km^2。				

5.2.3 土地利用现状调查

评价区域土地利用现状基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视解译，本次遥感影像采用 2023 年 9 月哨兵二号（Sentinel-2）L2A 级数据产品，影像分辨率 10m，同时结合区域天地图、谷歌地图 0.5m 分辨率影像以及重点调查区域现场调查无人机航拍影像作为解译基础底图。按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）要求，通过人工目视判读遥感影像及现场调查核实，将评价范围内的土地利用类型按 GB/T 21010-2017 土地利用分类体系进行分类，形成土地利用现状矢量数据库，并以二级类型作为基础制图单位制作评价区域土地利用现状图。

对评价范围内各土地利用类型面积进行统计分析，结果如下表所示。根据统计结果，区域土地利用现状类型以耕地为主，面积为 8837.24hm^2，占比为 72.88%。其次为林地，面积为 1388.04hm^2，占比为 11.45%，主要为竹林地面积为 1177.01hm^2，占评价区面积的比例为 9.71%。园地、草地、工矿仓储用地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地面积占比分别 5.14%、0.31%、0.05%、5.27%、1.46%、3.45%。

表 5.2-3 评价范围土地利用现状统计表

土地利用分类		面积（hm^2）	占比（%）
一级类	二级类		
01 耕地	0101 水田	3068.66	25.31
	0103 旱地	5768.58	47.57
02 园地	0201 果园	436.46	3.60
	0204 其他园地	186.54	1.54
03 林地	0301 乔木林地	181.55	1.50
	0302 竹林地	1177.01	9.71
	0305 灌木林地	29.48	0.24
04 草地	0404 其他草地	37.63	0.31
06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	6.15	0.05
07 住宅用地	0702 农村宅基地	639	5.27
10 交通运输用地	1003 公路用地	75.52	0.62
	1004 城镇村道路用地	101.11	0.83
11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	236.2	1.95
	1103 水库水面	22.39	0.18

	1104 坑塘水面	159.43	1.31
总计		12125.71	100.00

5.2.4 陆生生态现状调查

5.2.4.1 陆生植物现状调查

5.2.4.1.1 陆生植物资源调查

1、调查时间

为掌握本项目工程所在区域的陆生生态背景情况，本单位组织专业人员于 2023 年 11 月 28 日-12 月 1 日对评价区进行了野外调查。

2、样方设置原则及调查方法

样方设置原则：尽量在人为干扰较少的地方设置样方，针对不同植被类型和地形地貌条件，选取有代表性、典型性的样方进行调查。根据对调查区域的前期考察，考虑区域内的可达性，样方设置根据植被类型在本区域所在比例、重要性等进行设点，以期全面、客观反应该区域的植被类型、组成、结构等现状。为消除主观因素，避免取样误差，应两人以上进行观察记录。

调查方法：乔木样方面积为 20m×20m、灌丛样方面积为 10m×10m、草本样方面积为 1m×1m（若观测区域草本植物高大，应将样方扩大至 2m×2m）；乔木样方调查植株种名、高度、胸径、株数、郁闭度等指标，灌木和草本样方中需调查植株种名、高度、多度（多度按七级制计量，分别为：Soc.极多；Cop3.很多；Cop2.多；Cop1.尚多；Sp.不多且分散；Sol.很少而稀疏；Un.个别或单株。）、盖度等群落特征。并利用 GPS、罗盘等测定、记录样方的经纬度等地理信息。

3、样方信息统计

根据评价区植被类型图，结合工程布置情况，在评价范围内的 10 个典型植被群系进行现场调查。本次调查了评价区内森林植被型组群系 5 种，分别为柏木群系、马尾松群系、桉树群系、慈竹群系、麻竹群系、；灌丛植被型组群系 1 种，为构树群系；草本植物植被型组群系 4 种，分别为斑茅群系、十字马唐群系、木贼群系、钻叶紫菀群系，每种群系设置 3 个样

方，共设置了 30 个植被调查样方。调查样方重点布设于评价区内的公益林、天然林、管线穿越及占地周边区域。能够代表该区域的主要植被特征样方设置基本合理。

浩方环境

表 5.2-4　样方信息汇总表

样方序号	经纬度		海拔（m）	样方面积（m*m）	植被群系	备注（保护区/项目占地/公益林/等）	坡向	坡度
	E	N						
1	***	***	339	20*20	柏木群系		西北	32
2	***	***	264	20*20	柏木群系	国家公益林、管线附近	东	14
3	***	***	267	20*20	柏木群系	平台附近	东北	7
4	***	***	269	20*20	马尾松群系	管线附近	西北	11
5	***	***	276	20*20	马尾松群系	管线附近	南	10
6	***	***	315	20*20	马尾松群系		北	8
7	***	***	277	20*20	桉树群系		北	11
8	***	***	245	20*20	桉树群系	管线附近	东	14
9	***	***	283	20*20	桉树群系		北	18
10	***	***	270	20*20	慈竹群系	新建平台附近	北	13
11	***	***	249	20*20	慈竹群系	国家公益林、管线附近	南	9
12	***	***	259	20*20	慈竹群系		北	5
13	***	***	277	20*20	麻竹群系	地方公益林、管线附近	西	7
14	***	***	257	20*20	麻竹群系		东北	6
15	***	***	243	20*20	麻竹群系	管线附近	西	2
16	***	***	294	10*10	构树群系	新建平台附近	东北	7
17	***	***	279	10*10	构树群系		东北	4
18	***	***	250	10*10	构树群系	天然林	西南	12
19	***	***	261	2*2	斑茅群系		北	12
20	***	***	271	2*2	斑茅群系	管线附近	东南	9
21	***	***	272	2*2	斑茅群系		南	5

22	***	***	292	1*1	十字马唐群系		西	4
23	***	***	282	1*1	十字马唐群系		西南	4
24	***	***	292	1*1	十字马唐群系		东北	11
25	***	***	231	1*1	木贼群系		西南	4
26	***	***	274	1*1	木贼群系		西北	3
27	***	***	288	1*1	木贼群系		西	6
28	***	***	284	1*1	钻叶紫菀群系		东	5
29	***	***	304	1*1	钻叶紫菀群系		东北	5
30	***	***	291	1*1	钻叶紫菀群系		西南	4

浩方环境

4、植物样线调查

本次植物名录调查结合影响范围内植物分布特点，在不同生境内设置样线。评价范围有森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇 6 种生境类型，以评价区的森林、农田、湿地生境为主要调查区域，兼顾评级区内灌丛、草地、城镇生境，每个生境设置 5 条样线，共布设 27 条样线开展植物名录调查（与动物调查样线一致），调查重点布设于评价区内的公益林、管线穿越及施工占地周边区域。本次野外调查样线的布设以尽可能覆盖评价区典型植被类型为前提设置。实地记录样线内观察到的植物物种，现场无法确定植物种类的拍摄其花、叶、植株等照片，测量株高、叶纵横长度的数据，再根据《中国植物志》、《中国高等植物图鉴》等资料确定其种类。如遇到保护植物、古树名木，使用 GPS 对保护植物所在位置进行定位记录，并在其周边范围内搜索，调查保护植物数量及种群情况，并拍照记录。样线具体点位和长度结合生境以及道路可达性进行设置，观测时行进速度大概为 2-3kmm/h，样线为短样线，长度为 500-1000m。

5、样方设置合理性和代表性分析

植被调查取样的目的是通过样地的研究准确地推测评价区植被的总体，所选取的样地具有代表性，能通过尽可能少的抽样获得较为准确的有关总体的特征。根据样方设置原则及评价范围土地利用现状图，以及现场调查情况，本次在评价区域共设置 30 个样方，调查样方重点布设于评价区涉及公益林、管线穿越及占地周边区域。根据植被类型图及样方调查表，调查点位内植被类型包括针叶林、阔叶林、竹林、灌草丛等。样方海拔高度范围为 200~400m，样方设置同时考虑了评价区不同地形和坡向等，因此，本次样方调查点设置兼具有代表性和重要性的原则，满足导则“根据植物群落类型（宜以群系及以 下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个”要求，样方设置基本合理。

***	***
设置乔木样方	植物样线调查记录

***	***
乔木样方胸径测量	古树名木访问
工作照	

5.2.4.1.2 陆生植被概况

1、评价区陆生植物多样性与区系

（1）陆生维管束植物组成

根据现场调查，本工程评价范围内共有维管植物 343 种，隶属于 98 科、232 属；其中蕨类植物 14 科 17 属 23 种，占总科数的 14.29%，占总属数的 6.72%，占总种数的 6.71%；种子植物 84 科 236 属 320 种，种子植物中，裸子植物有 3 科 4 属 5 种，占总科数的 3.06%，占总属数的 1.58%，占总种数的 1.46%；被子植物物种数最多，有 81 科 232 属 315 种，占总科数的 82.65%，占总属数的 91.70%，占总种数的 91.84%。具体见下表。

表 5.2-5　评价区维管植物科属种统计表

门类		科数	所占比例/%	属数	所占比例/%	种数	所占比例/%
蕨类植物		14	14.29	17	6.72	23	6.71
种子植物	裸子植物	3	3.06	4	1.58	5	1.46
	被子植物	81	82.65	232	91.70	315	91.84
合计		98	100.00	253	100.00	343	100.00

（2）陆生种子植物区系

植物区系是在长期的地质历史过程中形成的，是植物群体及其周围的自然地理环境，特别是在自然历史条件的综合作用下长期演化的结果。通过植物区系成分的统计分析，可掌握该区域植物区系的组成和占优势科、属植物的组成，并通过与全世界、全国及周边区域植物区系成分的比较，明确该区域植物区系在全国植物区系中的特定地位。

在植物分类学上，属的形态特征相对稳定，并占有比较稳定的分布区；在演化过程中，随环境条件的变化而产生分化，表现出明显的地区性差异。

同时，每一个属所包含的种常具有同一起源和相似的进化趋势。所以属比科更能反映植物系统发育过程中的进化与分化情况和地区特征。

根据吴征镒教授《世界种子植物科的分布区类型系统》的划分，工程评价范围内种子植物可划分为 13 种分布区类型，

表 5.2-6　评级范围内种子植物区系分布类型表

分布型和亚型 Types and subtypes	科数	属数	属占比
1.世界分布或广布(Cosmopolitan or Wide Spread)	20	48	20.51
2.泛热带分布(Pantropic)	16	46	19.66
3.热带亚洲和热带美洲间断分布(Trop.As.and Trop. Amer. Disjuncted)	6	10	4.27
4. 旧世界热带分布(Old World Trop.)	10	19	8.12
5.热带亚洲和热带大洋洲分布(Trop.As.and Trop.Australia)	10	15	6.41
6.热带亚洲和热带非洲分布(Trop.As.to Trop. Afr.)	6	10	4.27
7.热带亚洲(印度一马来)分布[Trop.As. (Indomal.)]	16	23	9.83
8 .北温带分布(N .Temp)	13	25	10.68
9.东亚和北美间断分布(E.As,and N.Amer.Disjuncted)	12	22	9.40
10.温带亚洲分布(Temp.As.)	3	4	1.71
11.地中海、西至中亚分布(Medit.,W.As.to C.As.)	2	4	1.71
12 东亚分布(东喜马拉雅一 日本)(E.As)	3	4	1.71
13.中国特有分布(Endemic to China)	3	4	1.71
合计	120	234	100.00

由上表可知，工程评价范围内有 13 个种子植物分布区类型，说明工程评价范围内植物区系类型复杂、多样。属数最多的为世界分布，共 48 属(占总属数的 20.51%)，其次为泛热带分布型 46 属(占总属数的 19.66%)，北温带分布 25 属(占总属数的 10.68%)，其他分布类型占比均小于 10%。评级范围内种子植物分布广泛，共 234 属，占评价范围植物总属数的 99.57%。

2、陆生植被地理分布特征

本项目位于自贡市富顺县、大安区、沿滩区，所在地在植被分区上属于川东盆地及川西南山地常绿阔叶林地带（植被地带），川东盆地偏湿性常绿落叶林亚带（植被亚带），盆边南部中山植被地区（植被地区），娄山北侧东端植被小区（植被小区），位于四川盆地南部边缘山地东段，都为海拔 262-424 米的低山，相对高差一般在 100-200 米之间。

评价区植被具有垂直分布与水平分布的二元特点，尤以水平分布最明显。

（1）垂直分布

评价区多为低山，海拔较低，相对高差不大，植被的垂直分布特征不明显。评价区的植被主要特征为：在海拔 300-400m 分布着针叶林和阔叶林，主要为马尾松、柏木、桉树，分布在山顶或山腰区域；海拔 200m 左右发育着稀疏灌草丛，其中有构树、斑茅等温性植物，还分布有大面积的温性竹林，主要有慈竹、麻竹等。

（2）水平分布

评价区植被的水平分布来源于人为干扰强度不同及地形地貌差异。本工程沿线有较多的城镇/村落分布，针叶林、阔叶林主要分布在低山地区的山顶区域，本项目为线形工程，占用植被非常小。在人为活动较多以及地势较平缓的区域，有许多农业植被，作物以水稻、玉米、甘薯为主，经济果园以柑橘为主，还有饲料作物蚕桑等。

3、陆生植被区划

按照《四川植被》的分区，项目其所在地在植被分区上属于川东盆地及川西南山地常绿阔叶林地带(植被地带)；川东盆地偏湿性常绿落叶林亚带(植被亚带):盆边南部中山植被地区(植被地区):娄山北侧东端植被小区(植被小区)。植被分区构成如下:

I 川东盆地及川西南山地常绿阔叶林地带

IA 川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带

IA2 盆边南部中山植被地区

IA2(3) 娄山北侧东端植被小区

娄山北侧东端植被小区位于四川盆地南部边缘山地东段，娄山北侧东端，黔北高原北缘向四川盆地过淀的地带，包括古蔺、叙永、合江、纳溪、江津、綦江、南川等县的部分地方。为具有岩溶地貌中等切割的中山，相对高差一般在 500—600 米之间。仅古菌至叙永间，金佛山等地海拔较高，

可达 1800—2000 米左右。以南川县气候资料可装明本小区气候的一般特征；海拔高度 558,1 米，年均温 16,5°C,≥10°C 的积温 5190.7°C,年降水量 1151.4 毫来，年平均相对湿度 81 年平均日照时数 1275.3 小时，年平均日照率为 29%，无霜期 807.5 天。水热条件在本植被地区居第二位，次于娄山北侧西端小区，主要表现在热量较娄山北侧西端小区差，而降水又较黄茅埂东侧小区少。土壤以黄壤、山地黄壤为主，其次有山地黄棕壤。自然植被主要分布在山地，以低山偏湿性常练阔叶林最为普遍，面积较大的地方有金佛山、合江县福宝、古蔺县与叙永县间的笋子山。海拔 800—1000 米的低山，以栲树林、桢楠林较多，海拔 1000—1500 米一带，主要分布刺果米糖、四川火头茶、大苞木荷林。这类常绿阔叶林，组成种类多，层片结构复杂，特别是山茶科植物十分丰富，常成群落乔木层的优势种，检木膜和茶属植物则常成为灌木层的优势植物，四川红淡、湖南红淡、杨桐、厚皮香也常为作生植物。在海拔 1500 米以上有面积不大的城眉榜、华木荷林，有时还渗入一定数量的包石栎、多穗石栎、箭杆石栎、青栩、小吁青栩、云山脊栩、光叶四照花、粉叶新木要、紫色新木姜以及五加科、山巩科、樟科、木兰科等植物。灌木层常以金佛山方竹和茶树占极大的优势。低山常绿针叶林中，杉木林、马尾松林有较大面积。古蔺县还有福建柏分布。楠竹林在合江县福宝区面积大而集中，杆高径粗，常与杉木、山茶科、山毛榉科、榧科一些喜湿热的常绿种类型成混交林。在古蔺县至叙永县间海拔 1500 米左右的山脊部分，还有面积狭窄、小片状的常绿阔叶与落叶圆叶混交林。常绿树种中常见的有峨眉栲、长尾槭等，落叶树种较多，常见者有水青杨、亮叶水青柄、光叶珙桐、中华槭等。在海拔 1600—2000 米的石灰岩地区，有峨眉栲、曼青构、化香树、西门荔耳栃、小叶朴等组成的常绿与落叶阔叶混交林。

栽培植被一般分布在海拔较低的地方。作物以水稻、玉米为主，其次有红苕、豆类、小麦、油菜、马铃薯、绿肥、烟草、花生、背麻等作物。水箱主要分布在河谷与丘陵低山的缓坡向阳处，中稻——冬水田的面积大

于中箱——小春作物的面积。玉米主要分布于坡地及海拔较高的山坡地。玉米——冬闲与玉米-—小春作物约各占一半。作物三熟类型较少，早地三熟类型面积近年有所扩大。双季稻受热量限制，分布面积狭窄。从这些情况可以看出：一熟制栽培作物类型占的比例较大，复种指数低，土地资源利用极不充分。早地占的比重大，一是因为山区气温低，发展水稻有困难；二是因为灌溉条件不能保证水稻整个生育期的用水，每年都有部分水田不能按时栽植或不能栽插。经济林木主要有油桐、油茶、茶、红枯、甜橙。

本小区是四川常绿阔叶林组成种类最丰富的地区之一，其中一些喜湿的种类仅在本小区才有分布。常绿阔叶林的分布面积和蓄积量仅次于黄茅埂东坡。在合理采伐利用的同时，进一步选择速生、质优的树种，进行人工造林，增加栽培植物中的种类，适当扩大森林面积；应在适当的地点，建立供林业生产采种用和科学研究的自然保护区。在农业方 而，重要的措施是加速农业基本建设，改良土壤。在不断改善农业生产条件的基础上，改革耕作制度，变一熟为两熟，乃至多熟，并选用良种，提高单位面积产量。

4、陆生主要植被概况

评价区为亚热带湿润季风气候区，具有气候温和、雨量充沛、四季分明、云多雾大、湿度大、霜期短的特点。根据现场调查，初步确认评估评价区共有维管植物 343 种，隶属于 98 科、232 属，评价范围暂未发现有国家重点保护野生植物、红色名录物种的分布，有 4 棵古树名木。评价区域森林覆盖率较低，形成了以竹竹为主的森林生态系统，多为慈竹和麻竹。评价区内的针叶林主要以柏木为主，其次是马尾松；阔叶林主要以慈桉树为主，多分布于一些立地条件较好的下坡，评价区内占比面积小。灌丛植被以构树灌丛分布较多，评价区内其他灌丛种类包括马桑、覆盆子、桑等，它们相互混生、镶嵌成为无明显优势种的共生群落，组成了多种多样的灌丛类型。这些群系类型的灌丛高矮不同，外貌各异，独立或镶嵌分布在评价区各处。评价区草地面积占比较大，草地植被以斑茅、

十字马唐、木贼、钻叶紫菀草丛分布较多，主要伴生种有狗尾草、苦蘵、鳢肠、鬼针草、牛筋草、艾、酢浆草、求米草、接骨木、喜旱莲子草等，植株较矮，呈块状分布。

5.2.4.1.3 陆生主要植被类型与分布

评价区域植被类型图参照《1:1000000 中国植被图》及《〈中国植被志〉的植被分类系统、植被类型划分及编排体系》（方精云，2020）、《中国植被分类系统修订方案》（郭柯、方精云，2020）等资料中的植被分类体系将评价范围内的植被类型分为森林、灌丛、草丛、农业植被和无植被地段 5 个植被型组，结合区域高分遥感数据、DEM 数据、地面调查数据等对评价范围的植被类型进行目视解译，并将植被型组细分为 9 个植被型、13 个植被群系，并编制评价范围植被类型图。

根据植被类型图，统计评价范围内的各植被类型的面积和占比情况，如下表所示。根据统计结果，评价范围内植被类型农业植被最多，面积占比为 78.02%，粮食作物主要以水稻、玉米组合种植，还有柑桔、花椒等经济果园；其次为竹林，面积占比为 9.71，主要由慈竹群系和麻竹群系组成；常绿针叶林面积占比为 1.14%，主要由柏木群系和马尾松群系组成；常绿阔叶林面积占比为 0.36%，主要由桉树群系组成；落叶阔叶灌丛面积占比为 0.24%，主要为构树；草本植被面积为 0.31%，主要由斑茅群系、十字马唐群系、木贼群系、钻叶紫菀群系组成；评价范围无植被地段面积占比 10.22%。总体来看，评价区内植被具有以下特点：评价区地带性植被为以慈竹和麻竹为主的竹林，过渡性植被以构树、斑茅等温性和暖热性灌草丛为主。

表 5.2-7　评价范围植被类型面积统计表

植被型组	植被型	植被亚型	群系	面积（hm^2）	占比（%）
森林	常绿针叶林	暖性常绿针叶林	柏木群系	96.73	0.80
			马尾松群系	40.91	0.34
	常绿阔叶林	山地常绿阔叶林	桉树群系	43.91	0.36
	竹林	暖性竹林	慈竹群系	656.64	5.42
			麻竹群系	520.37	4.29

灌丛	落叶阔叶灌丛	温性落叶阔叶灌丛	构树群系	29.48	0.24
草本植被	丛生草类草地	丛生草类典型草甸	斑茅群系	18.72	0.15
			十字马唐群系	9.3	0.08
			木贼群系	1.6	0.01
	杂类草草地	杂类草典型草甸	钻叶紫菀群系	8.01	0.07
农业植被	粮食作物		水稻、玉米	8837.24	72.88%
	果园		柑橘	436.46	3.60%
	其他经济作物		花椒	186.54	1.54%
无植被地段				1239.8	10.22
总计				12125.71	100.00

5.2.4.1.4 陆生主要植被特征

1、柏木群系

柏木林是四川东部地区主要森林植被之一。其分布多分布于评价区的低山、丘陵。除部分地区由天然更新形成茂密的乔林外，面积较大的是块状或疏林状出现的人工林或半人工林。

柏木林群系在评价区呈条状分布，共计 96.73hm^2，占评价范围总面积 0.80%。评价区所属地形为低山丘陵地带，该区域植物群落结构相对简单，柏木林均为人工林，主要用途为短轮伐期工业原料用材林和水土保持林，所形成的群落外貌深绿色，林冠整齐，群落高度 7m-12m，林内郁闭度为 0.8~0.9，林下灌草层植物种类较丰富。在林地中上段多为纯林，以柏木为建群种的密林或疏林都是较为稳定的类型。林下占优势的灌木包括构树黄荆、构树等；林下草本层优势种多为禾本科植物，主要为青绿臺草、山莴苣、地果和求米草等。

***	***
样方 1：柏木群系	样方 2：柏木群系
***	***
样方 3：柏木群系	柏木群系

2、马尾松群系

马尾松是四川东部地区针叶林的代表树种。马尾松林是阳性树种，主要分布于评价区的山腰至山顶的坡面上，易生于干旱、瘠薄的红壤、石砾土及沙质土，或生于岩石缝中。

马尾松群系呈块状分布，共计 40.91hm^2，占评价范围总面积 0.34%。

群落外貌绿色，林冠整齐，林下植物种类丰富的一般。马尾松在群落中的盖度可达到 70%以上，平均胸径 15~20cm，高度 15~20m，林下少见马尾松幼树。乔木层还伴生有白栎，平均高度 8~10m 不等，总盖度可达到 10%左右。林下灌木层多为黄荆、铁仔等；草本多十字薹草、金丝草、羊胡子草等。

***	***
样方 4：马尾松群系	样方 5：马尾松群系
***	***
样方 6：马尾松群系	马尾松群系

3、桉树群系

桉树具有适应性广、抗性强、耐干旱瘠薄、容易种植、萌芽力强等特点，它的生长环境很广，从热带到温带，从滨海到内地，从平原到高山。桉树适用性强，具有生长快、干形好、用途广等优势。桉树可用于制浆造纸、人造板和建筑等行业，也可用作生物质能源，还可以生产桉叶油、桉多酚等林副产品。

桉树群系呈块状分布，共计 43.91hm^2，占评价范围总面积 0.36%。群落外貌绿色，林冠整齐，林下植物种类丰富的一般。桉树在群落中的盖度可达到 80%以上，平均胸径 10~15cm，高度 15~20m。乔木层多为桉树纯林，林下灌木层多为黄荆、插田蔗等；草本多艾、龙葵、白茅等。

***	***
样方 7：桉树群系	样方 8：桉树群系
***	***
样方 9：桉树群系	桉树群系

4、慈竹群系

慈竹林是四川分布普遍，栽培历史悠久的竹种。慈竹林多为人工栽培。结构单纯，林相整齐。竹林高 5—12 米，径粗 4-7 厘米，经人工管理的竹林，林下灌木和草本植物较少。慈竹适生于气候湿润、温暖，生长季节长，平均气温一般在 16℃以上，年降水量 1000mm，相对湿度在 80%以上的地区。慈竹适生于温润肥沃，排水良好的中性和微酸性土壤，以山边崖脚、沟谷、宅旁疏松肥土生长最好。

慈竹为评价区常见的一类竹林类型，慈竹群系在评价区共计656.64hm^2，占评价范围总面积5.42%。评价区内慈竹林主要分布于房前屋后，多为早期人工栽种的经济林。在粗放经营的情况下，慈竹林分布较为分散且林内间距较大，群落高度7m-10m，林内郁闭度为0.9~0.95，林下占优势的灌木包括黄荆、构树等；林下草本层主要为鸭跖草、画眉草、白茅等。

***	***
样方10：慈竹群系	样方11：慈竹群系
***	***
样方12：慈竹群系	慈竹群系

5、麻竹群系

麻竹产于中国四川、贵州、云南等省。竿高20-25米，直径15-30厘米，梢端长下垂或弧形弯曲；节间长45-60厘米。麻竹为阳性植物，喜高温、湿润、向阳的环境，生长适宜温度为23-33℃，日照70-100%。盛行强健，耐热也耐寒、耐旱、耐风，多种植在河流两岸和村落周围。

麻竹为评价区常见的一类竹林类型，麻竹群系在评价区共计520.37hm^2，占评价范围总面积4.29%。评价区内麻竹林主要分布于房前屋后，分布较为分散且林内间距较大，群落高度8m-11m，林内郁闭度为0.9~0.95，林下占优势的灌木包括黄荆、构树等；林下草本层主要为青蒿、狗尾草等。

***	***
样方13：麻竹群系	样方14：麻竹群系
***	***
样方15：麻竹群系	麻竹群系

6、构树群系

构树产于中国南北各地，构喜光，适应性强，耐干旱瘠薄，也能生长于水边，多生长于石灰岩山地，也能在酸性土及中性土壤中生长。根系具备生长快、萌芽快、分蘖强等特性，构能同时适应中国北方寒燥和南方暖潮的气候，适应性强，病虫害少。构不挑土壤，可以于低洼的河滩发育，在土壤酸碱度适中的地区生长较好，也能生长于水边，多生长于石灰岩山

地。也可于干旱的山坡高地发育，还可于盐碱地，乃至污染严重的工地正常发育。构树一般喜欢浓烈的阳光，但也可以在林下正常发育。

评价范围内灌丛多以构树为最主要的树种，构树群系在评价区共计29.48hm^2，占评价范围总面积 0.24%。构树在评价区内的林间、山地、田边、屋旁均有分布，多见幼苗、幼树，平均高度 1~3m 不等。构树群系外貌绿色，丛状，参差不齐，与其伴生灌木有黄荆、八角枫等。草本层植物常见的有地果、白茅、艾等。

***	***
样方 16：构树群系	样方 17：构树群系
***	***
样方 18：构树群系	构树群系

7、斑茅群系

斑茅分布于中国四川、陕西、浙江等省区有分布。生长在山坡和河岸溪涧草地处，喜温暖潮湿气候，耐旱，耐涝，适宜在疏松、肥沃的砂质壤土栽培。斑茅有活血通经，通穿利水的功效，可用于跌打损伤，筋骨风痛等症状；秆叶幼嫩时可作牛马饲料；茎供编席；茎叶为人造纤维原料；秆还可编席和造纸；可做庭园观赏植物。

斑茅群系在评价区共计 18.72hm^2，占评价范围总面积 0.15%。斑茅在评价区主要分布在道路两旁、林缘地带、和撂荒地上，属于丛生禾本类植物常伴生有青蒿、求米草、白茅、地果等。

***	***
样方 19：斑茅群系	样方 20：斑茅群系
***	***
样方 21：斑茅群系	斑茅群系

8、十字马唐群系

十字马唐在中国分布于湖北、四川、贵州等地，在中国西南部有栽培。生长于海拔 900-2700 米的山坡草地。喜温暖湿润气候。耐旱，耐热，耐瘠薄。为一种优良牧草。其谷粒可供食用。草质较为柔嫩，各种牲畜均喜食，即使到成熟枯黄时，牛、羊仍喜采食。不仅单穗结籽数多，且着生紧密，不易脱落，籽粒成熟期较为一致，易收集，有利于推广种植。

十字马唐群系在评价区共计 9.30hm^2，占评价范围总面积 0.08%。评价区内草地主要分布在道路两旁、林缘地带、和撂荒地上，属于丛生禾本类，主要为十字马唐，常伴生有喜旱莲子草、渐尖毛蕨、稗等。

***	***
样方 22：十字马唐群系	样方 23：十字马唐群系
***	***
样方 24：十字马唐群系	十字马唐群系

9、木贼群系

木贼主产于中国东北、华北、内蒙古和长江流域各省。木贼喜生于山坡林下阴湿处，易生河岸湿地、溪边或杂草地。

木贼群系在评价区共计 1.60hm^2，占评价范围总面积 0.01%。木贼在评价区主要分布在道路两旁、林缘地带、和撂荒地上，常伴生有筋骨草、戟叶酸模、喜旱莲子草等。

***	***
样方 25：木贼群系	样方 26：木贼群系
***	***
样方 27：木贼群系	木贼群系

10、钻叶紫菀群系

钻叶紫菀，菊科联毛紫菀属一年生草本植物，高 20-100 厘米。钻叶紫菀极常见，耐旱、耐贫瘠，喜湿润和肥沃的土壤，耐盐碱，适应性非常强，常生于路旁、废弃地、荒野、村旁等地。

钻叶紫菀群系在评价区共计 8.01hm^2，占评价范围总面积 0.07%。钻叶紫菀在评价区主要分布在道路两旁、林缘地带、和撂荒地上，常伴生有酢浆草、鬼针草、喜旱莲子草等。

***	***
样方 28：钻叶紫菀群系	样方 29：钻叶紫菀群系
***	***
样方 30：钻叶紫菀群系	钻叶紫菀群系

9、农业植被

（1）粮食作物

评价区内耕地面积占比较大，为 8837.24hm^2，占评价区总面积的

72.88%，主要分布在评价区的山丘中下部的平缓地段。受水源和地势限制其主要耕作方式为一年两熟，以水稻、玉米为主，通常为冬春季种植水稻或时令蔬菜、夏秋季栽植红薯、大豆，某些耕地冬春季常休耕。评价区内某些耕地由于人口流失、干旱、野生动物侵扰等原因甚至撂荒。

（2）果园

评价范围内分布有果树园，面积为 436.46hm^2，占评价区总面积的 3.60%。多在丘陵低山山坡上，以感觉为主，此外在村舍及洼地、房前屋后散生分布有核桃、梨、桃等其他果树。

（3）其他经济作物

评价范围内分布有其他经济作物，面积为 186.54hm^2，占评价区总面积的 1.54%。多在丘陵低山山坡上，以花椒为主。

5.2.4.1.5 陆生植被覆盖度

采用植被覆盖度指标定量分析评价范围内植被现状。通过遥感手段，采用归一化植被指数（NDVI）方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI 计算公式为如下：

$$NDVI=(NIR-R)/(NIR+R)$$

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$FVC = (NDVI-NDVIs)/(NDVIv-NDVIs)$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 *NDVI* 值；

NDVIv—纯植物像元的 *NDVI* 值；

NDVIs—完全无植被覆盖像元的 *NDVI* 值。

本次计算采用的遥感影像数据为评价区域 2023 年 9 月哨兵二号（Sentinel-2）L2A 级数据产品，影像分辨率 10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。采用 ENVI 软件平台计算 FVC，并用 GIS 软件制作评价范围内植被覆盖度空间分布图。

基于植被覆盖度数据进行空间统计，评价区植被平均覆盖度为 60.21%，评价范围内植被覆盖度一般。对覆盖度不同取值范围分区统计，评价区植被覆盖度主要为高覆盖度（≥75%），面积占比为 35.46%；中高覆盖度（60-75%）面积占比为 19.61%；低覆盖度（0-35%），面积占比为 19.40%；中覆盖度（45-60%），面积占比为 16.56%；中低覆盖度（35-45%）面积占比为 8.97%。对评价范围内不同覆盖度等级进行统计分析，具体如下表所示。

表5.2-8　评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度（%）	面积（hm^2）	占比（%）
0-35（低覆盖度）	2352.38	19.40
35-45（中低覆盖度）	1087.68	8.97
45-60（中覆盖度）	2008.02	16.56
60-75（中高覆盖度）	2377.85	19.61
≥75（高覆盖度）	4299.78	35.46
合计	12125.71	100.00

5.2.4.1.6 陆生植物多样性调查

生物多样性是生物（动物、植物、微生物）与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，物种多样性常用的评价指标包括物种丰富度、香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数等。

物种丰富度（species richness）：调查区域内物种种数之和。

香农-威纳多样性指数（Shannon-Wiener diversity index）计算公式为：

$$J = (-\sum_{i=1}^{s} P_i lnP_i)/lnS$$

式中：J——Pielou 均匀度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

Simpson 优势度指数与均匀度指数相对应，计算公式为：

$$D = 1 - \sum_{i=1}^{s} P_I^2$$

式中：D——Simpson 优势度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

物种丰富度为调查区域内植物的物种种数之和。通过野外现场调查对现场采集的照片及实物标本查阅《中国高等植物图鉴》及《中国植物志》等相关专著进行鉴定，初步确认评估评价区共有维管植物 343 种，隶属于 98 科、232 属，物种丰富度一般。

根据评价区 55 个样方的资料统计，比较各植被类型的植物多样，由结果可知，香农-威纳多样性指数均表现为柏木群系＞马尾松群系＞构树群系＞桉树群系＞麻竹群系＞慈竹群系＞斑茅群系＞钻叶紫菀＞十字马唐群系＞木贼群系群系。柏木群系的物种多样性最大，而木贼群系的物种多样性最小，水稻由于人工干预程度较高，所以物种多样性指数小。

整体而言，评价区维管植物香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数平均分别为 1.57、0.74、0.66，物种多样性指数一般。

表 5.2-9　评价范围内不同群系植物多样性统计表

群系	香农-威纳多样性指数	Pielou 均匀度指数	Simpson 优势度指数
柏木群系	2.42	0.89	0.88
马尾松群系	2.27	0.88	0.86
桉树群系	1.95	0.89	0.83
慈竹群系	1.25	0.54	0.51
麻竹群系	1.45	0.61	0.58
构树群系	2.06	0.92	0.89
斑茅群系	1.73	0.89	0.79
十字马唐群系	0.88	0.64	0.45
木贼群系	0.74	0.53	0.36
钻叶紫菀群系	0.93	0.57	0.44
平均	1.57	0.74	0.66

通过评价区现状调查及区域资料分析，该区人为干扰较大，农耕区占地较广，评价区内地带性植被、垂直分布特征均不显著，植被类型较为单一，主要乔木为柏木林、马尾松、青冈、慈竹林等，林下灌木、草本总体来说较简单，植物多样性低。从评价区动物种类组成与分布来看，由于人

类活动的影响评价范围内的动物主要为与人类适生的小型动物，大型哺乳动物与保护种类较少，整体而言，整个区域的生物多样性不高。

5.2.4.1.7 陆生植物生物量估算

1、乔木层

采用木材蓄积量计算法计算其样方生物量。由于对乔木层样方的树木只进行 了每木调查，所以采用西南地区树种二元立木采集表，计算每个样方内各个树种 的材积量，分别代入相关公式中进行计算，最终换算为木材蓄积量，再乘以比重 得到生物量。样方内乔木的计算公式为：

木材蓄积量：一定面积森林中现存各种活立木的材积总量（m^3/hm^2）

材积公式：V = A*D^B*H^C

生物量计算 W=木材蓄积量×比重

其中：W——乔木层生物量（kg/hm^2）

比重——木材密度（kg/m^3） 与 4℃下水密度之比

H——林分平均高（m）

A、B、C——西南地区材积表中常数值 D——树种胸径（cm）

2、灌木层、草本层

根据《生态影响评价技术》（中国环境出版社，2017）的经验公式：

$W=11.28071（HC）^{1.471231}$

式中：W 为生物量（t/hm^2）；H 为草本或灌木的平均高度（m），C 为植被的盖度。结合样地调查成果表，得出各样地生物量见下表。

表 5.2-10 各样方不同植被类型生物量

样方号	群系	单位面积生物量（t/hm^2)	平均单位面积生物量（t/hm^2)
1	柏木群系	102.57	112.81
2	柏木群系	115.95	
3	柏木群系	119.9	
4	马尾松群系	124.97	123.96
5	马尾松群系	127.24	
6	马尾松群系	119.67	
7	桉树群系	112.58	113.26
8	桉树群系	107.92	

9	桉树群系	119.29	
10	慈竹群系	65.02	62.88
11	慈竹群系	62.01	
12	慈竹群系	61.62	
13	麻竹群系	64.23	62.44
14	麻竹群系	60.71	
15	麻竹群系	62.39	
16	构树群系	13.79	13.47
17	构树群系	11.39	
18	构树群系	15.23	
19	斑茅群系	1.38	2.38
20	斑茅群系	2.38	
21	斑茅群系	3.38	
22	十字马唐群系	0.56	0.58
23	十字马唐群系	0.61	
24	十字马唐群系	0.58	
25	木贼群系	1.68	1.68
26	木贼群系	1.73	
27	木贼群系	1.64	
28	钻叶紫菀群系	1.44	1.49
29	钻叶紫菀群系	1.57	
30	钻叶紫菀群系	1.46	

根据样地调查成果计算每个样方的单位面积生物量，进一步计算出每个群系的平均单位面积生物量，评价区的主要群系有柏木群系、马尾松群系、桉树群系、慈竹群系、麻竹群系、构树群系、斑茅群系、十字马唐群系、木贼群系、钻叶紫菀群系，以上群系的平均单位面积生物量分别为112.81t/hm^2、123.96t/hm^2、113.26t/hm^2、62.88t/hm^2、62.44t/hm^2、13.47t/hm^2、2.38t/hm^2、0.58t/hm^2、1.68t/hm^2、1.49t/hm^2。

5.1.4.2.8 陆生重要野生植物及古树名木

1、重点保护野生植物

根据查阅《国家重点保护野生植物名录》（2021 年）、《四川省重点保护野生植物名录》等相关资料，结合评价区现场调查、访问结果，发现国家一级保护植物银杏、国家二级保护植物龙眼，均为人工种植，多为果树和经济绿化树，本次调查不将其列入重点保护野生植物名录，本次调查在评价范围内未发现重点保护野生植物。

2、红色名录物种

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据2023年颁布的《中国生物多样性红色名录 高等植物卷（2020）》进行检索，本次调查在评价区内发现有濒危银杏、易危植物胡桃和龙眼，均为人工栽种的果树，本次调查不将其列入重点保护野生植物名录，本次调查未发现野生极危、濒危、易危植物分布。

3、古树名木

根据国家林业局公布的《古树名木鉴定规范》（LY/T2737-2016）、《古树名木普查技术规范》（LY/T2738-2016）（2017年1月1日实施），参考四川省绿化委员会发布的《四川省古树名木名录》（2023年），同时对项目所在区域的村民进行访问调查，并进行现场实际调查核实。确认评价范围内没有名木；有2棵挂牌古树，分别为核桃和龙眼；通过《古树名木鉴定规范》（LY/T2737-2016）5.2中的“访谈估测法”确认评价范围有2棵未挂牌树均为树龄达100年以上的古树，分别为皂荚和银杏，满足《古树名木鉴定规范》（LY/T2737-2016）4.1中的“古树分为三级，树龄500年以上的树木为一级古树，树龄在300-499年的树木为二级古树，树龄在100-299年的树木为三级古树”的要求，在此次调查中将以上2棵未挂牌树评为古树。评价范围内公益4棵古树，其中有2棵挂牌古树，分别为核桃和龙眼；有2棵未挂牌树均为树龄达100年以上的古树，分别为皂荚和银杏。

表5.2-11　评价范围古树名木统计表

树种名称	生长状况	级别	位置	经纬度	海拔（m）	工程占用情况
核桃（胡桃）	树高20m，胸径56cm	/	富顺县中兴场社区张家祠堂	***	344	不占用
龙眼	树高13m，胸径44cm	三级	富顺县中兴场社区雷嘴	***	352	不占用
皂荚	树高23m，胸径46cm	/	富顺县中兴场社区张家祠堂	***	340	不占用
银杏	树高35m，胸径110cm	/	富顺县中兴场社区张家祠堂	***	342	不占用

***	***
核桃	
***	***
龙眼	
***	***
皂荚	
***	***
银杏	

5.2.4.1.9 天然林、公益林

天然林是自然界中群落最稳定、生态功能最完备、生物多样性最丰富的陆地生态系统，是维护国土安全最重要的生态屏障，有着调节大气、改良土壤、净化空气、涵养水源、保持水土、保护物种多样性等功能。根据林业部门森林资源管理“一张图”数据进行叠图分析，本项目评价范围内有天然林 0.66hm^2，天然林分布较少，以杂灌为主，优势树种为构树，伴生有黄荆、构树、八角枫等，草本层常见狗尾草、艾、地果等。项目新建管线未穿越天然林。

公益林，也称生态公益林，是以保护和改善人类生存环境、保持生态平衡、保存物种资源、科学实验、森林旅游、国土保安等需要为主要经营目标的森林和灌木林。根据林业部门森林资源管理“一张图”数据进行叠图分析，本项目评价范围内有国家公益林 251.03hm^2、地方公益林 6.45hm^2，公益林分布较广，呈片状分布于评价范围，以慈竹、麻竹、柏木、桉树、马尾松为主，类型均为水土保持林，以保持区域生态平衡、防止水土流失、保护物种的多样性等作为目的，向社会和公众提供公益性的、社会性的产品和服务。项目新建管线穿越国家公益林长度为 3000m，占用 3.00hm^2 。

根据报告中地下水预测结果及其影响情况分析可知，“钻井泥浆泄漏、储存池泄漏对地下水环境的污染影响相对较小”“在预测情景下下游个别保护目标存在影响情况，对地下水影响相对较小”，因此项目开展致使的地下水位变化对天然林、公益林造成的影响较小；根据报告中 6.2.6 土壤环境影响分析可知，“本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小”“各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的”“地面工程施工对土壤环境影响

较小”，因此项目开展对土壤环境影响较小，故对天然林、公益林造成的影响也较小。

5.2.4.1.10 永久基本农田现状调查

根据叠图分析，项目评价范围内有永久基本农田 6947.05hm2，其中永久占用 14.13hm²，临时占用 134.48hm²。经调查，工程所涉及的基本农田植被主要是一年两熟水田作物组合型，水田作物一年两熟，夏秋季种植水稻，冬春季种植油菜；夏季一般在田埂上种植大豆、冬季种植蚕豆以及一些蔬菜作物，总体为产量很高的栽培植被类型。

5.2.4.1.11 陆生外来入侵植物调查

根据国家林草局、农业农村部等六部门共同发布的《重点管理外来入侵物种名录》，评价区需要重点管理的入侵植物有 2 种，即喜旱莲子草、鬼针草，在撂荒地中、农田附近、阔叶林林下、林缘和路旁较为常见，均为无意引入的外来物种。评价区外来物种个体较多的为喜旱莲子草，喜旱莲子草生长极快，且能遏制其他植物的生长，在局部区域形成单一群落，对局部生物多样性产生一定影响；鬼针草零星分布于草地当中且个体数量不大，未形成单一优势群落，对当地的生态系统和物种尚未发现产生不利影响。

表 5.2-12 评价范物信息表

编号	物种名称	分布情况	入侵途径	入侵危害	评价区危害程度
1	喜旱莲子草	评价区河边、路旁荒地小片分布。	无意识带入、自然扩散	生长速度快，入侵后迅速生长并占领该井区，对入侵地地的水、陆生态造成影响	较轻
2	鬼针草	荒地旁，小片分布		危害经济作物，生长繁殖能力较强，严重破坏入侵地的生态系统和种群结构，能显著降低生物多样性。	较轻

***		***	
物种名称：鬼针草		物种名称：喜旱莲子草	
拍摄地点：自 205H82(6)井附近道路旁		拍摄地点：自 205H78(5)井管线附近	
拍摄人：罗艺	拍摄时间：2023.11.29	拍摄人：褚佳瑶	拍摄时间：2023.11.29

5.2.4.2 陆生脊椎动物现状调查

5.2.4.2.1 陆生脊椎动物资源调查

1、调查时间

陆生动物资源主要通过资料查询、访问调查和实地调查等方法进行调查。本单位组织专业人员分别于 2023 年 11 月 28 日-12 月 1 日对评价区进行了野生动物的现状调查。

2、调查方法及内容

文献资料收集：查阅之前有关动物考察的资料，收集当地及其邻近地区的相关文献，初步拟出该地区的动物名录。

访问调查：走访当地相关部门的工作人员、熟悉野生动物的村民和护林员， 请他们介绍在当地见到过的动物，并描述其主要特征，以了解当地动物的种类、数量和分布。

样线调查：陆生动物现状调查以样线法为主，样线设置要涵盖不同海拔的生境类型。调查中记录物种名、数量、海拔、生境类型，以及记录样线地理位置、小地名、经纬度、调查时间和调查人员等。确定陆生动物名录时，以野外调查结果为主，同时参考《四川两栖动物原色图谱》《四川爬行动物原色图谱》《四川鸟类原色图谱》《四川哺乳动物原色图谱》《四川资源动物志鸟类》《四川资源动物志哺乳动物》和已经发表的与动物物种多样性有关的专著和论文。在以上调查和收集资料基础上，确定各类动物名录，分析各大类群物种组成、区系特征、国家和省级重点保护物种，估计它们的数量和分布特征。

结合《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）附录 B、2017 年生态环境部发布的《县域陆生哺乳动物多样性调查与评估技术规定》附录 A 生境类型表中的第一层次划分结果，将生境类型分为森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇、荒漠、冰川/永久积雪、裸地、其他等 10 种。本次野生动物调查结合影响范围内野生动物生境类型的特点，以评价区的林地、耕地、河流等 3 种主要生境为调查区域，兼顾评价区内灌草丛和城镇，共布设 27 条样线。在对工程永久占用或施工临时占用区域开

展详细调查时，除查明占用区域是否分布有重要物种及重要生境外，也结合植物植被样方调查同步开展野生动物调查。样线具体点位和长度结合生境以及道路可达性进行设置，观测时行进速度大概为 1-3km/h，样线长度为 500-1000m。样线设置具体如下表所示。

浩方环境

表 5.2-13　样线点位设置信息表

编号	生境类型	样线起点坐标		样线终点坐标		海拔差（m）	长度（m）	备注（保护区/项目占地/公益林/等）
		E	N	E	N			
1	农田-森林-草地	***	***	***	***	260~279	2500	地方公益林
2	农田-草地-森林	***	***	***	***	258~265	2450	地方公益林、天然林
3	水域-农田=森林	***	***	***	***	262~275	2750	自 205H92（4）井
4	农田-水域-森林	***	***	***	***	260~261	2600	
5	城镇-农田-森林	***	***	***	***	273~278	2750	自 205H95（6）井
6	森林=农田-草地	***	***	***	***	252~289	3750	国家二级公益林
7	城镇-农田-森林	***	***	***	***	275~289	3900	自 205H87（5）井
8	农田-森林-草地	***	***	***	***	274~275	3700	国家二级公益林
9	水域-农田-森林	***	***	***	***	267~285	3900	自 205H86（5）井
10	城镇-农田-森林	***	***	***	***	277~289	3900	国家二级公益林
11	农田-森林-城镇	***	***	***	***	260~275	4300	国家二级公益林
12	农田-森林-水域	***	***	***	***	266~274	3100	自 205H70（6）井、自 309 井
13	草地-农田-森林	***	***	***	***	230~245	6000	
14	草地-森林-水域	***	***	***	***	255~270	2000	
15	森林-农田-草地	***	***	***	***	291~301	3550	国家二级公益林
16	城镇-农田-森林	***	***	***	***	289~298	6000	国家二级公益林
17	农田-森林-水域	***	***	***	***	255~256	3000	国家二级公益林
18	草地-农田-森林	***	***	***	***	286~288	3900	
19	农田-森林-水域	***	***	***	***	241~258	3650	
20	森林-农田-水域	***	***	***	***	244~298	5850	
21	森林-农田-城镇	***	***	***	***	247~258	4850	国家二级公益林

22	农田-城镇-森林	***	***	***	***	261~276	4000	
23	农田-草地-水域	***	***	***	***	309~313	3800	
24	水域-森林-农田	***	***	***	***	256~266	2500	
25	水域-森林-农田	***	***	***	***	258~283	2400	
26	农田-森林-城镇	***	***	***	***	253~260	2500	国家二级公益林
27	农田-水域-森林	***	***	***	***	235~262	2500	国家二级公益林

浩方环境

***	***
访问	访问
***	***
鸟类拍摄	鸟类拍摄
工作照	

5.2.4.2.2 陆生脊椎动物地理区划与概括

1、陆生脊椎动物地理区划

根据《中国动物地理》（张荣祖，2011年）及《中国陆生野生动物生态地理区划研究》（何杰坤等，2018年），调查区动物区划属于东洋界－华中区－西部山地高原亚区－四川盆地省－农田-亚热带林灌动物群。调查区陆生动物区系特征为东洋种占优势。

II 东洋界

II6 华中区

II6N 西部山地高原亚区

II6Nb 四川盆地省

四川盆地省的范围包括四川省中东部，以侵蚀性红层丘陵地貌为主，海拔主要为200~800m，主要分布有农田-亚热带林灌动物群。四川盆地省属于中亚热带季风气候，年均气温10~19°C，夏季(7~9月)平均气温19~28°C，冬季(12~2月)平均气温1~9°C；年均降水量920~1710mm。四川盆地省主要的土壤类型有紫色土，还零星分布有黄壤和水稻土紫色土分布于四川盆地省的大部分区域，是发育于亚热带地区石灰性紫色砂页岩母质的土壤。紫色土是在频繁的风化作用和侵蚀作用下形成的，其物理风化强烈、化学风化微弱、石灰开始淋溶。土壤剖面呈均一的紫色或紫红色，层次不明显。黄壤主要分布于四川盆地省东部的华蓥山、铜锣山和明月山一带，水稻土则分布于岷江和嘉陵江的两岸的冲积平原地区。四川盆地省以人工植被为主要植被类型，约占74%；其次为亚热带针叶林，约占11%；还分布有亚热带、热带草丛和亚热带、热带常绿阔叶、落叶阔叶灌丛等。

2、陆生脊椎动物地理概括

通过野外调查并整理相关文献资料得知，在评价区内分布有脊椎动物16

目49科126种，其中两栖类动物为1目4科8种，爬行类动物共1目6科13种，鸟类11目34科94种种，哺乳动物有3目5科11种。现场调查暂未发现有国家和四川省重点保护野生动物。根据《中国生物多样性红色名录》，评价区有易危动物棘腹蛙、黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇，省重点保护动物有黑水鸡。

表5.2-13　评价区陆生脊椎动物组成及区系现状

纲	目	科	种	东洋界	古北界	广布种
两栖纲	1	4	8	5	3	/
爬行纲	1	6	13	10	3	/
鸟纲	11	34	94	43	41	10
哺乳纲	3	5	11	7	3	1
合计	16	49	126	65	50	11

5.2.4.2.3 陆生脊椎动物种类组成

1、两栖类

（1）物种组成

根据查阅资料和现场走访，评价区内有野生两栖动物1目4科8种，包括中华蟾蜍、黑斑侧褶蛙、沼蛙、泽陆蛙、棘腹蛙、饰纹姬蛙。

根据《中国生物多样性红色名录》，评价区内黑斑侧褶蛙被评为近危（NT）等级，棘腹蛙被评为易危（VU）等级，其余均为无危（LC）。此次调查期间，在评价区内未发现有国家重点保护的两栖类动物。

（2）区系组成及物种分布型

从区系组成看有2种，其中东洋种5种，古北种3种。从分布型来看有4种，其中季风型2种，东洋型3种，南中国型2种，东北-华北型1种。

（3）生态类型

以生态类型来看，评价区内两栖动物可分为陆栖型和水栖型。

陆栖型属于穴栖静水繁殖型。成体一般在陆地上生活，白天隐蔽在草丛内、树根、苔藓、石块下以及土洞、石穴等阴湿环境中；夜间外出觅食，仅在繁殖季节进入水域（静水或溪流）内产卵，非繁殖期很少在水域内活动。

水栖型属于静水类型。成体经常在水域附近或长期栖息在水中；一般栖息在稻田、池塘、水坑、沼泽、湖边浅水处或岸边陆地上，不远离水域，并产卵在静

水中。

表 5.2-14　评价区两栖类动物名录

目	科	种	种拉丁名	分布型	动物区系
无尾目	蟾蜍科	中华蟾蜍	*Bufo gargarizans*	E	古
	叉舌蛙科	棘腹蛙	*Quasipaa boulengeri*	W	东
	姬蛙科	粗皮姬蛙	*Microhyla butleri*	W	东
		饰纹姬蛙	*Microhyla fissipes*	W	东
	蛙科	中国林蛙	*Rana chensinensis*	X	古
		沼蛙	*Boulengerana guentheri*	S	东
		黑斑侧褶蛙	*Pelophylax nigromaculatus*	E	古
		峨眉林蛙	*Rana omeimontis*	S	东

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型。；X 东北-华北型（3）中国多样性红色目录：EX:灭绝、EW:野外灭绝、CR:极危、EN:濒危、VU:易危、NT:近危、LC:无危、DD:数据不足、NE:未予评估

2、爬行类

（1）物种组成

根据查阅资料和现场走访，评价区内爬行类共有 1 目 6 科 13 种，均为盆地丘陵地区常见种。

评价区内有中国特有爬行类 3 种，包括丽纹龙蜥、蹼趾壁虎和北草蜥。根据《中国生物多样性红色名录》，评价区内玉斑锦蛇被评为近危（NT）等级，黑眉锦蛇、乌梢蛇和王锦蛇被评为易危（VU）等级，短尾蝮被评为近危（NT）等级，其余均为无危（LC）。此次调查期间，在评价区内未发现有国家重点保护的两栖类动物。

（2）区系组成及物种分布型

从区系组成看有 2 种，古北种有 3 种，东洋种有 10 种。从分布型来看有 3 种，其中南中国型 8 种，季风型 3 种，东洋型 2 种。

（3）生态类型

评价区内的爬行动物的生态型均为陆栖型，多栖息在山地森林灌草丛，荒坡灌草丛或田野、村舍、竹林及水域附近。

表 5.2-15　评价区爬行动物名录

目	科	种	种拉丁名	分布型	动物区系
有鳞目	鬣蜥科	丽纹龙蜥	*Diploderma splendidum*	S	东
	壁虎科	蹼趾壁虎	*Gekko subpalmatus*	S	东
	蜥蜴科	北草蜥	*Takydromus septentrionalis*	E	古
	石龙子科	蓝尾石龙子	*Plestiodon elegans*	S	东
	游蛇科	王锦蛇	*Elaphe carinata*	S	东
		黑眉锦蛇	*Elaphe taeniura*	W	东
		玉斑锦蛇	*Euprepiophis mandarinus*	S	东
		赤链蛇	*Lycodon rufozonatus*	E	古
		黑背白环蛇	*Lycodon ruhstrati*	S	东
		乌梢蛇	*Ptyas dhumnades*	W	东
	水游蛇科	锈链腹链蛇	*Hebius craspedogaster*	S	东
		棕黑腹链蛇	*Hebius sauteri*	S	东
		虎斑颈槽蛇	*Rhabdophis tigrinus*	E	古

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型。（3）中国多样性红色目录：EX:灭绝、EW:野外灭绝、CR:极危、EN:濒危、VU:易危、NT:近危、LC:无危、DD:数据不足、NE:未予评估

3、鸟类

在野外参照《生物多样性观测技术导则鸟类》（HJ710.4-2014）的要求用样线法和样点法相结合的方式使用搭载150mm-600mm镜头的相机进行统计调查，同时结合《四川鸟类志》等文献资料确定其种类组成及其种群数量。此外对珍稀鸟类或大型鸟类加强访问调查，并参考《中国鸟类野外手册》进行确认，同时结合文献资料进行整理和分析。

（1）物种组成

评价区内鸟类有11目34科94种。其中，以雀形目鸟类最多，共62种，占评价区鸟类总数的65.96%。科类中鸦科5种，鹎鸠科6种，鹟科9种、柳莺科6种、鹭科6种，其余各科均不足5种。评价区域最常见的是珠颈斑鸠、麻雀、白头鹎和白鹭，这些种类可视为评价区鸟类群落的优势种。农田、村落类型以及灌丛类型鸟类为常见、优势种类。

（2）区系组成及物种分布型

按照区系类型分，可将评价区内的鸟类分为3种区系类型：东洋种有43种，占评价区鸟类总数的45.74%；古北种有41种，占评价区鸟类总数的43.62%；广布种有10种，占评价区鸟类总数的10.64%。评价区地处东洋界，东洋界种

优势度较为明显，同时由于鸟类的迁移能力很强，且有季节性迁徙的习性，因此鸟类中广布种和古北种也占有一定比例。

（3）生态类型

根据生活习性的不同，可将评价区内分布的94种鸟类，分为5种生态类型：

游禽脚向后伸，趾间有蹼，有扁阔的或尖嘴，善于游泳、潜水和在水中获取食物。主要分布于调查区河流、滩涂以及池塘附近水流较缓的水域中。

涉禽嘴、颈和脚都比较长，脚趾也很长，适于涉水行进，不会游泳，常用长嘴插入水底或地面取食。它们在调查区主要栖息于河岸、水田和池塘附近。

陆禽体格结实，嘴坚硬，脚强而有力，适于挖土，多在地面活动觅食。它们主要分布于调查区林缘地带、农田区域以及城镇村落。

攀禽嘴、脚和尾的构造都很特殊，善于在树上攀缘。它们主要分布于开阔地带或林地中，也有部分也在林缘或村庄周围活动。

鸣禽一般体形较小，体态轻捷，活泼灵巧，鸣管和鸣肌特别发达，善于鸣叫和歌唱，且巧于筑巢。其生活习性多种多样，广泛分布于调查区各类生境中，如树林、灌丛、农田及水域附近等，其中分布于树林和灌丛生境的种类较多。

***		***	
鸟种名称：白鹭		鸟种名称：大白鹭	
拍摄地点：自308井附近耕地		拍摄地点：自205H86(5)井附近农田	
拍摄人：邓凡	拍摄时间：2023.11.28	拍摄人：曾昱文	拍摄时间：2023.11.28
***		***	
鸟种名称：黑水鸡		鸟种名称：凤头麦鸡	
拍摄地点：样线7附近水域		拍摄地点：样线14附近农田	
拍摄人：张优琪	拍摄时间：2023.11.29	拍摄人：张优琪	拍摄时间：2023.11.29
***		***	
鸟种名称：麻雀		鸟种名称：白鹡鸰	
拍摄地点：自205H68(5)井附近		拍摄地点：自310井附近平台附近	
拍摄人：邓凡	拍摄时间：2023.11.30	拍摄人：褚佳瑶	拍摄时间：2023.11.30
***		***	
鸟种名称：白腰文鸟		鸟种名称：白头鹎	
拍摄地点：自205H91(7)井附近附近		拍摄地点：自311井附近附近电线杆	
拍摄人：曾昱文	拍摄时间：2023.12.01	拍摄人：罗艺	拍摄时间：2023.12.01
***		***	

鸟种名称：珠颈斑鸠		鸟种名称：棕背伯劳	
拍摄地点：自205H81(3)井附近		拍摄地点：自205H82(6)井附近电线	
拍摄人：罗艺	拍摄时间：2023.12.01	拍摄人：刘昊雨	拍摄时间：2023.12.01

4、哺乳动物

（1）物种组成

根据文献资料、实地调查和访问，评价区内哺乳动物共有3目5科11种，其中鼠科6种；松鼠科2种；鼬科、蝙蝠科、兔科各1种。

（2）区系组成及物种分布型

按区系类型划分，可将评价区内的哺乳动物分为以下3类：东洋种7种，广布种1种，古北种3种。可见评价区内哺乳动物以南中国型为主，由于哺乳动物活动范围相较于两栖、爬行类较大，该区域哺乳动物区系构成中，东洋种超过半数，这与评价区域地处东洋界相符。

（3）生态类型

根据评价区哺乳动物生活习性的不同，可以将上述种类分为以下5种生态类型：

半地下生活型穴居型，主要在地面活动觅食、栖息、避敌于洞穴中，有的也在地下寻找食物。主要分布在评价区林地、灌丛、农田及村落附近。

地面生活型在地面上觅食、栖息的动物，部分物种偶尔上树。主要分布在调查区林地、灌草地等人为活动较少区域。

树栖型主要在树上栖息、觅食的哺乳类。主要栖息于评价区内的天然林、人工林或果园内。

岩洞栖息型在岩洞中倒挂栖息的小型哺乳动物。在评价区内主要分布于树洞、屋顶、墙缝、岩洞中。

表5.2-16　评价区哺乳动物动物名录

目	科	种	种拉丁名	分布型	动物区系
食肉目	鼬科	黄鼬	*Mustela sibrica*	S	东
翼手目	蝙蝠科	普通伏翼	*Pipstrelus abrmus*	S	东
啮齿目	松鼠科	赤腹松鼠	*Callosciurus erythraeus*	W	东
		红白鼯鼠	*Petaurista alborufus*	W	东
	鼠科	黑线姬鼠	*Apodemus agrarius*	U	古

		北社鼠	*Niviventer confucianus*	W	东
		针毛鼠	*Niviventer fulvescens*	W	东
		大足鼠	*Rattus nitidus*	W	东
		褐家鼠	*Rattus noryegicus*	U	古
		小家鼠	*Mus musclus*	U	古
	兔科	蒙古兔	*Lepus capensis*	O	广

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型。（3）中国多样性红色目录：EX:灭绝、EW:野外灭绝、CR:极危、EN:濒危、VU:易危、NT:近危、LC:无危、DD:数据不足、NE:未予评估

5.2.4.4 陆生野生动物重要物种

1、重点保护动物

根据收集资料、现场调查和访问，结合《国家重点保护野生动物名录》、《四川省重点保护野生动物名录》，评价范围内发现有四川省重点保护动物黑水鸡、中国林蛙。

黑水鸡：中型涉禽，部分夏候鸟，部分留鸟。长江以北主要为夏候鸟，长江以南多为留鸟，四川省重点保护动物。栖息于富有芦苇和水生挺水植物的淡水湿地、沼泽、湖泊、水库、苇塘、水渠和水稻田中，也出现于林缘和路边水渠与疏林中的湖泊沼泽地带。不耐寒，一般不在咸水中生活，喜欢有树木或挺水植物遮蔽的水域，不喜欢很开阔的场所，垂直分布高度为海拔400-1740米。在评价区内河流湿地、水库水面上常成对或成小群活动。

中国林蛙：中国林蛙是典型的水陆两栖性动物，在其生长发育过程中，蝌蚪期和冬眠期在水中生活，而变态后的幼、成蛙的活动期在陆地生活，两栖生活的时间分别为6个月左右。林蛙每年春天完成冬眠和生殖休眠以后，沿着溪流沟谷附近的潮湿植物带上山，开始营完全的陆地生活。林蛙对栖息的森林类型有一定选择，喜栖在林内郁敝度大、枯枝落叶多、空气湿润的植被环境，如阔叶林或针阔混交林，林内有高大的乔木，中层灌木和低层蒿草的三层植被遮阴。林蛙不喜息在针叶林内，特别是落叶枯林下。

2、中国生物多样性红色名录物种

根据收集资料、现场调查和访问，结合《中国生物多样性红色名录》，被评为易危（VU）等级的有棘腹蛙、黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇。

棘腹蛙：生活在海拔400-1900米森林茂密的山溪瀑布下或山溪水塘边的石上。

乌梢蛇：常在农田或沿着水田内侧的田埂、菜地、河沟附近下爬行，有时也在山道边上的草丛、村舍房屋边的竹林晒太阳。

黑眉锦蛇：常在村舍房屋附近活动，善攀爬，有时在屋檐及屋顶出现；也活动在草地、农田等。

王锦蛇：常活动于山地灌丛、农田沟边、山溪旁、草丛中、库区及其他近水域活动。

3、特有种

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据2023年颁布的《中国生物多样性红色名录 脊椎动物卷（2020）》及现场调查，评价区内有中国特有种7种，分别为峨眉林蛙、灰胸竹鸡、黄腹山雀、红白鼯鼠、丽纹龙蜥、蹼趾壁虎、北草蜥，以上特有种均为常见野生动物，本次调查期间未发现需要特别保护的地区性特有野生动物。

4、极小种群野生植物

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据2021年颁布的《“十四五”林业草原保护发展规划纲要》中的“抢救性保护珍稀濒危野生动物”名录表，结合调查结果，评价范围内未发现有国家及地方所涉及的极小种群野生动物。

表5.2-17　评价区珍稀动物名录

种名	保护级别	濒危等级	分布区域	来源	工程占用
棘腹蛙	/	VU	评价区内水田与河流附近偶见	访问	管线敷设占用部分生境
黑眉锦蛇	/	VU	评价区内草地、农田与村舍附近偶见	访问	管线敷设占用部分生境
乌梢蛇	/	VU	评价区内草地、农田与村舍附近偶见	访问	管线敷设占用部分生境
王锦蛇	/	VU	评价区内草地、农田与村舍附近偶见	资料	管线敷设占用部分生境

黑水鸡	省重点	LC	评价区内坑塘、河流湿地、水库水面偶见	目击	管线敷设穿越河流段占用部分生境

***	***
黑水鸡（现场拍摄）	棘腹蛙（引自“中国自然标本馆”）
***	***
黑眉锦蛇（引自“中国自然标本馆”）	乌梢蛇（引自“中国自然标本馆”）
***	***
王锦蛇（引自“中国自然标本馆”）	

5.2.4.5 野生鸟类迁徙通道

查阅资料可知四川的三条候鸟迁徙通道分别为：西线，大小凉山系—邛崃山系—若尔盖湿地（沿大渡河），其中若尔盖湿地为高原夏候鸟迁徙的目的地之一；中线，川南—龙泉山脉—秦岭（沿长江、岷江）；东线，川东平行峡谷（沿嘉陵江、渠江、诺水河等）。且本次调查未在评价区发现保护野生动物繁殖、集中分布等重要生境的分布。四川地区属于鸟类中国西部迁徙路线的重要组成部分。内蒙古西部、甘肃、青海和宁夏的湖泊、草甸等湿地繁殖的候鸟，在秋季可沿阿尼玛卿山、巴颜喀拉山和邛崃山脉向南迁飞，然后沿横断山脉南下至四川盆地西部和云贵高原越冬。本项目不在鸟类迁徙通道上，因此评价区也并不涉及鸟类迁徙通道。



图 5.2-4　四川境内鸟类迁徙路线图

5.2.5　生态系统现状调查

5.2.5.1 生态系统类型

按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166——2021）中生态系统分类体系，结合评价区域土地利用现状调查分析，评价区生态系统主要有森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统和城镇生态系统等，以农田生态系统为主。

***	***
无人机航拍工作照	

1、森林生态系统

森林生态系统是以乔木为主体的生物群落（包括植物、动物和微生物）及

其非生物环境（光、热、水、气、土壤等）综合组成的生态系统。森林生态系统服务功能主要包括森林在涵养水源、保育土壤、防风固沙、固碳释氧、净化空气、生物多样性保护及森林游憩等方面提供的生态服务功能。生态系统有四个主要的组成成分，即非生物环境、生产者、消费者和分解者。

（1）植被现状

评价区内森林生态系统的面积为1361.60hm^2，占评价区总面积的11.29%。森林生态系统的植被类型以竹林为主，土壤类型以紫色土和黄壤为主，建群种主要以慈竹群系和麻竹群系组成，在评价区内呈大斑块片状分布。森林生态系统在群落垂直结构上一般由乔木层、灌木层和草本层组成。评价区内的森林生态系统相对稳定。

（2）动物现状

评价区内有分布的绝大多数陆生脊椎动物在森林生态系统内几乎均有分布，鸟类主要有棕背伯劳、麻雀、珠颈斑鸠、白鹭等，常见哺乳类主要有蝙蝠科的普通伏翼、松鼠科的赤腹松鼠、鼠科的小家鼠、北社鼠、褐家鼠等。

（3）森林生态系统特点与功能

评价范围森林生态系统受人为干扰严重，植被以针叶林为主，动植物组成较简单，生态系统空间结构和营养链式结构较简单，生态服务功能一般，森林生态系统服务功能主要包括森林在涵养水源、保育土壤、防风固沙、固碳释氧、净化空气、生物多样性保护及森林游憩等方面提供的生态服务功能。森林生态系统内植被多以纯林为主，林相整齐，植被层次结构、层片结构相对简单；森林生态系统内群系组成单一，群落结构简单，动植物种类组成相对贫乏，食物网结构、营养结构相对较简单。

***	***
森林生态系统	

2、灌丛生态系统

灌丛生态系统是以灌木为主体的植被类型，灌木植株通常为簇生，无明显主干，群落高度多小于5m，盖度在80%左右，具有种类多、分布广、生产力

高、生命力强等特点。灌丛生态系统的生态服务功能主要包括有机质储存、涵养水源、保持水土、固碳释氧、净化空气和美学观赏等。

（1）植被现状

评价区的灌木丛分布较小，面积为29.48hm^2，占评价区总面积的0.24%。主要分布在人为干扰大的村落、道路、河滩等地段，带有较强的次生性质，另外在亢河流域等地势比较险峻的地区分布有少量的原生性质的灌丛。主要灌丛类型以构树为主，伴生种主要有黄荆、八角枫、火棘等。草本层植物种类较丰富，盖度在10%~60%，主要有狗尾草、小蓬草、十字马唐、苍耳等物种。

（2）动物现状

评价范围灌丛生态系统中两栖类分布较少，爬行动物常见的有北草蜥、蹼趾壁虎等灌丛石栖型种类；鸟类常见的有棕背伯劳、麻雀、鹊鸲等小型鸣禽；哺乳动物主要以小型哺乳动物为主，如黄鼬、蒙古兔等半地下生活型种类。这些灌丛以及栖居于其中的各爬行类、鸟类、小型哺乳动物等动物还有它们的生境共同构成了评价区内的灌丛生态系统。

（3）灌丛生态系统特点与功能

灌丛生态系统相比森林生态系统的空间结构和营养链式结构简单，评价范围灌丛生态系统分布广泛。灌木植株通常为簇生，无明显主干，具有种类多、分布广、生产力高、生命力强等特点。灌丛生态系统的生态服务功能主要包括有机质储存、涵养水源、保持水土、固碳释氧、净化空气和美学观赏等。

***	***
灌丛生态系统	

3、草地生态系统

草地生态系统是灌丛群落与其环境在功能流的作用下形成一定结构、功能和自调控的自然综合体，是评价范围所属区域特殊的气候条件所形成的一种生态系统。

（1）植被现状

评价区内草地群落的面积较小，为37.63hm^2，占评价区总面积的0.31%，在评价区河边、公路沿线及路边荒坡广泛分布，其平均高度为0.3m，盖度达

90%。草地群落结构较简单，评价区内草地群落类型主要有斑茅、十字马唐、木贼、钻叶紫菀草地，主要伴生种有狗尾草、喜旱莲子草、接骨木、水蓼、求米草、鸭趾草、酢浆草、问荆、牛皮消、马鞭草、鬼针草、狗牙根、爵床、渐尖毛蕨等植物。

（2）动物现状

草地生态系统为小型动物提供食物和栖息的场所，例如两栖类中的陆栖型种类，如中华蟾蜍、中国林蛙等，爬行类的灌丛石隙型的种类，如北草蜥、蹼趾壁虎等；哺乳动物中的褐家鼠、小家鼠等，而鸟类中的陆禽、鸣禽等也主要活动于灌草丛中。

（3）草地生态系统特点与功能

评价范围草地生态系统主要由禾草类植物组成，生态系统面积较小，评价范围受人为活动及自然条件影响强烈，植被类型单一，群落结构简单，草地动植物种类及数量较少。草地生态系统以多年生草本植物占优势，具有耐旱、防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。

***	***
草地生态系统	

4、农田生态系统

农田生态系统为人工干预下的景观生态系统，其主要特点是人在生态系统中的作用非常关键，人的管理作用消失，农业生态系统就会很快退化，原来占优势地位的农作物就会被杂草和其他植物所取代。该生态系统中的动植物种类较少，群落的结构单一。

（1）植被现状

评价区域内农田生态系统组成主要为耕地及园地，主要集中山坡较平缓处等人类聚居地附近，在评价区内面积为9619.67hm^2，占比为79.33%。其中，耕地在评价区内面积为8996.67hm^2，占比为74.19%。该系统的主要作用是为当地居民提供食物，并为当地居民提高经济收入，但对于保持水土流失及防止环境污染的作用是负面的。评价区内农田生态系统中耕地的主要种植的农作物有水稻、大豆、红薯、大豆等；经济果园主要植物有枇杷、柑桔、桃、核桃等。

（2）动物现状

由于农业生态系统中植被类型较为单一，植物种类较少，距离居民区较近而易受人为干扰，因此农业生态系统中动物种类不甚丰富。但农业生态系统中的水田为两栖类提供了合适的栖息环境，因此分布于其中的两栖类种类较多，静水型、陆栖型的种类在农田中都有分布，爬行动物中的陆栖型种类也多在农田及周围活动。鸟类中人类伴居的种类在农田中多有分布，如麻雀、家燕等。

（3）农田生态系统特点与功能

农田生态系统为人工干预下的景观生态系统，其主要特点是人在生态系统中的作用非常关键，人的管理作用消失，农业生态系统就会很快退化，原来占优势地位的农作物就会被杂草和其他植物所取代。农田生态系统中的动植物种类较少，群落结构及物种组成较简单，常为单优群落。该系统的主要作用是为当地居民提供食物，并为当地居民提高经济收入，但对于保持水土流失及防止环境污染的作用是负面的。

***	***
***	***
农田生态系统	

5、湿地生态系统

湿地生态系统兼具着丰富的陆生和水生动植物资源，形成了其它任何单一生态系统都无法比拟的天然基因库和独特的生物环境，特殊的土壤和气候提供了复杂且完备的动植物群落，它对于保护物种、维持生物多样性具有难以替代的生态价值。依据《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166—2021）的分类，湿地生态系统包含沼泽、湖泊与河流。评价区内分布有水库、坑塘，在评价区内面积为258.59hm^2，占比为2.14%，为评价区内湿地生态系统内提供了稳定的生境，此外由于季节影响，河中植物、底栖生物种类较少，这些生物同水域环境一起共同组成了复杂的湿地生态系统。

（1）植被现状

评价区内湿地生态系统面积较小，主要分布在公路、农田及城镇周边，人为活动频繁，湿地生态系统植被类型及群系组成简单，植物多以抗逆性较强的

种类为主，常见有凤眼莲、喜旱莲子草和大藻等水生植物。

（2）动物现状

评价区内分布的动物在湿地生态系统中分布的种类比较单一，包括两栖类中静水型种类；爬行类中林栖傍水型的种类，哺乳动物中的食肉目动物，也需要到湿地取水，因此湿地是野生动物在评价区内不可或缺的栖息条件。

（3）湿地生态系统特点与功能

评价区域河流、水库、沟渠等湿地环境受人为活动及自然条件影响强烈，湿地生态系统结构简单，湿地植被类型单一，湿地动植物种类及数量较少。湿地生态系统特殊的土壤和气候提供了复杂且完备的动植物群落，它对于保护物种、维持生物多样性具有难以替代的生态价值。

***	***
湿地生态系统	

6、城镇生态系统

城镇生态系统是一个综合系统，由自然环境、社会经济和文化科学技术共同组成，它包括作为城市发展基础的房屋建筑和其他设施，以及作为城市主体的居民及其活动，在更大程度上属于人工系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别。城镇生态系统在评价区内面积占比较大，其面积为821.78hm^2，占比为6.78%。

（1）植被现状

评价范围内城镇生态系统主要为村道、现状居民聚居点等，其植被主要以绿化景观植物为主，在公路路肩边缘生长有十字马唐、苍耳、白茅、小蓬草、狗尾草、鬼针草等，居民点常见植物有枇杷、桃、李以及竹林等。

（2）动物现状

由于城镇/村落生态系统受人类干扰因素大，故动物种类较少，主要为喜与人伴居的种类，包括鸟类的鸣禽，如家燕等；哺乳动物以部分半地下生活型种类，主要为小型啮齿动物，如小家鼠、褐家鼠等。

（3）城镇生态系统特点与功能

评价范围城镇/村落生态系统内人为活动频繁，动植物种类及数量较少；评价范围城镇/村落生态系统内人口密度较小，产业性质以农业为主，与耕地等关系密切。城镇/村落生态系统的功能主要包括生物生产和非生物生产等。

***	***
城镇生态系统	

5.2.5.2 生态系统面积分析

基于卫星遥感影像、现场调查核实，按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166——2021）要求，对评价区域生态系统开展遥感解译与调查，同时结合区域土地利用现状、植被类型等解译和调查结果，将评价范围内生态系统分为森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等六大类，经过人机交互遥感解译、野外核查和精度验证，制作评价范围的生态系统类型图。

根据生态系统类型图，统计评价范围内各生态系统类型及面积，如下表所示。

表 5.2-18　评价范围生态系统面积统计表

生态系统分类		面积（hm^2）	占比（%）
一级类	二级类		
森林生态系统	11 阔叶林	1220.92	10.07
	12 针叶林	137.64	1.14
灌丛生态系统	21 阔叶灌从	29.48	0.24
草地生态系统	33 草丛	37.63	0.31
湿地生态系统	42 湖泊	22.39	0.18
	43 河流	236.2	1.95
农田生态系统	51 耕地	8996.67	74.19
	52 园地	623	5.14
城镇生态系统	61 居住地	639	5.27
	63 工矿交通	182.78	1.51
总计		12062.45	100

根据统计结果，评价区内农田生态系统面积最大，面积占比为 79.33%，其中耕地占比达 74.19%；其次为森林生态系统，面积占比 11.20%，其中阔林占比达 10.07%；城镇生态系统次之，面积占比 6.77%；其它生态系统类型面积都较小。

5.2.5.3 生态系统生物量估算

本项目乔木、灌丛和草丛植被的生物量计算依据现场测量进行估算，园地和耕地植被的生物量计算依据富顺县和自贡市统计年鉴中农作物产量等数据结合访问当地农民和村社干部园地和耕地得出数据。本项目评价区各种植被类型的面积、平均单位面积生产量和总生产量如下表。

由下表可知，本项目评价区总面积12125.71hm^2，总生物量138130.04t，其中以阔叶林为主，生物量107530.49t，占评价区总生物量的77.85%。

表5.2-19　评价范围内不同植被类型生物量

生态系统分类		面积（hm^2）	平均单位面积生物量（t/hm^2）	评价区总生物量（t）
一级类	二级类			
森林生态系统	11 阔叶林	1220.92	88.07	107530.49
	12 针叶林	137.64	118.38	16294.28
灌丛生态系统	21 阔叶灌从	29.48	13.47	397.10
草地生态系统	33 草丛	37.63	1.53	57.73
湿地生态系统	42 湖泊	22.39	/	/
	43 河流	236.2	/	/
农田生态系统	51 耕地	8996.67	0.73	6567.57
	52 园地	623	11.69	7282.87
城镇生态系统	61 居住地	639	/	/
	63 工矿交通	182.78	/	/
总计		12125.71	/	138130.04

5.2.5.4 生态系统生产力估算

根据《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》冯宗炜编著《中国森林生态系统的生物量与生产力》等相关研究，结合本次评价对现场测量乔木、竹林、灌丛、草丛植被生产力的计算结果进行校正。本项目评价区各生态系统植被的面积、平均单位面积生产力和总生产力如下表。

由下表可知，本项目评价区总面积12125.71hm^2，总生产力83856.36t/a，其中农田生态系统生产力达72147.53t/a，占评价区总生产力的86.03%；其次为森林生态系统，生产力达11371.15t/a，占评价区总生产力的13.56%。

表 5.2-20　评价范围内不同植被类型生产力

生态系统类型	面积（hm^2）	单位面积生产力（t/hm^2·a）	评价区总生产力 t/a
1 森林生态系统	1358.56	8.37	11371.15
2 灌丛生态系统	29.48	5.20	153.30

3 草地生态系统	37.63	4.90	184.39
4 湿地生态系统	258.59	/	/
5 农田生态系统	9619.67	7.50	72147.53
6 城镇生态系统	821.78	/	/
合计	12125.71	/	83856.36

5.2.6 水生生态现状调查

1、评价等级和调查时间

本项目水生生态等级为三级，根据导则“三级评价现状调查以收集有效资料为主，可开展必要的遥感调查或现场校核”。本次收集了《四川鱼类志》、《沱江中游鱼类资源现状及多样性》、《自贡至永川高速公路环境影响报告书》、《釜溪河沿滩城区段堤防工程》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料，同时勘探区域河流情况，在沱江干流及其各级支流进行了现场调查。本项目评价组组织技术人员于2023年11月27日—29日对工程评价河段开展了水生生态现状补充调查。

2、调查内容及范围

调查内容主要包括水体理化性质，浮游植物、浮游动物、底栖动物的种类组成、空间分布和时空变化等，鱼类资源调查包括鱼类的种类组成、资源现状以及鱼类重要生境等。

项目调查水域主要是沱江在富顺县一段的干流以及各级支流。沱江，长江上游支流。位于中国四川省中部。发源于川西北九顶山南麓，绵竹市断岩头大黑湾。南流到金堂县赵镇接纳沱江支流——毗河、清白江、湔江及石亭江等四条上游支流后，穿龙泉山金堂峡，经简阳市、资阳市、资中县、内江市、自贡市、富顺县等至泸州市汇入长江。全长712公里。流域面积3.29万平方公里。从源头至金堂赵镇为上游，长127公里，称绵远河。从赵镇起至河口称沱江，长522公里。

水生生物调查共在沱江以及沱江各级支流上布设12个采样点。水生生物调查在工程管线与沱江的交汇点上共布设两个点，记作沱江下游游穿越点和沱江上游穿越点；水生生物调查在工程管线与沱江一级支流五里河穿越点的前后

布设两个点，记作五里河穿越点下游和五里河穿越点上游；水生生物调查在工程管线与沱江一级支流釜溪河穿越点的前后布设两个点，记作釜溪河穿越点下游和釜溪河穿越点上游；水生生物调查在工程管线与釜溪河支流(釜溪河左侧沈家湾处一级支流)穿越点前后布设两个点，记作釜溪河支流穿越点下游和釜溪河支流穿越点上游；水生生物调查在工程管线与沱江与隆汉高速交叉处支流前后布设两个点，记作柑子溪穿越点下游和柑子溪穿越点上游；水生生物调查在工程管线与釜溪河支流杨柳溪上布设两个采样点，记作杨柳溪穿越点下游和杨柳溪穿越点上游。

表 5.2-21　水生生物调查采样点位置信息表

序号	采样点位置	采样点坐标		海拔
		经度	纬度	
1	沱江下游游穿越点	***	***	245 m
2	沱江上游穿越点	***	***	261 m
3	五里河穿越点下游	***	***	279 m
4	五里河穿越点上游	***	***	287 m
5	釜溪河穿越点下游	***	***	271 m
6	釜溪河穿越点上游	***	***	272 m
7	釜溪河支流穿越点下游	***	***	267 m
8	釜溪河支流穿越点上游	***	***	270 m
9	柑子溪穿越点下游	***	***	275 m
10	柑子溪穿越点上游	***	***	281 m
11	杨柳溪穿越点下游	***	***	282 m
12	杨柳溪穿越点上游	***	***	294 m

***	***
浮游生物定量样品采集	底栖动物样品采集
***	***
浮游生物定性样品采集	走访垂钓者
***	***
样品保存	实验室样品分析

图 5.2-6　现场调查、采样照片

3、水生生物调查方法

水生生物调查方法主要依据《水生态监测技术要求 淡水浮游动物》（试行）、《水生态监测技术要求 淡水浮游植物》（试行）、《水生态监测技术要求淡水着生藻类》（试行）、《水生态监测技术要求 淡水大型底栖无脊椎动物》（试行）及《内陆水域渔业自然资源调查手册》，同时参照 SL219-98

《水环境监测规范》进行调查。

（1）浮游植物

浮游植物的调查采用采样调查结合历史资料的方式进行，采样调查的主要方法如下：

采样方法：

定量样品在定性采样之前用采水器采集，每个采样点取水样 1 L，贫营养型水体应酌情增加采水量。泥沙多时需先在容器内沉淀后再取样。分层采样时，取各层水样等量混匀后取水样 1 L。浮游植物定性样品用 25 号浮游生物网（孔径 0.64 μm）在表层缓慢拖曳采集，网口与水面垂直，网口上端不露出水面。

样品固定与鉴定：

浮游植物样品立即用鲁哥氏液固定，用量为水样体积的 1%～1.5%。如样品需较长时间保存，则需加入 37%～40%甲醛溶液，用量为水样体积的 4%。固定后的浮游植物水样摇匀倒入固定在架子上的 1 L 沉淀器中，2 h 后将沉淀器轻轻旋转，使沉淀器壁上尽量少附着浮游植物，再静置 24 h。充分沉淀后，用虹吸管慢慢吸去上清液，至留下含沉淀物的水样 20 mL～25 mL，放入 30 mL 的定量样品瓶中。用吸出的少量上清液冲洗沉淀器 2 次～3 次，一并放入样品瓶中，定容到 30（或 50）mL。如样品的水量超过 30（或 50）mL，可静置 24 h 后，或到计数前再吸去超过定容刻度的余水量，浓缩标准以每个视野里有十几个藻类为宜。分类鉴定主要参考《中国淡水藻类：系统、分类及生态》、《中国淡水藻志》各分卷等分类书。

浮游植物计数方法：

计数框行格法：计数前需先核准浓缩沉淀后定量瓶中水样的实际体积，可加纯水使其成 30 mL、50 mL、100 mL 等整量。然后将定量样品充分摇匀，迅速吸出 0.1 mL 置于 0.1 mL 计数框内（面积 20 mm × 20 mm）。盖上盖玻片后，在高倍镜下选择 3 行～5 行逐行计数，数量少时可全片计数。

1L 水样中的浮游植物个数（密度）可用下列公式计算：

$$N = \frac{N_0}{N_1} * \frac{V_1}{V_0} * P_n$$

式中：N——1 L 水样中浮游生物的数量，ind. /L；N_0——计数框总格数；N_1——计数过的方格数；V_1——1 L 水样经浓缩后的体积，mL；V_0——计数框容积，mL；P_n——计数的浮游植物个数。

（2）浮游动物

浮游动物的调查采用采样调查结合历史资料的方式进行，采样调查的主要方法如下：

采样方法：

原生动物、轮虫和无节幼体定量可用浮游植物定量样品，如单独采集取水样量以 1 L 为宜；定性样品采集方法同浮游植物。枝角类和桡足类定量样品应在定性采样之前用采水器采集，每个采样点采水样 10 L～50 L，再用 25 号浮游生物网过滤浓缩，过滤物放入标本瓶中，并用滤出水洗过滤网 3 次，所得过滤物也放入上述瓶中；定性样品用 13 号浮游生物网在水体表层至 0.5 m 水深处以 20 cm/s～30 cm/s 的速度做“∞”形往复、缓慢拖动采集。

样品固定与鉴定：

原生动物和轮虫定性样品，除留一瓶供活体观察不固定外，固定方法同浮游植物。枝角类和桡足类定量、定性样品应立即用 37%～40%甲醛溶液固定，用量为水样体积的 5%。原生动物和轮虫的计数可与浮游植物计数合用一个样品；枝角类和桡足类通常用过滤法浓缩水样。分类鉴定主要参考《淡水浮游生物研究方法》、《淡水微型生物图谱》、《中国动物志》各分卷、《中国淡水桡足类志》等分类书。

浮游动物计数：

原生动物：吸出 0.1 mL 样品，置于 0.1 mL 计数框内，盖上盖玻片，在 10×20 倍显微镜下全片计数。每瓶样品计数两片，取其平均值。轮虫：吸出 1 mL 样品，置于 1 mL 计数框内，在 10×10 倍显微镜下全片计数。每瓶样品计数两片，取其平均值。枝角类、桡足类：用 5 mL 计数框将样品分若干次全部计数。

如样品中个体数量太多，可将样品稀释 50 mL 或 100 mL，每瓶样品计数两片，取其平均值。无节幼体：如样品中个体数量不多，则和枝角类、桡足类一样全部计数；如数量很多，可把过滤样品稀释，充分摇匀后取其中部分计数，计数 3 片～5 片取其平均值。也可在轮虫样品中同轮虫一起计数。计数前，充分摇匀样品，吸出迅速、准确。盖上盖玻片后，计数框内无气泡，无水样溢出。

单位体积浮游动物的数量按下式计算：

$$N = \frac{V_s * n}{V * V_a}$$

式中：N——1 L 水样中浮游动物的数量，ind. /L；V——采样的体积，L；V_s——样品浓缩后的体积，mL；V_a——计数样品体积，mL；n——计数所获得的个体数，ind.。

原生动物、轮虫可用体积法求得生物体积，比重取 l，再根据体积换算为重量和生物量。甲壳动物可用体长-体重回归方程，由体长求得体重（湿重）。无节幼体可按 0.003 mg 湿重/个计算。轮虫、枝角类、桡足类及其幼体可用电子天平直接称重。即先将样本分门别类，选择 30～50 个样本，用滤纸将其表面水分吸干至没有水痕，置天平上称其湿重。个体较小的增加称重个数。

（3）底栖生物

底栖动物的调查采用采样调查结合历史资料的方式进行，采样调查的主要方法如下：

采样方法：

定性样品采集使用 D 型手抄网、手动采集等方法在岸边及浅水区采集样品，采用抄网采样时，应尽可能在各种生境采样。定量样品采集时，底栖动物流水使用索伯网，静水使用 D 形网，每个点采样面积为 3 m^2，采用网宽 0.3 m 的索伯网和 D 形网，采样长度为 10 m。标本经大致洗刷后装入 500 mL 塑料标本瓶中，用 8%福尔马林溶液固定，带回实验室挑选生物标本并进行鉴定，标本鉴定至属或种，少数为目或科，并记录各个分类单元个体数。

密度及生物量计算：

底栖动物的内业分析直接在双筒解剖镜下进行种类的鉴定。底栖动物的定量分析按各个采样点采集的样品，在解剖镜下分出大类，统计数量(ind./m^2)。再用吸水纸吸干水分，逐一在 0.001 g 的电子天平上进行称重，求出每个采样点 1 m^2 的重量，通过各点重量求其每个样点的平均生物量(湿重：g/m^2)。

（4）水生维管束植物

在评价水域周边，调查并记录水生维管束植物的种类、分布、优势种。

（5）鱼类

鱼类调查主要以走访调查以及结合资料的方式进行。鱼类调查包括鱼类的种类组成、地理分布、产卵场、索饵场和越冬场等“三场”以及当地的渔业资源现状等，并重点评估工程的实施对河流鱼类的影响。评价组以《四川鱼类志》、《沱江中游鱼类资源现状及多样性》、《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料为参考基础，采用实地走访和资料调查相结合的方法，了解工程影响河段附近鱼类种类、结合鱼类生物学特性和水文学特征，分析出鱼类“三场”分布情况。

（6）河流生境

河道生境调查主要沿河道进行实地勘察，通过对河床、河岸以及河岸坡顶外侧 50 m 范围内的河流生境进行调查。通过参照河道生境调查表记录河道特性、河岸特征。

和水体特性等，包括河床底质、水色、水面漂浮物和气味等。通过走访调查河道周边居民点、农牧业情况，评估对河流生态的干扰强度。

4、工程所涉及河段采样断面生境

	
沱江下游游穿越点	沱江上游穿越点

	
五里河穿越点下游	五里河穿越点上游
	
釜溪河穿越点下游	釜溪河穿越点上游
	
釜溪河支流穿越点下游	釜溪河支流穿越点上游
	
柑子溪穿越点下游	柑子溪穿越点上游
	
杨柳溪穿越点下游	杨柳溪穿越点上游

图 5.2-7　采样断面生境图

本项目管线穿越沱江及其支流、五里河（沱江右侧一级支流）支流、釜溪河（沱江左侧一级支流）及其支流和杨柳溪（釜溪河右侧一级支流）。

沱江，长江上游支流。位于中国四川省中部。发源于川西北九顶山南麓，绵竹市断岩头大黑湾。南流到金堂县赵镇接纳沱江支流——毗河、清白江、湔江及石亭江等四条上游支流后，穿龙泉山金堂峡，经简阳市、资阳市、资中县、内江市、自贡市、富顺县等至泸州市汇入长江。全长712公里。流域面积3.29万平方公里。从源头至金堂赵镇为上游，长127公里，称绵远河。从赵镇起至河口称沱江，长522公里。评价范围内沱江段水体整体较宽，流通性强，水生生物密度和种类较多，河道内多年未发现无敏感物种，在评价范围内主要支流为釜溪河。

釜溪河属沱江下游右岸一级支流，发源于荣威高地之九宫山脉，为一多源头河流，分左右两源。左源为威远河控制流域面积969.6k ㎡，河长107.2km。河道比降0.48‰，右源旭水河（荣溪河）控制流域面积1022km^2，河长118km，河道比降 0.68‰。两源分别呈西北～东南和北～东南向，在自贡市城区北大安区凤凰坝汇合后始称釜溪河。再由西北向东南穿越自贡市区，经自贡市郊区沿滩，于邓关镇附近汇入沱江。釜溪河全流域面积3489k ㎡，河道全长197km，平均比降0.45‰。评价范围内河道弯曲平缓，河曲发育，多为不对称的“U”字形宽浅河床，两岸台地发育，农耕发达，植被较差，水土流失严重，水面覆盖大藻等浮水植物，水生生物密度和种类相对较多，河道内多年未发现无敏感物种。

（1） 沱江下游游穿越点：江岸平坦，生长早熟禾和竹类植物等，江段周围有赵化镇，有一定的居民分布于此，同时分布有农田，种植蔬菜水稻等。此江段江面宽约200m，水流偏缓，流速约0.3m/s，底质为淤泥，江边水面生长大量的大藻。江段周围住户密度相对较高，同时周围存在农田，可能会产生一些生活污染和化肥流入江中，但沱江整体水量大且流通性较强，具有一定的自净能力，江水整体清澈且透明度较高，无气味。

（2） 沱江上游穿越点：江岸平坦，生长早熟禾和竹类植物等，江段周围有许多蔬菜种植大棚。此江段江面宽约300m，水流偏缓，流速约0.3m/s，底质为淤泥，江边水面生长大量的大藻和凤眼莲。江段周围住户密度较低，有大

量种植大棚沿江分布，可能会产生一些生活和农业污水流入江中，但沱江整体水量大且流通性较强，具有一定的稳定性，江水整体清澈且透明度较高，无气味。

（3） 五里河穿越点下游：沱江支流五里河穿越点下游，河岸平坦，被竹类和构树覆盖，河道周围主要为农田，种植水稻等。调查河段宽约15m，水流缓慢，流速不可测，底质为淤泥，水面零星生长大藻等浮水植物。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围种植作物，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量较大，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，偏黄，无明显气味。

（4） 五里河穿越点上游：沱江支流五里河穿越点上游，河岸平坦，被竹类和构树覆盖，河道周围主要为农田，种植水稻等。调查河段宽约15m，水流缓慢，流速不可测，底质为淤泥，水面零星生长大藻等浮水植物。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围种植作物，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量较大，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，偏黄，无明显气味。

（5） 釜溪河穿越点下游：沱江一级支流釜溪河穿越点下游，河岸平坦，生长竹类和樟树，河道周围主要为农田，种植水稻和蔬菜等。调查河段宽约75m，流速约0.5m/s，底质为淤泥，河道靠岸水域有鸭跖草和大藻生长。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围种植作物，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量较大，流通性较好，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，无气味。

（6） 釜溪河穿越点上游：沱江一级支流釜溪河穿越点上游，河岸平坦，生长竹类和樟树，河道周围主要为农田，种植水稻和蔬菜等。调查河段宽约75m，流速约0.5m/s，底质为淤泥，河道靠岸水域有鸭跖草和大藻生长。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围种植作物，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量较大，流通性较好，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，无气味。

（7） 釜溪河支流穿越点下游：河岸平坦，河岸的植被密度较低，主要是一些蔬菜作物，河道周围主要为果园，种植柑橘类水果。调查河段宽约10m，流速约0.2m/s，底质为淤泥，河道水面有大量大藻和凤眼莲生长。道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围果树，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量相对较大，流通性较好，水体存在一定的自净能力，河水透明度良好，无异味，但河水富营养化导致大量浮水植物生长，占据了其他生物的生存空间，长期可能导致水质恶化。

（8） 釜溪河支流穿越点上游：河岸平坦，河岸的植被密度较低，主要是一些蔬菜作物，河道周围主要为果园，种植柑橘类水果。调查河段宽约10m，流速约0.2m/s，底质为淤泥，河道水面有大量大藻和凤眼莲生长。道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围果树，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量相对较大，流通性较好，水体存在一定的自净能力，河水透明度良好，无异味，但河水富营养化导致大量浮水植物生长，占据了其他生物的生存空间，长期可能导致水质恶化。

（9） 柑子溪穿越点下游：河岸平坦，河岸的植被密度较低，主要是一些竹类植物，河道周围主要为果园，种植柑橘类水果。调查河段宽约15m，流速约0.2m/s，底质为淤泥，河道靠岸水域有大藻生长，同时河岸有大量被打捞上岸的大藻。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围果树，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量相对较大，流通性较好，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，无气味。

（10） 柑子溪穿越点上游：河岸平坦，河岸的植被密度较低，主要是一些竹类植物，河道周围主要为果园，种植柑橘类水果。调查河段宽约15m，由于存在水坝，流速缓慢，不可测，底质为淤泥，河道靠岸水域有大藻生长，同时覆盖一层油膜。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围果树，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量相对较大，流通性较好，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，水体偏黄，无明显气味。

（11） 杨柳溪穿越点下游：河岸平坦，生长有早熟禾和竹类等，河道

周围主要为农田，种植水稻和蔬菜等。调查河段宽约25m，流速约0.2m/s，底质为淤泥。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围种植作物，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量较大，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，偏黄，无明显气味。

（12） 杨柳溪穿越点上游：河岸平坦，生长有早熟禾和竹类等，河道周围主要为农田，种植水稻和蔬菜等。调查河段宽约10m，流速约0.2m/s，底质为淤泥。河道周边住户密度低，受到的生活污染较小，但河道周围种植作物，少量肥料可能会汇入河流，但水体水量较大，水体存在一定的自净能力，水体整体透明度良好，偏黄，无明显气味。

表5.2-22 水生调查断面理化特征表

序号	断面位置	底质	水温（℃）	pH	溶解氧（mg/L）	电导率(us/cm)
1#	沱江下游游穿越点	淤泥	16.5	8.1	8.1	292
2#	沱江上游穿越点	淤泥	16.7	8.2	7.2	301
3#	五里河穿越点下游	淤泥	15.6	8.2	10.2	281
4#	五里河穿越点上游	淤泥	15.4	8.3	10.1	273
5#	釜溪河穿越点下游	淤泥	15.2	7.8	10.2	276
6#	釜溪河穿越点上游	淤泥	15.1	8.3	9.8	302
7#	釜溪河支流穿越点下游	淤泥	16.2	8.2	7.3	315
8#	釜溪河支流穿越点上游	淤泥	16.1	8.3	7.6	368
9#	柑子溪穿越点下游	淤泥	15.9	7.6	8.1	312
10#	柑子溪穿越点上游	淤泥	15.9	8.1	8.2	324
11#	杨柳溪穿越点下游	淤泥	15.4	8.1	10.1	306
12#	杨柳溪穿越点上游	淤泥	15.6	8.0	8.7	313

5、水生生物的组成

（1）评价区内藻类植物的组成

浮游植物（Phytoplankton）是指在水域中能自由悬浮生活的微小植物，通常指的是浮游藻类，而不包括细菌和其它植物。在淡水生态系统中，浮游藻类主要包括蓝藻门（Cyanophyta）、绿藻门（Chlorophyta）、硅藻门（Bacillariophyta）、隐藻门（Cryptophyta）、裸藻门（Euglenophyta）、甲藻门（Cyanophyta）、金藻门（Chrysophyta）和黄藻门（Xanthophyta）共八个门类。浮游植物是水体初级生产力最主要的组成部分，是食物链和营养结构的基础环节；也是鱼苗

和部分成鱼的天然饵料。有些藻类可以直接用作环境监测的指示生物，而且相对于理化条件而言，其密度、生物量、种类组成和多样性能更好地反映出水体的营养水平。

结合期刊文献《四川鱼类志》、《沱江中游鱼类资源现状及多样性》、《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料，调查范围内浮游植物共包括蓝藻门、硅藻门、绿藻门和黄藻门共计4门68种（含种、变种、变型及部分未定种的属）。其中硅藻门浮游植物种类数最多，有40种，占比58.82%；其次是绿藻门16种，占比23.53%；蓝藻门11种，占比16.18%；以及黄藻门1种，占比1.47%。

表5.2-23　参考资料中藻类植物种类及组成

种类	蓝藻门	硅藻门	绿藻门	黄藻门	合计
数量	11	40	16	1	68
占比（%）	58.82	58.82	23.53	1.47	100

现场采样调查的结果中，调查范围内浮游植物共包括蓝藻门、硅藻门、绿藻门、裸藻门、隐藻门、甲藻门和金藻门共计4门45种（含种、变种、变型及部分未定种的属）。其中硅藻门浮游植物种类数最多，30种，占比66.67%；其次是绿藻门8种，占比17.78%；蓝藻门6种，占比13.33%；以及黄藻门1种，占比2.22%。

表5.2-24　调查水域藻类植物种类及组成

种类	蓝藻门	硅藻门	绿藻门	黄藻门	合计
数量	6	30	8	1	45
占比（%）	13.33	66.67	17.78	2.22	100



图 5.2-8 调查水域藻类植物种类及组成

在现场补充采样鉴定的结果各样点中，共涉及 4 类藻类，其中沱江下游游穿越点和沱江上游穿越点都检出浮游藻类 40 种，均以绿藻和硅藻居多，绿藻中以栅藻最常见，硅藻以脆杆藻和舟形藻最常见；五里河穿越点下游和五里河穿越点上游分别检出浮游藻类 25 种和 24 种，以绿藻和硅藻居多，绿藻中以栅藻最常见，硅藻以脆杆藻和舟形藻最常见；釜溪河穿越点下游和釜溪河穿越点上游分别检出浮游藻类 36 种和 37 种，都以绿藻和硅藻居多，绿藻中以栅藻最常见，硅藻以脆杆藻和舟形藻最常见；釜溪河支流穿越点下游和釜溪河支流穿越点下游分别检出浮游藻类 24 种和 26 种，都以绿藻和硅藻居多，绿藻中以栅藻最常见，硅藻以舟形藻居多；柑子溪穿越点下游和柑子溪穿越点上游中分别检出浮游藻类 23 种和 20 种，都以硅藻居多，蓝藻和绿藻种类检出数相同，蓝藻中以颤藻最常见，硅藻以脆杆藻和舟形藻最常见，绿藻以栅藻最常见；杨柳溪穿越点下游和杨柳溪穿越点上游中分别检出浮游藻类，都以硅藻居多，蓝藻和绿藻种类检出数相同，蓝藻中以颤藻最常见，硅藻以脆杆藻和舟形藻最常见，绿藻以栅藻最常见。

表 5.2-25　现场调查藻类植物种类及组成

序号	断面名称	蓝藻门	硅藻门	绿藻门	黄藻门	合计
1	沱江下游游穿越点	6	25	8	1	40
2	沱江上游穿越点	6	25	8	1	40

3	五里河穿越点下游	4	18	3	0	25
4	五里河穿越点上游	4	17	3	0	24
5	釜溪河穿越点下游	6	22	8	0	36
6	釜溪河穿越点上游	6	23	8	0	37
7	釜溪河支流穿越点下游	3	15	5	1	24
8	釜溪河支流穿越点上游	3	17	5	1	26
9	柑子溪穿越点下游	4	14	4	1	23
10	柑子溪穿越点上游	3	13	3	1	20
11	杨柳溪穿越点下游	4	20	4	0	28
12	杨柳溪穿越点上游	4	19	4	0	27

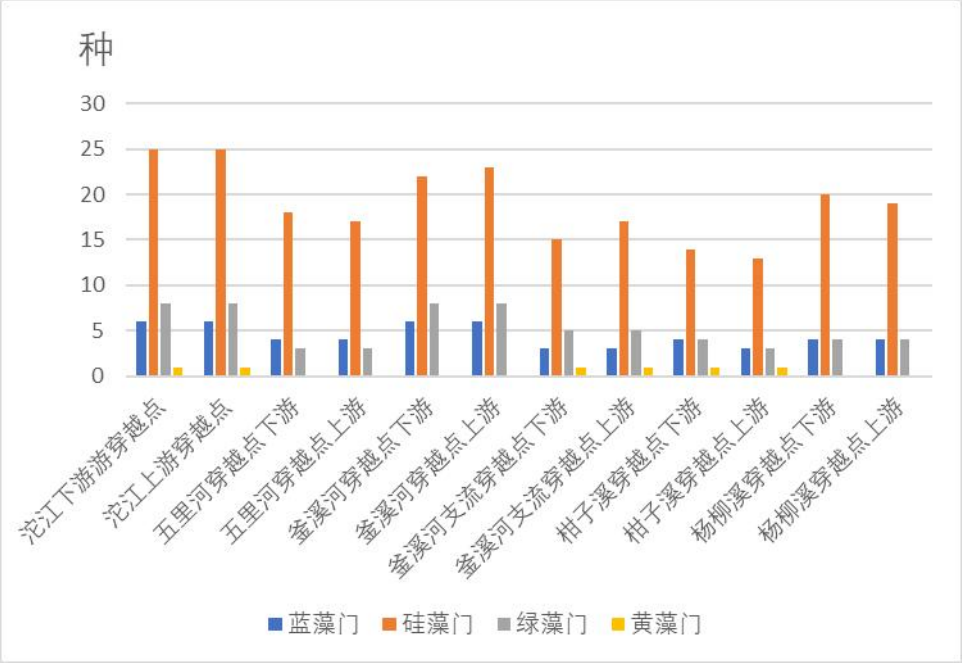


图 5.2-9　现场调查藻类植物种类及组成

	
名称：黄丝藻　*Tribonema* sp.	**名称：**双菱藻　*Surirella* sp.
采集地：2#　**室内分析人员：唐进**	**采集地：**12#　**室内分析人员：唐进**

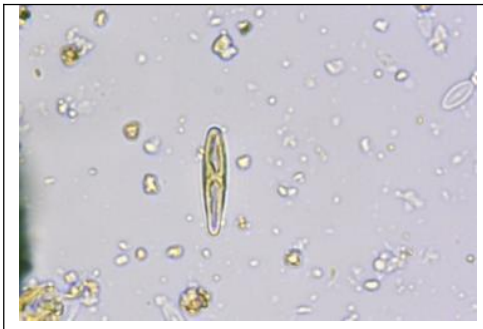
<table>
<tr><td colspan="2">  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">名称：舟形藻 Navicula sp</td><td colspan="2">名称：钝脆杆藻 Fragilaria capucina</td></tr>
<tr><td>采集地：1#</td><td>室内分析人员：唐进</td><td>采集地：4#</td><td>室内分析人员：唐进</td></tr>
</table>

图 5.2-10 实验室内使用 16×（10）40 倍显微镜观测到的部分藻类样品

在现场采样调查各采样点中，藻类植物密度及生物量见下表。

表 5.2-26 现场调查藻类植物密度和生物量

序号	断面名称	密度（× 10^6ind./L）	生物量（mg/L）
1	沱江下游游穿越点	9.82	3.51
2	沱江上游穿越点	10.02	3.58
3	五里河穿越点下游	5.16	1.84
4	五里河穿越点上游	5.23	1.85
5	釜溪河穿越点下游	9.56	3.41
6	釜溪河穿越点上游	9.87	5.53
7	釜溪河支流穿越点下游	5.21	1.86
8	釜溪河支流穿越点上游	6.32	2.14
9	柑子溪穿越点下游	3.12	1.11
10	柑子溪穿越点上游	3.57	1.26
11	杨柳溪穿越点下游	4.98	1.78
12	杨柳溪穿越点上游	4.74	1.69

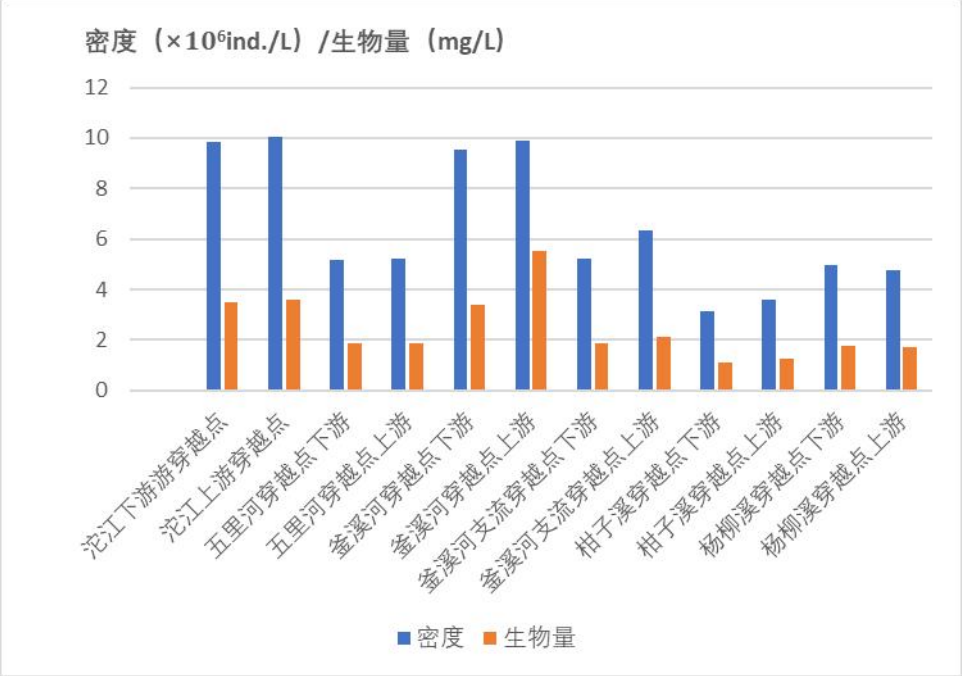


图 5.2-11　现场调查藻类植物密度和生物量

（2）评价区内浮游动物的组成

浮游动物（Zooplankton）是指悬浮于水中的水生动物，它们或者完全没有游泳能力，或者游泳能力微弱，不能作远距离移动，也不足以抵抗水的流动力。浮游动物是一个复杂的生态类群，包含无脊椎动物的大部分门类。在淡水水体中研究最多的有四类，其中原生动物（Protozoan）、轮虫类（Rotifer）合称小型浮游动物，枝角类（Cladocera）和桡足类（Copepod）合称大型浮游动物。浮游动物作为水生生态系统中的初级消费者。是水生生态系统物质循环和能量流动的重要环节，其群落变化能客观反应水生生态系统环境质量状况，对生态系统健康评价有重要的指示作用。

结合期刊文献《四川鱼类志》、《沱江中游鱼类资源现状及多样性》、《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料，调查范围内浮游动物共包括原生动物、轮虫、枝角类和桡足类 4 类 47 种（属）。其中轮虫种类最多，为 31 种，占整个浮游动物群落的 65.96%；原生动物 5 种，占 10.64%；桡足类 4 种，占 8.51%；枝角类 7 种，占 14.89%。

表 5.2-27 参考资料中浮游动物种类及组成

种类	原生动物	轮虫	枝角类	桡足类	合计
数量	5	31	7	4	47
占比（%）	10.64	65.96	14.89	8.51	100

现场采样调查的结果中，调查范围内浮游动物共包括原生动物、轮虫、枝角类和桡足类4类35种（属）。其中原生动物种类最多，为16种，占整个浮游动物群落的45.71%；轮虫15种，占42.86%；桡足类2种，占5.71%；枝角类2种，占5.71%。

表5.2-28 调查水域浮游动物种类及组成

种类	原生动物	轮虫	枝角类	桡足类	合计
数量	16	15	2	2	35
占比（%）	45.71	42.86	5.71	5.71	100

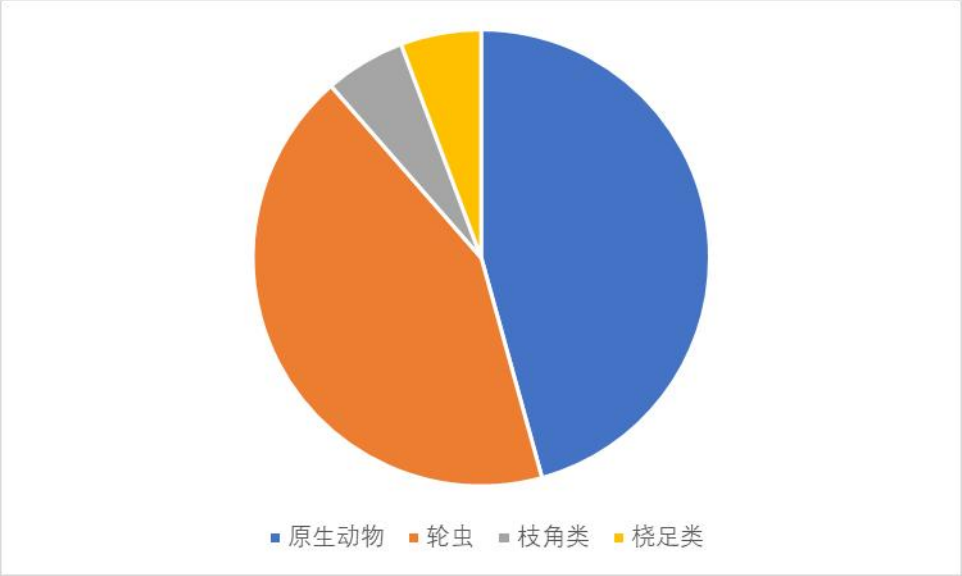


图5.2-12 调查水域浮游动物种类及组成

在现场补充采样鉴定的结果各样点中，共涉及4类浮游动物，其中沱江下游游穿越点和沱江上游穿越点中都检出浮游动物31种，都以原生动物和轮虫居多，原生动物以累枝虫最常见，轮虫以真簇多肢轮虫最常见；五里河穿越点下游和五里河穿越点上游中分别检出浮游动物20种和22种，都以原生动物和轮虫居多，原生动物以累枝虫最常见，轮虫以真簇多肢轮虫最常见；釜溪河穿越点下游和釜溪河穿越点上游中分别检出浮游动物28种和29种，都以原生动物和轮虫居多，原生动物中以弹跳虫和板壳虫最常见，轮虫中以针簇多肢轮虫和矩形龟甲轮虫最常见；釜溪河支流穿越点下游和釜溪河支流穿越点上游中分

别检出浮游动物18种和17种，都以原生动物和轮虫居多，原生动物以累枝虫最常见，轮虫以真簇多肢轮虫最常见；柑子溪穿越点下游和柑子溪穿越点上游中都检出浮游动物15种，都以原生动物和轮虫居多，原生动物以累枝虫最常见，轮虫以真簇多肢轮虫最常见；杨柳溪穿越点下游和杨柳溪穿越点上游中分别检出浮游动物20种和21种，都以原生动物和轮虫居多，原生动物以累枝虫和弹跳虫最常见，轮虫以真簇多肢轮虫矩形龟甲轮虫最常见。

表5.2-29　现场调查浮游动物种类及组成

序号	断面名称	原生动物	轮虫	枝角类	桡足类	合计
1	沱江下游游穿越点	14	13	2	2	31
2	沱江上游穿越点	14	13	2	2	31
3	五里河穿越点下游	8	10	1	1	20
4	五里河穿越点上游	10	10	1	1	22
5	釜溪河穿越点下游	14	10	2	2	28
6	釜溪河穿越点上游	14	11	2	2	29
7	釜溪河支流穿越点下游	8	8	1	1	18
8	釜溪河支流穿越点上游	8	7	1	1	17
9	柑子溪穿越点下游	7	6	1	1	15
10	柑子溪穿越点上游	7	6	1	1	15
11	杨柳溪穿越点下游	9	8	2	1	20
12	杨柳溪穿越点上游	9	9	2	1	21

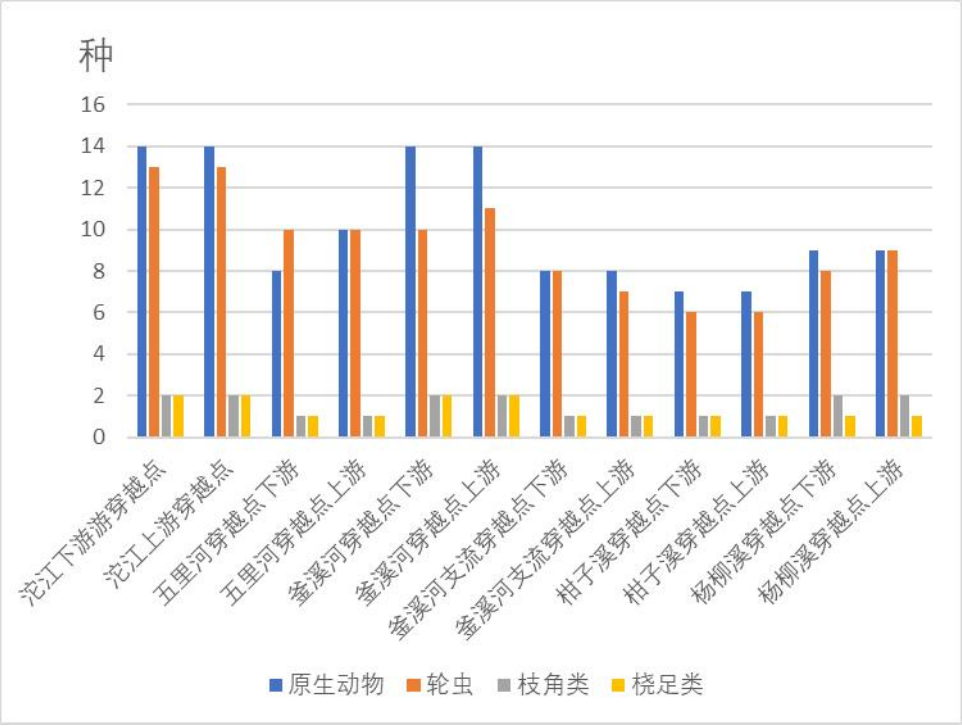


图5.2-13　现场调查浮游动物种类及组成

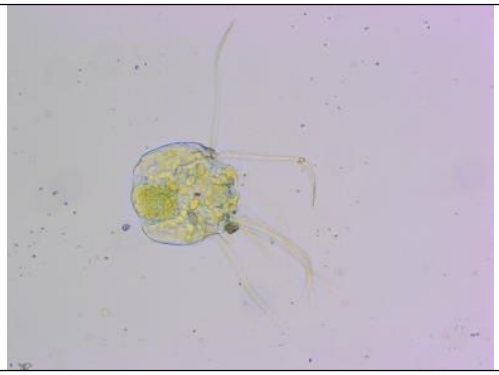
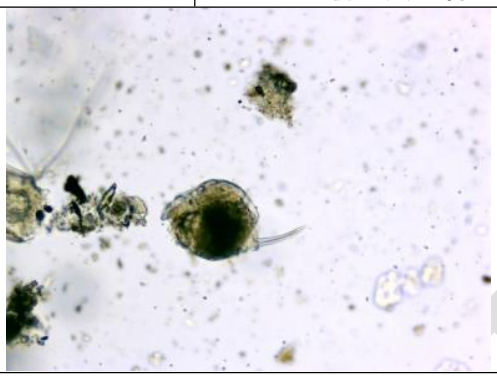
<table>
<tr><td colspan="2">  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">名称：累枝虫 Epistylis sp.</td><td colspan="2">名称：针簇多肢轮虫 Polyarthra trigla</td></tr>
<tr><td>采集地：1#</td><td>室内分析人员：唐进</td><td>采集地：3#</td><td>室内分析人员：唐进</td></tr>
<tr><td colspan="2">  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">名称：狭甲轮虫 Colurella sp.</td><td colspan="2">名称：无节幼体 Nauplius</td></tr>
<tr><td>采集地：2#</td><td>室内分析人员：唐进</td><td>采集地：4#</td><td>室内分析人员：唐进</td></tr>
</table>

图 5.2-14 实验室内使用 16×（10）40 倍显微镜观测到的部分浮游动物物样品

在现场采样调查各采样点中，沱江上游穿越点浮游动物的密度和生物量最高，分别为 2.11×10^{6}ind./L 和 1.47×10^{-1}ind./L mg/L；柑子溪穿越点下游浮游动物的密度和生物量最低，分别为 0.41×10^{6}ind./L 和 0.28×10^{-1}ind./L mg/L；沱江下游游穿越点浮游动物的密度和生物量分别为 2.11×10^{6}ind./L 和 1.47×10^{-1}ind./L mg/L；五里河穿越点下游浮游动物的密度和生物量分别为 0.73×10^{6}ind./L 和 0.51×10^{-1}ind./L mg/L；五里河穿越点上游浮游动物的密度和生物量分别为 0.72×10^{6}ind./L 和 0.50×10^{-1}ind./L mg/L；釜溪河穿越点下游浮游动物的密度和生物量分别为 1.65×10^{6}ind./L 和 1.15×10^{-1}ind./L mg/L；釜溪河穿越点上游浮游动物的密度和生物量分别为 1.72×10^{6}ind./L 和 1.19×10^{-1}ind./L mg/L；釜溪河支流穿越点下游浮游动物的密度和生物量分别为 1.11×10^{6}ind./L 和 0.77×10^{-1}ind./L mg/L；釜溪河支流穿越点上游浮游动物的密度和生物量分别为 1.23×10^{6}ind./L 和 0.85×10^{-1}ind./L mg/L；柑子溪穿越点上游浮游动物的密度和生物量分别为 0.46×10^{6}ind./L 和 0.32×10^{-1}ind./L mg/L；杨柳溪穿越点下游浮游动物的密度和生物量分别为 0.86×10^{6}ind./L 和 0.60×10^{-1}ind./L mg/L；杨柳溪穿越点上游浮游动物的密度和生物量分别为 0.79×10^{6}ind./L 和 0.55×10^{-1}ind./L

mg/L。

表 5.2-30　现场调查浮游动物密度和生物量

序号	断面名称	密度（× 10^4ind./L）	生物量（× 10^{-1}mg/L）
1	沱江下游游穿越点	2.11	1.47
2	沱江上游穿越点	2.13	1.48
3	五里河穿越点下游	0.73	0.51
4	五里河穿越点上游	0.72	0.50
5	釜溪河穿越点下游	1.65	1.15
6	釜溪河穿越点上游	1.72	1.19
7	釜溪河支流穿越点下游	1.11	0.77
8	釜溪河支流穿越点上游	1.23	0.85
9	柑子溪穿越点下游	0.41	0.28
10	柑子溪穿越点上游	0.46	0.32
11	杨柳溪穿越点下游	0.86	0.60
12	杨柳溪穿越点上游	0.79	0.55

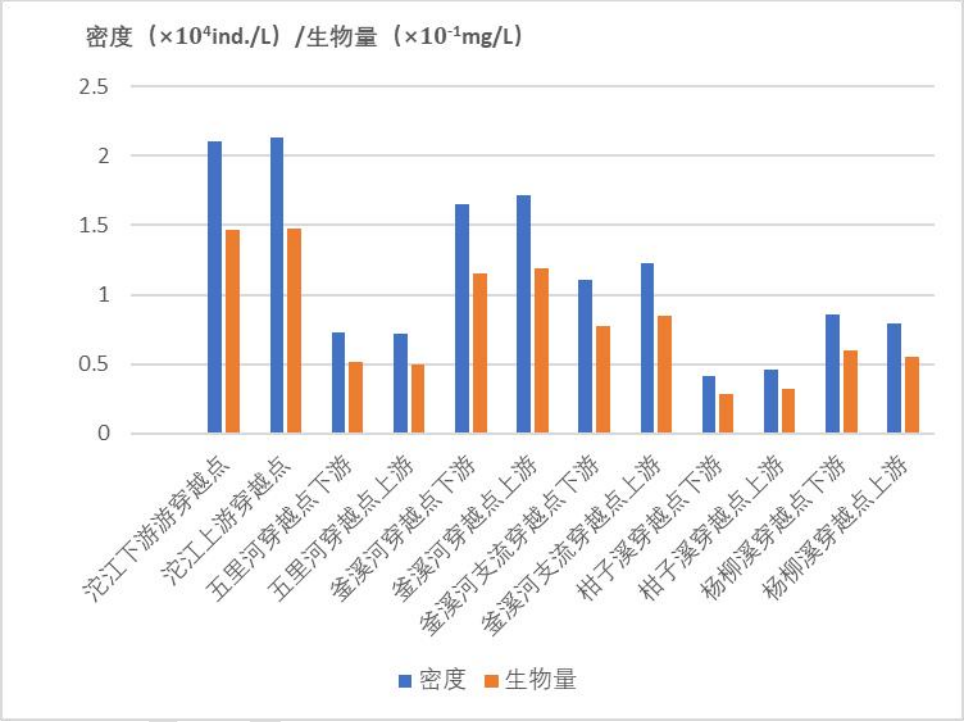


图 5.2-15　现场调查浮游动物密度和生物量

（3）评价区内底栖动物的组成

底栖动物是指生活史的全部或大部分时间生活于水体底部的水生动物群。除定居和活动生活的以外，栖息的形式多为固着于岩石等坚硬的基体上和埋没于泥沙等松软的基底中。此外，还有附着于植物或其他底栖动物体表的，以及栖息在潮间带的底栖种类。在摄食方法上，以悬浮物摄食和沉积物摄食居多。多为无脊椎动物，是一个庞杂的生态类群。多数底栖动物长期生活在底泥中，

具有区域性强，迁移能力弱等特点，对于环境污染及变化通常少有回避能力，其群落的破坏和重建需要相对较长的时间；且多数种类个体较大，易于辨认；同时，不同种类底栖动物对环境条件的适应性及对污染等不利因素的耐受力和敏感程度不同；根据上述特点，利用底栖动物的种群结构、优势种类、数量等参量可以确切反应水体的质量状况。

结合期刊文献《四川鱼类志》、《沱江中游鱼类资源现状及多样性》、《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料，调查范围内底栖动物共包括线环节动物门、软体动物门和节肢动物门3门18种（属）。其中节肢动物门种类最多，为10种，占整个浮游动物群落的55.56%；环节动物门，4种，占22.22%；软体动物门4种占22.22%。

表5.2-31　参考资料中底栖动物种类及组成

种类	环节动物门	软体动物门	节肢动物门	合计
数量	4	4	10	18
占比（%）	22.22	22.22	55.56	100

现场采样调查的结果中，调查范围内底栖动物共包括线形动物门、环节动物门、软体动物门和节肢动物门4门24种（属）。其中节肢动物门种类最多，为19种，占整个浮游动物群落的79.17%；线形动物门1种，占4.17%；环节动物门1种，4.17种，占4.00%；软体动物门3种占12.50%。

表5.2-32　调查水域底栖动物种类及组成

种类	环节动物门	软体动物门	节肢动物门	合计	种类
数量	1	1	3	19	24
占比（%）	4.17	4.17	12.50	79.17	100

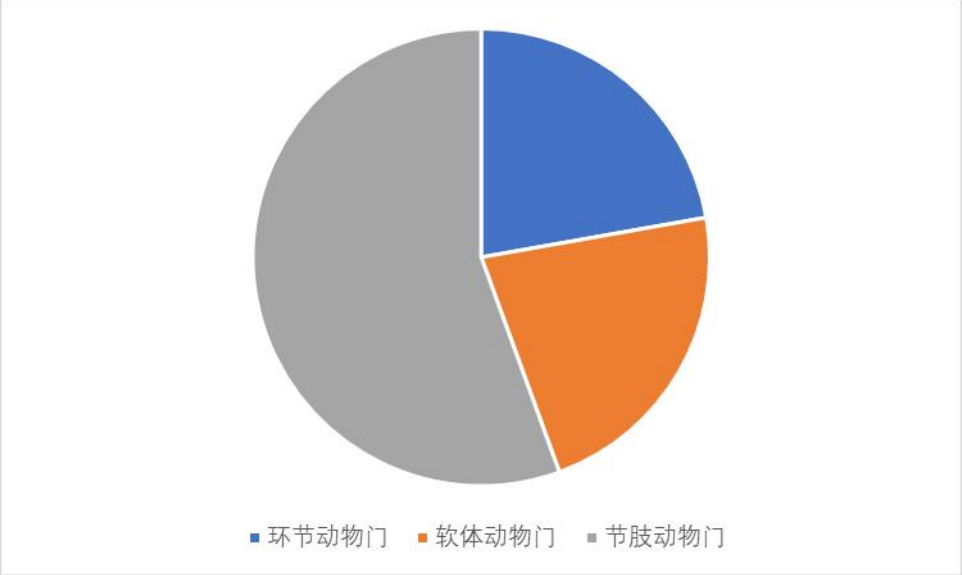


图 5.2-16　调查水域底栖动物种类及组成

在现场补充采样鉴定各样点的结果中，共检出底栖动物 4 类，其中沱江下游游穿越点和沱江上游穿越点中分别检出底栖动物 22 种和 23 种，都以节肢动物居多，节肢动物以细足米虾和四节蜉蝣稚虫最常见，软体动物以河蚬最常见；五里河穿越点下游和五里河穿越点上游中分别检出底栖动物 11 种和 10 种，都以节肢动物和软体动物居多，节肢动物以泽梭科幼虫和四节蜉蝣稚虫最常见，软体动物以福寿螺最常见；釜溪河穿越点下游和釜溪河穿越点上游中分别检出底栖动物 20 种和 19 种，都以节肢动物和软体动物居多，节肢动物以细足米虾和四节蜉蝣稚虫最常见，软体动物以椭圆萝卜螺最常见；釜溪河支流穿越点下游和釜溪河支流穿越点上游中均别检出底栖动物 18 种，都以节肢动物和软体动物居多，节肢动物以四节蜉蝣稚虫最常见，软体动物以铜锈环棱螺和椭圆萝卜螺最常见；柑子溪穿越点下游和柑子溪穿越点上游中都检出底栖动物 8 种和 8 种，都以节肢动物和软体动物居多，节肢动物以泽梭科幼虫最常见，软体动物以福寿螺最常见；杨柳溪穿越点下游和杨柳溪穿越点上游中分别检出底栖动物 18 种和 17 种，都以节肢动物和软体动物居多，节肢动物以泽梭科幼虫和细足米虾最常见，软体动物以福寿螺最常见。

表 5.2-33　现场调查底栖动物种类及组成

序号	断面名称	线形动物	环节动物门	软体动物门	节肢动物门	合计

		门				
1	沱江下游游穿越点	1	1	3	17	22
2	沱江上游穿越点	1	1	3	18	23
3	五里河穿越点下游	0	1	2	8	11
4	五里河穿越点上游	0	1	2	7	10
5	釜溪河穿越点下游	1	1	3	15	20
6	釜溪河穿越点上游	1	1	3	14	19
7	釜溪河支流穿越点下游	1	1	3	13	18
8	釜溪河支流穿越点上游	1	1	3	13	18
9	柑子溪穿越点下游	0	1	2	5	8
10	柑子溪穿越点上游	0	1	2	5	8
11	杨柳溪穿越点下游	0	1	3	14	18
12	杨柳溪穿越点上游	0	1	3	13	17

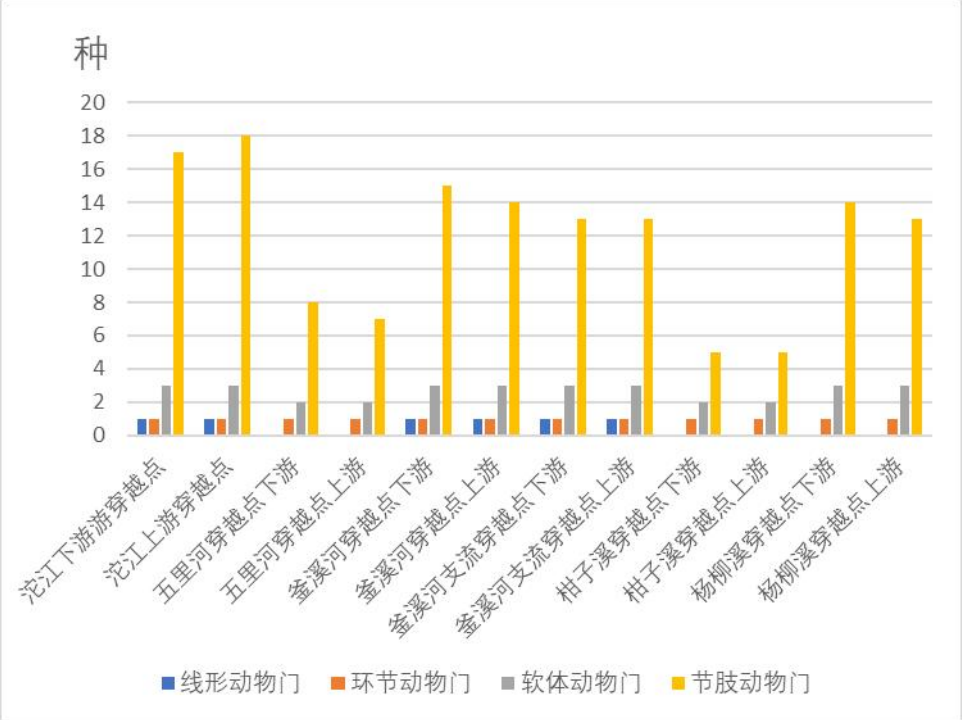


图 5.2-17　现场调查底栖动物种类及组成

			
名称：福寿螺 *Pomacea canaliculata*		**名称：**河蚬 *Asian Clam*	
采集地：1#	**室内分析人员：唐进**	**采集地：**3#	**室内分析人员：唐进**

	
名称：四节蜉蝣稚虫 Baetidae spp.	**名称：**细足米虾 *Caridina nilotica gracilipes*
采集地：2# **室内分析人员：唐进**	**采集地：**4# **室内分析人员：唐进**

图 5.2-18 实验室内使用解剖镜观测到的部分底栖动物样品

在现场采样调查各采样点中，沱江等水域底栖动物密度及生物量见下表。

表 5.2-34 现场调查底栖动物密度和生物量

序号	断面名称	密度（ind./m^2）	生物量（g/m^2）
1	沱江下游游穿越点	521.20	306.59
2	沱江上游穿越点	532.00	312.94
3	五里河穿越点下游	125.00	73.53
4	五里河穿越点上游	112.50	66.18
5	釜溪河穿越点下游	452.25	266.02
6	釜溪河穿越点上游	453.50	266.76
7	釜溪河支流穿越点下游	325.25	191.32
8	釜溪河支流穿越点上游	312.50	183.82
9	柑子溪穿越点下游	125.50	73.82
10	柑子溪穿越点上游	113.20	66.59
11	杨柳溪穿越点下游	256.75	151.03
12	杨柳溪穿越点上游	225.50	132.65

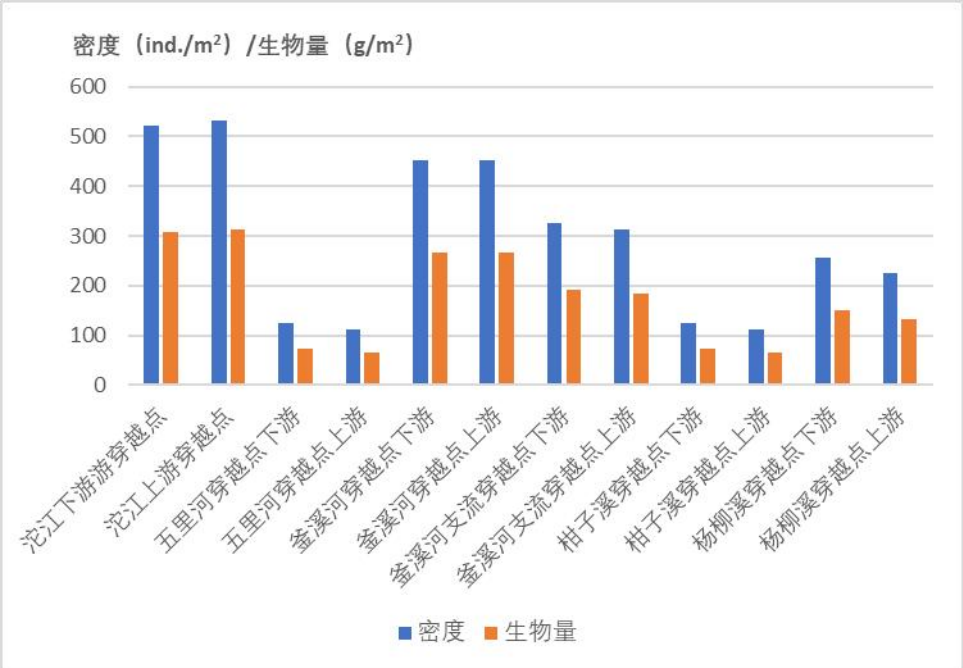


图 5.2-19　现场调查底栖动物密度和生物量

（4）评价区内水生植物组成

水生维管束植物是水体中的生产者之一，可作鱼类的饵料和繁殖生活场所，是水生生态系统中的基本环节。根据本次现场调查情况，结合《中国水生高等植物图说》和《中国水生维管植物图谱》等资料进行鉴定，项目所在河段以凤眼莲、牛鞭草、早熟禾、鸭跖草、稗和大藻等几种常见水生植物为主。

<table>
<tr><td colspan="2">  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">名称：凤眼莲 Eichhornia crassipes</td><td colspan="2">名称：大藻 Pistia stratiotes</td></tr>
<tr><td>拍摄地：釜溪河</td><td>拍摄者：唐进</td><td>拍摄地：釜溪河支流</td><td>拍摄者：刘昊雨</td></tr>
<tr><td colspan="2">  </td><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">名称：鸭跖草 Commelina sp.</td><td colspan="2">名称：稗 Echinochlola sp.</td></tr>
<tr><td>拍摄地： 沱江</td><td>拍摄者：唐进</td><td>拍摄者： 沱江</td><td>拍摄者：曾昱文</td></tr>
</table>

图 5.2-20　调查所见部分水生植物

（5）鱼类调查

①鱼类组成

根据野外实地调查和沿途访问所获信息并结合《四川鱼类志》、《沱江中游鱼类资源现状及多样性》、《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料，在评价范围内沱江流域干流和各支流中，共分布有鱼类 30 种，隶属于 4 目 8 科。其中，以鲤形目种类最多，有 2 科 24 种，占鱼类总种数的 80.00%；其次是鲇形目，有 2 科 3 种，占鱼类总种数 10.00%；鲈形目有 2 科 2 种，占 6.67%；合鳃鱼目有 1 科 1 种，占 3.33%。

表 5.2-35 评价范围内鱼类组成情况

种类	鲤形目	鲇形目	鲈形目	合鳃鱼目	合计
沱江流域	24	3	2	1	30
占比（%）	80.00	10.00	6.67	3.33	100

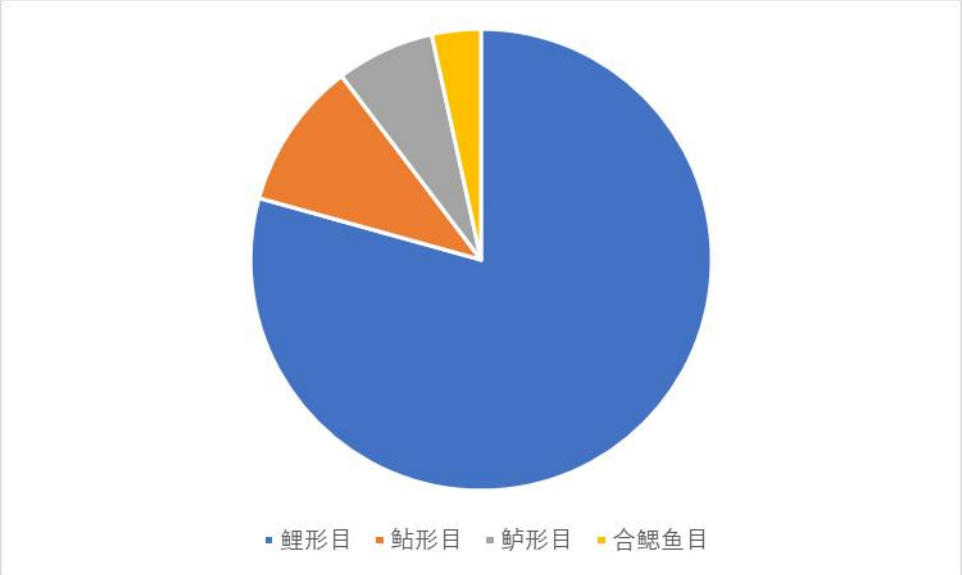


图 5.2-21　评价范围内鱼类组成情况



名称：鲫鱼 *Carassius auratus*

垂钓者部分渔获　**拍摄者：唐进**



名称：鲫鱼 *Carassius auratus*

垂钓者部分渔获　**拍摄者：唐进**



名称：张氏鲴 *Hemiculter tchangi*

垂钓者部分渔获　**拍摄者：曾昱文**



名称：张氏鲴 *Hemiculter tchangi*

垂钓者部分渔获　**拍摄者：曾昱文**

图 5.2-22　现场走访、调查所采集到的部分鱼类照片

②鱼类保护、特有、经济资源类型及特点

资源类型的划分是人为的，主要根据国家和省级人民政府对珍稀保护鱼类保护级别、鱼类濒危现状、经济价值大小、种群数量多少、分布区大小、科学价值等条件划分的。依据上述条件将项目区域鱼类分为以下几种资源类型。

1）保护鱼类鉴别特征和生态学资料

评价区域曾分布国家二级重点保护鱼类2种，分别为岩原鲤和胭脂鱼，但通过对当地居民、垂钓爱好者等走访调查以及查阅《沱江中游鱼类资源现状及多样性》《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等资料得知这两种保护鱼类在评价区域已多年未发现。

岩原鲤体侧扁，略呈菱形，背部隆起成弧形，头后背部隆起较高，腹部较圆。头小，前端较尖，呈圆锥形。吻端钝圆，呈锥形，其长度明显小于眼后头长。口亚下位，呈马蹄形，上颌稍长。唇较发达，较大（200—300mm以上）个体的唇部具有细密而显著的颗粒状小乳突，幼小个体则不显著。有须2对，吻须短小，颌须较长。眼中等大小，位于头侧体轴之上方。鼻孔位于眼前缘上方，离眼前缘较近。鳃耙较短，略呈披针形，排列稀疏，最长的鳃耙不及鳃丝长的1／2。下咽齿发达，呈匙形，主行第一枚齿呈圆锥形，顶端显著突起。

背鳍外缘平直，基部较长，最后1根不分枝鳍条为硬刺，后缘具锯齿。胸鳍稍短，较大个体的胸鳍末端后伸可达腹鳍起点，幼小个体则较短。腹鳍较宽大，其起点约与背鳍第二根不分枝鳍条基部相对，末端可伸达肛门。臀鳍最后一根不分枝鳍条亦成发达的硬刺，其长度与背鳍的硬刺相当，后缘也具锯齿。尾鳍深叉形，两叶等长，末端尖。尾柄较细长。肛门在臀鳍起点之前。

鳞片稍小，背鳍基部具不甚发达的鳞鞘。腹鳍基部有1—2个稍长的腋鳞。侧线完整，且平直。生殖季节成鱼头部、吻部出现珠星。雄鱼的珠星十分显著，尤以吻部的珠星隆起甚高，呈簇状。雌鱼珠星不甚显著。

生活时头部和体背部呈深黑色或黑紫色，且略带蓝紫色光泽。腹部银白色。体侧各鳞片的后部有一黑斑，由此联接成12—13条纵行条纹。各鳍均呈黑灰色，尾鳍后缘有一黑色饰边。生殖季节雄鱼各鳍呈深黑色。

栖息于水流较缓的底层，冬季多在岩洞或深沱中越冬。生长速度不及鲤鱼

快，常见个体为0.2—1.0kg。据记载最大个体可达10.0kg。食性较杂，主要摄取底栖动物为食，如水生昆虫、壳菜、蚬和寡毛类等，其次是植物碎屑和浮游植物等。第一次成熟期约为4龄，生殖季节在2—4月，产卵盛期在2—3月。分批产卵，卵具粘性，常附着在石砾上孵化。怀卵量的大小随个体和年龄而有不同，但比鲤少。

分布:本种分布于长江上游各支流，以嘉陵江和岷江较多，其次是长江干流。

胭脂鱼

胭脂鱼是鲤形目亚口鱼科胭脂鱼属广温性淡水鱼。又称黄排、火烧鳊、红鱼、燕雀鱼和紫鳊鱼等。头短，吻钝圆。口小，下位，马蹄型；无须；侧线完全，鳞中等大，近似圆形；背鳍无硬刺，基部其长，末端接近尾鳍，以第三至第十根分支鳍条最长，往后则较短，尾鳍叉形。

胭脂鱼生活时身体颜色随个体发育阶段和栖息的环境不同而有差异。幼鱼阶段身体呈灰褐色，身体两侧有3条黑色宽横纹。第一条由头后通过胸鳍基部在腹部与另一侧的黑横纹相连;第二条从背鳍起点到腹鳍起点通过腹部与另一侧黑横纹相连；第三条从臀鳍起点斜上方直到尾鳍基部。背鳍、胸鳍、腹鳍和臀鳍为浅红色，其上布有大小不等的深黑色斑点，尾鳍上叶灰白色，下叶黑灰色，内缘灰白色。性成熟个体，身体为黄褐色、粉红色或青紫色，成鱼体侧从吻端直达尾基部有一条宽阔的猩红色纵条纹,雄鱼的颜色鲜艳,雌鱼颜色暗淡。因而渔民对不同体色的个体称为黄排、血排、粉排和青躺等。

胭脂鱼喜生活在水质清新的水体中，要求较高的溶氧量。为中下层鱼类，性活泼，行动敏捷。其食物随栖息环境的不同而有差异，主要以底栖无脊椎动物为食，如摇蚊科、蜉游目、蜻蜓目、毛翅目、裸翅目等水生昆虫的幼虫，也摄取小型软体动物，如椎实螺（Radixspp.）和蚬类（Curbicula spp.）等，还常在石砾上吸食附着藻类，如硅藻和丝状藻等。此外在肠道中还常见到有大量的泥沙和高等植物碎片。在人工饲养条件下大量摄食蚯蚓。生长速度快，特别是性成熟前生长最快。在湖泊和水库等大型水体中生长良好，池塘中生长较差。

第一次性成熟年龄为5—6龄，体重约为6.5—10kg，怀卵量7—15万粒。生殖期在3—4月，性成熟亲鱼多上溯到金沙江、岷江、嘉陵江的下游江段产卵。产卵场的水流较湍急，多在砾石或乱石滩上。受精卵具粘性，黄色，直径约为2.0—2.5mm，约经7—10天可孵出鱼苗。

分布: 分布于长江、渠江、嘉陵江、涪江、沱江、岷江、金沙江和雅砻江下游。

2）主要经济鱼类

根据沱江调查水域鱼类资源现状，并考虑市场价格因素，把一些产量大、价格高的鱼类划为主要经济鱼类。目前，调查水域主要经济鱼类有：鲫、鲇、鲤鱼、鲢、草鱼等。

3）长江上游特有鱼类

评价区域有长江上游特有鱼类共 5 种，分别为张氏鲨、华鲮、高体近红鲌、黑尾近红鲌和岩原鲤。

③鱼类生态类群

按鱼类的生活习性及其主要生活环境，可以将评价区域的鱼类分为底栖性鱼类，中、下层鱼类和中、上层鱼类 3 种栖息习性。

1）底栖性鱼类

评价区域的的底栖性鱼类包括白甲鱼、短须颌须鮈、华鲮、唇鲷、花鲷、蛇

鮈、岩原鲤、鲇、乌鳢、黄尾鲴、胭脂鱼等。

2）中、下层鱼类

评价区域的中、下层鱼类包括中华倒刺鲃、瓦氏黄颡鱼、粗唇鮠、大鳍鳠、鲤、鲫、草鱼、赤眼鳟、麦穗鱼、高体鳑鲏等。

3）中、上层鱼类

评价区域的中、上层鱼类包括括翘嘴鲌、张氏鲨、高体近红鲌、黑尾近红鲌、宽鳍鱲、马口鱼、大眼鳜等。

④ 鱼类区系组成

中国淡水鱼类主要由8个区系复合体构成，即：中国平原区系复合体、南方平原区系复合体、南方山地区系复合体、中亚山地区系复合体、北方平原区系复合体、晚第三纪早期区系复合体、北方山地区系复合体及北极淡水区系复合体。据此，评价区域鱼类大致可以归入4个区系复合体。

1）中国平原区系复合体

该区系鱼类的特点是：分布广泛，大多善于游泳。很大部分产漂流性鱼卵，一部分鱼虽产粘性卵但粘性不大，卵产出后附着于物体上不久即脱离，顺水漂流并发育。该复合体的鱼类都对水位变动敏感，许多种类当水位升高时从湖泊进入江河产卵，幼鱼和产过卵的亲鱼于秋天入湖泊肥育。评价区域内的宽鳍鱲、马口鱼、草鱼、赤眼鳟、胭脂鱼、黑尾近红鲌、高体近红鲌、翘嘴鲌、唇鲹、花鲹、银鮈、短须颌须鮈、张氏鲴、蛇鮈属于该区系。

2）晚第三纪早期区系复合体

该区系鱼类的特点是视觉不发达，嗅觉发达，多以底栖生物为食者，适应于浑浊的水中生活，分布广。评价区域内的白甲鱼、高体鳑鲏、中华倒刺鲃、华鲮、岩原鲤、鲤、鲫、鲇、大口鲇、大眼鳜属于该区系。

3）南方平原区系复合体

该区系的鱼类体型较小，游泳能力较弱，体表多花纹。在长期的生活过程中，

由于适应周期性的局部缺氧的环境条件，致使某些种类产生特殊的适应性特征，常具拟草色，有些种类具棘和吸取游离氧的辅助呼吸器官。这类鱼喜暖水，在较高水温的夏季繁殖，多有护卵、护幼习性。评价区域内的粗唇鮠、瓦氏黄颡鱼、大鳍鳠、乌鳢属于该区系。

4）北方平原区系复合体

该复合体区系鱼类种类不多，鱼类特点是耐寒，较耐盐碱，产卵季节较早，在地层中出现得比中国平原复合体靠下，在高纬度分布较广，随着纬度的降低，这一复合体种的数目和种群数量逐渐减少。评价区域只有麦穗鱼属于该区系。

⑤ 鱼类产卵类型

根据鱼类的产卵场环境条件、产卵习性及卵粒特点，可以将评价区域鱼类的繁殖习性分为以下主要类型。

1）产漂流性卵

该类群的鱼类要求在多种急流水中上滩产卵排精，受精卵随水流漂浮发育，如急流水长度不够，受精卵将下沉窒息死亡。产漂流性卵鱼类需要湍急的水流条件，通常在汛期洪峰发生后产卵。评价区域的草鱼、翘嘴鲌、蛇鮈、银鮈、大眼鳜等属于该类群。

2）产粘性、沉性卵

该类群鱼类多在春夏间季节产卵，也有部分种类晚至秋季，且对产卵水域流态底质有不同的适应性，多数种类都需要一定的流水刺激。产出的卵或粘附于石砾、水草发育，或落于石缝间在激流冲击下发育。评价区域的大部分鱼类如宽鳍鱲、马口鱼、鲤、鲫、岩原鲤、唇鲷、麦穗鱼、瓦氏黄颡鱼、粗唇鮠、大鳍鳠、鲇等都属于该类群。

3）静水产浮性卵

常产卵于缓流水体的草间，卵具油球，浮于水面，在水体中漂浮发育，亲鱼有护卵护幼的习性。评价区域的乌鳢属于该类群。

4）产卵于动物体内

为鳑鲏亚科的种类，通常产卵于蚌、蚬、淡水壳菜等软体动物壳内，评价区域内的高体鳑鲏属于该类群。

⑥鱼类三场

鱼类“三场一通道”指鱼类产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，根据其分布特征，鱼类的产卵场主要是在水体宽阔、较深、水流缓慢的地方或者水流湍急且河道狭窄的河段；鱼类的索饵场主要是在一些水域开阔、水流缓慢且水深较浅的河段；鱼类越冬场则主要在枯水季节水体较深流速较慢的地方；洄游通道则是鱼类洄游到上游产卵或捕食的河段。

通过实地踏勘工程穿越点河段的水文、水势和河道特点，根据此次对沿线居民的调查走访结果并结合历史鱼类资源资料及文献进行综合分析，结果如下：

●产卵场

鱼类为了后代的存活，必须寻找合适的场所进行繁育活动。这样的场所称之为产卵场。不同鱼类对产卵场环境的要求不同，根据其鱼卵的特点来确定其产卵的类型，同时其产卵行为也存在差异。一般来说，产卵场的生境类型大致有流水石滩、石砾、沙质基底、急流和静水缓流水等几种类型。根据资料评价范围内大多数鱼类的产卵类型属于产粘性卵，河岸边丛生的水草以及石质的河底是这一类鱼理想的产卵场。

根据《四川鱼类志》《沱江中游鱼类资源现状及多样性》《自贡至永川高速公路环境影响报告书》和《四川省威远县大石包水库工程环境影响报告书》等相关资料结合现场调查，在评价范围内沱江流域干流和各支流中，大多数水域水流流速较慢，因此，在评价河段内不具有成规模的产漂流性鱼类产卵场。在评价范围内沱江干流上有多处突出于江面上的中坝，这些中坝的周围零星生长水生挺水植物，符合部分产粘性卵鱼类的产卵要求，这些区域可以作为部分产粘性卵鱼类的产卵场。在沱江一级支流釜溪河上，水流缓慢，在靠河边一些区域零星生长水生植物，可以为一些产粘性卵鱼类的产卵场。综上所述，虽然在评价范围内沱江流域的干流和各支流存在一些可供鱼类产卵的场所，但是评价区域水流整体较慢，底质都为淤泥，无成片生长的水生维管束植物，因此，在评价范围内不存在成规模的鱼类产卵场。

对于评价范围内沱江流域可能存在的保护鱼类岩原鲤和胭脂鱼，它们都是在急流浅滩上产粘性卵的鱼类，需要将卵产在砾石等上附着，评价范围内沱江干流和支流上水流缓慢，底质多为淤泥，不存在急流浅滩类型的水域，也没有大规模生长的水草等供其产卵，再加上评价范围内沱江段不属于这两种鱼类的分布区域，已多年未见到这两种保护鱼类，因此，评价范围内可能未有岩原鲤和胭脂鱼产卵场分布。

●索饵场

鱼类的摄食与其食性、垂直捕食范围有密切关系，它们多以着生藻类、有机碎屑、底栖无脊椎动物等为主要食物，而索饵场的环境基本特征是静水或微

流水，水深 0~0.3m，其间有砾石、礁石、沙质岸边以及较宽敞的河域中，这些区域，浅水区光照条件好，礁石或砾石滩适宜着生藻类生长，相应地底栖无脊椎动物也较为丰富，同时这些地方形成较深的水坑、凼、静水缓流区，邻近主流深水，易于躲避敌害，因此，这些区域往往成为鱼类重要的索饵场所。

在评价范围内沱江流域干流和各支流中，沱江与釜溪河的交汇口水面较宽，同时水流缓慢，水深较浅，藻类等鱼类饵料丰富，可作为评价范围内鱼类索饵场。同时，根据现场调查以及走访询问在评价范围内沱江流域干流和各支流中未发现成规模的鱼类索饵场。

●越冬场

越冬时鱼类的活动能力将减低，为了保证在寒冷的季节有适宜的栖息条件，往往进行由浅水环境向深水的越冬洄游。鱼类越冬场一般水体宽大而深，一般水深 3-5m 以上，多为河沱、河槽、湾沱、回水或微流水或流水，如急流险滩下水流冲刷形成的深潭，深潭河床多为基岩、礁石和砾石，其中着生藻类、水生昆虫等较为丰富。越冬时鱼类的活动能力将减低，为了保证在寒冷的季节有适宜的栖息条件，往往进行由浅水环境向深水的越冬洄游。

在评价范围内沱江流域干流和各支流中，除沱江和釜溪河干流外，其余支流水量都较小，水深较浅，不符合鱼类越冬场的要求。在釜溪河评价范围内多数地点水浅，未见水深且宽敞区域。在沱江干流上，由于江中一些中坝的存在，在这些中坝后方形成了一些水流缓慢且水深相对较深的区域，可以作为一些鱼类的越冬场，但在评价范围内沱江干流上未发现明显的越冬场。综上所述，根据现场调查以及走访询问在评价范围内沱江流域干流和各支流中未发现成规模的鱼类越冬场。

（6）调查水域水质生物学评价

评价水域沱江和釜溪河干流受人为干扰程度较低，水质较好，水体清澈且无异味；其余支流中由于周围存在住户和农田，加上这些支流本身水量小、流通性差，这些支流整体透明度低，生物量低。在沱江和釜溪河干流上浮游植物以硅藻门的脆杆藻、舟形藻等清水种类较为常见；在各支流中，浮游植物以甲

藻更常见，使水体整体偏黄。从浮游动物群落结构特征来看，各采样点都以原生动物和轮虫类数量居多，其中表壳虫、砂壳虫和针簇多肢轮虫等在各个样点中均有检出，说明各采样点水体整体富含营养。桡足类以无节幼体及桡足幼体数量较丰，各个点均有检出，各点检出的桡足幼体及成体多为剑水蚤类。枝角类以象鼻溞为优势种，在各个采样点均有检出。底栖动物与所处水域环境质量密切相关，该类群中的多数种类，对水文、水质、底质、气候等环境条件的变化较为敏感，在水体环境发生变化时，更能够较客观地反映出水质状况。腹足纲和蜉类在各点均有检测出，而虾类这一对水质要求较高的类群在支流中检出率较低。综合来看，评价区干流的水质状态良好，有多种水生动物与水生植物生活在其中，具有一定的稳定性和自我修复能力；各支流的水质整体较差，同时这些支流本身自静能力有限，可能需要外界介入，进行水质的改善。

5.2.7 生态敏感区现状调查

拟建项目不占用和穿越生态敏感区，根据调查沿线分布的生态敏感区主要四川自贡恐龙国家级地质公园、盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线、盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线、镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区，沿线生态敏感区分布情况见附图10。

项目距生态敏感区的距离都比较远，均不在本项目生态评价范围内，项目施工对生态敏感区没有影响。

表5.2.7-1 项目与生态敏感区关系及影响

序号	名称	与评价范围的位置关系	与项目的位置关系	影响
1	四川自贡恐龙国家级地质公园	与评价范围最近距离为6.8km	与项目施工区最近距离为7.3km	无
2	盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线	与评价范围最近距离为2.8km	与项目施工区最近距离为3.3km	无
3	镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区	与评价范围最近距离为110m	与项目施工区最近距离为610m	无

5.2.8 景观现状调查

景观是拥有很强的空间异质性的区域，它是由大量不同形状、大小的斑块依据一定的规律组合而成的，一般来说，景观格局主要指景观在空间散布上的

特征，具体反映出景观的异质性特征，各种类型的生态过程在不同尺度上的功能在这里体现出来，包含组成单元类别、数目、分布和空间上的组合。景观格局变化对生物多样性产生直接而强烈影响，其主要原因是生境丧失和破碎化。在景观格局的研究中，经常会用到景观指数分析方法。景观格局指数是一种并不复杂的定量指标，可以充实景观格局的内容，展现其组织构成和空间形态组合。景观指数是用来可量测和描述单个以及一些类别的斑块，或者是定量指标空间结构的整个景观，它的主要价值在于配制可以用来比较不同种类的景观。景观指数分为三个级别，代表三种不同的应用尺度，即斑块级别指数、斑块类型级别指数和景观级别指数，可根据需要选取相应的指标，采用 FRAGSTATS 等景观格局分析软件进行计算分析。常用的景观指数如下：

斑块类型面积 Class area（CA)：斑块类型面积是度量其他指标的基础，其值的大小影响以此斑块类型作为生境的物种数量及丰度。

斑块所占景观面积比例 Percent of landscape（PLAND）：某一斑块类型占整个景观面积的百分比，是确定优势景观元素重要依据，也是决定景观中优势种和数量等生态系统指标的重要因素。

最大斑块指数 Largest patch index（LPI）：某一斑块类型中最大斑块占整个景观的百分比，用于确定景观中的优势斑块，可间接反映景观变化受人类活动的干扰程度。

香农多样性指数 Shannon 's diversity index（SHDI）：反映景观类型的多样性和异质性，对景观中各斑块类型非均衡分布状况较敏感，值增大表明斑块类型增加或各斑块类型呈均衡趋势分布。

蔓延度指数 Contagion index（CONTAG)：高蔓延度值表明景观中的某种优势斑块类型形成了良好的连接性，反之则表明景观具有多种要素的密集格局，破碎化程度较高。

散布与并列指数 Interspersion juxtaposition index（IJI）：反映斑块类型的隔离分布情况，值越小表明斑块与相同类型斑块相邻越多，而与其他类型斑块相邻的越少。

聚集度指数 Aggregation index（AI）：基于栅格数量测度景观或者某种斑块类型的聚集程度。

景观指数是量化景观格局的一种简单且直观的方法，包含区域大多数景观局信息，能够一定程度反映景观结构组成以及空间配制特征，清楚表达区域内景观单元类型及其排布方式，反映景观空间异质性。

1、景观指数分析

评价区的景观类型包括森林、农田、城镇、水域、灌木、草地等 6 个类型。运用 ArcGIS 地理信息系统软件，根据野外植被调查情况，利用 ArcGIS 和 Fragstats 的统计分析功能可以得到各类景观要素的指数信息，结果见下表。

表 5.2.8-1　评价范围景观指数统计表

景观类型	CA （hm^2）	PLAND（%）	LPI （%）	IJI	AI
林地	1358.56	10.83	0.35	22.23	16.07
灌丛	29.48	0.23	0.04	21.67	0.00
草地	37.63	0.35	0.11	30.05	22.58
湿地	258.59	2.34	0.33	36.15	19.83
农田	8996.67	79.56	27.68	65.99	71.85
城镇	821.78	6.70	0.14	25.45	9.42

从表可以看出，评价区内主要为农田景观，面积为 8996.67hm^2，斑块占景观面积的 79.56%，最大斑块指数为 27.68%，散布与并列指数为 65.99，聚集度指数为 71.85；其次为森林景观，面积为 1358.56hm^2，斑块占景观面积的 10.83%，最大斑块指数为 0.35%，散布与并列指数为 22.23，聚集度指数为 16.07。农田景观聚集度指数最大，评价区内优势板块为农田景观，集中度高。

根据 Fragstats 的统计分析，评价区域内香农多样性指数为 0.73，蔓延度指数为 60.20，散布与并列指数为 47.28，聚集度指数为 60.08。总的来看，区域内景观生态体系的质量现状因区域内的自然环境、生物及人类社会之间复杂的相互作用而决定。本项目评价区整体上以农田为主，受人类干扰严重，人工化、单一化现象比较严重，且生物组分异质化程度较低，是明显带有人类长期干扰痕迹的区域。

2、廊道分析

廊道是指不同于两侧基质的狭长地带，如道路、河流及其两侧带状的树木、草地等自然要素。评价区内主要的廊道是大城河、龙市河及其支流以及乡道。河流廊道具有高连通性和综合生态功能，是水生生物的栖息地，并为许多陆生动物提供水源，受河流廊道影响，河滩和河岸的水体、营养和植被也与周围基质不同，评价区内平缓的河滩地和水库滩涂地被开垦为农田，沟谷区域则分布灌草丛群落；道路廊道增加了人类生活的便利性，但也一定程度加剧景观破碎化程度，对某些陆生动物的交流产生了阻隔效应，评价区内主要为省道乡道，一般较短、较窄，会对生态系统产生一定的影响。项目建设中施工便道等临时线性廊道等同样不会对于动物迁徙和基因交流产生明显的阻隔。值得注意的是，河流和道路的连通性，尤其是道路作为一种强人工干预的特殊生境，常常会加速植物的传播扩散，尤其是风力传播种子的植物，导致某些入侵植物沿道路扩散的风险增加。

5.2.9 主要生态问题现状调查

1、生物入侵问题

1）陆生生物入侵问题

本项目评价区环境问题主要为生物入侵，根据国家林草局、农业农村部等六部门共同发布的《重点管理外来入侵物种名录》，评价区需要重点管理的入侵植物有4种，即小蓬草、喜旱莲子草、垂序商陆、鬼针草，在撂荒地中、农田附近、阔叶林林下、林缘和路旁较为常见，均为无意引入的外来物种。评价区外来物种个体较多的为小蓬草和喜旱莲子草，其余外来物种垂序商陆和鬼针草零星分布于农田附近以及林地当中，个体数量不大，未形成单一-+优势群落，对当地的生态系统和物种尚未发现产生不利影响。

2）水生生物入侵问题

本次调查过程中发现的入侵物种主要有水生维管束植物凤眼莲、喜旱莲子草， 底栖动物主要有福寿螺。草帽河和绿豆河的部分区域大量分布着凤眼莲与喜旱莲子草，已形成稳定种群，个别区域已经大量覆盖其河流表面，影响了本土水生生 物群落结构多样性；另外还发现分布有福寿螺及大量福寿螺卵，

福寿螺适应能力强、食量大、繁殖快，会破坏水生植物。所以在工程影响区域河段，已分布有部分外来入侵物种，对工程区域河段存在一定的影响。

2、水土流失问题

本项目位于四川省内自贡富顺县境内，根据四川省水利厅关于印发《四川省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果》（川水函2017〕482号）的通知，隆昌、富顺属于四川省划定的省级重点治理区中的沱江下游省级水土流失重点治理区。区域土地利用现状类型主要为耕地，评价范围耕地面积占比72.84%，由于农田耕作造成较广泛的水土流失问题。

土壤侵蚀强度主要通过评价范围的土地利用类型、植被覆盖度、地面坡度等间接指标综合分析得到的。参考《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中的面蚀分级指标及《全国土壤侵蚀遥感快速调查工作规程》中的计算机分析方法，将评价区土地利用类型图、植被覆盖度图、地面坡度图进行叠加分析，得出评价区的土壤侵蚀图。

表 5.2.9-1　面蚀分级指标

<table>
<tr><th colspan="2">地面坡度
地类</th><th>5-8°</th><th>8-15°</th><th>15-25°</th><th>25-35°</th><th>>35°</th></tr>
<tr><td rowspan="4">非耕地
林　草
覆盖度
（%）</td><td>60-75</td><td rowspan="2">轻</td><td rowspan="2">度</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">强 度</td></tr>
<tr><td>45-60</td></tr>
<tr><td>30-45</td><td rowspan="2">中</td><td rowspan="2">度</td><td rowspan="2">强　度</td><td rowspan="2">极强度</td></tr>
<tr><td><10</td><td rowspan="2">强度</td><td rowspan="2">极强度</td><td rowspan="2">剧烈</td></tr>
<tr><td colspan="2">坡耕地</td><td>轻度</td><td>中度</td></tr>
</table>

对评价范围内不同侵蚀等级的面积进行统计，具体如下表所示。评价区域所在区域存在一定水土流失问题，水土流失以轻度侵蚀为主，面积占评级范围的62.51%，存在有剧烈侵蚀情况，面积仅占评级范围的0.01%。

表 5.2.9-2 评价范围各类土壤侵蚀强度等级面积统计表

土壤侵蚀类型	面积（hm^2）	占比（%）
微度侵蚀	2748.9	22.67
轻度侵蚀	7579.78	62.51
中度侵蚀	1535.11	12.66
强度侵蚀	231.6	1.91
极强度侵蚀	29.1	0.24
剧烈侵蚀	1.22	0.01
总计	12125.71	100

5.3 环境质量现状调查与评价

5.3.1 大气环境

5.3.1.1 区域污染源调查

本项目位于自贡市境内，涉及富顺县、大安区及沿滩区，所在区域一般为农村地区。本次环境空气影响重点关注评价范围内除本项目外无其他重大污染性工矿企业分布，本项目周边大气污染源主要为分散居民日常生活产生的大气污染源以及井区内先前单独开展了环评的钻井工程施工阶段的大气污染，但环境空气污染不明显，随着施工的结束污染源消失。

5.3.1.2 区域环境空气质量变化趋势

本项目位于大气环境二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。本评价收集2018~2022年自贡市生态环境状况公报，统计出自贡市2018~2022年环境空气质量状况，详见表5.3.1-1，逐年变化趋势见图5.3.1-1。

表5.3.1-1 自贡市近年环境空气质量状况表 单位：μg/m³

因子 年限	PM_{10}	SO_2	NO_2	$PM_{2.5}$	O_3	CO（mg/ m³）
2018年	**77.8**	13.3	30.9	**54.1**	**171.6**	1.4
2019年	67.1	7.6	26.2	**44.9**	155.0	1.1
2020年	62	6	27	**43**	152	1.0
2021年	66	8	24	**43**	142	0.9
2022年	59	8	22	**39**	**161**	0.9
标准值	70	60	40	35	160	4
达标情况	2018年超标	均达标	均达标	均超标	2018年、2022年超标	均达标

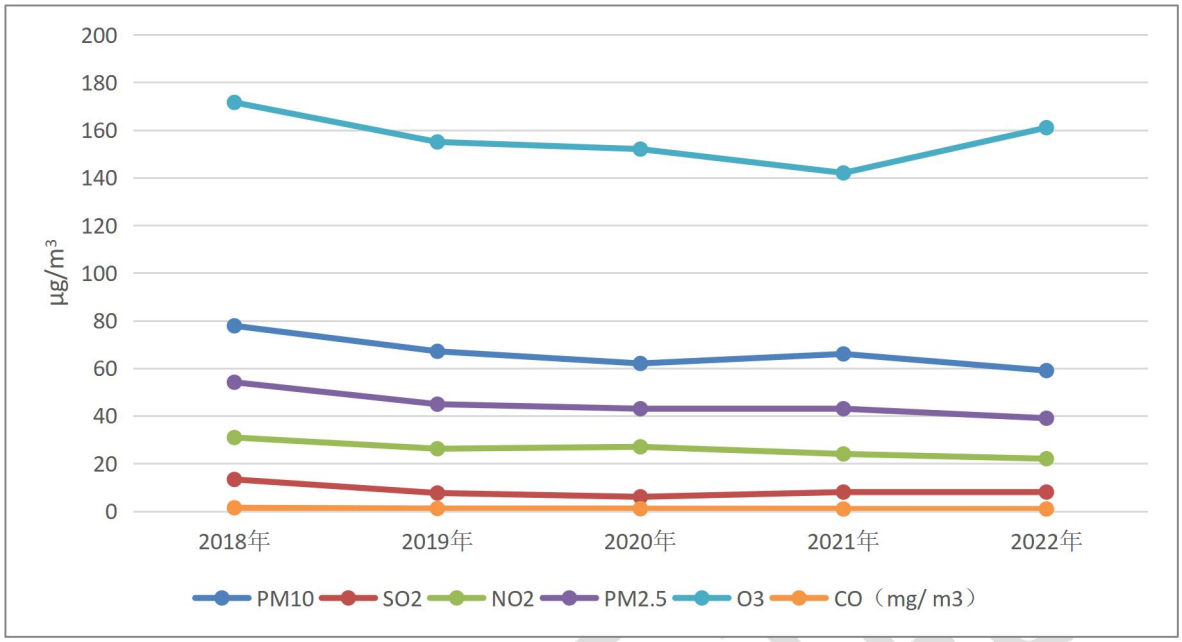


图 5.3.1-1　　2018~2022 年环境空气质量变化趋势图

由统计结果可知，自贡大气基本污染物中 $PM_{2.5}$ 和 O_3 存在超标现象，其他基本污染物基本达标，各基本污染物浓度总体呈逐年降低的趋势，环境空气质量逐年得到改善。

5.3.1.3 区域环境空气质量现状评价

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

（1）区域环境空气质量达标情况

本项目位于自贡市境内，涉及富顺县、大安区及沿滩区，根据《2022 年自贡市生态环境状况公报》，2022 年自贡市主城区环境空气质量有效监测天数 365 天，优良天数 295 天，占 80.8%，其中优 92 天，良 203 天；污染天数 70 天，占 19.2%，其中轻度污染 60 天、中度污染 10 天、无重度及以上污染天气，基本消除重污染天气。首要污染物为臭氧 8 小时(138 天)、细颗粒物 PM2.5 (117 天)和可吸入颗粒物 PM10 (18 天)。

2022 年自贡市环境空气质量评价六项指标中细颗粒物、臭氧超标，其余四项指标均达标。其中细颗粒物年均值 39 微克/立方米，同比下降 9.3%;可吸入颗粒物年均值 59 微克/立方米，同比下降 10.6%；二氧化氮年均值 22 微克/

立方米，同比下降8.3%；二氧化硫年均值8微克/立方米，同比持平；臭氧最大8小时滑动平均值第90百分位数161微克/立方米，同比上升13.4%；一氧化碳24小时平均第95百分位数0.9毫克/立方米，同比持平。对项目所在地空气质量达标区判定结果见表5.3.1-2。

表5.3.1-2　自贡市空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第100	8	60	13.3	达标
NO_2			22	40	55	达标
PM_{10}			59	70	84.3	达标
$PM_{2.5}$			39	35	111.4	超标
CO	百分位上日平均质量浓度	第95	0.9mg/m³	4mg/m³	22.5	达标
O_3	百分位上8h平均质量浓度	第90	161	160	100.6	超标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，自贡市所有评价因子除$PM_{2.5}$和O_3外，其余评价因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，自贡市为环境空气质量为不达标区。

（2）环境空气质量达标规划

根据自贡市人民政府关于印发《自贡市大气环境质量限期达标规划》的通知（自府发〔2018〕16号）文件，自贡市制定了大气环境限期达标战略：

规划范围：规划范围为本市行政区域，包括自流井区、贡井区、大安区、沿滩区、荣县、富顺县。

达标期限：以基准年为基础，达标期限内分两个阶段实现滚动目标，逐步改善空气质量。第一阶段为近期2018-2020年，规划年为2020年，实现省“十三五”环境空气质量目标；第二阶段为中长期2021-2030年，规划年为2030年，力争实现空气质量稳定达标。

总体战略：以环境空气质量达标为核心，以超标严重、健康危害大的细颗粒物作为重点控制对象，实施空气质量达标战略。优化产业结构和布局，推进能源结构调整，深化工业锅炉、建材行业整治，有效控制扬尘、机动车、秸秆

焚烧的污染排放，推进多污染协同控制、区域联防联控，提升大气污染精细化防控能力。

（3）环境现状补充监测

为全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价设置3个环境空气质量监测点，本次设置的3个环境空气质量补充监测点可覆盖本井区内所有站场及管线环境空气评价范围。

另外，为了解井区内现有工程无组织废气达标情况，本评价在现有工程下风向代表环境敏感点处各设置1个监测点，共3个监测点。

环境空气质量补充监测信息见表5.3-3。现有工程废气监测信息见表5.3.1-4.

表5.3.1-3　环境空气质量补充监测信息表

编号	监测点	监测因子	监测频次	监测时间
Q1	自205H77（集气增压站）西南侧敏感点	硫化氢、非甲烷总烃、TSP	连续检测7天，硫化氢、非甲烷总烃检每天检测4次小时值；TSP检测日均值	2023年12月7日~12月20日
Q2	自205H74（集气增压站）西南侧敏感点			
Q3	自205H69（集气增压站）西北侧敏感点			

表5.3.1-4　现有工程废气监测信息表

编号	监测点	监测因子	监测频次	监测时间
Q4	自205集气脱水站西南侧敏感点4#	氮氧化物、非甲烷总烃、颗粒物	连续检测2天，每天监测3次	2023年12月19日~12月21日
Q5	自215H3集气增压站（中心水池）5#			
Q6	自215H1集气增压站（中心水池）西南侧敏感点6#			

评价标准：TSP执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中附录D浓度限值，非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。

现有工程废气污染物氮氧化物、颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准，非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采

工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

评价方法：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），现状监测结果以列表的方式给出各监测点大气污染物的不同取值时间的变化范围，并给出各取值时间最大浓度值占相应标准浓度限值的百分比和超标率，并评价达标情况。

环境空气质量监测及评价结果见表5.3.1-5。现有工程无组织废气达标情况见表5.3.1-6。

表5.3.1-5 环境空气质量现状监测结果统计

监测点位	污染物	平均时间	单位	浓度范围值	标准	最大浓度占标率
Q1	TSP	24h平均	μg/m³	49~149	300	49.7
	非甲烷总烃	1h平均	mg/m³	0.28~0.53	2.0	26.5
	硫化氢	1h平均	μg/m³	<2	10	/
Q2	TSP	24h平均	μg/m³	39~138	300	46.0
	非甲烷总烃	1h平均	mg/m³	0.29~0.53	2.0	26.5
	硫化氢	1h平均	μg/m³	<2	10	/
Q3	TSP	24h平均	μg/m³	64~143	300	47.7
	非甲烷总烃	1h平均	mg/m³	0.27~0.55	2.0	27.5
	硫化氢	1h平均	μg/m³	<2	10	/

5.3.1-6 现有工程无组织废气达标情况

监测点位	污染物	平均时间	单位	浓度范围值	标准	最大浓度占标率
Q4	颗粒物	1h平均	μg/m³	53~175	1000	0.18
	氮氧化物	1h平均	mg/m³	39~52	120	0.43
	非甲烷总烃	1h平均	μg/m³	540~590	4000	0.15
Q5	颗粒物	1h平均	μg/m³	105~352	1000	0.35
	氮氧化物	1h平均	mg/m³	35~53	120	0.44
	非甲烷总烃	1h平均	μg/m³	540~600	4000	0.15
Q6	颗粒物	1h平均	μg/m³	199~725	1000	0.73
	氮氧化物	1h平均	mg/m³	35~51	120	0.43
	非甲烷总烃	1h平均	μg/m³	540~590	4000	0.15

由表5.3.1-5可知，本项目各监测点的TSP满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准限值，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中附录D浓度限值。

根据表5.3.1-6可知，现有工程无组织废气达标，其中氮氧化物、颗粒物

满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准，非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

综上所述，本项目所处自贡市2022年属于环境空气质量不达标区，目前已制定《自贡市大气环境质量限期达标规划》，环境空气质量整体呈改善趋势。通过对项目区域的环境空气质量的补充监测，各监测因子均满足相应的环境质量标准限值，表明项目区大气环境质量现状较好。

5.3.2 地表水环境

本井区内河流均属于沱江水系，主要河流为沱江及其一级支流釜溪河、二级支流镇溪河。

5.3.2.1 水污染源调查

本项目地表水环境影响评价等级为三级B，可不开展区域污染源调查，本项目钻井期不能回用的压裂返排废水以及采气期间产生的返排液等通过密闭罐车外运回注处理或处理达标外排。

5.3.2.2 地表水环境质量现状调查与评价

（1）地表水环境质量变化趋势

拟建项目所在区域主要地表水体为沱江，根据自贡市生态环境局提供的2020~2023年沱江脚仙村（上游）、老翁桥、李家湾和大磨子（出境）四个例行监测断面月均监测数据，分析沱江近几年的水质演变趋势，详见表5.3.2-1和图5.3.2-1~5.3.2-4。

表5.3.2-1 2020~2023年沱江各断面水质监测结果 单位mg/L

监测点位	年份	COD	BOD_5	氨氮	总磷
沱江脚仙村断面	2020年	12.46	1.2	0.111	0.129
	2021年	7.4	1.0	0.06	0.110
	2022年	10.75	1.08	0.043	0.094
	2023年	8.3	1.3	0.03	0.085
沱江老翁桥断面	2020年	10.06	1.0	0.133	0.109
	2021年	9.8	0.8	0.08	0.112
	2022年	10.05	0.98	0.098	0.119
	2023年	8.94	0.54	0.093	0.08
沱江李家	2020年	15.7	1.6	0.069	0.140

湾断面	2021 年	8.4	0.9	0.05	0.114
	2022 年	8.88	1.03	0.058	0.097
	2023 年	10.34	0.84	0.048	0.088
沱江大磨子断面	2020 年	9.67	0.8	0.068	0.110
	2021 年	9.7	0.8	0.07	0.121
	2022 年	6.68	1.03	0.047	0.104
	2023 年	9.18	1.46	0.046	0.093
Ⅲ类标准值		**20**	**4**	**1.0**	**0.2**

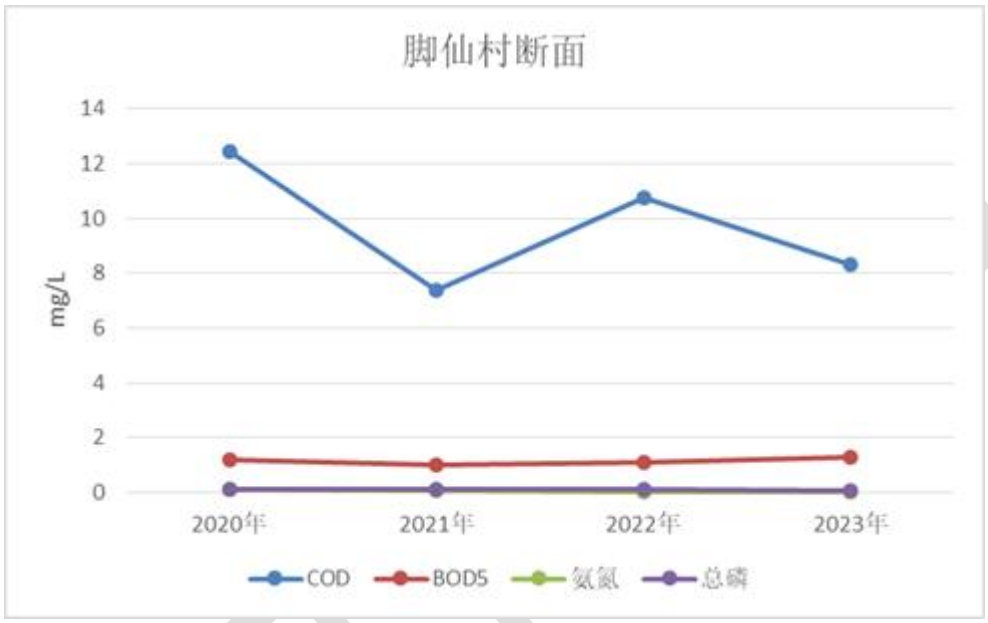


图 5.3.2-1　沱江脚仙村断面水质变化趋势图

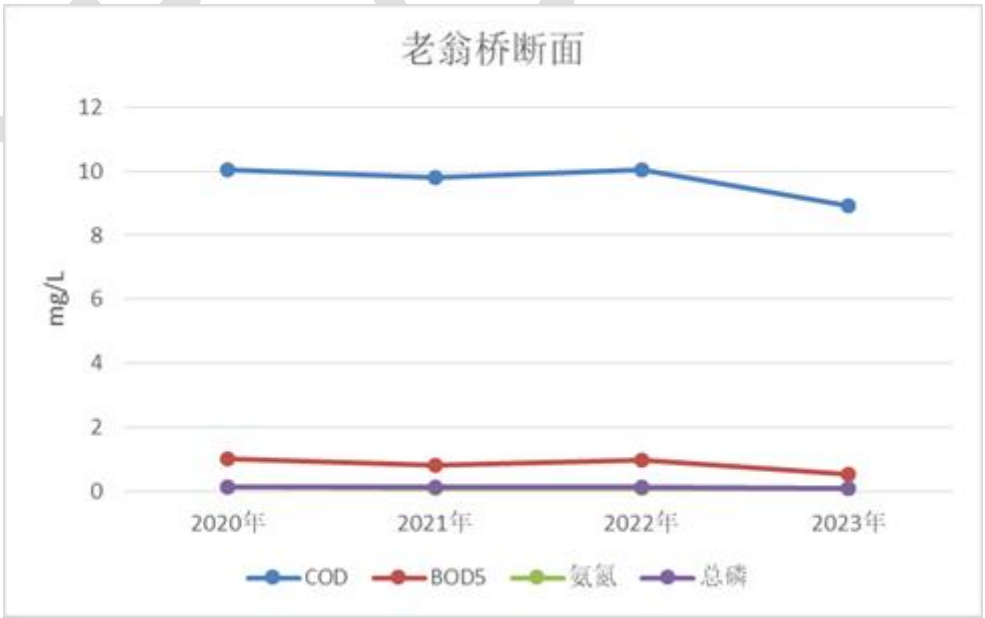


图 5.3.2-2　沱江老翁桥断面水质变化趋势图



图 5.3.2-3　沱江李家湾断面水质变化趋势图

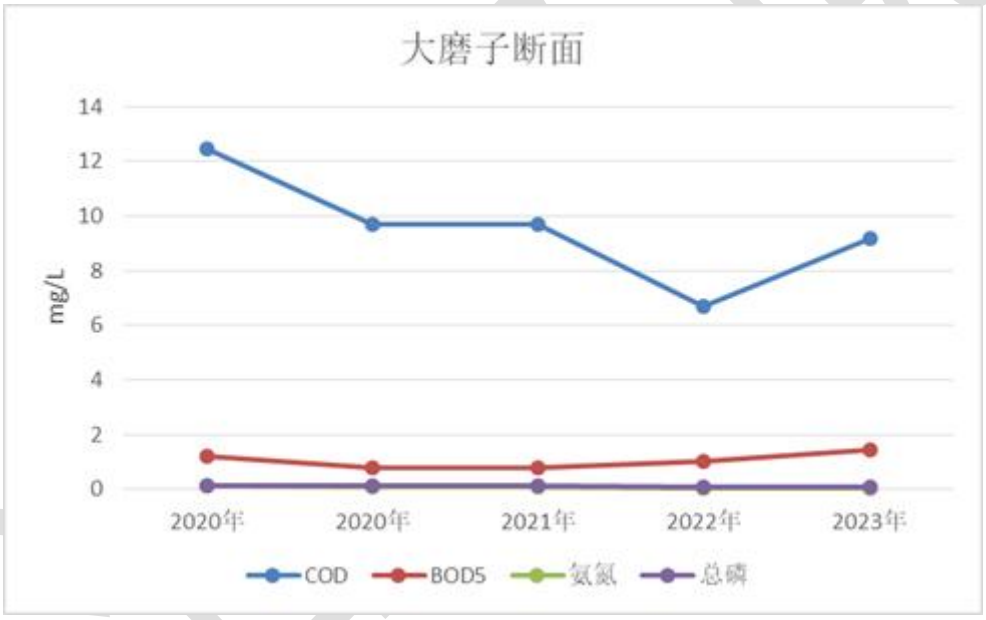


图 5.3.2-4　沱江大磨子断面水质变化趋势图

可以看出，近年来沱江水质可以稳定达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准，各监测因子中 COD 明显降低，其他因子稳定无明显变化。

（3）地表水环境质量现状

根据《2022 年自贡市环境状况公报》，2022 年自贡市 10 个国省考核断面水质优良率为 100%，同比提高 10 个百分点，首次实现全部达标。李家湾、越溪河两河口、双溪水库起水站 3 个断面水质均为优(I 类)；老翁桥、大磨子、

叶家滩、雷公滩、双河口、碳研所、宋渡大桥7个断面水质均为良(II类)。无轻度、中度、重度污染水质。重点湖库双溪水库营养状况为中营养。

沱江(自贡段)2022年沱江 (自贡段)3个国考断面（李家湾、老翁桥、大磨子）水质均符合II类水质要求，李家湾水质为II类，同比有所好转；老翁桥、大磨子水质均为Ill 类，同比均无明显变化。

釜溪河2022年釜溪河平均水质为良。双河口断面水质同比由IV类改善为II类，水质有所好转，化学需氧浓度下降3.9%。碳研所、宋渡大桥断面水质均为II类，同比均无明显变化。

城市集中式饮用水水源地水质2022年市级集中式饮用水水源地水质达标率为100%。县级集中式饮用水水源地水质2022年富顺县镇溪河水质达标率均为100%。乡镇集中式饮用水水源地水质2022年37个在用乡镇集中式饮用水水源地水质达标率为100%。

（2）地表水环境补充监测

根据本项目施工方案，管线穿越沱江及釜溪河均采用定向钻施工工艺，穿越其他小型沟渠方采用开挖涉水施工，根据自贡市水域功能区划，本项目管线涉水施工沟渠均未划定水环境功能，故本项目不涉及涉水施工穿越III类及以上水体，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）地表水环境现状监测要求，本项目不需在穿越沟渠位置上、下游布设监测断面，因此，本评价综合考虑各平台和管线地表水环境保护目标，在本项目管线定向钻穿越沱江处设置补充监测断面对地表水进行监测。

本次评价委托四川省工业环境监测研究院对流域地表水断面进行现场取样监测，监测设置情况如下：

监测断面：在本井区内设置1个监测断面，W1-沱江狮市镇花园村断面，以上监测断面拟划定为饮用水源，故本次评价对其进行补充监测。

监测因子：pH、水温、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、六价铬、总铬、汞、砷、镉、铅、镍、石油类、阴离子表面活性剂、硫

化物、氯化物、挥发酚。

监测时间及频率：2023年12月18日~12月20日，每日取样1次，连续监测3天。

评价标准：沱江为III类水域，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准作评价标准。

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

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

式中：S_i——第i种污染物的评价指数；

C_i——第i种污染物的监测平均值(mg/L)；

C_{oi}——第i种污染物的评价标准(mg/L)。

评价pH值时采用下述模式：

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

式中：S_{pHj}——pH的标准指数；

pH_j——pH的实测值；

pH_{su}——地表水质量标准中规定的pH值上限。

监测结果如表5.3.2-2所示。

表5.3.2-2　地表环境补充监测及评价结果

监测项目	监测点位、时间及结果		
	W1-沱江狮市镇花园村		
	监测结果（mg/L）	标准	最大标准指数
pH（无量纲）	7.9-7.9	6-9	0.45
水温（℃）	10.5-10.9	/	/
悬浮物	21-24	/	/
化学需氧量	13-14	20	0.7
五日生化需氧量	2.8-2.9	4	0.72
氨氮	0.028-0.044	1.0	0.044
总磷	0.089-0.098	0.2	0.49
六价铬	<0.004	0.05	/
总铬	<0.004	/	/
汞	<0.00004	0.0001	/

监测项目	监测点位、时间及结果		
	W1-沱江狮市镇花园村		
	监测结果（mg/L）	标准	最大标准指数
砷	<0.0003	0.05	/
镍	0.00096-0.0015	/	/
镉	<0.00005	0.005	/
铅	0.00022-0.00064	0.05	0.013
石油类	0.01-0.02	0.05	0.4
阴离子表面活性剂	<0.05	0.2	/
硫化物	<0.01	0.2	/
氯化物	26.8-28.6	250	0.114
挥发酚	0.0003-0.0005	0.005	0.1

根据上表评价结果，地表水W1-沱江狮市镇花园村断面各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准，地表水环境质量较好。

5.3.3 地下水环境

5.3.3.1 地下水水位调查

为了查清评价区地下水流向及动态变化特征，本次评价工作于2023年12月在项目所在水文地质单元开展了地下水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。本次地下水位调查点主要为水井，地下水位埋深受赋存条件控制，一般含隔水层变化界面处、地势低洼处地下水埋深较小，山脊丘顶分水岭处地下水埋深较大。本次地下水位调查点共有138个，井深为1.0~80m，地下水埋深为0.4~10.1m，水位调查见表5.3.3-1。

5.3.3.2 地下水污染源现状调查

通过环境水文地质调查，评价区内地下水类型主要为裂隙孔隙水，均采用分散型开采方式，不会形成地下水开采漏斗。也无区域性地下水水位下降引起的土地次生荒漠化、地面沉降、地裂缝等，也无因农业灌溉导致局部地下水位上升产生的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题，未见由水、土引发的地方性疾病。根据相关资料及现场调查访问和对评价区水质监测分析，区域地下水存在轻微农业面源污染。

根据本次现场调查，评价区内地下水污染源主要包括工矿企业污染源、生活污染源和农牧业污染源。

（1）生活污染源：居民生活所产生的污水，包括日常生活污水，比如农户的厕所等。由于不同钻井井场的项目区内居民住户比较分散，且生活污水排放量比较小，主要收集用于农业种植，对区域性地下水环境影响不大。但调查发现不少居民生活污水直接将污废水排放，对位于水源补给径流区域的地下水水质可能产生影响，造成污染超标。

（2）农牧业污染源：主要农业污染源来源于少量的农业生产、畜牧业养殖等，对分散式饮用水水源构成一定的威胁。区内农业较为发达，农业生产过程中农药、化肥的使用，形成面源污染。同时，畜牧养殖产生的废污水和粪便主要通过粪池收集，用于农业生产，但由于平时管理不善，尤其在降雨时段容易外溢，形成点源污染，造成地下水污染超标。

（3）工矿企业污染源：根据对区内地下水环境污染源调查结果，区内主要工矿企业类型复杂，但与本项目产生相同类型污染物的主要企业主要为天然气开发井场、站场、管线等，通过多批次的区内地下水环境质量监测、居民走访调查和天然气井场站场资料收集分析可知，区内整天地下水环境质量良好，未发生明显的天然气开采行业引起的地下水污染事故。

5.3.3.3 地下水环境质量调查与评价

①本次评价监测点布设情况

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），拟建项目涉及多个站场和多条管线，其地下水评价等级均为二级，本次监测保证每个站场下游至少1个地下水监测点，整体数量满足地下水二级评价等级的监测布点的布点原则。

另外，为了解井区内现有工程地下水环境质量，在现有集气站、脱水站下游均布设1个监测点。

A 新建站场

各新建站场地下水下游均设置1个监测点，考虑新建集气站配套建设的2万m^3中心水池对周边地下水环境的影响，对每个集气站周边加密部署5个地下水水质监测点位。综上，本次布点能保证三个水文地质单元内上游、中、下游均布设有点位，共布设46个地下水水质监测点位，布设138个地下水水位监测点。

B 新建管道

新建返排液干线两侧布设3个水质监测点，返排液支线两侧布设3个地下水水质监测点，共计11个点位。

C 现有工程

集气站、脱水站地下水下游均布设1个地下水水质监测点，共3个点位。

地下水环境质量现状监测点信息见表5.3.3-1和图5.3.3-1。

表5.3.3-1　地下水环境现状监测点布置情况

监测类别	调查点位		调查项目及结果		
			埋深（m）	经度	纬度
水质及水位监测	新建站场	自205H56平台南侧水井-D1 1#	2.4	***	***
		自205H68平台北侧水井-D1 2#	0.4	***	***
		自205H73平台西南侧水井-D1 3#	2.0	***	***
		自205H85平台西侧水井-D1 4#	2.1	***	***
		自215H4平台西北侧水井-D1 5#	3.6	***	***
		自310平台东南侧水井-D1 6#	3.0	***	***
		自205H64平台东南侧水井-D1 7#	6.0	***	***
		自205H65平台北侧水井-D1 8#	7.0	***	***
		自205H70平台西南侧水井-D1 9#	5.0	***	***
		自205H71平台东北侧水井-D1 10#	7.0	***	***
		自205H78平台西北侧水井-D1 11#	2.1	***	***
		自205H79平台西北侧水井-D1 12#	6.0	***	***
		自205H80平台南侧水井-D1 13#	4.0	***	***
		自205H81平台西南侧水井-D1 14#	4.0	***	***
		自205H83平台西南侧水井-D1 15#	3.0	***	***
		自205H84平台西侧水井-D1 16#	8.0	***	***
		自205H86平台西北侧水井-D1 17#	2.0	***	***
		自205H87平台西北侧水井-D1 18#	3.0	***	***
		自205H88平台东南侧水井-D1 19#	2.0	***	***
		自205H89平台西南侧水井-D1 20#	4.0	***	***

监测类别	调查点位		调查项目及结果		
			埋深（m）	经度	纬度
		自205H90平台西南侧水井-D1 21#	2.0	***	***
		自205H91平台西南侧水井-D1 22#	5.0	***	***
		自205H92平台西北侧水井-D1 23#	4.0	***	***
		自205H93平台东南侧水井-D1 24#	3.0	***	***
		自205HH95平台西南侧水井-D1 25#	4.0	***	***
		自313平台东北侧水井-D1 26#	5.0	***	***
		自205H69集气站西北侧水井-D1 27#	2.0	***	***
		自205H69集气站西南侧水井-D2 28#	2.6	***	***
		自205H69集气站南侧水井-D3 29#	2.3	***	***
		自205H69集气站东南侧水井-D4 30#	2.0	***	***
		自205H69集气站东北侧水井-D5 31#	2.0	***	***
		自205H74集气站东侧水井-D1 32#	2.4	***	***
		自205H74集气站北侧水井-D2 33#	2.9	***	***
		自205H74集气站东南侧水井-D3 34#	1.9	***	***
		自205H74集气站西南侧水井-D4 35#	2.9	***	***
		自205H74集气站西北侧水井-D5 36#	2.2	***	***
		自205H77集气站北侧水井-D1 37#	5.0	***	***
		自205H77集气站东侧水井-D2 38#	6.0	***	***
		自205H77集气站东南侧水井-D3 39#	5.0	***	***
		自205H77集气站西南侧水井-D4 40#	5.0	***	***
		自205H77集气站西侧水井-D5 41#	7.0	***	***
		自308西北侧水井-D1 42#	8.0	***	***
		自308东北侧水井-D2 43#	6.0	***	***
		自308东侧水井-D3 44#	5.0	***	***
		自308西南侧水井-D4 45#	8.0	***	***
		自308北侧水井-D5 46#	5.0	***	***
		自205H77 集气站中心水池-自205脱水站返排液干线左侧D1 47#	5.0	***	***
		自205H77 集气站中心水池-自205脱水站返排液干线右侧D2 48#	6.0	***	***
		自205H74 集气站中心水池-自205脱水站返排液干线左侧D3 49#	6.0	***	***

监测类别	调查点位		调查项目及结果		
			埋深（m）	经度	纬度
		自 205H74 集气站中心水池-自 205 脱水站返排液干线右侧 D4 50#	5.0	***	***
		自 205H74 集气站中心水池-自 205 脱水站返排液干线右侧 D5 51#	4.0	***	***
		自 205H85 井-自 205H69 集气站中心水池返排液支线左侧 D6 52#	2.8	***	***
		自 205H85 井-自 205H69 集气站中心水池返排液支线右侧 D7 53#	2.3	***	***
		自 205H85 井-自 205H69 集气站中心水池返排液支线右侧 D8 54#	5.3	***	***
		富页 4 井-自 304 井管道返排液支线左侧 D9 55#	3.0	***	***
		富页 4 井-自 304 井管道返排液支线左侧 D10 56#	3.0	***	***
		富页 4 井-自 304 井管道返排液支线右侧 D11 57#	4.0	***	***
	现有工程	D-自 215H1 北侧下游水井 58#	3.2	***	***
		D-自 205H3 北侧下游水井 59#	4.6	***	***
		D-自 205 脱水站东侧下游水井 60#	2.1	***	***
水位监测	水文地质单位内	沱江左岸 61#	3.5	***	***
		沱江左岸 62#	3.4	***	***
		沱江左岸 63#	3.4	***	***
		沱江左岸 64#	2.8	***	***
		沱江左岸 65#	2.3	***	***
		沱江左岸 66#	1.8	***	***
		沱江左岸 67#	2.5	***	***
		沱江左岸 68#	2.4	***	***
		沱江左岸 69#	3.6	***	***
		沱江左岸 70#	1.9	***	***
		沱江左岸 71#	5.8	***	***
		沱江左岸 72#	2.8	***	***
		沱江左岸 73#	3.7	***	***
		沱江右岸 74#	1.5	***	***
		沱江右岸 75#	2.8	***	***
		沱江右岸 76#	2.1	***	***
		沱江右岸 77#	2.3	***	***
		沱江右岸 78#	4.3	***	***
		沱江右岸 79#	2.8	***	***
		沱江右岸 80#	3.4	***	***

监测类别	调查点位		调查项目及结果		
			埋深（m）	经度	纬度
		沱江右岸 81#	3.5	***	***
		沱江右岸 82#	3.7	***	***
		沱江右岸 83#	2.4	***	***
		沱江右岸 84#	2.3	***	***
		沱江右岸 85#	1.9	***	***
		沱江右岸 86#	2.6	***	***
		沱江右岸 87#	2.5	***	***
		沱江右岸 88#	3.7	***	***
		沱江右岸 89#	1.8	***	***
		沱江右岸 90#	5.2	***	***
		沱江右岸 91#	2.5	***	***
		沱江右岸 92#	3.4	***	***
		沱江右岸 93#	1.3	***	***
		沱江右岸 94#	2.7	***	***
		沱江右岸 95#	2.5	***	***
		沱江右岸 96#	2.4	***	***
		沱江右岸 97#	4.7	***	***
		沱江右岸 98#	2.9	***	***
		沱江右岸 99#	3.5	***	***
		沱江右岸 100#	1.7	***	***
		沱江右岸 101#	2.8	***	***
		沱江右岸 102#	2.7	***	***
		沱江右岸 103#	2.5	***	***
		沱江右岸 104#	5.3	***	***
		沱江右岸 105#	5.4	***	***
		沱江右岸 106#	7.2	***	***
		沱江右岸 107#	4.1	***	***
		沱江右岸 108#	10.1	***	***
		沱江右岸 109#	6.6	***	***
		沱江右岸 110#	6.1	***	***
		沱江右岸 111#	1.8	***	***
		沱江右岸 112#	2.8	***	***
		沱江右岸 113#	2.4	***	***
		沱江右岸 114#	2.6	***	***
		自 205H69 集气站 115#	3.3	***	***
		自 205H69 集气站 116#	2.4	***	***
		自 205H69 集气站 117#	1.8	***	***

监测类别	调查点位		调查项目及结果		
			埋深（m）	经度	纬度
		自 205H69 集气站 118#	2.8	***	***
		自 205H69 集气站 119#	2.4	***	***
		自 205H69 集气站 120#	2.5	***	***
		自 205H74 集气站 121#	1.8	***	***
		自 205H74 集气站 122#	3.5	***	***
		自 205H74 集气站 123#	4.5	***	***
		自 205H74 集气站 124#	2.5	***	***
		自 205H74 集气站 125#	2.9	***	***
		自 205H74 集气站 126#	1.9	***	***
		自 205H77 集气站 127#	1.8	***	***
		自 205H77 集气站 128#	2.4	***	***
		自 205H77 集气站 129#	1.5	***	***
		自 205H77 集气站 130#	2.8	***	***
		自 205H77 集气站 131#	2.8	***	***
		自 205H77 集气站 132#	3.4	***	***
		新建自 208 平台 133#	5.2	***	***
		新建自 208 平台 134#	2.7	***	***
		新建自 208 平台 135#	2.8	***	***
		新建自 208 平台 136#	3.3	***	***
		新建自 208 平台 137#	4.1	***	***
		新建自 208 平台 138#	4.7	***	***

***

图 5.3.3-1 地下水环境监测布点图

②检测因子与监测频率

地下水环境现状监测因子：pH、氨氮、碱度（碳酸盐）、碱度（重碳酸盐）、氟化物、氯化物、硝酸根（硝酸盐氮）、亚硝酸根（亚硝酸盐氮）、硫酸盐、砷、汞、六价铬、铅、铁、锰、钾、钠、钙、镁、挥发酚、氰化物、高锰酸盐指数（耗氧量）、总硬度（钙和镁总量）、溶解性总固体、石油类、钡、镉、硫化物、总大肠菌群、细菌总数。

地下水环境现状监测频率：一次

监测时间：2023 年 12 月 19 日至 12 月 21 日

③评价标准

根据项目工程所在地区地下水环境功能要求，为了监管和保护地下水不受建设项目影响，故本次评价地下水环境质量标准执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水），此外，地下水质量标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）执行。

④评价方法

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

⑤地下水质量评价结果

本项目评价区内地下水质量监测结果见表5.3.3-2。

表 5.3.3-2　地下水环境质量现状监测与评价结果统计分析表

监测指标	单位	III 类标准值	最大值	最小值	平均值	检出率%	最大标准指数	最小标准指数	超标率%
pH	无量纲	6.5~8.5	7.7	6.9	7.2	100	0.35	0.05	0
氨氮	mg/L	0.5	0.138	0.028	0.047	68.3	0.276	0.056	0
碳酸根	mg/L	/	0	0	0	/	/	/	/
重碳酸根	mg/L	/	476	150	322.5	100	/	/	/
氟化物	mg/L	1.0	0.605	0.19	0.324	100	0.605	0.19	0
氯化物	mg/L	250	124	11.7	43.0	100	0.496	0.047	0
硝酸盐氮	mg/L	20	16.6	0.387	6.972	100	0.83	0.019	0
亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.313	0.004	0.026	45	0.313	0.004	0
硫酸盐	mg/L	250	184	29.6	80.5	100	0.736	0.12	0
砷	mg/L	0.01	0.003L	0.003L	/	0	/	/	0
汞	mg/L	0.001	0.0004L	0.0004L	/	0	/	/	0
铬（六价）	mg/L	0.05	0.004L	0.004L	/	0	/	/	0
铅	mg/L	0.01	0.00018	0.0001	000013	8.3	0.018	0.01	0
铁	mg/L	0.3	0.0126	0.00228	0.0048	100	0.042	0.008	0
锰	mg/L	0.1	0.292	0.00022	0.013	100	2.92	0.002	3.3
钾	mg/L	/	12.3	0.56	2.8	100	/	/	/
钠	mg/L	200	159	11.8	33.88	100	0.795	0.059	0
钙	mg/L	/	173	73.1	128.08	100	/	/	/
镁	mg/L	/	29.7	7.92	15.05	100	/	/	/
挥发酚	mg/L	0.002	0.0006	0.0004	0.00046	68.3	0.30	0.20	0

氰化物	mg/L	0.05	0.004L	0.004L	/	0.0	/	/	0
耗氧量	mg/L	3	2.9	0.6	1.73	100	0.96	0.2	0
总硬度	mg/L	450	445	85	336.95	100	0.99	0.19	0
溶解性总固体	mg/L	1000	959	206	566.9	100	0.96	0.21	0
石油类	mg/L	0.05	0.03	0.01	0.016	23.3	0.6	0.2	0
镉	mg/L	0.005	0.00017	0.00006	0.000115	3.3	0.034	0.012	0
钡	mg/L	0.7	0.483	0.0337	0.197	100	0.67	0.048	0
硫化物	mg/L	0.02	0.006	0.003	0.0043	10	0.3	0.15	0
总大肠菌群	MPN/100mL	3	2	1	1.3	50	0.67	0.33	0
菌落总数	CFU/mL	100	86	60	74.2	100	0.86	0.6	0

浩力环境

根据上表分析结果可知，评价区内地下水质量总体良好，除锰以外的监测指标均能满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准，现有工程下游地下水均满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准。本次评价监测数据部分监测点出现锰因子超标。根据地下水样品中超标指标的种类及采样点的分布特征分析可知，评价区内锰出现超标，是因当地地质原因所致。

同时，本次评价对项目特征因子分析结果表明，项目特征因子氯化物、石油类和 COD 均能满足地下水 III 类质量标准。综上所述，评价区内地下水质量现状较好，本项目特征污染因子（氯化物、石油类和 COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

5.3.3.4 包气带质量调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水评价等级均为二级，需在现有工程废水池附近开展包气带污染现状调查，为此，本评价对井区内现有工程包气带进行调查。

（1）监测方案

监测点位：本评价根据水文地质单元划分情况，保证每个水位地质单元内上、下游各 1 个监测点，对区域内可能造成环境影响的集气站、脱水站下游临近区域增设检测点，共计 18 个点位。监测时间为 2023 年 12 月 20 日至 12 月 21 日。

包气带监测布点情况见表 5.3.3-3.

表 5.3.3-3　包气带监测布点情况一览表

井站名称	**检测点位**	**检测因子**	**检测频率**
吉富 3、自 301 平台、自 205H94 平台、吉富 8 平台、自 303、自 306、吉富 1、吉富 2、自 205 脱水站	B1-区域上游农户水井 33#	pH、氯化物、氨氮、硫化物、石油类、耗氧量（高锰酸盐指数）、钡	检测 1 天，每天采样 1 次；分层采样，深度包括 0~20cm、20~80cm 段分别采
	B2-区域下游农户水井 34#		
吉富 6、吉富 7、自 304、自 307、富页 1、自 205H52、自 205H53、自 205H54、自 205H55、自 205H58、自 215H1 集气站、自 215H2 集气站、自 215H3 集气站	B1-自 215H2 集气站上游农户水井 35#		
	B3-区域下游农户水井 36#		

富页 2 平台、吉富 4 平台	B1-富页 2 上游农户水井		集 1 个土壤样品进行浸溶试验检测
	富页 2 平台上游 37#		
	B2-吉富 4 平台下游 38#		
自 205H69、自 302、自 205H76、线路阀室、自 205H59	B1-自 205H69 上游农户水井 39#		
	B2-自 205H69 下游 40#		
自 305	B1-自 305 上游农户水井 41#		
	B2-自 305 储存池下游 42#		
吉富 9	B1-吉富 9 上游农户水井 43#		
	B2-吉富 9 储存池下游 44#		
富页 3	B1-富页 3 上游农户水井 45#		
	B2-富页 3 储存池下游 46#		
自贡 1	B1-自贡 1 上游农户水井 47#		
	B2-自贡 1 储存池下游 48#		
自 215H1 集气站	B2-自 215H1 储存池下游 49#		
自 215H3 集气站	B2-自 215H3 储存池下游 50#		
自 205 脱水站	B2-自 205 脱水站池体下游 51#		

（2）监测结果

包气带监测结果统计见表 5.3.3-4。

表 5.3.3-4　包气带监测统计表　单位：mg/L

监测因子 / 监测点位	pH	氯化物	氨氮	硫化物	石油类	高锰酸盐指数	钡
33#0~20cm	6.27	5.52	0.140	<0.003	0.02	51.2	0.136
33#20~80cm	6.22	5.45	0.171	<0.003	0.02	47.9	0.129
34#0~20cm	5.67	0.997	0.092	<0.003	0.15	11.6	0.0756
34#20~80cm	5.62	0.986	0.082	<0.003	0.14	12.2	0.0852
35#0~20cm	6.52	0.347	0.063	<0.003	0.14	4.2	0.0905
35#20~80cm	6.59	0.281	0.079	<0.003	0.11	4.6	0.0936
36#0~20cm	6.79	0.669	0.198	<0.003	0.02	36.7	0.105
36#20~80cm	6.82	0.671	0.222	<0.003	0.03	35.7	0.105
37#0~20cm	7.29	0.426	0.200	<0.003	0.22	27.1	0.156
37#20~80cm	7.35	0.431	0.111	<0.003	0.17	25.7	0.166
38#0~20cm	7.29	0.598	0.141	<0.003	0.02	18.5	0.191
38#20~80cm	7.15	0.638	0.187	<0.003	0.03	17.5	0.174
39#0~20cm	6.93	0.541	0.449	<0.003	0.11	39.0	0.342
39#20~80cm	6.99	0.476	0.414	<0.003	0.10	37.2	0.323
40#0~20cm	7.35	0.577	0.125	0.005	0.27	5.8	0.234
40#20~80cm	7.41	0.571	0.141	0.004	0.22	5.5	0.229
41#0~20cm	7.05	6.876	0.101	<0.003	0.09	34.8	0.185
41#20~80cm	7.04	6.65	0.084	<0.003	0.09	34.6	0.185
42#0~20cm	6.80	1.60	0.195	<0.003	0.08	46.8	0.203

42#20~80cm	6.79	1.60	0.217	<0.003	0.08	40.3	0.205
43#0~20cm	4.78	0.590	0.522	<0.003	0.11	44.6	0.309
43#20~80cm	4.80	0.680	0.392	<0.003	0.012	39.9	0.288
44#0~20cm	6.47	0.252	0.125	<0.003	0.07	19.5	0.262
44#20~80cm	6.52	0.273	0.165	<0.003	0.06	17.0	0.254
45#0~20cm	6.31	0.408	0.068	<0.003	0.05	35.5	0.265
45#20~80cm	6.28	0.366	0.057	<0.003	0.06	35.2	0.253
46#0~20cm	6.69	1.66	0.114	<0.003	0.20	34.1	0.198
46#20~80cm	6.75	1.66	0.109	<0.003	0.16	32.3	0.200
47#0~20cm	7.17	0.302	0.325	<0.003	0.23	14.6	0.0762
47#20~80cm	7.15	0.303	0.33	<0.003	0.21	13.3	0.0709
48#0~20cm	7.41	0.798	0.217	<0.003	0.11	40.5	0.241
48#20~80cm	7.44	0.983	0.270	<0.003	0.12	36.6	0.239
49#0~20cm	8.27	11.8	0.311	0.006	0.02	14.0	0.153
49#20~80cm	8.25	10.7	0.327	0.006	0.02	13.5	0.145
50#0~20cm	7.59	0.471	0.090	<0.003	<0.01	37.0	0.0959
50#20~80cm	7.57	0.478	0.057	<0.003	<0.01	36.3	0.106
51#0~20cm	6.28	1.48	0.819	<0.003	<0.01	39.8	0.154
51#20~80cm	6.27	1.47	0.663	<0.003	<0.01	36.6	0.151

（3）评价结果

考虑到目前无包气带环境质量标准可参考，故本评价对包气带监测结果不做对标分析。本评价对照以上包气带监测点周围土壤环境质量，无明显异常，可见井区内现有工程未对占地范围内包气带造成污染影响，场地包气带基本维持原状。

5.3.4 声环境

5.3.4.1 污染源调查

本井区内各站场声环境影响评价范围内主要噪声源为分散居民点生活噪声、动物生活噪声、交通噪声，无其他声环境敏感区。根据现场调查，评价范围内无高噪声源分布，区域内居民生活噪声、动物生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

5.3.4.2 声环境现状调查与评价

根据石油天然气行业规范要求，新建井场选址将避开场镇、医院、学校等集中居住区或社会关注区域（500m），本井区内各站场声环境影响评价范围内除分散居民点生活噪声外，无其他声环境敏感区。

本评价根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2021）监测布点要求，在各新建站场代表声环境保护目标和集中环境敏感区处布设1个有监测点，共布设30个监测点。另外，为调查井区内现有工程声环境状况，在现有集气站和脱水站的场界和声环境保护目标均布设监测点，共布设11个点。

（1）布点情况

声环境监测布点情况见表5.3.4-1。

表5.3.4-1　本项目声环境监测布点情况一览表

编号	站场		监测点位	类型
N1	新建站场	自205H82	西侧最近敏感点-1#	环境噪声
N2		自205H92	北侧最近敏感点-2#	环境噪声
N3		自205H93	北侧最近敏感点-3#	环境噪声
N4		自205H95	东南侧最近敏感点-4#	环境噪声
N6		自205H70	东南侧最近敏感点-6#	环境噪声
N8		自205H91	西南侧最近敏感点-8#	环境噪声
N11		自205H87	西北侧最近敏感点-11#	环境噪声
N12		自215H4	东南侧最近敏感点-12#	环境噪声
N13		自205H56	东北侧最近敏感点-13#	环境噪声
N14		自205H71、自309	西侧最近敏感点-14#	环境噪声
N15		自205H73	东南侧最近敏感点-15#	环境噪声
N17		自205H64、自205H65	东北侧最近敏感点-17#	环境噪声
N18		自205H77	（集气站）最近敏感点-18#	环境噪声
N19		自205H74	（集气站）南侧最近敏感点-19#	环境噪声
N25		自205H81	西南侧最近敏感点-25#	环境噪声
N26		自205H85	北侧最近敏感点-26#	环境噪声
N27		自205H86	西南侧最近敏感点-27#	环境噪声
N28		自308	东北侧最近敏感点-28#	环境噪声
N30	现有工程	自205H69（拟建集气站）	（集气站）西南侧最近敏感点-30#	环境噪声
N31		自205H69	西南侧厂界-31#	厂界噪声
N32		自215H1集气站	西侧厂界-32#	厂界噪声
N33		自215H1集气站	西南侧最近敏感点-33#	环境噪声
N34		自215H1集气站	中心水池西北侧厂界-34#	厂界噪声
N35		自215H1集气站	中心水池西北侧最近敏感点-35#	环境噪声

N36		自215H3集气站	东北侧厂界-36#	厂界噪声
N37		自215H3集气站	东北侧最近敏感点-37#	环境噪声
N38		自215H3集气站	中心水池西北侧厂界-38#	厂界噪声
N39		自215H3集气站	中心水池西北侧最近敏感点-39#	环境噪声
	新建站场	自205H68	西北侧最近敏感点-5#	环境噪声
N7		自313	东北侧最近敏感点-7#	环境噪声
N9		自205H89	西南侧最近敏感点-9#	环境噪声
N10		自205H90	北侧最近敏感点-10#	环境噪声
N16		自20588	西南侧最近敏感点-16#	环境噪声
N20		自205H78、自311	西侧最近敏感点-20#	环境噪声
N21		自205H79	东南侧最近敏感点-21#	环境噪声
N22		自205H80	西北侧最近敏感点-22#	环境噪声
N23		自205H83	西南侧最近敏感点-23#	环境噪声
N24		自205H84、自312	南侧最近敏感点-24#	环境噪声
N29		自310	西北侧最近敏感点-29#	环境噪声
N40	现有工程	自205脱水站	北侧厂界-40#	厂界噪声
N41		自205脱水站	北侧最近敏感点-41#	环境噪声

（2）监测项目：等效声级 L_{Aeq}。

（3）监测时间和频次

监测时间：2023年12月19日~2023年12月20日；2023年12月20日~2023年12月22日。

监测频次：昼、夜各一次，连续2天。

（4）评价标准

本项目处于农村区域，新建站场和现有工程环境敏感点处声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求，现有工程场界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

（5）评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

（6）监测结果及评价

区域声环境现状监测值和评价结果见表5.3.4-2，现有工程厂界噪声监测结果见表5.3.4-3。

表 5.3.4-2　新建站场噪声监测结果

编号	监测点位	监测时间、时段及结果[dB(A)]				标准值[dB(A)]		达标情况	
		2023 年 12 月 19 日		2023 年 12 月 20 日					
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
N1	自 205H82 平台西侧最近敏感点-1#	45	39	43	41	60	50	达标	达标
N2	自 205H92 平台北侧最近敏感点- 2#	46	42	43	40	60	50	达标	达标
N3	自 205H93 平台北侧最近敏感点- 3#	46	40	42	42	60	50	达标	达标
N4	自 205H95 平台东南侧最近敏感点-4#	45	40	44	40	60	50	达标	达标
N5	自 205H68 平台西北侧最近敏感点- 5#	40	46	44	49	60	50	达标	达标
N6	自 205H70 平台东南侧最近敏感点- 6#	42	40	44	40	60	50	达标	达标
N7	自 313 平台东北侧最近敏感点- 7#	41	46	45	45	60	50	达标	达标
N8	自 205H91 平台西南侧最近敏感点- 8#	43	42	44	40	60	50	达标	达标
N9	自 205H89 平台西南侧最近敏感点- 9#	40	52	41	52	60	50	达标	达标
N10	自 205H90 平台北侧最近敏感点- 10#	41	44	42	43	60	50	达标	达标
N11	自 205H87 平台西北侧最近敏感点- 11#	46	39	42	41	60	50	达标	达标
N12	自 215H4 平台东南侧最近敏感点-12#	41	40	41	42	60	50	达标	达标
N13	自 205H56 平台东北侧最近敏感点- 13#	41	40	42	41	60	50	达标	达标
N14	自 205H71、自 309 平台西侧最近敏感点- 14#	45	38	44	41	60	50	达标	达标
N15	自 205H73 平台东南侧最近敏感点- 15#	46	40	44	41	60	50	达标	达标
N16	自 20588 平台西南侧最近敏感点-16#	43	46	41	44	60	50	达标	达标
N17	自 205H64、自 205H65 平台东北侧最近敏感点-17#	58	39	57	54	60	50	达标	达标
N18	自 205H77 平台（集气站）最近敏感点-18#	44	39	45	40	60	50	达标	达标
N19	自 205H74 平台（集气站）南侧最近敏感点- 19#	43	40	42	40	60	50	达标	达标
N20	自 205H78、自 311 平台西	42	46	42	46	60	50	达标	达标

编号	监测点位	监测时间、时段及结果[dB(A)]				标准值[dB(A)]		达标情况	
		2023年12月19日		2023年12月20日					
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
	侧最近敏感点-20#								
N21	自205H79平台东南侧最近敏感点-21#	41	46	43	46	60	50	达标	达标
N22	自205H80平台西北侧最近敏感点-22#	40	46	42	47	60	50	达标	达标
N23	自205H83平台西南侧最近敏感点-23#	40	45	46	45	60	50	达标	达标
N24	自205H84、自312平台南侧最近敏感点-24#	40	45	42	46	60	50	达标	达标
N25	自205H81平台西南侧最近敏感点-25#	44	38	43	41	60	50	达标	达标
N26	自205H85平台北侧最近敏感点-26#	43	39	42	41	60	50	达标	达标
N27	自205H86平台西南侧最近敏感点-27#	43	41	43	41	60	50	达标	达标
N28	自308平台东北侧最近敏感点-28#	28	39	44	41	60	50	达标	达标
N29	自310平台西北侧最近敏感点-29#	41	47	46	45	60	50	达标	达标
注：执行标准为《声环境质量标准》(GB3096-2008)的2类标准									

表5.3.4-3　现有工程噪声监测结果

编号	监测点位	监测时间、时段及结果[dB(A)]				标准值[dB(A)]		达标情况	
		2023年12月20日		2023年12月21日					
		夜间	昼间	夜间	昼间	昼间	夜间	昼间	夜间
N40	自205脱水站北侧厂界-40#	41	46	41	43	60	50	达标	达标
N41	自205脱水站北侧最近敏感点-41#	40	46	44	49	60	50	达标	达标
N30	自205H69平台（集气站）西南侧最近敏感点-30#	46	41	46	41	60	50	达标	达标
N31	自205H69平台西南侧厂界-31#	46	41	44	40	60	50	达标	达标
N32	自215H1集气站西侧厂界-32#	43	42	43	41	60	50	达标	达标
N33	自215H1集气站西南侧最近敏感点-33#	42	42	42	41	60	50	达标	达标
N34	自215H1集气站-中心水池西北侧厂界-34#	43	42	39	41	60	50	达标	达标

编号	监测点位	监测时间、时段及结果[dB(A)]				标准值[dB(A)]		达标情况	
		2023年12月20日		2023年12月21日					
		夜间	昼间	夜间	昼间	昼间	夜间	昼间	夜间
N35	自215H1集气站-中心水池西北侧最近敏感点-35#	41	42	41	41	60	50	达标	达标
N36	自215H3集气站东北侧厂界-36#	38	41	35	42	60	50	达标	达标
N37	自215H3集气站东北侧最近敏感点-37#	41	39	40	42	60	50	达标	达标
N38	自215H3集气站-中心水池西北侧厂界-38#	39	41	38	41	60	50	达标	达标
N39	自215H3集气站-中心水池西北侧最近敏感点-39#	40	39	40	41	60	50	达标	达标
注：执行标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准									

从上表可以看出，本项目拟建站场和现有站场周边敏感点处昼、夜间环境噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准要求。项目所在区域敏感目标噪声现状值均达到相关标准，表明项目拟建区域声环境质量良好。

现有站场厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

5.3.6 土壤环境

5.3.6.1 区域土壤类型及理化性质调查

（1）区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询结果，项目所在区域内主要分布有中性紫色土、石灰性紫色土、水稻土、渗育水稻土、黄壤五种土壤类型，井区内土壤类型如下图：

***

图5.3.6-1　井区内土壤类型图

（2）土壤理化特性调查

根据《中国土壤数据库》查询，项目所在区域分布的中性紫色土、石灰性紫色土、水稻土、渗育水稻土、黄壤。

中性紫色土：该土种成土母质主要由侏罗系沙溪庙组紫色砂泥岩风化的坡积物发育而成。剖面为A-B-C型，呈灰棕-棕紫色。土层厚100cm左右，耕层22cm左右，结构良好，多为粘壤土质地，pH值为7.0左右．除全钾含量较高外，有机质、全氮、全磷以及速效养分含量不高，微量元素中钼、硼较缺乏。土壤胶体品质较好、保蓄能力较强，耕层阳离子交换量为22.38cmol^{+}/kg。该土种土层深厚，质地适中，结构好，好种好耕。土壤水、肥、气、热较为协调，久晴不开裂，久雨不化脓，保肥力较强。但速效养分含量不高，土壤水分状况在川东和川南有一定差异：州东耐干耐湿，作物前期出苗生长齐整、健壮，中期稳定，后期不脱肥；在川南则表现为耐干怕涝。该土种宜种性广，除种粮食作物如小麦、玉米、甘薯外，还盛产经济作物如甘蔗、麻类、蔬菜、柑桔等，全年亩产粮食800kg，甘蔗5000～8000kg。在改良利用上应注意增加投入，提高土壤有机质和养分含量；实行配方施肥，确保土壤养分平衡供应，实现高产再高产。

石灰性紫色土：该土种母质为白垩纪城墙岩群紫色泥岩风化残积物。剖面为A11-C 型。土体厚度多在50cm以下，土壤发育弱，层次分异不明显。通体砾石含量高，达20％--25％，质地多为粘壤土。全剖面石灰反应强烈，碳酸钙含量8％左右。土壤pH7.3-8.1，呈微碱 性反应。阳离子交换量15--18me/100g土。据15个剖面样分析结果统计：A11层有机质含 量0.75％，全氮0.058％，碱解氮41ppm，速效磷3ppm，速效钾72ppm。有效微量元素含量（n＝6）：锌0.5ppm，铜0.4ppm，硼0.1ppm，钼0.1ppm，铁3ppm，锰8ppm。该土种分布在丘坡顶部，冲刷严重，土层浅薄，群众称“楼板土”，土壤养分贫乏，保水保肥能力差，前期供肥快，后劲差，宜种作物少，主要种植豌豆、甘薯、花生等耐瘠耐旱作物。常年粮食亩产300--350kg。改良利用上应整治坡面水系，改坡地为梯地，种草植树，实行工程与生物措施相结合，改善生态环境，涵养水源，提高抗旱能力。种植绿肥，增施有机肥和速效氮磷肥，改善土壤结构，培肥地力，提高土壤供肥能力；根据不同作物补施微肥，提高作物产量。

渗育水稻土：该土种成土母质主要由三迭系须家河组以及三迭系以上的老

岩层砂页岩风化物发育而成。土体厚70cm左右，所处位置海拔较高，气候冷凉、湿润、雾多，淋溶淀积作用明显，渗育层已有少量铁锰斑，剖面为A'-Pb-P型。土质粘重，质地多为壤质粘土至粉砂质粘土。pH值5.1-6.4，呈酸至微酸性。土壤养分除全磷偏少速效磷极缺外，其余均属中等或中上水平。有效微量元素锌、钼缺乏，有效硼极缺。该土种土体较厚，质地粘重板结，耕作困难。分布地区海拔高，气温低，土性冷凉，多为冬水田，有机物和养分分解转化慢，有效养分低，特别是磷、锌、硼、钼缺乏，不发小苗，也不发老苗，作物全期长势弱，水稻分蘖少而慢，种油菜易红叶，种小麦易发生湿害，作物产量较低。农业利用多为冬水田，部分为稻麦两熟，常年水稻亩产300-400kg，小麦亩产150 kg。在改良利用上应针对土壤僵、冷、酸的特点，多施热性有机肥料和碱性肥料，增施磷肥和锌肥，对酸性重的田块，可适量施用石灰；积极发展水利改冬水田为两季田，实行水旱轮作，扩大复种。

黄壤: 该土种成土母质主要由侏罗系和白垩系地层的砂岩、泥岩风化物经酸化黄化发育而成。以沙溪庙组紫红色泥岩、紫色砂岩和自流井组杂色泥岩、砂岩风化物居多。土体厚80cm左右，土体内含少量岩石碎屑（10%以下），多为少砾质砂质站壤土或粘壤土。全剖面呈黄棕色、灰黄色。酸性为主，少数微酸性，pH5.0-6.1。土壤层次分化明显，剖面为A-B-BC型。表层粒状或核状结构，疏松。心土层小块状夹粒状结构，稍紧实，有少量铁锰淀积。由于母质受水淋洗作用强烈，矿质养分淋失严重，各种养分含量偏低，尤其缺磷。微量元素中有效锌、钼不足。该土种土体深厚，沙粘适中，疏松好耕，宜耕期长，有较强的保水保肥能力,比较耐旱。但酸度高，土壤养分含量低，供肥力弱，作物全期生长差，特别背肥。粉砂粒含量较高，雨后表土易结壳，常造成作物“闭气”。宜种作物少，特产花生、生姜和地瓜。花生亩产150-200kg，生姜亩产2000-2500kg，尤其是出产的花生，品质好，出油率高，生吃细腻化渣，颇受群众欢迎。不宜种胡豆，不但产量低，而且煮不耙。一般为小麦-玉米（套甘薯）轮作，小麦亩产50-100kg，玉米亩产100-150kg，甘薯100～200kg。

为进一步了解本项目井区内各种土壤类型的理化性质，本次评价委托四川

省工业环境监测研究院于2023年12月对本项目井区井区内有代表性井场位置附近的土壤采样进行了理化性质分析，采样分析一次。根据平台分布及土壤类型，在代表性平台经常附近布置土壤理化性质监测点，确保每种土壤类型不少于1个点，具体监测情况见表5.3.6-1。

由表中土壤理化特性调查结果可知，区域土壤以红棕色轻壤土为主，无酸化或碱化现象。

表5.3.6-1　土壤理化特性调查结果表

调查日期	点位名称	检测项目	单位	检测结果
2023年12月14日	T1-自205H77柱状样1#	阳离子交换量	$cmol^+/kg$	20.4
		氧化还原电位	mV	502
		饱和导水率	mm/min	0.272
		颜色	/	红
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	43.4
		容重	g/cm^3	1.03
		砂砾含量	%	7
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月18日	T1-自205H74柱状样7#	阳离子交换量	$cmol^+/kg$	19.6
		氧化还原电位	mV	315
		饱和导水率	mm/min	0.285
		颜色	/	棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	47.5
		容重	g/cm^3	1.11
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月20日	T1-自205H69柱状样13#	阳离子交换量	$cmol^+/kg$	19.9
		氧化还原电位	mV	460
		饱和导水率	mm/min	0.284
		颜色	/	红棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	26.4
		容重	g/cm^3	1.01
		砂砾含量	%	6
		质地	/	砂土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H68柱状样19#	阳离子交换量	$cmol^+/kg$	19.9
		氧化还原电位	mV	440
		饱和导水率	mm/min	0.284
		颜色	/	红

		结构	/	团粒
		孔隙度	%	55.9
		容重	g/cm^3	1.11
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H90柱状样20#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.6
		氧化还原电位	mV	469
		饱和导水率	mm/min	0.297
		颜色	/	红
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	30.6
		容重	g/cm^3	1.15
		砂砾含量	%	7
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H87柱状样21#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.4
		氧化还原电位	mV	443
		饱和导水率	mm/min	0.282
		颜色	/	红
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	39.3
		容重	g/cm^3	1.08
		砂砾含量	%	7
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H4柱状样22#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.2
		氧化还原电位	mV	461
		饱和导水率	mm/min	0.272
		颜色	/	红
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	38.2
		容重	g/cm^3	1.05
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H73柱状样23#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.1
		氧化还原电位	mV	440
		饱和导水率	mm/min	0.294
		颜色	/	浅棕
		结构	/	块状
		孔隙度	%	48.7
		容重	g/cm^3	1.09
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年	T1-自205H65柱	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.3

12月19日	状样24#	氧化还原电位	mV	315
		饱和导水率	mm/min	0.293
		颜色	/	红棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	44.3
		容重	g/cm^3	1.02
		砂砾含量	%	10
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H80柱状样25#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.6
		氧化还原电位	mV	422
		饱和导水率	mm/min	0.273
		颜色	/	红
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	37.2
		容重	g/cm^3	1.20
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自205H83柱状样26#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.4
		氧化还原电位	mV	447
		饱和导水率	mm/min	0.273
		颜色	/	红
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	36.1
		容重	g/cm^3	1.19
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月20日	T1-自205H86柱状样27#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.0
		氧化还原电位	mV	452
		饱和导水率	mm/min	0.283
		颜色	/	红棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	44.5
		容重	g/cm^3	1.00
		砂砾含量	%	5
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自308柱状样28#	阳离子交换量	cmol$^+$/kg	20.3
		氧化还原电位	mV	317
		饱和导水率	mm/min	0.268
		颜色	/	红棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	44.4
		容重	g/cm^3	1.03
		砂砾含量	%	10

		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自308柱状样28#	阳离子交换量	$cmol^+/kg$	20.3
		氧化还原电位	mV	317
		饱和导水率	mm/min	0.268
		颜色	/	红棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	44.4
		容重	g/cm^3	1.03
		砂砾含量	%	10
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无
2023年12月19日	T1-自310柱状样29#	阳离子交换量	$cmol^+/kg$	19.8
		氧化还原电位	mV	453
		饱和导水率	mm/min	0.293
		颜色	/	红棕
		结构	/	团粒
		孔隙度	%	44.9
		容重	g/cm^3	1.12
		砂砾含量	%	10
		质地	/	壤土
		其他异物	/	无

5.3.6.2 影响源调查

根据现场调查，本项目周边土壤环境影响源主要为分散居民日常生活和耕地农田产生的土壤环境影响源。无其他重大污染性工矿企业分布。

根据现场调查，井区内在建平台无废水、固废外排，平台采取分区防渗，根据土壤环境现状监测，井区内在建平台土壤环境质量较好，未受到污染。

5.3.6.3 土壤环境现状评价

为调查本项目所在区域土壤环境质量现状，本次评价委托四川省工业环境监测研究院于2023年12月对本项目井区内各井场及周边土壤环境现状进行了监测，采样分析一次。

（1）监测布点

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）土壤环境现状监测要求“根据土壤环境影响类型、影响途径与占地范围及周边的土地利用类型、土壤类型，优化调整土壤环境现状监测点布设，整体数量应满足最高评价等级的检测点数要求”。本次评价在不同土壤类

型、不同土地利用类型均布设监测点，并考虑了土壤环境影响途径，共布设32个监测点。

另外，为了解井区内现有工程土壤环境质量，在现有集气站、脱水站布设监测点。

①新建站场

每个拟建采气站占地内设置1个柱状样点，共计11个柱状样点；每个新建集气站井场占地范围内设置4个柱状样点和1个表层样点，占地范围外设置2个表层样检测点，共21个柱状样点。

②现有工程

对区域内可能造成土壤环境影响的自215H1集气站、自205H3集气站和自205脱水站各设置1个表层样点，共计3个表层样点。

土壤环境监测布点见表5.3.6-2。

浩力环境

表 5.3.6-2　土壤环境监测布点情况

编号	站场		土壤类型	检测点位		检测因子
1#	新建集气站	自205H77集气站	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H77柱状样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
2#					T1-自205H77柱状样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
3#					T2-自205H77柱状样	
4#					T3-自205H77柱状样	
5#					T4-自205H77表层样	
6#				占地范围外（农用地）	T5-自205H77表层样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌
7#					T6-自205H77表层样	
8#		自205H74集气站	中性紫色土、渗育水稻土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H74柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
9#					T1-自205H74柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
10#					T2-自205H74柱状样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
11#					T3-自205H74柱状样	
12#					T4-自205H74表层样	
13#				占地范围外（农用地）	T5-自205H74表层样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌
14#					T6-自205H74表层样	
15#		自205H69集气站	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H69柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
16#					T1-自205H69柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
17#					T2-自205H69柱状样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
18#					T3-自205H69柱状样	
					T4-自205H69表层样	
				占地范围外（农用地）	T5-自205H69表层样	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量、镉、汞、砷、铅、总
					T6-自205H69表层样	

						铬、铜、镍、锌
19#	新建采气站	自205H68平台	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H68柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H68柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
20#		自205H90平台	水稻土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H90柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H90柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
21#		自205H87平台	渗育水稻土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H87柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H87柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
22#		自215H4平台	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H4柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H4柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
23#		自205H73平台	渗育水稻土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H4柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H4柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
24#		自205H65平台	石灰性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H65柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H65柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
25#		自205H80平台	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H80柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H80柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
26#		自205H83平台	渗育水稻土	占地范围内（建设用	T1-自205H83柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子

				地）	T1-自205H83柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
27#		自205H86平台	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	T1-自205H86柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自205H86柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
28#		自308平台	渗育水稻土	占地范围内（建设用地）	T1-自308柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自308柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
29#		自310平台	渗育水稻土	占地范围内（建设用地）	T1-自310柱状样（0~0.5m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、六价铬、钡、全盐量+45项基本因子
					T1-自310柱状样（0.5~1.5m、1.5~3m）	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量
30#	已建工程	自215H1集气站中心水池旁	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	表层样	pH、砷、六价铬、汞、氯离子、硫酸根、钡、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类*、石油烃（C_6-C_9）*
31#		自205H3集气站中心水池旁	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	表层样	pH、砷、六价铬、汞、氯离子、硫酸根、钡、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类*、石油烃（C_6-C_9）*
32#		自205脱水站储存池旁	中性紫色土	占地范围内（建设用地）	表层样	pH、砷、六价铬、汞、氯离子、硫酸根、钡、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类*、石油烃（C_6-C_9）*

2）检测因子

GB36600基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

GB15168基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：pH、氯离子、硫酸根、钡、全盐量、石油烃（C10-C40）、石油类、石油烃（C6-C9）。

（3）评价方法

土壤现状监测结果采用单顶污染指数法进行评价，公式如下：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i——第i种污染物的污染指数；

C_i——第i种污染物的实测浓度（mg/kg）；

S_i——第i种污染物的评价标准（mg/kg）。

4）评价标准

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的相关要求，本井区内井场内采样点选取《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类用地的筛选值标准进行评价，井场外农用地（5#、6#、11#、12#、17#、18#采样点）指标选取《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值作为标准进行评价。

（5）监测结果及评价

本项目土壤环境质量现状监测统计结果见表5.3.6-3~5.3.6-4。

表 5.3.6-3　建设用地土壤环境质量现状监测及评价结果

监测项目 / 监测点位		pH	标准值	S_{ij}	石油烃 C10-C40（mg/kg）			石油烃 C6-C9(mg/kg)		石油类（mg/kg）		砷（mg/kg）			六价铬（mg/kg）			汞（mg/kg）			硫酸根(g/kg)		氯化物(g/kg)		全盐量（g/kg）		钡（mg/kg）		
					监测值	标准	S_{ij}	监测值	标准	监测值	标准	监测值	标准值	S_{ij}	监测值	标准值	S_{ij}	监测值	标准值	S_{ij}	监测值	标准值	监测值	标准值	监测值	标准值	监测值	标准值	S_{ij}
1#自 205H77 柱状样	T1 上	6.92	/	/	23	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	2.00	60	0.033	1.2	5.7	0.211	0.044	38	0.0012	0.15	/	<0.014	/	0.66	/	328	8660	0.038
	T1 中	6.51	/	/	31	4500	0.007	<0.04	/	<4	/	2.18	60	0.036	1.4	5.7	0.246	0.039	38	0.0010	0.07	/	<0.014	/	0.98	/	315	8660	0.036
	T1 下	6.55	/	/	30	4500	0.007	<0.04	/	<4	/	1.69	60	0.028	1.5	5.7	0.263	0.053	38	0.0014	0.16	/	<0.014	/	1.06	/	417	8660	0.048
2#自 205H77 柱状样	T2 上	7.58	/	/	38	4500	0.008	<0.04	/	<4	/	2.83	60	0.047	1.5	5.7	0.263	0.039	38	0.0010	0.11	/	<0.014	/	1.33	/	187	8660	0.022
	T2 中	6.55	/	/	37	4500	0.008	<0.04	/	<4	/	2.45	60	0.041	1.4	5.7	0.246	0.041	38	0.0011	0.14	/	<0.014	/	1.64	/	260	8660	0.030
	T2 下	6.73	/	/	32	4500	0.007	<0.04	/	<4	/	2.43	60	0.041	1.5	5.7	0.263	0.047	38	0.0012	0.12	/	<0.014	/	1.42	/	249	8660	0.029
3#自 205H77 柱状样	T3 上	7.39	/	/	43	4500	0.010	<0.04	/	<4	/	3.41	60	0.057	2.4	5.7	0.421	0.075	38	0.0020	0.20	/	<0.014	/	1.05	/	307	8660	0.035
	T3 中	7.17	/	/	39	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	3.83	60	0.064	2.5	5.7	0.439	0.096	38	0.0025	0.14	/	<0.014	/	1.11	/	237	8660	0.027
	T3 下	7.31	/	/	43	4500	0.010	<0.04	/	<4	/	3.87	60	0.065	2.6	5.7	0.456	0.086	38	0.0023	0.12	/	<0.014	/	1.09	/	267	8660	0.031
4#自 205H77 表层样	T4	7.22	/	/	39	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	2.95	60	0.049	2.0	5.7	0.351	0.065	38	0.0017	0.44	/	0.078	/	0.97	/	225	8660	0.026
7#自 205H74 柱状样	T1 上	6.37	/	/	19	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	3.51	60	0.059	2.6	5.7	0.456	0.048	38	0.0013	0.15	/	<0.014	/	1.24	/	256	8660	0.030
	T1 中	6.97	/	/	19	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	3.54	60	0.059	1.7	5.7	0.298	0.047	38	0.0012	0.11	/	<0.014	/	1.75	/	223	8660	0.026
	T1 下	7.56	/	/	18	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	3.35	60	0.056	1.8	5.7	0.316	0.054	38	0.0014	0.19	/	<0.014	/	2.00	/	266	8660	0.031
8#自 205H74 柱状样	T2 上	6.00	/	/	17	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.72	60	0.045	1.8	5.7	0.316	0.053	38	0.0014	0.14	/	<0.014	/	0.96	/	668	8660	0.077
	T2 中	7.11	/	/	19	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.82	60	0.047	2.0	5.7	0.351	0.047	38	0.0012	0.19	/	<0.014	/	0.88	/	664	8660	0.077
	T2 下	7.30	/	/	20	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.38	60	0.040	2.2	5.7	0.386	0.043	38	0.0011	0.12	/	<0.014	/	1.03	/	669	8660	0.077
9#自 205H74 柱状样	T3 上	7.0	/	/	23	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	3.12	60	0.052	2.4	5.7	0.421	0.047	38	0.0012	0.25	/	0.096	/	1.34	/	312	8660	0.036
	T3 中	6.03	/	/	22	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	1.75	60	0.029	2.5	5.7	0.439	0.038	38	0.0010	0.29	/	0.124	/	1.66	/	310	8660	0.036
	T3 下	6.19	/	/	20	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.80	60	0.047	2.7	5.7	0.474	0.044	38	0.0012	0.33	/	0.092	/	1.88	/	255	8660	0.029
10#自 205H74 表层样	T4	7.20	/	/	12	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	8.06	60	0.134	1.6	5.7	0.281	0.029	38	0.0008	0.52	/	0.721	/	0.87	/	270	8660	0.031
13#自 205H69 柱状样	T1 上	6.60	/	/	23	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	2.44	60	0.041	2.1	5.7	0.368	0.017	38	0.0004	0.28	/	0.017	/	1.10	/	487	8660	0.056
	T1 中	6.45	/	/	18	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.52	60	0.042	2.0	5.7	0.351	0.024	38	0.0006	0.22	/	0.014	/	1.22	/	675	8660	0.078
	T1 下	6.90	/	/	17	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.40	60	0.040	2.4	5.7	0.421	0.017	38	0.0004	0.20	/	0.021	/	1.45	/	489	8660	0.056
14#自 205H69 柱状样	T2 上	6.69	/	/	18	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.49	60	0.042	1.8	5.7	0.316	0.018	38	0.0005	0.14	/	<0.014	/	0.89	/	435	8660	0.050
	T2 中	6.16	/	/	16	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.50	60	0.042	1.9	5.7	0.333	0.019	38	0.0005	0.09	/	<0.014	/	1.32	/	484	8660	0.056
	T2 下	6.31	/	/	11	4500	0.002	<0.04	/	<4	/	2.41	60	0.040	2.0	5.7	0.351	0.021	38	0.0006	0.14	/	<0.014	/	1.64	/	434	8660	0.050
15#自 205H69 柱状样	T3 上	7.26	/	/	22	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	3.12	60	0.052	2.5	5.7	0.439	0.194	38	0.0051	0.36	/	0.035	/	1.55	/	364	8660	0.042
	T3 中	6.99	/	/	19	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	3.15	60	0.053	2.1	5.7	0.368	0.191	38	0.0050	0.20	/	0.028	/	1.72	/	321	8660	0.037
	T3 下	6.29	/	/	<6	4500	/	<0.04	/	<4	/	3.10	60	0.052	2.5	5.7	0.439	0.131	38	0.0034	0.27	/	0.031	/	1.85	/	225	8660	0.026
16#自 205H69 表层样	T4	7.34	/	/	36	4500	0.008	<0.04	/	<4	/	2.32	60	0.039	1.8	5.7	0.316	0.021	38	0.0006	0.32	/	0.025	/	2.03	/	493	8660	0.057
19#自 205H68 柱状样	T1 上	6.51	/	/	26	4500	0.006	<0.04	/	<4	/	3.43	60	0.057	1.6	5.7	0.281	0.058	38	0.0015	0.30	/	0.014	/	0.94	/	352	8660	0.041
	T1 中	6.81	/	/	31	4500	0.007	<0.04	/	<4	/	3.46	60	0.058	1.6	5.7	0.281	0.062	38	0.0016	0.18	/	<0.014	/	1.03	/	493	8660	0.057
	T1 下	6.90	/	/	29	4500	0.006	<0.04	/	<4	/	3.35	60	0.056	2.0	5.7	0.351	0.067	38	0.0018	0.11	/	<0.014	/	1.07	/	396	8660	0.046
20#自 205H90 柱状样	T1 上	6.99	/	/	15	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	2.57	60	0.043	1.8	5.7	0.316	0.024	38	0.0006	0.11	/	<0.014	/	1.34	/	492	8660	0.057
	T1 中	6.99	/	/	14	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	2.62	60	0.044	1.9	5.7	0.333	0.021	38	0.0006	0.06	/	<0.014	/	1.21	/	352	8660	0.041
	T1 下	6.97	/	/	13	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	2.61	60	0.044	2.0	5.7	0.351	0.017	38	0.0004	0.13	/	<0.014	/	1.55	/	299	8660	0.035

监测项目 / 监测点位		pH	标准值	S_{ij}	石油烃 C10-C40（mg/kg）			石油烃 C6-C9(mg/kg)		石油类（mg/kg）		砷（mg/kg）			六价铬（mg/kg）			汞（mg/kg）			硫酸根(g/kg)		氯化物(g/kg)		全盐量（g/kg）		钡（mg/kg）		
					监测值	标准	S_{ij}	监测值	标准	监测值	标准	监测值	标准值	S_{ij}	监测值	标准值	S_{ij}	监测值	标准值	S_{ij}	监测值	标准值	监测值	标准值	监测值	标准值	监测值	标准值	S_{ij}
21#自 205H87 柱状样	T1 上	7.32	/	/	20	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.01	60	0.034	1.0	5.7	0.175	0..029	38	#VALUE!	0.15	/	<0.014	/	1.67	/	1020	8660	0.118
	T1 中	7.14	/	/	23	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	2.12	60	0.035	1.0	5.7	0.175	0.034	38	0.0009	0.13	/	<0.014	/	0.94	/	1010	8660	0.117
	T1 下	6.90	/	/	20	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.00	60	0.033	1.2	5.7	0.211	0.032	38	0.0008	0.07	/	<0.014	/	1.35	/	820	8660	0.095
22#自 205H4 柱状样	T1 上	6.10	/	/	30	4500	0.007	<0.04	/	<4	/	2.96	60	0.049	2.2	5.7	0.386	0.088	38	0.0023	0.32	/	0.021	/	2.06	/	368	8660	0.042
	T1 中	6.22	/	/	19	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.88	60	0.048	2.2	5.7	0.386	0.089	38	0.0023	0.27	/	0.021	/	1.34	/	489	8660	0.056
	T1 下	6.95	/	/	23	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	2.8	60	0.047	1.6	5.7	0.281	0.090	38	0.0024	0.43	/	0.017	/	1.92	/	495	8660	0.057
23#自 205H73 柱状样	T1 上	6.17	/	/	12	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	4.32	60	0.072	1.6	5.7	0.281	0.146	38	0.0038	0.24	/	0.035	/	1.14	/	342	8660	0.039
	T1 中	7.18	/	/	13	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	4.09	60	0.068	1.2	5.7	0.211	0.149	38	0.0039	0.33	/	0.040	/	1.36	/	436	8660	0.050
	T1 下	7.22	/	/	13	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	4.18	60	0.070	1.8	5.7	0.316	0.143	38	0.0038	0.36	/	0.028	/	1.05	/	352	8660	0.041
24#自 205H65 柱状样	T1 上	7.43	/	/	15	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	5.58	60	0.093	1.9	5.7	0.333	0.508	38	0.0134	0.27	/	0.045	/	0.96	/	369	8660	0.043
	T1 中	7.12	/	/	16	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	5.79	60	0.097	1.2	5.7	0.211	0.231	38	0.0061	0.34	/	0.049	/	1.33	/	354	8660	0.041
	T1 下	6.15	/	/	18	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	5.54	60	0.092	1.1	5.7	0.193	0.214	38	0.0056	0.37	/	0.035	/	1.67	/	545	8660	0.063
25#自 205H80 柱状样	T1 上	7.46	/	/	41	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	2.12	60	0.035	2.2	5.7	0.386	0.036	38	0.0009	0.20	/	<0.014	/	1.85	/	367	8660	0.042
	T1 中	7.29	/	/	36	4500	0.008	<0.04	/	<4	/	2.11	60	0.035	2.0	5.7	0.351	0.033	38	0.0009	0.21	/	<0.014	/	2.03	/	399	8660	0.046
	T1 下	6.52	/	/	29	4500	0.006	<0.04	/	<4	/	2.00	60	0.033	2.2	5.7	0.386	0.032	38	0.0008	0.18	/	<0.014	/	1.34	/	367	8660	0.042
26#自 205H83 柱状样	T1 上	7.36	/	/	15	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	1.93	60	0.032	<0.5	5.7	/	0.038	38	0.0010	0.23	/	<0.014	/	1.96	/	1460	8660	0.169
	T1 中	7.16	/	/	13	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	1.93	60	0.032	<0.5	5.7	/	0.030	38	0.0008	0.28	/	<0.014	/	1.36	/	551	8660	0.064
	T1 下	6.53	/	/	14	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	1.95	60	0.033	<0.5	5.7	/	0.037	38	0.0010	0.16	/	<0.014	/	1.55	/	1012	8660	0.117
27#自 205H86 柱状样	T1 上	6.68	/	/	20	4500	0.004	<0.04	/	<4	/	2.04	60	0.034	1.3	5.7	0.228	0.033	38	0.0009	0.23	/	<0.014	/	1.34	/	640	8660	0.074
	T1 中	7.36	/	/	22	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	1.97	60	0.033	1.4	5.7	0.246	0.035	38	0.0009	0.26	/	<0.014	/	1.14	/	537	8660	0.062
	T1 下	6.35	/	/	22	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	1.91	60	0.032	1.3	5.7	0.228	0.033	38	0.0009	0.17	/	<0.014	/	1.05	/	603	8660	0.070
28#自 308 柱状样	T1 上	6.64	/	/	14	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	4.16	60	0.069	<0.5	5.7	/	0.030	38	0.0008	0.22	/	<0.014	/	1.36	/	475	8660	0.055
	T1 中	6.22	/	/	13	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	4.09	60	0.068	<0.5	5.7	/	0.029	38	0.0008	0.12	/	<0.014	/	1.67	/	372	8660	0.043
	T1 下	6.02	/	/	14	4500	0.003	<0.04	/	<4	/	3.96	60	0.066	<0.5	5.7	/	0.032	38	0.0008	0.14	/	<0.014	/	1.95	/	226	8660	0.026
29#自 310 柱状样	T1 上	7.24	/	/	42	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	3.16	60	0.053	<0.5	5.7	/	0.068	38	0.0018	0.19	/	<0.014	/	1.52	/	262	8660	0.030
	T1 中	6.65	/	/	41	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	3.07	60	0.051	<0.5	5.7	/	0.073	38	0.0019	0.22	/	<0.014	/	1.63	/	229	8660	0.026
	T1 下	6.89	/	/	41	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	2.85	60	0.048	<0.5	5.7	/	0.069	38	0.0018	0.21	/	<0.014	/	1.87	/	259	8660	0.030
30#自 215H1 集气站	T1	6.31	/	/	66	4500	0.015	<0.04	/	<4	/	2.23	60	0.037	1.6	5.7	0.281	0.032	38	0.0008	0.44	/	0.017	/	0.93	/	1900	8660	0.219
31#自 205H3 集气站	T1	6.09	/	/	21	4500	0.005	<0.04	/	<4	/	1.67	60	0.028	1.4	5.7	0.246	0.026	38	0.0007	0.14	/	<0.014	/	1.74	/	357	8660	0.041
32#自 205 脱水站	T1	7.27	/	/	41	4500	0.009	<0.04	/	<4	/	3.72	60	0.062	1.5	5.7	0.263	0.026	38	0.0007	0.25	/	0.040	/	1.48	/	807	8660	0.093

续表 5.3.6-3　建设用地土壤环境质量现状监测及评价结果

监测项目		单位	标准值	24#自 205H65 柱状样		25#自 205H80 柱状样		26#自 205H83 柱状样		27#自 205H86 柱状样		28#自 308 柱状样		29#自 310 柱状样	
				监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)
镉		mg/kg	65	0.2	0.003	0.2	0.003	0.2	0.003	0.26	0.004	0.28	0.004	0.48	0.007
铜		mg/kg	18000	21	0.001	19	0.001	19	0.001	22	0.001	27	0.002	16	0.001
铅		mg/kg	800	29.7	0.037	25.6	0.032	27.3	0.034	26.4	0.033	26.9	0.034	27.5	0.034
镍		mg/kg	900	45	0.050	43	0.048	41	0.046	45	0.050	53	0.059	30	0.033
挥发性	氯甲烷	mg/kg	37	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/

监测项目		单位	标准值	24#自 205H65 柱状样		25#自 205H80 柱状样		26#自 205H83 柱状样		27#自 205H86 柱状样		28#自 308 柱状样		29#自 310 柱状样	
				监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)	监测值	S_{ij}(无量纲)
有机物	氯乙烯	mg/kg	0.43	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/
	1,1-二氯乙烯	mg/kg	12	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/	$<1.0\times10^{-3}$	/
	二氯甲烷	mg/kg	616	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/
	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/
	1,1-二氯乙烷	mg/kg	66	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/
	氯仿	mg/kg	0.9	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/
	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/
	四氯化碳	mg/kg	2.8	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/
	苯	mg/kg	4	$<1.9\times10^{-3}$	/	$<1.9\times10^{-3}$	/	$<1.9\times10^{-3}$	/	$<1.9\times10^{-3}$	/	$<1.9\times10^{-3}$	/	$<1.9\times10^{-3}$	/
	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/
	三氯乙烯	mg/kg	2.8	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/
	甲苯	mg/kg	1200	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/	$<1.3\times10^{-3}$	/
	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	四氯乙烯	mg/kg	53	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/	$<1.4\times10^{-3}$	/
	氯苯	mg/kg	270	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	乙苯	mg/kg	28	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	间,对-二甲苯	mg/kg	570	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	邻-二甲苯	mg/kg	640	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	苯乙烯	mg/kg	1290	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/	$<1.1\times10^{-3}$	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/	$<1.2\times10^{-3}$	/
	1,4-二氯苯	mg/kg	20	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/
	1,2-二氯苯	mg/kg	560	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/	$<1.5\times10^{-3}$	/
半挥发性有机物	苯胺	mg/kg	260	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/	<0.04	/
	2-氯苯酚	mg/kg	2256	<0.06	/	<0.06	/	<0.06	/	<0.06	/	<0.06	/	<0.06	/
	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/
	萘	mg/kg	70	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/
	苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/
	䓛	mg/kg	1293	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	/	<0.2	/	<0.2	/	<0.2	/	<0.2	/	<0.2	/
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/
	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/
	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/
	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/

表 5.6.3-4　农用地土壤环境质量现状监测及评价结果

监测项目	单位	5#自 205H77 表层样（旱地）			6#自 205H77 表层样（旱地）			11#自 205H74 表层样（旱地）			12#自 205H74 表层样（旱地）			17#自 205H69 表层样（旱地）			18#自 205H69 表层样（旱地）		
		监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)
pH	无量纲	7.11	/	/	6.68	/	/	7.36	/	/	6.54	/	/	6.28	/	/	6.67	/	/
砷	mg/kg	3.65	30	0.122	3.02	40	0.076	3.09	30	0.103	5.64	40	0.141	2.63	40	0.066	2.51	40	0.063
镉	mg/kg	0.25	0.3	0.83	0.11	0.3	0.37	0.16	0.3	0.533	0.17	0.3	0.567	0.08	0.3	0.267	0.08	0.3	0.267
铬	mg/kg	96	200	0.480	96	150	0.640	97	200	0.485	102	150	0.680	98	150	0.653	91	150	0.607

监测项目	单位	5#自 205H77 表层样（旱地）			6#自 205H77 表层样（旱地）			11#自 205H74 表层样（旱地）			12#自 205H74 表层样（旱地）			17#自 205H69 表层样（旱地）			18#自 205H69 表层样（旱地）		
		监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)	监测值	标准值	S_{ij}(无量纲)
六价铬	mg/kg	2.1	3.0	0.700	2.2	3.0	0.733	2.8	3.0	0.933	1.9	3.0	0.633	1.5	3.0	0.500	1.6	3.0	0.533
铜	mg/kg	28	100	0.280	30	50	0.600	22	100	0.220	33	50	0.660	20	50	0.400	20	50	0.400
铅	mg/kg	25.9	120	0.216	24.2	90	0.269	25.9	120	0.216	33.9	90	0.377	24.2	90	0.269	30.3	90	0.337
汞	mg/kg	0.087	2.4	0.036	0.078	1.8	0.043	0.046	2.4	0.019	0.068	1.8	0.038	0.025	1.8	0.014	0.024	1.8	0.013
镍	mg/kg	76	100	0.760	78	100	0.78	77	100	0.770	81	100	0.81	37	70	0.529	38	70	0.543
锌	mg/kg	88	250	0.352	94	200	0.470	80	250	0.320	82	200	0.410	82	200	0.410	79	200	0.395
氯离子	g/kg	0.073	/	/	<0.014	/	/	<0.014	/	/	<0.014	/	/	0.031	/	/	0.021	/	/
硫酸根	g/kg	0.15	/	/	0.37	/	/	0.14	/	/	0.23	/	/	0.25	/	/	0.28	/	/
钡	mg/kg	207	2766	0.075	241	2766	0.087	321	2766	0.116	228	2766	0.082	398	2766	0.144	441	2766	0.159
全盐量	g/kg	1.34	/	/	1.64	/	/	1.96	/	/	2.03	/	/	1.66	/	/	1.94	/	/
石油烃（C_6-C_9）	mg/kg	<0.04	/	/	<0.04	/	/	<0.04	/	/	<0.04	/	/	<0.04	/	/	<0.04	/	/
石油类*	mg/kg	<4	/	/	<4	/	/	<4	/	/	<4	/	/	<4	/	/	<4	/	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	103	826	0.125	29	826	0.035	20	826	0.024	16	826	0.019	17	826	0.021	8	826	0.010

备注：①氯离子、硫酸根、全盐量、石油烃（C_6-C_9）和石油类无参照标准的只给出现状监测值；

②农用地石油烃（C_{10}-C_{40}）和六价铬参考第一类建设用地筛选值。

根据土壤现状监测统计结果表5.3.6-3~5.3.6-4，可知本项目各监测点土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值要求；5#、6#、11#、12#、17#、18#六个采样点监测指标中铬、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 （试行）》(GB15618-2018)筛选值要求。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

浩力环境

6 环境影响预测与评价

6.1 生态环境影响分析

6.1.1 对土地利用的影响

按照工程布置，工程总占地面积303.87hm²，包括永久占地33.2hm²、临时占地270.67hm²。占地类型为耕地、园地、林地、交通运输用地和水域及水利设施用地。

永久占地面积为33.20hm²，占评价范围的0.27%，主要占地类型为耕地和园地，占地面积分别为25.72hm²、4.60hm²，分别占永久占地的77.47%、13.84%。永久占地面积占用非常小，不会造成井区范围内的土地利用结构造成较大改变。

临时占地面积为270.67hm²，占评价范围的2.23%，主要占地类型为耕地和林地，占地面积分别为201hm²、44.63hm²，分别占临时占地的74.27%、16.49%，但占评价区同类型面积非常小；其他用地占地更小。临时占地对土地利用的影响虽然也直接表现在改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生改变，但是这种影响是暂时的，随着施工期结束及采取的恢复措施，临时占地范围内除管道线路中心线两侧各5m范围内27.089 hm²林地和13.979 hm²经济林外合计占评价范围0.34%的土地不能恢复为原有类型，其他类型的土地利用现状能够得以恢复。总体来看，项目临时占地不会造成井区范围内的土地利用结构造成较大改变。

表 3.1-1 本工程占用土地利用类型情况表

土地利用分类		项目占地			
一级类	二级类	永久占地		临时占地	
		面积（hm²）	占比（%）	面积（hm²）	占比（%）
01 耕地	0101 水田	5.68	17.10	66.50	24.57
	0103 旱地	20.04	60.37	134.50	49.70
02 园地	0201 果园	3.72	11.20	11.41	4.22
	0204 其他园地	0.88	2.65	7.05	2.61
03 林地	0301 乔木林地	0.26	0.78	6.43	2.38
	0302 竹林地	1.99	6.00	37.21	13.75
	0305 灌木林地	0.32	0.96	0.99	0.37
10 交通运输用地		0.09	0.28	2.45	0.91

11 水域及水利设施用地	0.22	0.66	4.09	1.51
总计	33.2	100	270.67	100

6.1.2 对陆生生态的影响

6.1.2.1 对植被及植物资源的影响

6.1.2.1.1 施工期对植被及植物资源的影响

1、对植被类型的影响

本项目工程直接占地区域总占地面积303.87hm²，包括永久占地33.2hm²、临时占地270.67hm²。根据在工程直接占地区域附近设置的样方3、样方4、样方5、样方8、样方10、样方11、样方13、样方15、样方16、样方20的调查结果，结合区域高分遥感数据、DEM数据等对评价范围的植被类型进行目视解译，占地类型主要有森林、灌丛、农业植被及无植被地段。

永久占地中占地面积最大的植被类型为农业植被，主要为水稻、玉米，占地面积为25.72hm²，占永久占地面积的77.47%；其次为柑橘，占地面积为3.72hm²，占永久占地面积的11.20%；森林植被中竹林里慈竹的占地面积最大，占地面积为1.79 hm²，占永久占地面积的5.39%，其他植被类型占地面积较小。

临时占地中占地面积最大的植被类型为农业植被，主要为水稻、玉米，占地面积为203.77hm²，占永久占地面积的74.44%；其次为森林植被中竹林里慈竹的占地面积最大，占地面积为22.22hm²，占永久占地面积的8.12%；麻竹的占地面积为15.31hm²，占永久占地面积的5.59%，其他植被类型占地面积较小。

由于本工程占地面积不大，且区域已存在一定的人为干扰，多为适应性较强物种，在加强宣传教育活动，加强施工监理，在施工前划定施工范围，规范施工人员活动等措施得到落实后，人为干扰对植物及植被的影响较小。总体来看，项目施工不会对植被及植物资源造成较大影响。

表6.1.2-1　本工程占用植被类型情况表

植被型组	植被型	群系	工程占用情况			
			永久占地		临时占地	
			面积（hm²）	占比（%）	面积（hm²）	占比（%）
森林	常绿针叶林	马尾松群系	/	/	3.88	1.42

	常绿阔叶林	桉树群系	0.26	0.78	2.56	0.93
	竹林	慈竹群系	1.79	5.39	22.22	8.12
		麻竹群系	0.20	0.60	15.31	5.59
灌丛	落叶阔叶灌丛	构树群系	0.32	0.96	0.98	0.36
农业植被		水稻、玉米	25.72	25.72	77.47	203.77
		柑橘	3.72	3.72	11.20	11.41
		花椒	0.88	0.88	2.65	7.05
无植被地段			0.31	0.94	6.58	2.40
总计			33.20	100.00	270.67	100.00

2、对植物多样性的影响

项目施工期管线施工作业会造成占地范围内的植被损失，对植物多样性产生一定影响。施工占用部分动物生境，施工活动会对周边的动物产生干对周边动物多样性造成一定影响。

施工期施工作业占地211.814hm^2，占评价区面积的2.53%，占地面积较小；占地范围内的植被将全部清除，造成生物损失量为6356.76t，占评价区总生物量的4.60%。评价区植物损失量较小，对评价区植物资源的影响较小；经现场调查，占地范围内未发现重点保护植物分布，占地范围内的植被类型为均为周边常见植被，施工不会导致评价区的植被类型减少。因此，施工期对植物多样性的影响较小。同时，由于管线施工属于临时占地，随着施工完成，临时占地将采取相应的植被恢复措施，工程建成之后会使植被在一定时间内得到恢复。本项目施工期对植被造成的损失量较小，且占用植被类型均为常见物种，在施工结束后采取相应的植被恢复措施，对植物多样性的影响较小。

3、对植被生物量的影响

项目施工占地使植被生物量减少和丧失是工程产生的主要的负面影响之一。由下表可知，项目施工将使得评价范围内生物量减少6356.76 t，占评价区总生物量的4.60%，占比较小。施工临时占地是短期的、可恢复的，随着施工活动的结束，临时占地则会通过植被恢复等措施，可有效减缓工程占地对植被生物量的影响。总的看来，工程实施对评价范围内的植被生物量的影响非常小，在采取科学措施的前提下对整个评价区内自然生态系统体系仍属于可以承受的范围。

表 6.1.2-2　占地范围生物量损失量统计表

类型	平均单位面积生物量（t/hm²）	占地面积（hm²）	损失生物量（t）
森林	103.23	46.22	4770.95
灌丛	13.47	1.30	17.49
草丛	1.53	0.00	0.00
农业植被	6.21	252.55	1568.32
无植被地段	0	6.89	0.00
合计	/	306.958	6356.76

4、对植被生产力的影响

项目施工占地使植被生产力减少是工程产生的主要的负面影响之一。由下表可知，项目施工将使得评价范围内生产力将减少 2287.69t/a，占评价区总生产力的 2.73%，占比较小。施工临时占地是短期的、可恢复的，随着施工活动的结束，临时占地则会通过植被恢复等措施，可有效减缓工程占地对植被生产力的影响。总的看来，工程实施对评价范围内的植被生产力的影响非常小，在采取科学措施的前提下对整个评价区内自然生态系统体系仍属于可以承受的范围。

表 6.1.2-3　评价范围生产力损失量统计表

类型	单位面积生产力（t/hm²·a）	占地面积（hm²）	损失生产力（t/a）
森林	8.37	46.22	386.83
灌丛	5.2	1.30	6.75
草丛	4.9	0.00	0.00
农业植被	7.5	252.55	1894.10
无植被地段	0	6.89	0.00
合计	/	306.958	2287.69

5、对植物重要物种的影响

根据现场调查访问及林业局相关资料查阅，项目施工占地范围内未见重点保护野生植物、易危种及特有种植物分布。工程施工过程中必须严格控制施工作业带宽度，减小扰动范围，施工过程中一旦发现保护植物，需立即告知当地林业部门，并在林业部门的指导下采取合理的保护措施。

6、对天然林、公益林的影响

本项目评价范围内有天然林 0.66hm²，国家二级公益林 251.03hm²，地方公益林 6.45hm²，公益林类型均为水土保持林。项目新建管线未穿越天然林。

项目新建管线穿越国家二级公益林长度为3000m，占地面积为3.00hm^2；未占用地方公益林、天然林。林地树种均为常见树种，在项目周边呈条带状分布。本项目对国家二级公益林、公益林占用均为临时占地，占用的面积较小，占用植被类型在周边广泛分布，项目不会导致区域内林地的水土保持和水源涵养功能下降，通过采取施工优化措施和补偿可进一步降低对占用公益林生态影响。因此，本项目建设不占用天然林，对公益林的影响较小，不会改变其生态功能。

7、植物入侵的风险分析

评价区外来物种个体较多的为小蓬草和喜旱莲子草，其余外来物种鬼针草、商陆零星分布于农田附近以及林地当中，个体数量不大，未形成单一优势群落，对当地的生态系统和物种尚未发现产生不利影响。再加上生态入侵本身属于人为可控，只要严格检查外来人员及车辆，防范外来种的带入，可大幅降低生态入侵发生的概率。因此，本项目建设基本不会对评价区带来生态入侵的不利影响。

6.1.2.1.2 营运期对植被及植物资源的影响

1、占地对植被及植物的影响

营运期管道线路中心线两侧的林地将被草本层植被替代，其中有27.089 hm^{2}林地和13.979 hm^{2}经济林，合计占评价范围0.34%，损失的生物量为2984.69t。项目投入运营后，临时占地范围内的植被将被恢复，林地损失按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。对在项目施工临时占用地上无法恢复的森林植被，可以进行异地补偿，如管道中心线两侧5米范围损失的森林植被，补偿标准可以参照国家森林和林地相关法律和规章。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。因此，施工期其他临时占地在运行期进行植被恢复，损失的森林植被通过补偿措施将不会对区域植被造成较大影响。

2、管道运行影响

管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式，正常输气过程中，管道

对地表植被无不良影响。

3、采气站/集气增压站运行影响

项目运营期站场对植被主要的影响体现在井场天然气放喷及火炬排放放空时产生的热辐射及SO2等特征污染物等对植被的影响。项目放喷坑、放空管均设于远离周边植被丰富区域，对植被影响较小。根据刘志宏《某大型天然气净化厂SO2排放对区域农作物的影响预测研究》一文的研究结果可知，“气田区域重要粮食作物水稻的产量未受气田运营期外排SO2影响而减产”。评价区的主要农业植被同为水稻，因此，井场天然气放喷及火炬排放不会对农作物的产量产生影响，对农作物的影响较小。

6.1.2.2 对野生动物资源的影响

6.1.2.1.1 施工期对野生动物资源的影响

本项目工程施工对周边的生态环境造成一定的不利影响，不可避免会破坏和改变周边的自然生境类型和景观类型，会直接影响动物的迁移、觅食、交偶等活动，恶化动物生境的生态环境。施工期对野生动物的影响还表现在施工噪声、灯光及人员活动等，会惊扰野生动物，可能会造成野生动物迁移到工程影响区以外相似的生境；如夜间施工，灯光的照射也会影响动物的生存环境，给它们带来不利影响。

1、对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在2个方面：人为活动增加以及施工机械噪音会惊吓、干扰一些鸟类，施工占地对栖息环境的直接破坏。首先，工程占地对乔木林、灌木林的破坏，会导致原本栖息于此的鸟类失去栖息场所，转移到其他乔木林、灌木丛栖息、繁衍。其次，鸟类对声音极其敏感，施工期间的噪声影响包括施工人员噪声及机械噪声影响，这些噪声会导致鸟类觅食、活动时避开施工区域，转移到其他区域范围内活动。但鸟类能凭借自身的飞翔能力离开施工影响区域，寻找适宜的栖息地。只要施工过程没有影响到鸟类集中的栖息或繁殖地，就不会影响公路沿线鸟类种群及其长期生存繁衍的环境。施工活动对于伴人活动的一些鸟类，如白鹡鸰、白头鹎、麻雀数量可能会有所增加；

而对于其他鸟类可能会产生干扰，导致影响区内对环境较敏感的鸟类的数量减少。夜间施工，灯光的照射会影响夜行性鸟类的活动，给它们带来不利影响。

施工期，人为活动、施工噪声、灯光等会惊吓干扰上述保护鸟类，鸟类会暂时避绕到影响区外觅食，由于大部分鸟类活动能力与范围较广，工程施工区域只占鸟类活动和栖息场所的很小一部分，对大多数鸟类的栖息环境和食物数量不会产生明显的影响，故施工期对鸟类的影响较小。

2、对哺乳动物的影响

本项目工程对哺乳动物的影响主要体现在三个方面，即工程占地破坏部分哺乳动物的栖息环境、管线施工阻隔部分哺乳动物的移动通道、人为活动干扰哺乳动物分布范围。首先，对于工程占地对哺乳动物栖息地的破坏，主要体现在对小型哺乳动物的影响，如占地范围内的巢穴会被直接破坏，占地对植被的破坏导致哺乳动物栖息环境直接改变。其次，管线施工的阻隔作用会导致部分小型哺乳动物暂时失去迁移行走的通道，对于活动能力较弱的哺乳动物，会无法跨越施工场地。夜间施工，灯光的照射会影响哺乳动物的夜间活动，给它们带来不利影响。最后，因施工范围内施工人员的增加，导致区域范围内人为活动频繁，限制了部分哺乳动物的活动范围缩小，或迫使活动范围转移，同时也增加了对哺乳动物滥捕乱猎发生的概率。

经现场调查及查阅相关资料，评价区的生境相似，所记录的哺乳动物多为小型哺乳动物，以啮齿目为主，小型哺乳动物具有较强的适应能力、繁殖快，受到干扰后可寻找到替代生境，因此占地不会使种群数量发生明显波动。同时，在施工期应加强对施工人员的宣传教育和管理，禁止滥捕乱猎。

综上所述，项目施工期对施工范围内哺乳动物物种及种群数量影响较小。

3、对爬行类动物的影响

由于施工便道的建设、施工人员的进入，会惊扰项目占地及施工范围内的爬行动物，由于原分布区被破坏会导致这些动物迁徙到工程影响区外的相似生境内。根据现场调查，管道沿线生境相似，爬行动物能够比较容易找到新的栖息场所，由于爬行动物具有较强的运动迁徙能力，对外界环境的适应能力较强，工程建设可能会使一部分爬行动物迁徙栖息地，但对种群数量影响较小。总之，由于管线建设影响的范围有限，多集中在管道两侧 200m 范围内，通过加强施工管理，工程建设对爬

行动物的影响较小。

4、对两栖类动物的影响

评价范围内两栖动物主要栖息在管线沿线的河流、坑塘、水田中。本工程新建管线等穿越河流次数较少，且为小型河流，工程穿越河流时采用定向钻方式进行，在一定程度上将改变施工点及其下游部分水域水质，影响该河段两栖动物生境。但管线施工时间较短，且对水质影响范围较小，工程建设影响的范围不大且影响时间短，因此对两栖动物不会造成大的影响。当恢复河床及周边生境后，它们仍可回到原来的栖息地。

在施工环节减少对河岸、坑塘、水沟等生境的破坏，可有效降低对两栖动物的影响范围。由于评价区内两栖类种类单一，种群密度低，且多为中华蟾蜍、黑斑侧褶蛙等林地的常见种，故管道工程施工对两栖类影响较小。

5、对野生动物重要物种的影响分析

评价区记录有1种四川省级重点保护野生动物，包括黑水鸡，主要在水田、坑塘或者河流湿地水面活动。黑水鸡为日间活动性鸟类，施工活动会对区域内水禽栖息地造成一定的干扰，迫使在此水域水面活动的水禽飞离该区域至其上游及下游活动，并对水域上空的水禽产生不适感。

施工导致的水质变化也将干扰水禽在此区域的觅食活动，一些迁徙过境鸟类可能因为施工活动而不在评价区水域停留；施工人员进入水域后的人为活动也对鸟类造成惊扰，但均不会造成其数量和分布的显著变化，对水禽的栖息环境也不造成显著的负面影响；本工程在河道内无永久构筑物，且施工工艺简单，污染物发生量小，采取严格的环保措施后可以避免悬浮物、有毒有害物质进入水体，因此施工期对重要物种影响较小。在运营期，项目区进行植被恢复，提升该区域的生境和环境质量，项目区的湿地区域也能给鸟类提供一个良好的栖息环境。总的来说，运营期对重要物种影响较小。

评价区记录有4种易危野生动物，包括棘腹蛙、乌梢蛇、黑眉锦蛇和王锦蛇。评价区内两栖爬行类主要在河流湿地两岸农田、灌草丛、居民住宅周边活动，工程施工将占用一定的生境，存在暂时的驱逐效应，由于大多数两栖爬行类动物对环境变化的反应敏捷，活动能力强，在施工期大多数个体应能逃离施工区域，由原来的生境转移到远离施工区的相似生境生活，且随着施工活动的

结束，其影响也将逐渐消失；在施工期加强施工管理，禁止人为蓄意捕伤现象发生，本项目施工对这些易危动物影响较小。在运营期，输气管道全线采用密闭埋地输送，正常情况下没有污染物排放，对易危动物影响甚微。因而本项目运营对野生动物重要物种的影响较小。

6.1.2.1.2 营运期对野生动物的影响

本工程与公路、铁路等项目不同的是，正常运行期是深埋于地下。因此，在施工期产生的廊道效应随着正常运行开始而彻底消失，对野生动物迁移、物质循环和能量流动不会产生阻隔效应。总体来看，本工程整个评价区内适合陆生动物栖息的环境广泛分布，该评价区内陆生动物分布范围较广、繁殖能力较强，迁移能力较强，迁出的物种在临近区域可得到很好的栖息和繁衍，不会造成物种种群下降或消失。因此，项目营运期对陆生动物影响很小，而且这种影响是可以接受的。

6.1.3 对水生生态的影响

拟建工程穿越河道采用围堰开挖敷设方式进行，围堰开挖对水域主要的影响为施工期间河道开挖、填筑和混凝土养护废水等导致局部水域水体悬浮物浓度增加，影响河流局部河段水质，进而对水生生态造成影响。施工期间产生施工人员生活污水、施工废水等排放也可能对施工区周边水域产生影响，水质下降对水生生物和鱼类栖息产生不利影响，施工噪声对附近水域鱼类和水生生物产生惊扰。开挖穿越对水域主要的影响为施工期间会对穿越点位和附近的水流流向及流量等数据造成一定程度的影响，甚至会导致河流临时断流同时对原有的天然河道造成一定的破坏，同时开挖点附近水域水体颗粒悬浮浓度升高，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，从而对水生生物产生影响。

（1）对浮游生物的影响分析

施工导致水体颗粒悬浮浓度升高以及污染物对水体的污染，造成浮游植物种类组成和优势度的变化。另外，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，透明度变低，同时，对于采用开挖穿越的河沟，在施工期河道可能被阻断，河水可能外溢，破坏浮游植

物的生存环境。虽然施工期会改变原有浮游植物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游植物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游植物影响较小。

在管道的运营期管道运输的气体不与水体直接接触，同时不产生噪声、振动污染同时，管道运输气体为天然气，意外泄漏也不会对水体产生污染，因此正常运营期管道对浮游植物无影响。

施工导致水体颗粒悬浮浓度升高以及污染物对水体的污染，造成浮游动物种类组成和优势度的变化。另外，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，影响浮游动物饵料生物的生长，同时，在施工期河道可能被阻断，河水可能外溢，破坏浮游动物的生存环境。虽然施工期会改变原有浮游动物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游动物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游动物影响较小。

在管道的运营期管道运输的气体不与水体直接接触，同时不产生噪声、振动污染同时，管道运输气体为天然气，意外泄漏也不会对水体产生污染，因此正常运营期管道对浮游动物无影响。

（2）对底栖生物的影响分析

评价河段底层多为黑色淤泥，底栖动物的丰富度与密度较低，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流的水质的破坏，将造成部分物种的减少，但河段内底栖动物整体密度低，施工所涉及河段较小，对河段内现有底栖生物影响不大。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附工期对水生生态的影响水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其它地区相似的环境中亦有分布，并非是本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程建设的影响可接受。

在管道的运营期管道运输的气体不与水体直接接触，同时不产生噪声、振

动污染同时，管道运输气体为天然气，意外泄漏也不会对水体产生污染，因此正常运营期管道对底栖动物无影响。

（3）对水生植物的影响分析

施工期间，涉水工程河滩水生植物将消失，本工程涉水工程所在河段水生植物较丰富，主要为沿岸杂草，均为河段常见植物，涉水河段占用面积较小，对水生植物影响较小。施工结束后水生植物可快速得到恢复。

（4）对鱼类及其他水生生物的影响分析

①对鱼类物种多样性的影响

本次调查在管线穿越点处未发现成规模鱼类分布，。施工会对穿越点位和附近的水流流向及流量等数据造成一定程度的影响，甚至施工时支流河段可能会断流，同时导致原有的天然河道造成一定的破坏，进而对天然河道内的生态平衡性造成诸多影响。在此基础上，会对河流水质及流域种正常成长的生物产生负面影响。如施工使水质受到一定程度破坏，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，进而改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其它地方，施工区域鱼类密度降低。同时施工期在水下作业时，搅动水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生一定程度的变化而趋于减少。但根据历史资料记载及本次现场调查，评价河段内主要为鲤、鲫等鱼类，这类鱼类适应能力强，栖息地点会随着水文情势的变化而发生改变。同时项目穿越的河流为小型河流，鱼类数量较少，不属于鱼类集中分布区域。管线施工时应尽可能将穿越河流工程施工时间选择在枯水季节，并加快管道穿越河流的施工速度，施工对水体的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

②对鱼类“三场”的影响

根据本次野外调查表明，本次调查在管线穿越点处未发现成规模鱼类三场，主要有零星分布的鲤、鲫等鱼类的产卵场，此类鱼类产卵地点会随着水文情势

的变化而发生改变。同时没有明显迁徙越冬现象，大部分继续在原河道寻找适宜生境生活。通过采取严格的保护措施，管线穿越对相应河段的水质的影响较小，不破坏河床，不影响河段的水文情势，对饵料生物造成的影响较小。工程建设不破坏主要鱼类的索饵场和产卵场，不阻断鱼类的洄游通道，对其产卵活动不形成明显的干扰。管线运行期对鱼类无影响。 因此，工程建设对鱼类三场的影响很小。

③对保护鱼类岩原鲤和胭脂鱼的影响

本次调查在管线穿越点处周围未发现有岩原鲤和胭脂鱼的分布，同时评价范围内不存在符合岩原鲤和胭脂鱼产卵和越冬条件的场所。在管道施工期间所产生的噪声和对周围水质产生的影响会迫使在此区域捕食、生活的鱼类向其它河段转移，而对于岩原鲤和胭脂鱼沱江和沱江支流其他河段都可以满足它们的捕食条件，它们可以选择到评价范围外其他河段生存。

在管道运行期不会对评价河段水文等产生影响，也不会污染水体，在运行期对保护鱼类无影响。因此，工程建设对评价范围内可能存在的保护鱼类影响很小。

6.1.4 对生态系统的影响

工程建设将导致评价区各类生态系统面积发生变化，本项目施工占地面积为303.8763hm^2。施工期永久占地将使森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统分别减少46.22hm^2、1.30 hm^2、4.35 hm^2、252.55hm^2、2.54 hm^2；临时占地将使森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统分别减少43.97 hm^2、0.98 hm^2、4.13 hm^2、222.23 hm^2、2.45hm^2。随着施工活动的结束，运行期管道线路中心线两侧各5m范围内的林地将被草地生态系统替代。总体来看，工程最终将使得评价区森林生态系统有所减小，减少面积占评价区森林生态系统非常小，对森林生态系统影响相对较小。施工结束后，通过“占一补一”、异地补偿等林地补偿措施后，对森林生态系统影响将会减少。

表6.1.4-1　本工程占用生态系统类型情况表

生态系统类型	工程占用情况	
	永久占地	临时占地

	面积（hm^2）	占比（%）	面积（hm^2）	占比（%）
1 森林生态系统	2.25	6.77	43.97	16.06
2 灌丛生态系统	0.32	0.96	0.98	0.36
4 湿地生态系统	0.22	0.66	4.13	1.51
5 农田生态系统	30.32	91.32	222.23	81.18
6 城镇生态系统	0.09	0.28	2.45	0.89
合计	33.20	100.00	270.67	100.00

6.1.4.1 对生态系统生物量的影响

本工程施工占地将导致评价区生物量降低，根据施工占地面积和各用地类型的单位面积生物量，可得到施工期评价区生物量损失4642.53 t，占评价区现状总生物量的3.36%，占比很小，对整个评价区生态系统生物量的影响较小。

运行期间，永久占地没有植被，管道中心线两侧5米范围损失的森林植被不可以恢复为林地，被草本植被所替代。根据各用地类型的单位面积生物量，，可得到运行期评价区生物量总的损失2549.23t，占评价区现状总生物量的1.85%，占比很小，对整个评价区生态系统生物量的影响较小。

表6.1.4-2　本工程施工期生态系统生物量损失计算表

生态系统分类		项目占地（hm^2）	平均单位面积生物量（t/ hm^2）	评价区总生物量（t）
一级类	二级类			
森林生态系统	11 阔叶林	42.34	88.07	3728.89
	12 针叶林	3.88	118.38	459.13
灌丛生态系统	21 阔叶灌从	1.30	13.47	17.49
草地生态系统	33 草丛		1.53	0.00
湿地生态系统	42 湖泊	0.00	/	/
	43 河流	4.35	/	/
农田生态系统	51 耕地	229.49	0.73	167.53
	52 园地	23.05	11.69	269.50
城镇生态系统	61 居住地	0.00	/	/
	63 工矿交通	2.54	/	/
总计		306.958	/	4642.53

6.1.4.2 对生态系统生产力的影响

施工期工程占地将导致评价区生产力降低，根据施工占地面积和各用地类型的净第一性生产力，可得到施工期评价区生产力总的损失量为2287.69t/a，占现状评价区总生产力2.73%，占比很小，对整个评价区生态系统生产力的影响较小。

运行期间，永久占地没有植被，管道中心线两侧5米范围损失的森林植被

不可以恢复为林地，被草本植被所替代。根据各用地类型的净第一性生产力，可得到运行期评价区总的损失量为331.58t/a，占比很小，对整个评价区生态系统生产力的影响较小。

表6.1.4-3　本工程施工期生态系统生产力损失计算表

生态系统类型	占地面积（hm^2）	单位面积生产力（$t/hm^2 \cdot a$）	生产力总的损失量（t）	损失量占评价区总生产力（%）
1 森林生态系统	46.22	8.37	386.83	2.74
2 灌丛生态系统	1.30	5.20	6.75	
3 草地生态系统	0.00	4.90	0.00	
4 湿地生态系统	4.35	/	/	
5 农田生态系统	252.55	7.50	1894.10	
6 城镇生态系统	2.54	/	/	
合计	306.958	/	2287.69	

6.1.4.3 对生态系统服务功能的影响

1、施工期对生态服务功能的影响

施工期，工程对生态系统主导服务功能的影响主要表现在占地影响和扰动影响，主要是对生物多样性、水源涵养、土壤保持、防风固沙方面的不利影响。工程施工临时占地将直接改变原有植被类型，将造成300.06hm^2的植被损失，占整个评价区面积的2.47%。同时，本工程为线性工程，在某一节点的施工时间较短，占地范围内的植物均为常见植物，工程建设不会对区域植物种类和植被覆盖率造成大的影响，对区域的植物多样性影响较小。根据调查，占地范围的生境与影响范围周边的生态环境相似，可为影响范围内的动物提供良好的生存生长空间，项目施工不会导致区域动物多样性减少。因此，项目建设不会对区域生物多样性造成较大影响。

工程施工建设期间，挖方、填筑等施工活动将改变原来的地形地貌，破坏地表植被，造成大面积的裸露地表以及土石方的临时堆放，如不采取合理的措施，遇雨情况下极易造成水土流失，大风天气还极易导致土壤抗风能力下降，存在风沙危害。项目施工不可避免导致占地区域内水源涵养、土壤保持、防风固沙功能的下降，在施工过程中应严格落实本项目水土保持方案，合理安排施工计划和作业时间，优化施工方案，土石方施工避开雨季，以防水土流失；对

于剥离的表土，合理堆存后应对表土表面进行压实处理，采用防尘网进行遮盖，减弱大风、大雨天气下对堆土体坡面的侵蚀；同时对于剥离的表土，应定期对表土进行洒水养护，保持土壤的活性，利于后期表土的利用。本项目占地面积较小，且在采取上述措施后，施工期对评价区的水土保持功能的影响较小。

2、营运期对生态服务功能的影响

工程建设完成之后，由于施工活动影响远离的动物逐步适应项目周边的生境，回到项目周边生活，项目植被恢复将弥补占地造成的植物损失及其水源涵养功能的下降。运行期，工程对生态系统主导服务功能的影响多表现在水源涵养、土壤保持、生物多样性维护等方面的正面影响。

总体上，工程对评价区生态系统服务功能的影响也相对较小。

6.1.4.4 对生态系统生物多样性的影响

项目临时占地主要集中在管线施工作业带范围内，本项目集气管线及返排液管线长度较长，空间跨度较大，施工期的施工活动会对沿线施工范围内植被造成损害，对周边动物生境造成一定影响。项目施工占用的湿地生态系统为4.35hm2，其中有4.13hm2属于施工临时占地，且多为农田灌溉沟渠，多数时间河道内水量极小，未涉及两栖动物和水鸟等栖息地的分布，施工结束后将立即恢复原貌，不会对两栖动物和水鸟造成影响。随着施工完成，施工带等临时占地将进行生态修复，运行期间管道中心线两侧5米范围损失的森林植被不可以恢复为林地，将被草本植被所替代，工程建设对区域生物多样性的影响随着时间推移逐渐降低。

经现状调查，评价区临时占地范围内未发现重点保护植物分布，占地影响的植物均为常见种，植被均为常见类型，且工程建成之后会采取相应的植被恢复措施，使植被在一定时间内得到恢复。因此，本项目建设不会改变当地的主要植被类型，不会对植物多样性产生明显影响。

由于管道沿线大部分区域主要为林地、耕地，区内有许多动物的替代生境，动物很容易找到栖息场所，对区域内野生动物的种群数量不会有大的变化，但施工区的野生动物密度会下降。因此在施工中要对施工人员提出野生动物的保

护要求，以最大限度地减少对野生动物的影响。故工程施工期对动物多样性的影响不大。

6.1.5 对景观格局的影响分析

从景观尺度来看，区域景观类型数保持不变，但局部的景观格局发生了变化。临时占地在短时间内亦会改变局部的景观格局，施工导致各类占地上原有植被消失，这些改变将影响原有景观生态体系的格局和动态，如改变景观斑块类型，使斑块破碎化和异质性程度上升，降低各斑块和廊道的连通性，最终影响和改变组成景观生态体系的各类生态系统的物质、能量和生物群落动态。本项目管道施工采用“开挖一段、敷设一段”的方式分段施工，这种阻隔效应随着每段管道覆土填埋后逐渐消失。

6.1.5.1 施工期景观要素的变化

受到工程建设临时用地侵占影响，评价区内耕地、森林等均有不同程度的减少，由于施工的侵占及线型切割影响导致评价区内斑块被切割，评价区耕地、森林景观类型的面积下降、斑块数量上升，导致斑块所占景观面积比例下降，建设用地增加。施工导致农田、森林的斑块破碎，最大斑块指数、聚集度指数均减小，意味着这些斑块类型的破碎化程度有所增加。香农多样性指数上升，蔓延度指数下降，表明景观破碎化有增加，但整体变化较小。整体来看，施工对景观类型的影响较小。

6.1.5.2 营运期对景观的影响

管道中心线两侧5m范围内不能恢复森林植被影响，评价区内森林的景观有不同程度的减少，评价区内森林景观将被草地景观替代，管道中心线两侧5m范围森林尽管被线型切割影响导致评价区内斑块被切割，评价区总斑块数有所增加，平均斑块面积有所减小，但影响均较小。整体来看，景观类型变化幅度均不大，项目的建设不会导致评价区景观格局发生明显变化。

6.1.6 主要生态问题对生态的影响分析

1、生物入侵对生态环境影响分析

施工期占地区开挖，地表植物及植被遭到破坏，土壤层裸露，加上工程区

人流、车流量加大，人员出入及施工材料的运输等可能会引起外来入侵物种扩散，或带来一些新的外来入侵物种，外来入侵物种由于强的竞争力及适应性，较有利于在评价区占据一定生态位，外来入侵物种若形成优势群落，将对土著物种的生存产生一定的排斥作用。只要对入侵物种及时进行清除和处理，防止其扩散，对现有的外来种利用工程施工的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，施工期本工程外来入侵物种对区域植物及植被的影响较小。

运营期复耕或复植时可能会引起外来入侵物种扩散，或带来一些新的外来入侵物种，要对入侵物种及时进行清除和处理，防止其扩散，对现有的外来种利用复耕或复植的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，运行期本工程外来入侵物种对区域植物及植被的影响较小。

2、水土流失对生态环境影响分析

施工期占地区开挖、施工场地平整、施工管道开挖等扰动地表，造成大面积的土壤裸露，受雨水冲击时易造成水土流失，将对植物及其生境造成不利影响。同时，水土流失易导致土壤中的有机质也不断流失，从而破坏了土壤的结构，增加植被复垦工作的难度。由于本工程在可研阶段充分考虑到了水土流失问题，只要切实落实水土保持方案，施工期本工程水土流失对区域植物及植被的影响较小。

运营期所占用的临时占地将进行复耕或复植时，能够减缓施工是土壤裸露所造成的水土流失，在切实落实水土保持方案后，运营期将减缓水土流失对区域植物及植被的影响。

6.2 施工期环境影响分析

6.2.1 大气环境影响分析

6.2.1.1 钻前施工大气环境影响分析

各钻井井场钻前工程主要包括井场场地平整、燃烧池、井场道路、临时生活区基础构筑等的修建工作，单个井场钻前工程施工期约1个月，施工人员主要聘用当地民工。

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及燃油动力机械废气。扬尘主

要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为 1.2m/s 或 2.4m/s 下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离 50～150m 处下风方向粉尘浓度为 11.7～5.0mg/m^3。项目所在区域的年平均风速分别为 1～2m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水抑尘、湿式作业等措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类燃油动力机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含 CO 和 NO_x 等污染物，由于施工机械为间断施工，加之污染物排放量小，拟建工程施工区域均位于开阔地带，利于扩散，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

6.2.2.1 钻井施工大气环境影响分析

钻井工程大气污染主要为柴油发电机柴油燃烧废气、测试放喷废气以及事故燃烧废气（事故环境影响见环境风险内容）。

（1）柴油发电机柴油燃烧废气

拟建项目区域电网较完善，各钻井动力均采用市政供电，仅停电情况下启动备用柴油发电机发电。其燃油废气中主要污染物为 NOx、颗粒物，均采用设备自带排气筒排放。本项目均采用轻质合格柴油成品，燃烧后产生的污染物浓度值均较低，柴油动力机和发电机排放废气对周边环境空气的影响较小。同时根据川西气田井区已实施的钻井项目，柴油发电机发电时，柴油发电机废气对项目周边大气环境较小，且运行时间较短不超过 2 天，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划。

（2）油基泥浆钻井废气

油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻井过程、油基岩屑暂时挥发产生的无组织废气。项目钻井作业过程中四开段使用油基泥浆钻进，油基泥浆主要成分为白油，白油属于烷烃类物质，故其废气主要成分为非甲烷总烃。

钻井过程中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气量较小；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短，故产生挥发性废气量较小；在钻井过程中，对白油、油基泥浆和油基岩屑的收集、暂存和储运必须采用全程密闭工艺流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，减少有机物挥发量；项目油基泥浆钻井时间较短，废气的产生随着施工的结束而结束。在此基础上，油基泥浆钻井时产生的有机废气对大气环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（3）测试放喷废气

为了解气井的产气量，在各井完井后需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。测试放喷时通过专用的放喷管线将天然气引至放喷坑进行点火放喷，测试放喷废气燃烧产物主要为 SO_2、NOx 和颗粒物，测试放喷时间一般不超过 6h，属短期临时排放，燃烧产物对环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（4）事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。根据井区气质成分，天然气中含硫，燃烧产物为为 SO_2、NOx 和颗粒物，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。各钻井井场燃烧池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m，不在当地主导风向的上风向。根据调查，燃烧池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷不会对周边农户产生影响。

总之，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对所在区域大气环境影响小。

6.2.3.1 地面工程大气环境影响分析

拟建项目地面工程包括井站（新建采气站场和集气增压站、扩建脱水站）和管线工程（含集气干线和支线、返排液干线和支线），其施工过程中产生的废气污染物包括施工机具燃油废气、土石方开挖及物料装卸产生的施工扬尘，以及焊接烟尘等。

（1）燃油废气

地面工程施工期间，运输车辆和管线穿越施工作业中，由于使用柴油发电机等设备，会产生少量的柴油燃烧废气，主要污染物为NOx、CO等。由于废气量较小，且施工现场均位于野外，有利于废气的扩散，同时废气污染源具有间断和流动性，因此对局部地区周围环境影响较小。此外，施工机械排放燃烧烟气具有排放量小、间断性、短期性和流动性的特点，该类污染源对大气环境的影响较小。

（2）施工扬尘

地面工程施工扬尘主要来自土石方开挖、物料装卸、管沟开挖回填、车辆运输等。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

本项目地面工程施工期较短，管道施工分段进行，产生的扬尘量较少。根据同类型施工资料，施工场地土石方开挖、物料装卸等产生的扬尘影响范围主要是施工场地周围50m，施工场地下风向影响范围增加至80~150m。车辆运输产生扬尘影响道路两侧的环境空气，路面积尘量在0.1kg/m^{2}时，道路扬尘影响范围约为10~20m之间。根据经验，施工过程中通过适时洒水可有效抑制扬尘，可使空气中的扬尘量减少70%以上，并且，项目所在地区气候湿润，地面开挖产生的扬尘量较少，在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后，施工扬尘对大气环境的影响会大为降低。

（2）焊接烟尘

由工程分析可知，拟建工程施工场地分散，产生的焊接烟尘在施工现场散排；废气污染源具有排放量小、间断分散的特点，因此，该类污染源对大气环

境的影响较小。

综上所述，在采取了相应措施后，拟建工程施工期产生的少量废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。

6.2.2 地表水环境影响分析

6.4.2.1 钻前施工地表水环境影响分析

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场和池体基础施工过程中产生的施工废水以及施工人员的生活污水。

（1）施工废水

钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水经场地截排水沟截留后简单沉淀处理后，循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。对当地地表水环境影响很小，在当地环境可接受范围内。

（2）生活污水

钻前工程施工期约1个月，施工队伍主要为临时聘用当地民工，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，现场管理技术工人也租用周边居民房屋吃住，生活污水纳入当地居民自建的旱厕等污水收集处理系统最终用于农肥。当地地表水环境无影响，在当地环境可接受范围内。

6.4.2.2 钻井施工地表水环境影响分析

拟建项目钻井工程钻井期间产生的废水主要包括洗井废水、方井雨水、压裂返排废水和生活污水。

（1）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，大部分洗井废水从井口返排，泵入储存池，少部分洗井废水从放喷口返排进入集酸池，然后通过水泵泵入废水罐中。洗井废水产生量较少，可回用于本平台内压裂液配制，不在当地排放，对周围地表水体影响小。

（2）方井雨水

钻井施工过程，在场内井架基础、设备基础等污染区不可避免会产生一定

的散落污泥，该区域设置了集水坑、挡水墙、挡污墙，在下雨时，使得冲洗该区域的雨水在集水坑中汇集，通过泵输至储存池储存，后回用于平台内压裂液配制，不外排，对周围地表水体影响小。

（3）压裂返排废水

当进行压裂作业时，压裂返排废水会从井底返排出来，进入已作防渗处理的储存池或液体组合罐暂存。本井区已部署了数量众多的钻井工程，返排废水经返排液处理装置处置后可回用于本平台或井区内其他井配制压裂液使用，从而减少废水转运、处理的风险和成本，也减少了取用新鲜水配制压裂液的量，节约用水。区域内多余的压裂返排废水拉运至中心水池暂存或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

（4）生活污水影响分析

由于各井场采用 PDC 钻头等快速钻井工艺，单井钻井周期时间短，生活污水产生量较少，水质较为简单，主要污染物为：SS、COD、BOD_5、NH_3-N。生活污水经环保旱厕收集处理后拉运至临近场镇污水处理厂处置；项目产生的生活不在当地直接排放，对周围地表水环境影响较小。

6.4.2.3 **钻井施工地表水环境影响分析**

拟建项目地面工程施工期地表水环境影响来自施工废水、管道施压废水、施工生活污水对地表水水体的影响，以及管线穿越河流沟渠对地表水水质和水文要素的影响。

（1）施工废水

地面工程施工废水主要来自井站混凝土养护、施工机具冲洗废水，主要污染物以 SS 为主，施工废水经各场地修建的截排水沟截留后简单沉淀处理后循环利用于各井站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，故各井站施工无施工废水排放，对周围地表水影响小，在当地环境可接受范围内。

（2）管道试压废水

由于项目管线试压采用洁净水（自来水）作为介质，试压废水中主要含泥沙、机械杂质等，不含有毒有害物质，试压废水分段产生、分段收集，经施工

现场设置的沉淀池简单沉淀处理后回用或洒水控尘。

（3）生活污水

项目站场施工期不设置施工营地，管线施工过程中所聘人员主要为当地民工，且施工分段分期进行，局部排放量很小，管线施工期所产生的生活污水依托周边农户已有厕所进行收集处理，不外排。

（3）管线穿越地表水体对地表水环境的影响分析

拟建项目管线穿越沱江2次，穿越釜溪河1次，穿越其他小型河流和沟渠数次，穿越沱江和釜溪河采用定向钻施工方式，该施工方式不涉水，穿越其他河流及沟渠均采用围堰导流开挖施工方式。管线穿越地表水体施工期将造成水质和水文要素两方面的影响。

本项目穿越沱江段均采用定向钻施工方式，该施工方式不影响河道两侧的堤坝，不涉及水体作业，对水质及水文要素无直接影响，不会对沱江水环境产生直接影响。

①水质影响分析

开挖穿越在施工期将对河流水质产生短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。在枯水期施工作业对河水水质造成影响较短，开挖作业对河床造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下 1.5m，待施工完成后，经覆土复原，采用河床稳固措施后，对河床及水体环境影响很小。

②水文要素影响分析

A.河势稳定影响分析

施工期开挖施工会破坏现状河道地形，对现状地形影响较大，但只是暂时的。施工完毕后，临时设施拆除，河道进行恢复，不会占用河道行洪断面，工程不会对河道行洪造成不利影响。同时，由于穿越管道回填压实度均不小于90%，且顶部采用混凝土防护，岸坡采用M10水泥砂浆砌石进行防护，管道修建不会因为填料引起河道沉陷等变形和管道工程河段的河道纵向下切。

管道穿越工程安排在枯水期施工，采用分期围堰导流，采用5年一遇重现期分期洪水流量，穿越流量小于0.5m^3/s。穿越工程河段现状河宽满足稳定河宽要求，项目穿越段再造床对河道的影响较小，河床基本处于稳定状态，不会发生较大的河床演变现象。

B.河道行洪影响分析

河流穿越采用全段围堰+导流明渠方式进行施工，导流明渠过流能力满足河道过流要求。类比集输工程类似河流穿越工程导流明渠最大过流能力为12m^3/s，可大于枯期5年一遇的设计洪水0.5m^3/s，导流明渠满足过流要求。施工期对河道行洪有影响较小。

在施工期洪水条件下，围堰占据河道行洪断面较大，对施工期河道行洪影响较大，因此施工完毕后须立即拆除围堰，拆除围堰的弃渣必须运输上岸，不能侵占河道行洪断面。工程施工期对河道行洪的影响较大，但影响是暂时的。

C.对冲刷与淤积影响分析

100年一遇洪水条件下，河流穿越位置处一般冲刷深度约0.6-0.9m。根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013），中型穿越设计埋深应满足冲刷深度+1.2m，小型穿越设计埋深应满足冲刷深度+1.0m。

河流穿越起止点均位于50年一遇设计洪水位以下，但工程全段埋置地面以下，穿越起止点处埋深1.5m左右，均满足岸坡冲刷要求。

D.对堤防、护岸和其它水利工程影响分析

穿越河段为天然河岸。穿越工程评价河段无已建的堤防、护岸和其它水利工程。故工程建设不存在对堤防、护岸和其它水利工程设施的影响。

E.水温影响分析

拟建工程大开挖穿越水体水温无分层现象，且经过压力管道及机械设备抽提后排入下游河道，布设围堰及敷设管道过程中，对穿越水体水温不会产生影响。

F.水位、水流影响分析

根据现场勘查，穿越水体水流速相对较小，高差较大处水流速稍急流，为

保证施工现场为干地，且不影响穿越流域，施工方式进行“全段围堰+导流明渠”进行水体穿越段导流。管线穿越流域处河床普遍较窄，考虑流量较小，施工工期短，采用全围堰一次拦断河床，导流涵管泄流。

围堰施工期间围堰上游流速减缓，下游流速增大，但项目流域穿越段均选择在相对平缓区域，减少较大高程落差的水体的流速的影响。因此，项目围堰施工对穿越水流流速会产生一定的影响，但影响程度极小。

管线流域穿越点，水域宽度及水深均较小，围堰施工区域需要导流至下游的水量较少，因此项目导流水量较小，对穿越流域水位有一点的影响，但影响极小。

H.泥沙淤积影响分析

评价工程为管道穿越工程，工程施工期开挖施工会破坏现状河道地形，对现状地形影响较大，但只是暂时的。施工完毕后，临时设施拆除，河道进行恢复，不会占用河道行洪断面，即评价工程不会对河道行洪造成不利影响。同时，由于穿越管道回填压实度均不小于90%，且顶部采用混凝土防护，岸坡采用M10水泥砂浆砌石进行防护，故管道的修建不会因为填料引起河道沉陷等变形和管道工程河段的河道纵向下切。

采取围堰施工，会造成河流局部范围水体SS和混浊度增加，对水体造成一定影响。围堰施工引起河底淤泥扰动，悬浮物向外扩散，产生的悬浮物进入水体后随河流流场流动。围堰施工的局部SS增加，悬浮物的主要影响范围在上游5m至下游200m的区段，随着时间的推移以及扩散距离的增大，在扩散和沉降的共同作用下，悬浮物的浓度逐渐降低，最后在整个区域分布较为均匀。且穿越段及其下游均无饮用水源保护区，因此，在围堰施工下游200m范围外，施工产生的水环境影响逐渐消失。

项目施工完毕后将围堰完全清除，不会对河道行洪安全造成不利影响；但经过开挖回填后，河床表层泥沙级配和稳定性会有所变化，但对河床演变的影响是局部的和暂时的，不会对下游河段产生淤积影响。

6.2.3 地下水影响分析

拟建项目主要由钻井、储层改造、采气和地面集输工程组成，结合各场地各阶段地下水环境影响识别结果，由于井区内各场地均为标准化建设，施工工艺、建设流程、地下水污染影响途径与方式、特征污染物等特征相似，故井区内同类型项目对地下水影响也相近。由于井区内场地分散且分属于不同水文地质单元，因此，本次评价依据项目场地建设类型、项目组成内容、水文地质特征、场地空间分布情况、地下水环境敏感点分布等情况，考虑各同类型项目对地下水的影响方式、影响程度和水文地质条件相近，故本次在井区内选取典型场地做为典型影响预测评价对象，然后由点及面综合分布项目各类型项目建设对地下水环境的综合影响。同时，本次评价不仅考虑各场地建设工程对地下水环境的影响，还要分析项目工程建设对区内地下水环境的叠加影响，同时还要分析项目建设对分散式地下水敏感点的影响，为项目建设对地下水环境影响程度分析、地下水污染防控措施的制定提供可靠依据。

本项目井场涉及沱江右岸评价区（该单元有21个井场分布，分别为自205H84平台（自312井）、自205H64平台、自205H65平台、自205H70平台、自205H71平台（自309平台）、自205H74平台、自205H77平台（自313平台）、自205H78平台（自311平台）、自205H79平台、自205H80平台、自205H81平台、自205H83平台、自205H86平台、自205H87平台、自205H88平台、自205H89平台、自205H90平台、自205H91平台、自205H92平台、自205H93平台、自205H95平台）。

沱江左岸评价区（该单元有8个井场分布，分别为自205H68平台、自205H69平台、自205H73平台、自205H85平台、自205H82平台、自205H56平台、自215H4平台、自310平台）。

沿滩评价区（该单元包括1个平台场为自308平台）三个评价区。

施工期平台场周边建有1座500m^{3}的储存池用于压裂返排废水的暂存，考虑到自205H69平台、自205H74平台、自205H77平台建有中心水池（其中自205H69平台中心水池为20000m^3，自205H74平台和自205H77平台建有

30000 m^3 中心水池），中心水池的体积远大于储存池的体积，泄漏污染物源强较储存池大，因此选择地下水污染源强大的自205H69平台、自205H74平台、自205H77平台作为预测对象，同时结合水文地质条件、不同工程内容、不同水文地质特征、不同地貌特征的其他场地做为本次预测分析的对象。

根据上述原则，本次评价将自308平台（沿滩评价区）、自310平台（沱江左岸评价区）、自205H69平台（沱江左岸评价区）、自205H64平台（沱江右岸评价区）、自205H74平台（沱江右岸评价区）、自205H77平台（沱江右岸评价区）作为本次重点预测评价对象，其余平台和站场进行类比分析。

6.2.3.1 预测情景假设

（1）正常状况

项目施工期的建设内容主要由钻井工程的钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面集输工程的管线埋设组成。正常状况下，各施工建设环节均按照设计要求施工，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本井区开发项目在建设过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污废水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此项目实施在正常状况下对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

本项目在建设施工过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污废水会进入到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景进行地下水环境影响预测。根据工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

本项目施工期钻前、场站、管线基础设施修建主要为基建施工，场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。根据地下水导则预测原则，本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生

量、污染物浓度以及储罐、池体或管线中污废水存储时间等因素考虑，对施工周期长、污染物产生量大、种类多、部分工程内容隐蔽复杂的钻井阶段和储层改造阶段进行预测。综上，本次评价将施工过程钻井泥浆通过井壁渗漏、储存压裂返排废水的储存池/中心水池池体破损泄漏后进入到浅层含水层的非正常状况作为本次施工期的预测情景。

（3）管线建设期对地下水环境影响预测与评价

管道在敷设过程中，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。由于局部地段地下水埋深小，管沟施工可能揭露地下水位，扰动浅表地下水，增加地下水浊度，但因施工时间短，且泥沙影响范围小（管线附近几米），管线施工结束就可恢复正常。

管道施工人员生活污水主要污染物为COD、氨氮和SS，管道沿线地区，居民密集区就近租用民房可不设置施工营地，租用民房时施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统；若需要设置施工营地的应设临时旱厕或采用移动厕所，生活污水及粪便经化粪池简单处理后用作农家肥。因此，施工期生活污水对沿线地下水环境的影响较小。

施工生产废水主要包括有施工机械维护和冲洗废水，主要污染物为COD、SS和石油类。产生的施工废水进行统一处理综合利用，经检测达标后方可排入附近沟渠或城市污水管网；对于需要设置施工营地时，施工生产单位应根据相应的环保要求设置污水处理设施，将废水统一收集起来进行集中处理，防止生产废水未经处理直接排放污染地下水。因此，施工生产废水对地下水的影响较小。

管线试压采用水作为试压介质，试压用水一般采用清洁水，其中的污染物主要为悬浮物，试压结束后对排水进行处理，经沉淀后回用于洒水降尘，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，试压废水对地下水造成影响较小。

6.2.3.2 预测时段及预测因子

（1）预测时段

根据地下水导则，建设期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

（2）预测因子

项目预测因子的选择既考虑了井区内已实施项目污废水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，预测因子标准指数计算值最大，根据上述原则，本次评价将压裂返排废水废水中所含的石油类、氯化物、钡和COD做为预测因子。

6.2.3.3 污染源源强概化

（1）钻井泥浆泄漏情景

在天然气开采的钻井过程中，非正常状况下，由于下入的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可以，污染源可概化为瞬时排放。根据钻井工程施工工艺井漏处理方案，由于项目钻遇的潜水为砂泥岩地层，井漏时钻井液进入含水层的漏失量一般小于$3m^3/h$，在保守估计的基础上，结合井区内及周边已成果实施井漏封堵处理时间，约2~7小时，按最不利影响计算，在发生井漏的情境下，井孔钻井液进入潜水的最大渗漏量约为$21m^3$。

（2）压裂返排废水暂存池/中心水池泄漏情景

项目产生的压裂返排废水会进入储存池或中心水池暂存，假定池底因老化腐蚀发生裂缝，污水通过裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现10%面积的破损，同时防渗层破裂，污水经包气带渗入地下含水层。因池体每半个月检修一次，假定持续泄漏时间为15天。本次源强计算假设污水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算污水的渗漏量，公式如下：

$$Q = K\frac{H+D}{D}A$$

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量，m^3/d；

K—为包气带的垂向渗透系数，m/d，根据渗水试验结果取值；

H—为池内水深，m；

D—为地下水埋深，m，数据根据井区内及周边区域工程地质勘查资料获取；

A—为池体的泄露面积，m^2，按10%的面积破损。

其中自308平台、自310平台、自205H64平台储存池有效容积均为500m^3（15m×12.1m×2.7m）；

自205H69平台中心水池建设规模为2万m^3，采用分格型式，建设储存池4座（面积1#900m^2、2#750m^2、3#1200m^2、4#1200m^2；容积1#5200m^3、2#4000m^3、3#6500m^3、4#6500m^3）；

自205H74平台中心水池建设规模为3万m^3，采用分格型式，建设储存池4座（面积1#1350m^2、2#1100m^2、3#1800m^2、4#1800m^2；容积1#7800m^3、2#6000m^3、3#10000m^3、4#10000m^3）；

自205H77平台中心水池建设规模为3万m^3，采用分格型式，建设储存池4座（面积1#1350m^2、2#1100m^2、3#1800m^2、4#1800m^2；容积1#7800m^3、2#6000m^3、3#10000m^3、4#10000m^3）。

自308平台、自310平台、自205H64平台按照10%面积泄漏，则均为18.15m^2。

自205H69平台按照分格容积最大的6500m^3（1200m^2）10%面积泄漏，则为120 m^2。

自205H74平台按照分格容积最大的10000m^3（1800m^2）10%面积泄漏，则为180 m^2。

自205H77平台按照分格容积最大的10000m^3（1800m^2）10%面积泄漏，

则为 180 m^2。

表 6.2.3-1 典型场地池体泄漏量计算表

井场编号	污水类型	包气带渗透系数 m/d	井场地下水埋深/m	池中液体深度/m	池底面积 m^2	泄露时间/天	泄露量 m^3
自 308 平台	压裂返排废水	0.04652	6.0	2.4	18.15	15	17.73
自 310 平台		0.05123	5.2	2.4	18.15	15	20.38
自 205H64 平台		0.06839	7.0	2.4	18.15	15	25.00
自 205H69 平台		0.02809	5.3	5.1	120	15	99.22
自 205H74 平台		0.04071	7.9	5.2	180	15	182.27
自 205H77 平台		0.04782	6.0	5.2	180	15	241.01

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以自 205H69 平台、自 205H74 平台、自 205H77 平台、自 308 平台、自 310 平台、自 205H64 平台做为典型预测场地，其他场地对地下水的影响特征可参照分析。依据井区内已实施天然气开采项目施工期污水的水质成分情况（污染物浓度取工程分析压裂返排废水及采出水的最大值），非正常状况下施工期污染物浓度及源强计算结果见表 6.2.3-2。

表 6.2.3-2 施工期非正常状况污染物预测源强

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（kg）
自 308 平台、自 310 平台、自 205H64 平台、自 205H69 平台、自 205H74 平台、自 205H77 平台	施工期	钻井泥浆漏失	COD	5000	21	105
			氯化物	12300		258.3
			石油类	100		2.1
			钡	746		15.666
自 308 平台		储存池/中心水池漏	COD	5000	17.73	88.65
			氯化物	12300		218.079
			石油类	100		1.773
			钡	746		13.226
自 310 平台			COD	5000	20.38	101.9
			氯化物	12300		250.674
			石油类	100		2.038
			钡	746		15.203
自 205H64 平台			COD	5000	25.00	125
			氯化物	12300		307.5
			石油类	100		2.5
			钡	746		18.65
自 205H69 平台			COD	5000	99.22	496.1
			氯化物	12300		1220.406

			石油类	100		9.992
			钡	746		74.018
自205H74平台			COD	5000	182.27	911.35
			氯化物	12300		2303.421
			石油类	100		18.227
			钡	746		135.973
自205H77平台			COD	5000	241.01	1205.05
			氯化物	12300		2964.423
			石油类	100		24.101
			钡	746		179.793

6.2.3.4 预测与评价范围

本次施工期模拟预测范围为场地所在评价范围，包括地下水保护目标和可能的环境影响区域，预测范围见评价范围一节。

6.2.3.5 水文地质条件概化

通过对项目建设工程的分析，结合项目所在地区的水文地质条件和评价等级划分情况，项目典型场地预测方法采用解析法进行预测方法如下：

（1）自308平台：该站场位于沿滩区水文地质单元，井场位于丘坡坡脚，属窄谷脊状深切地貌，出露地层为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）砂、泥岩，地下水类型为红层砂泥岩风化裂隙含水层，单井涌水量10.88m^3/d，富水性弱。受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，根据井场周边勘探孔资料，含水层厚度为21.8m，下部地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

（2）自310平台：该站场位于沱江左岸水文地质单元，井场位于坡脚，属宽谷塔状斜面状中丘地貌，出露地层为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）砂、泥岩，地下水类型为红层砂泥岩风化裂隙含水层，单井涌水量28.82m^3/d，富水性弱。受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，根据井场周边勘探孔资料，含水层厚度为27.3m，下部地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

（3）自205H69平台：该站场位于沱江左岸水文地质单元，井场位于丘坡坡脚，属宽谷塔状斜面状中丘地貌，出露地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）砂、泥岩，地下水类型为红层砂泥岩风化裂隙含水层，单井涌水量20.42m^3/d，

富水性弱。受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，根据井场周边勘探孔资料，含水层厚度为28.7m，下部地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

（4）自205H64平台：该站场位于沱江右岸水文地质单元，井场位于丘坡坡脚，属平谷圆顶浅丘地貌，出露地层为侏罗系上统遂宁组（J_3sn）砂、泥岩，地下水类型为红层砂泥岩风化裂隙含水层，单井涌水量18.69m^3/d，富水性弱。受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，根据井场周边勘探孔资料，含水层厚度为24.5m，下部地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

（5）自205H74平台：该站场位于沱江右岸水文地质单元，井场位于丘坡，属宽谷塔状斜面状中丘地貌，出露地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）砂、泥岩，地下水类型为红层砂泥岩风化裂隙含水层，单井涌水量25.62m^3/d，富水性弱。受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，根据井场周边勘探孔资料，含水层厚度为31.6m，下部地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

（6）自205H77平台：该站场位于沱江右岸水文地质单元，井场位于丘坡，属平谷圆顶浅丘地貌，出露地层为侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）砂、泥岩，地下水类型为红层砂泥岩风化裂隙含水层，单井涌水量27.4m^3/d，富水性弱。受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，根据井场周边勘探孔资料，含水层厚度为30.5m，下部地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。

6.2.3.6 预测方法及预测参数确定

（1）预测方法

通过对项目建设工程的分析，结合项目所在地区的水文地质条件和评价等级划分情况，根据地下水导则，本项目为二级评价，预测方法可采用解析法进行预测，解析法预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运

移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，本次预测

不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

$$C(x,\ y,\ t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标 m；t—时间，d；C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；mM—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；u—水流速度，m/d；ne—有效孔隙度，无量纲；DL—纵向弥散系数，m^2/d；DT—横向弥散系数，m^2/d；π—圆周率。

（2）预测参数确定

在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。

本次水文地质参数的选取主要是根据井场周边的勘探孔及抽水试验实测结果及水文地质经验。参数选取依据分述如下：

①本次评价含水层厚度 M 的取值根据勘探孔岩心及风化带发育深度确定；

②瞬时注入的示踪剂质量 m_M 为非正常状况下进入地下水的最大污染物质量；

③孔隙度 ne 取值为含水层的平均有效孔隙度，由工程地质勘察实验结果类比得出；

④地下水的水流实际流速由公式 u=KI/ne 而得，

⑤渗透系数 K 为抽水试验所得，

⑥水力坡度 I 由现场水位调查所得；

⑦x 方向纵向弥散系数 D_L 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度α与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $D_L=\alpha*u$；根据经验，一般情况 y 方向的横向弥散系数 D_T 与 x 方向纵向弥散系数比值为 0.1。

各项水文地质参数取值见表 6.2.3-3。

表 6.2.3-3　水文地质模拟参数取值

场地	潜水含水层厚度/m	地下水流速 m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数 m^2/d	横向弥散系数 m^2/d	渗透系数 m/d	水力坡度
自308平台	21.8	0.010	0.07	0.097	0.010	0.0489	0.0139
自310平台	27.3	0.011	0.07	0.113	0.011	0.0814	0.0097
自205H64平台	24.5	0.012	0.07	0.125	0.012	0.0661	0.0132
自205H69平台	28.7	0.008	0.07	0.076	0.008	0.0371	0.0144
自205H74平台	31.6	0.014	0.07	0.141	0.014	0.0587	0.0168
自205H77平台	30.5	0.013	0.07	0.127	0.013	0.0568	0.0157

6.2.3.7 预测结果评价与分析

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质量标准做超标分析，将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。因此，本次预测只针对重点场站进行预测，其他场站参考评价。

表 6.2.3-4　各污染物指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类	钡
环境质量标准 mg/L	20	250	0.05	0.7
检出限	4	0.15	0.01	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水标准，COD、石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

一、非正常工况自308平台预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆漏失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游72m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游96m。

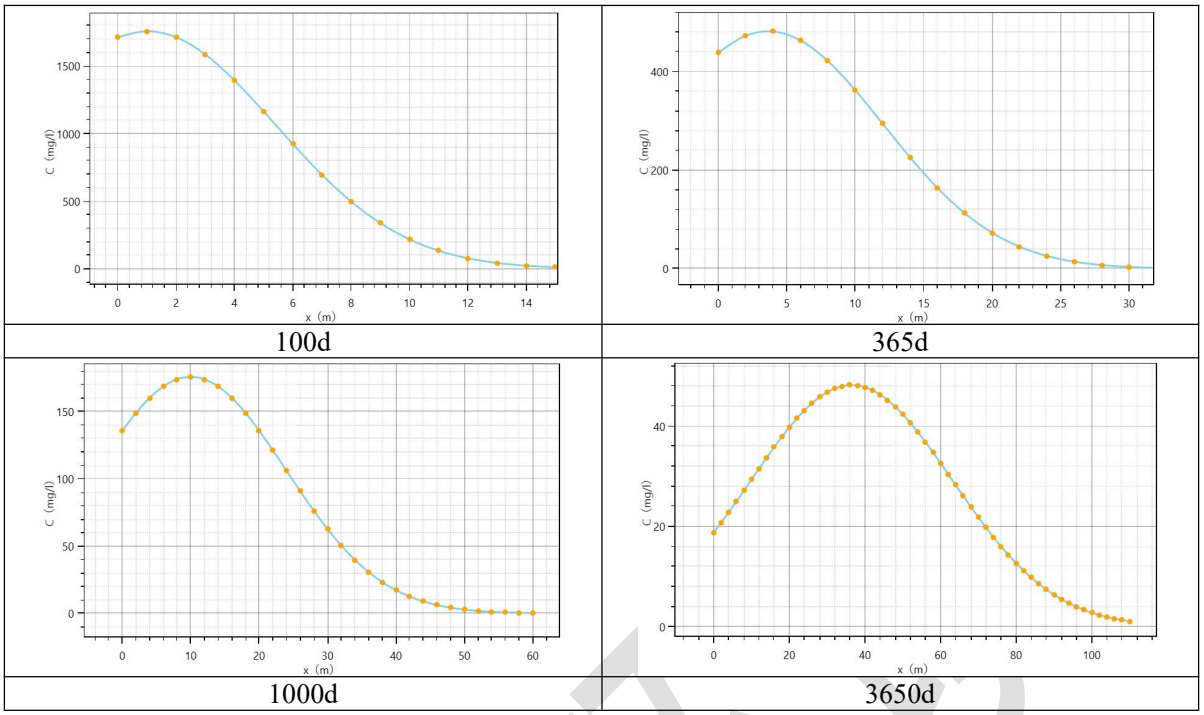
污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游25m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游134m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游101m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游117m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游94m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游133m。

表6.2.3-5　各类污染因子预测评价结果统计表

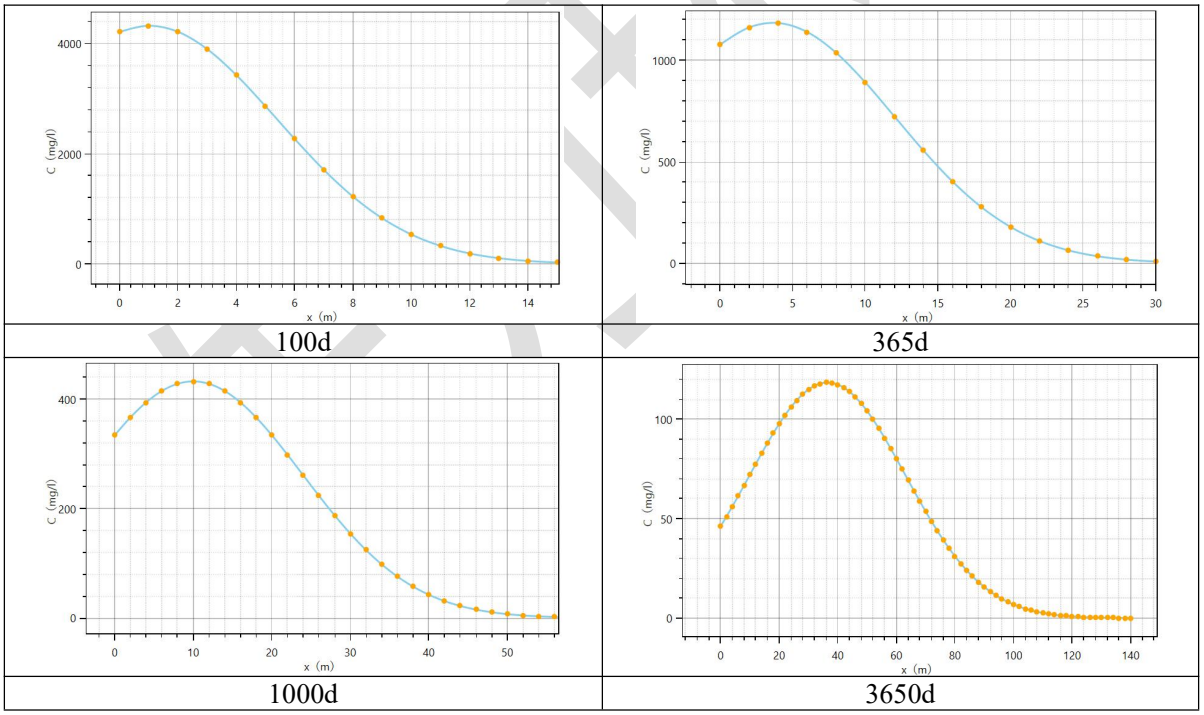
预测情景	钻井泥浆泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	14	16	1758.973
	365	25	30	481.910
	1000	39	48	175.897
	3650	72	96	48.191
氯化物	100	12	21	4327.074
	365	18	39	1185.5
	1000	25	66	432.707
	3650	/	134	118.55
石油类	100	17	19	35.179
	365	31	35	9.638
	1000	51	58	3.517
	3650	101	117	0.963
钡	100	16	21	262.438
	365	29	39	71.901
	1000	47	65	26.243
	3650	94	133	7.190



100d　　365d

1000d　　3650d

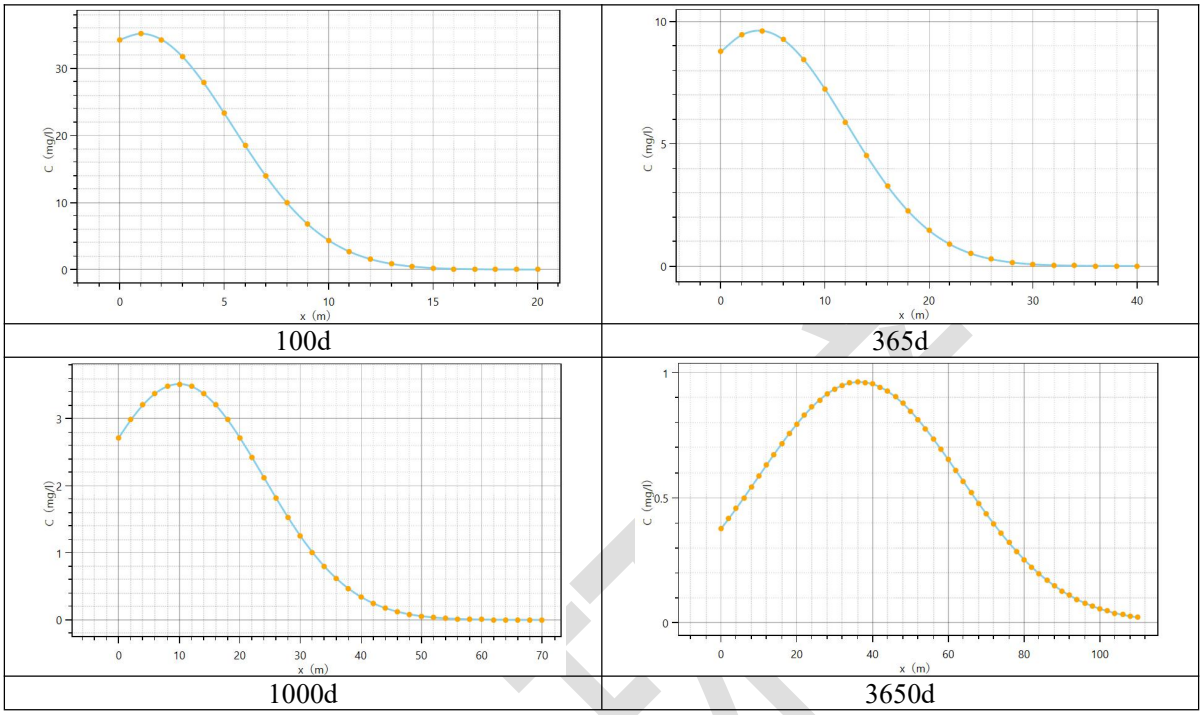
图 6.2.3- 1　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

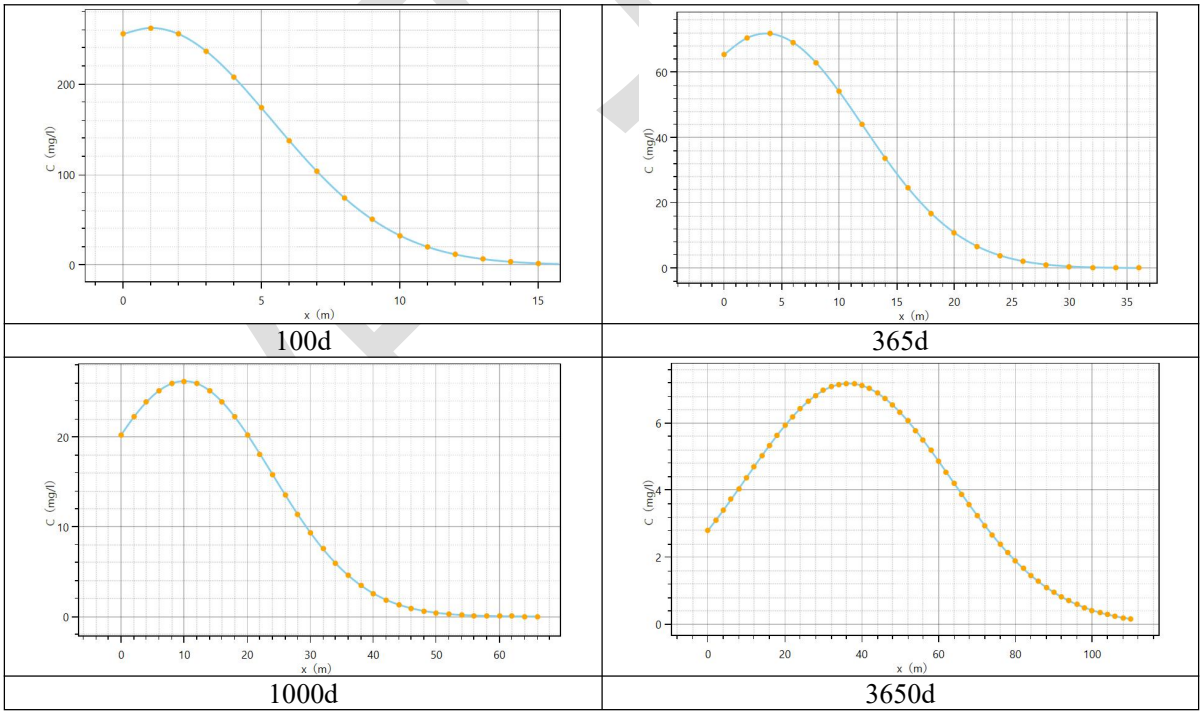
图 6.2.3-2　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-3　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-4　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（2）压裂返排阶段—返排液储存池破裂

根据返排液储存池泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游68m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游94m。

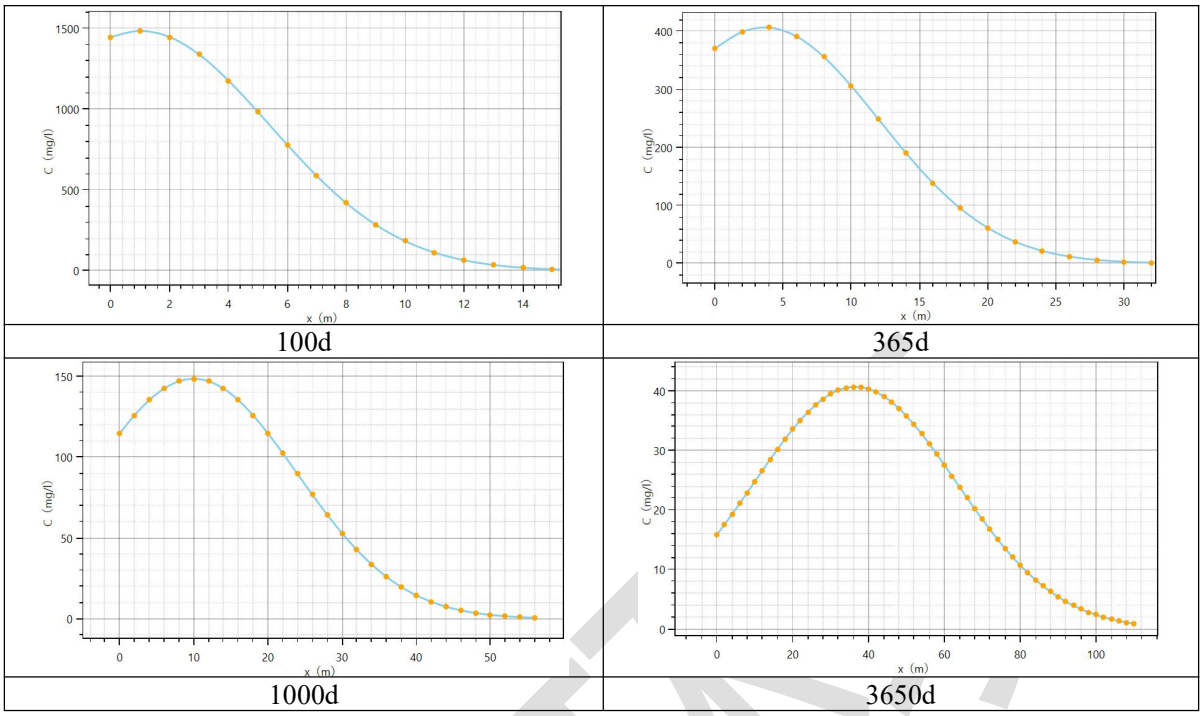
污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游22m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游132m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游99m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游115m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游92m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游132m。

表6.2.3-6　各类污染因子预测评价结果统计表

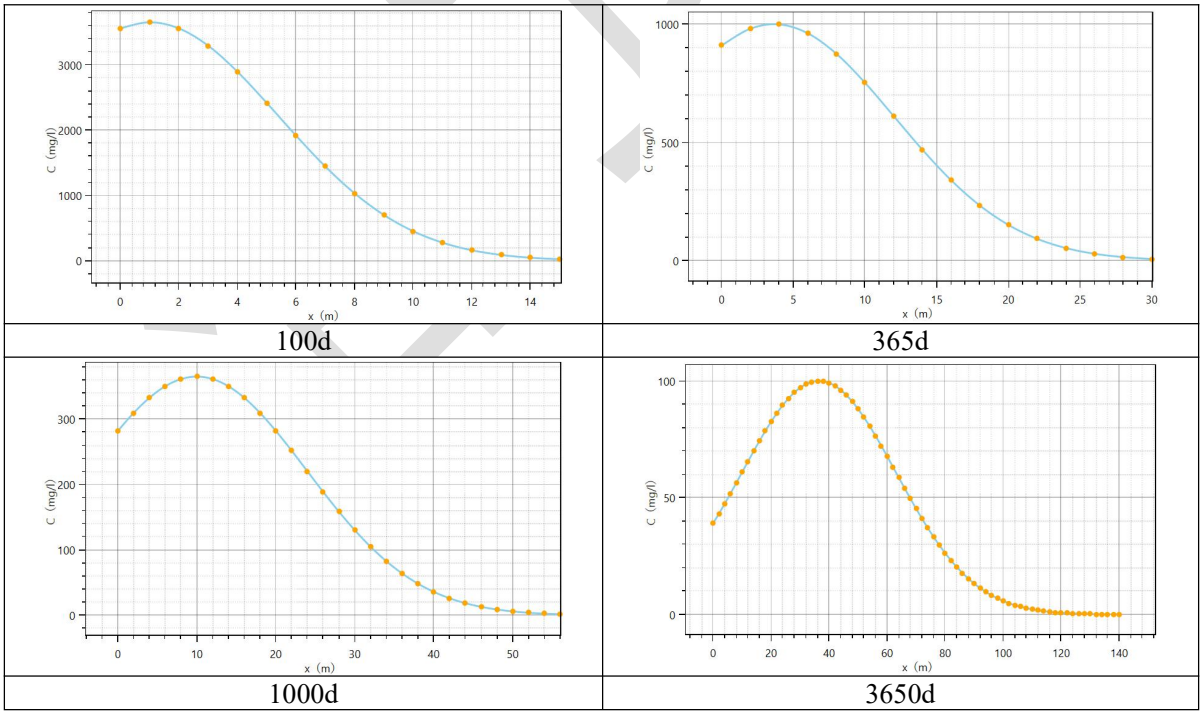
预测情景	压裂返排废水暂存池泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	14	16	1485.076
	365	24	29	406.870
	1000	38	47	148.507
	3650	68	94	40.687
氯化物	100	11	21	3653.287
	365	18	39	1000.901
	1000	22	65	365.328
	3650	/	132	100.090
石油类	100	17	19	29.701
	365	31	34	8.137
	1000	50	57	2.970
	3650	99	115	0.813
钡	100	16	21	221.563
	365	29	39	60.702
	1000	47	65	22.156
	3650	92	132	6.070



100d　　365d

1000d　　3650d

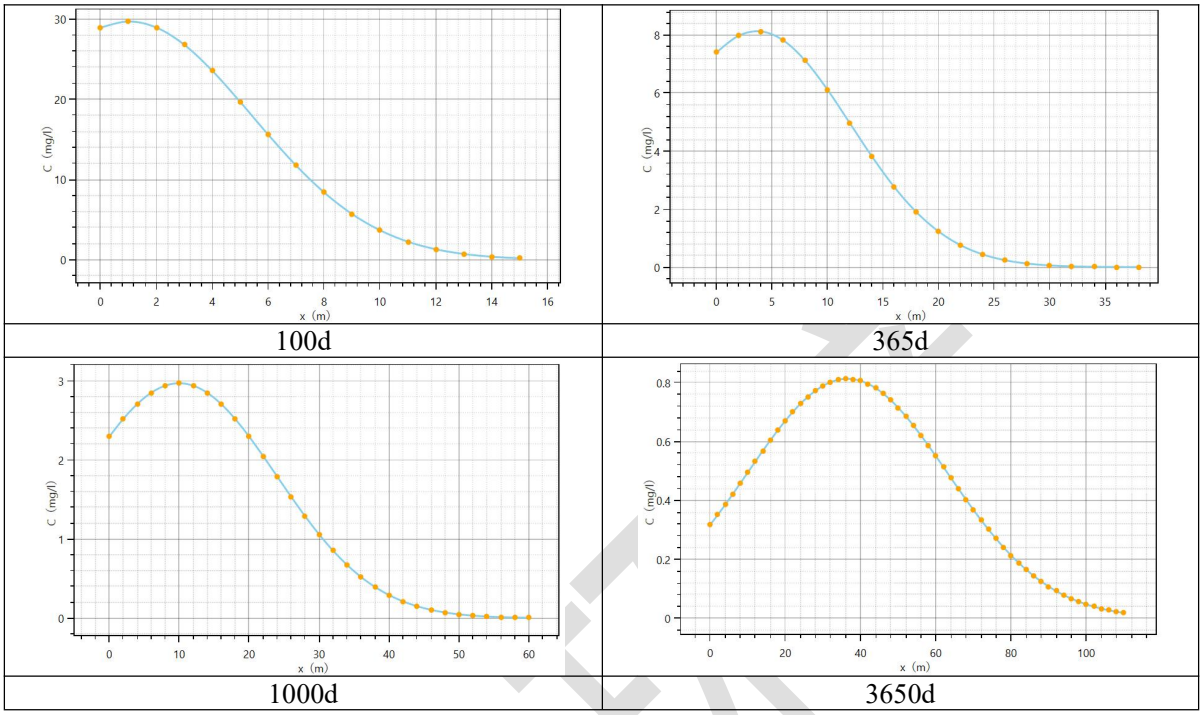
图 6.2.3-5　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

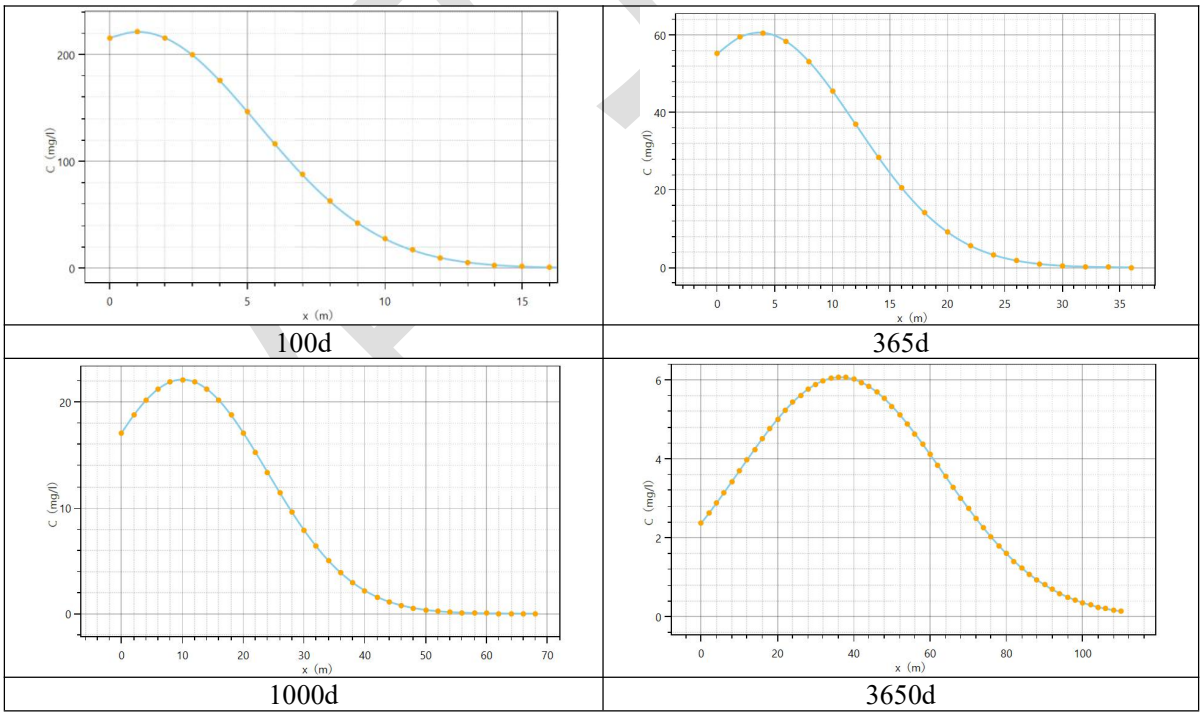
图 6.2.3-6　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-7　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-8　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

二、非正常工况自310平台预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆漏失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游70m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游100m。

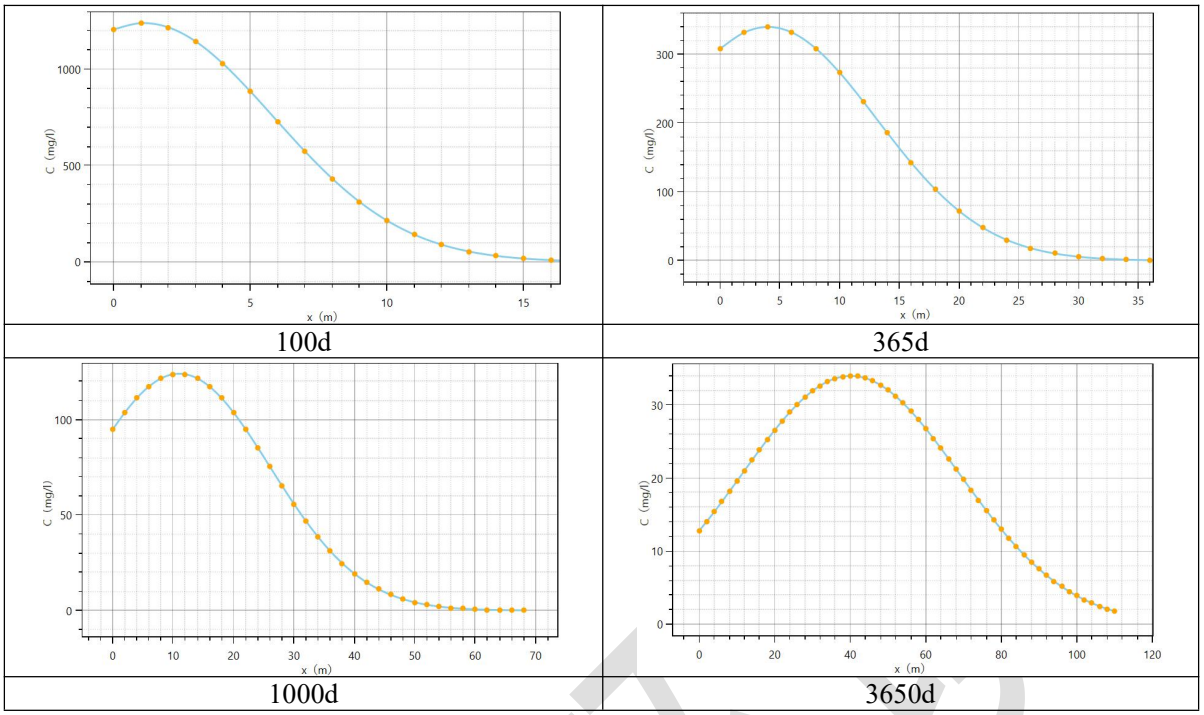
污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游142m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游106m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游124m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游97m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游142m。

表6.2.3-7　各类污染因子预测评价结果统计表

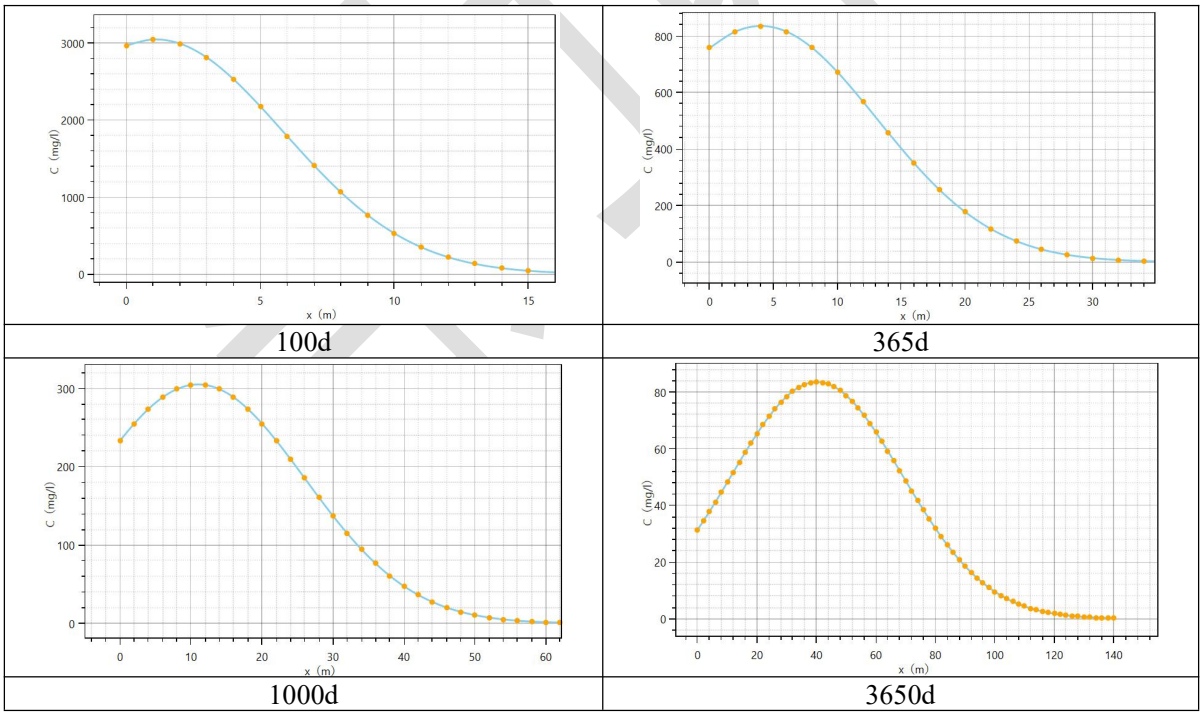
预测情景	钻井泥浆泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	15	17	1240.805
	365	26	31	339.946
	1000	40	50	124.080
	3650	70	100	33.994
氯化物	100	12	22	3052.379
	365	18	42	836.268
	1000	20	70	305.237
	3650	/	142	83.626
石油类	100	18	20	24.816
	365	32	37	6.798
	1000	53	61	2.481
	3650	106	124	0.679
钡	100	17	22	185.128
	365	31	42	50.720
	1000	49	69	18.512
	3650	97	142	5.072



100d　　365d

1000d　　3650d

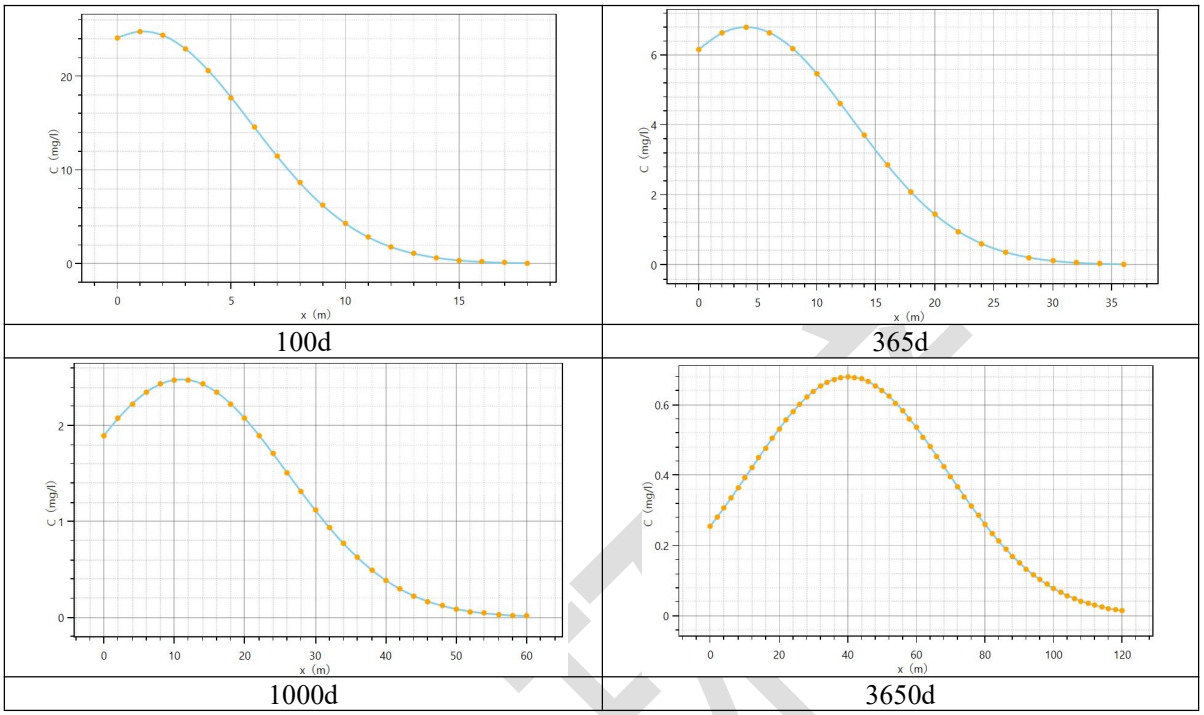
图 6.2.3-9　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

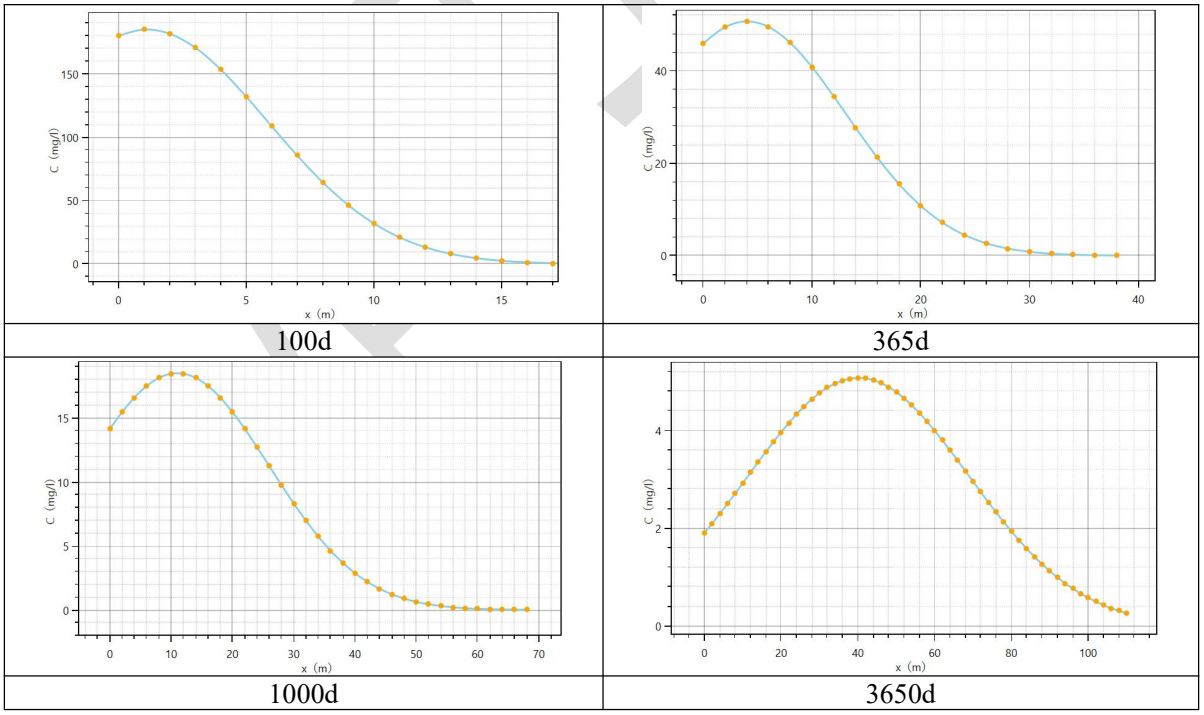
图 6.2.3-10　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-11　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-12　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（2）压裂返排阶段—返排液储存池破裂

根据返排液储存池泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游69m处，污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游99m。

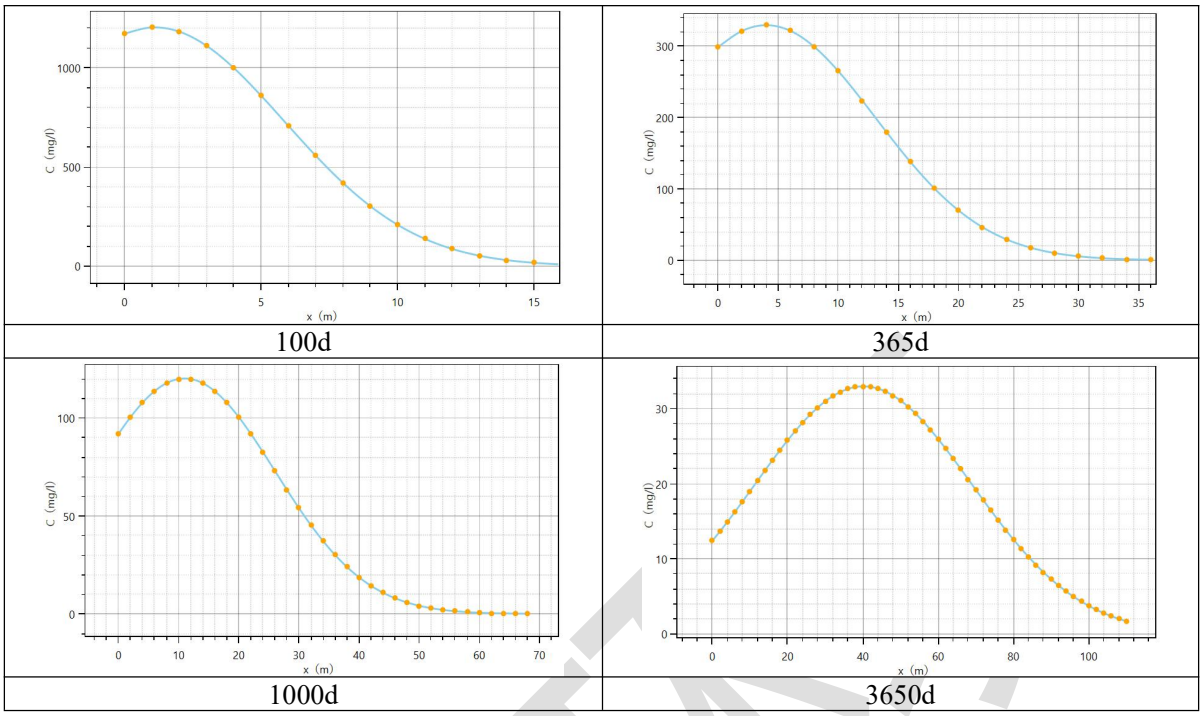
污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游142m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游105m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游123m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游97m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游141m。

表6.2.3-8　各类污染因子预测评价结果统计表

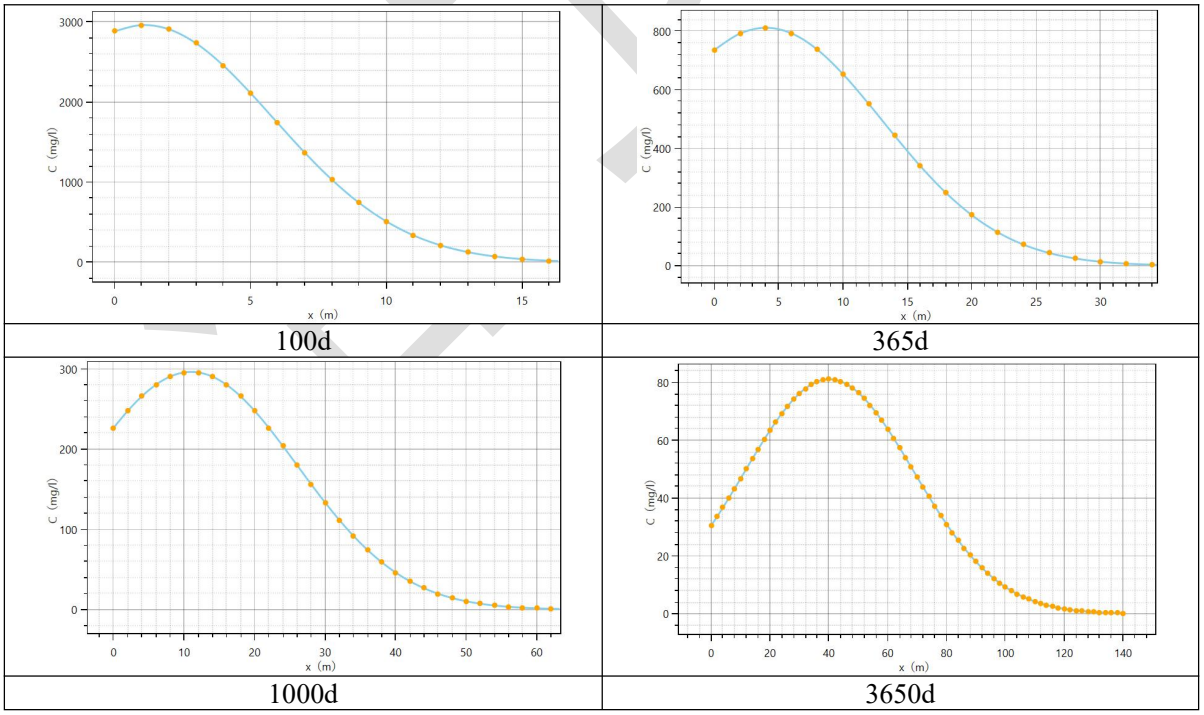
预测情景	压裂返排废水暂存池泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	15	17	1204.171
	365	26	31	329.91
	1000	39	50	120.417
	3650	69	99	32.991
氯化物	100	12	22	2962.262
	365	18	42	811.578
	1000	20	70	296.226
	3650	/	142	81.157
石油类	100	18	20	24.083
	365	32	37	6.598
	1000	53	61	2.408
	3650	105	123	0.659
钡	100	17	22	179.656
	365	31	41	49.221
	1000	49	69	17.965
	3650	97	141	4.922



100d　　365d

1000d　　3650d

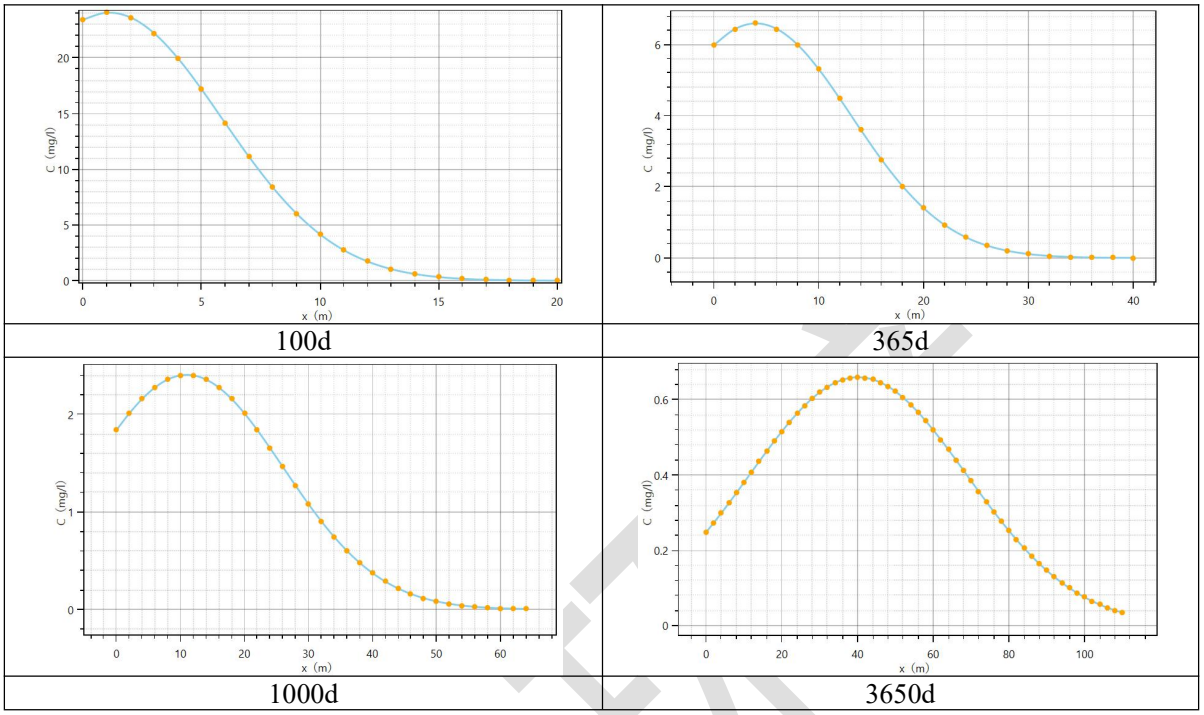
图 6.2.3-13　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

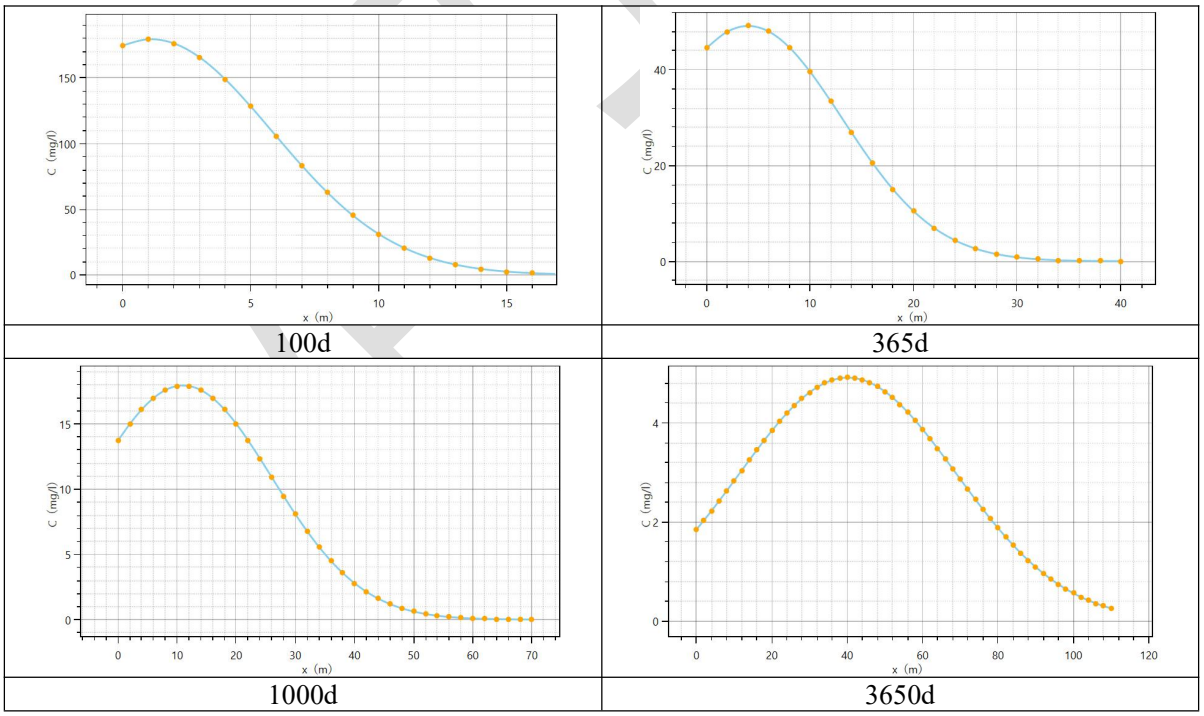
图 6.2.3-14　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-15　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-16　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

三、非正常工况自205H64平台预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆漏失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游75m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游107m。

污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游22m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游151m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游113m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游132m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游104m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游151m。

表6.2.3-9　各类污染因子预测评价结果统计表

预测情景	钻井泥浆泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	16	18	1258.606
	365	27	33	344.823
	1000	42	54	125.860
	3650	75	107	34.482
氯化物	100	12	23	3096.172
	365	19	44	848.266
	1000	22	74	309.617
	3650	/	151	84.826
石油类	100	19	21	25.172
	365	34	39	6.896
	1000	56	65	2.517
	3650	113	132	0.689
钡	100	18	23	187.784
	365	32	44	51.447
	1000	53	73	18.778
	3650	104	151	5.144

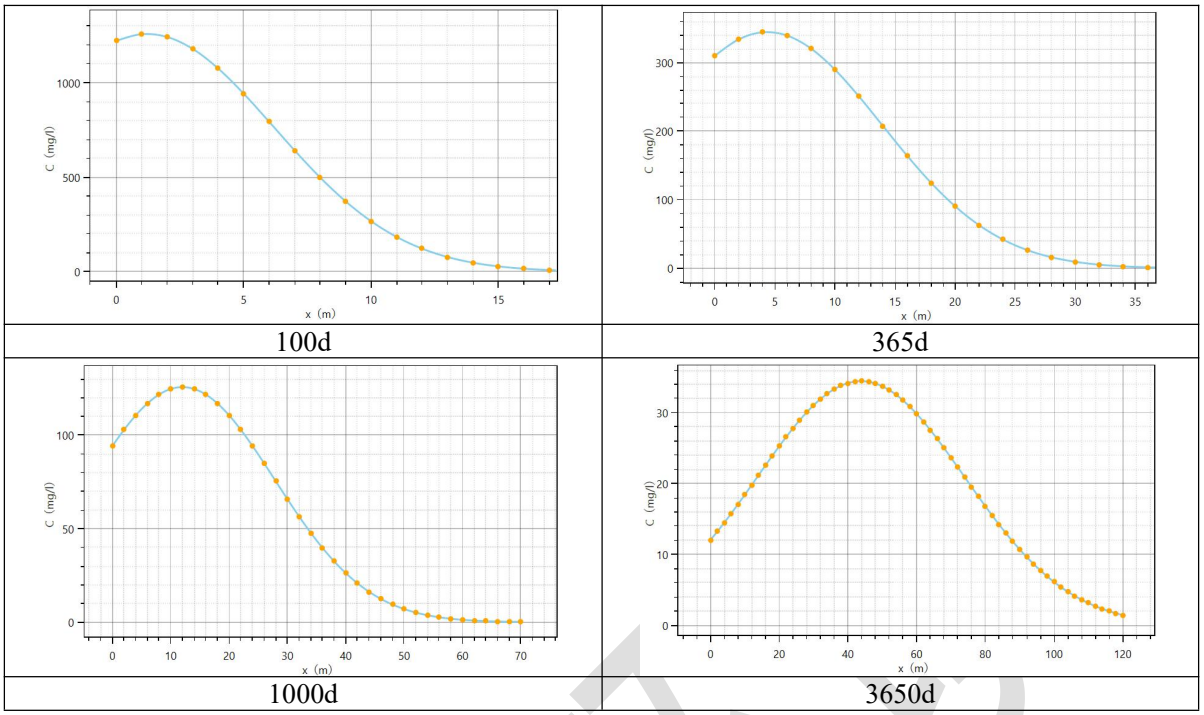


图 6.2.3-17　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图

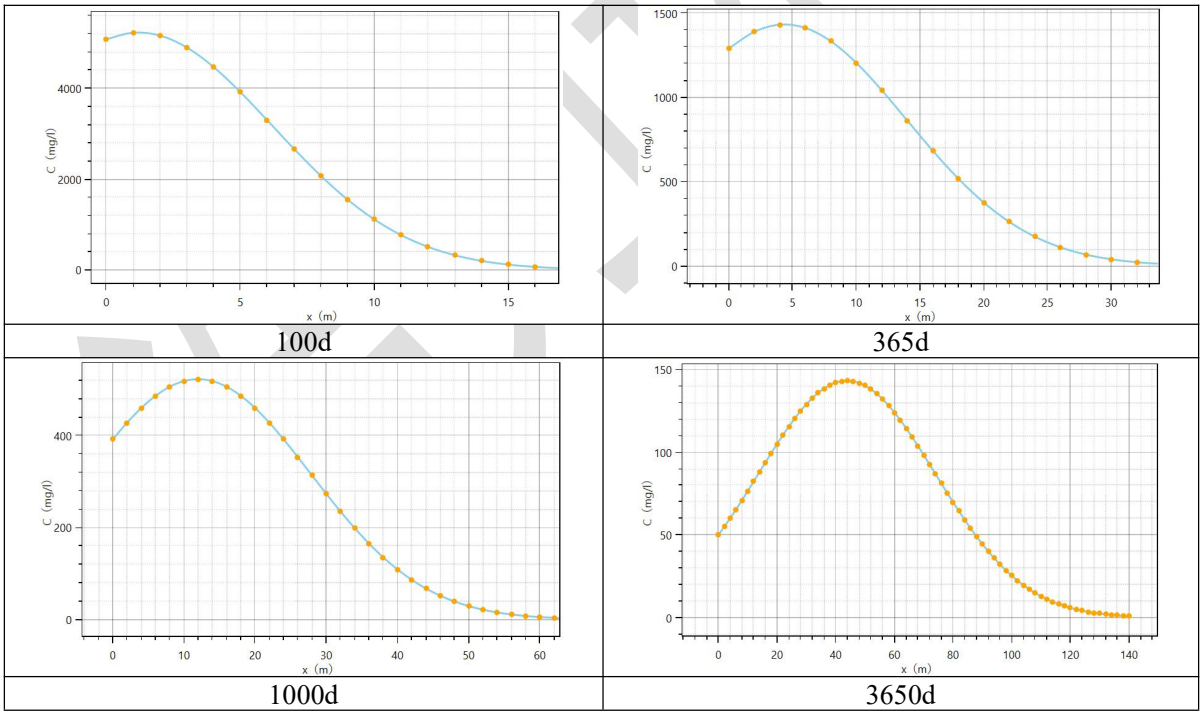


图 6.2.3-18　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图

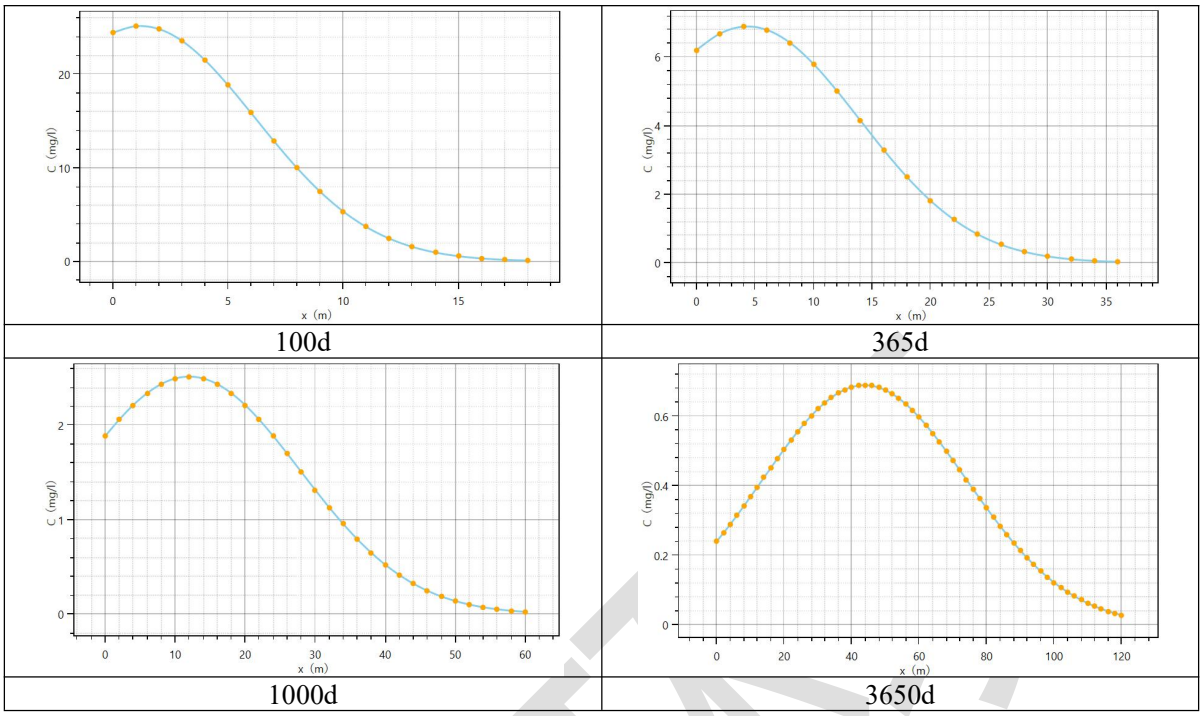


图 6.2.3-19　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图

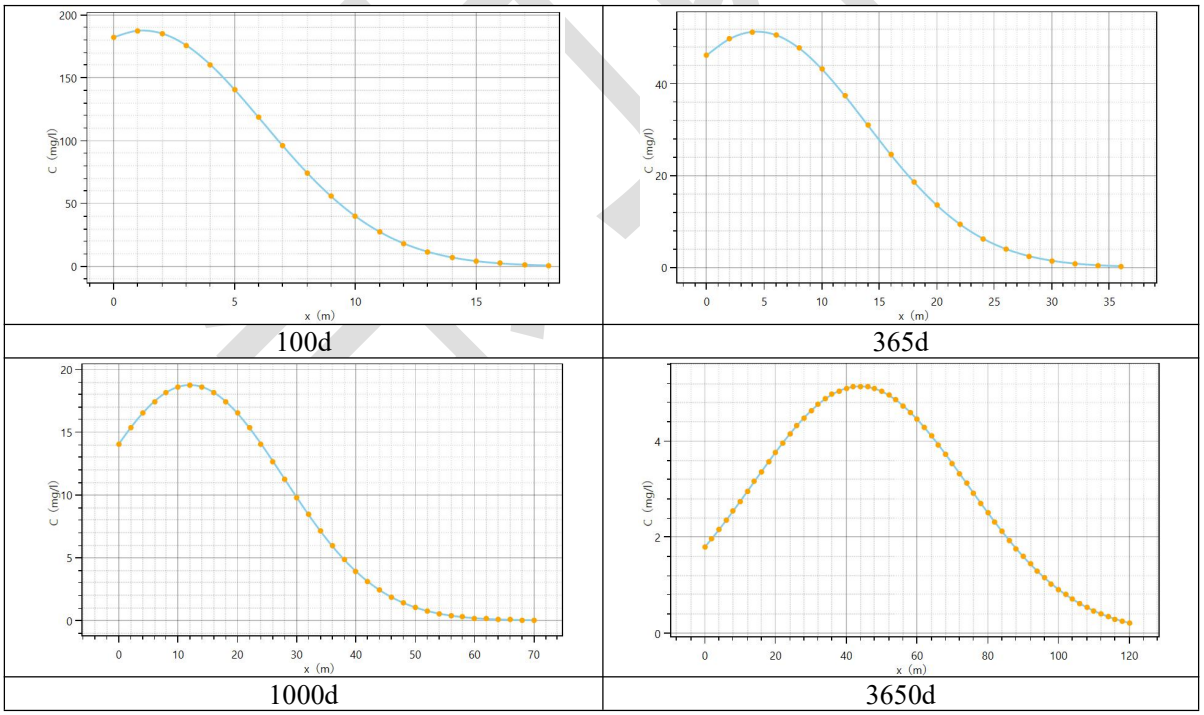


图 6.2.3-20　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（2）压裂返排阶段—返排液储存池破裂

根据返排液储存池泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游80m处，污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游109m。

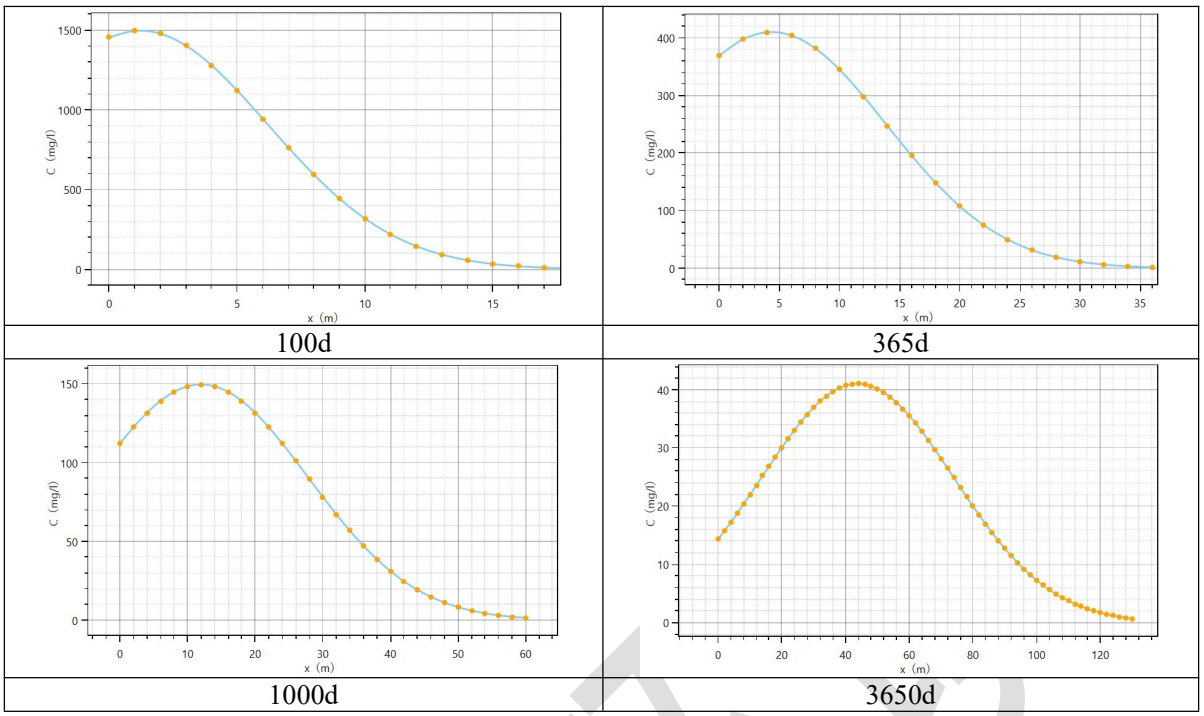
污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游26m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游153m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游115m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游133m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游107m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游152m。

表6.2.3-10　各类污染因子预测评价结果统计表

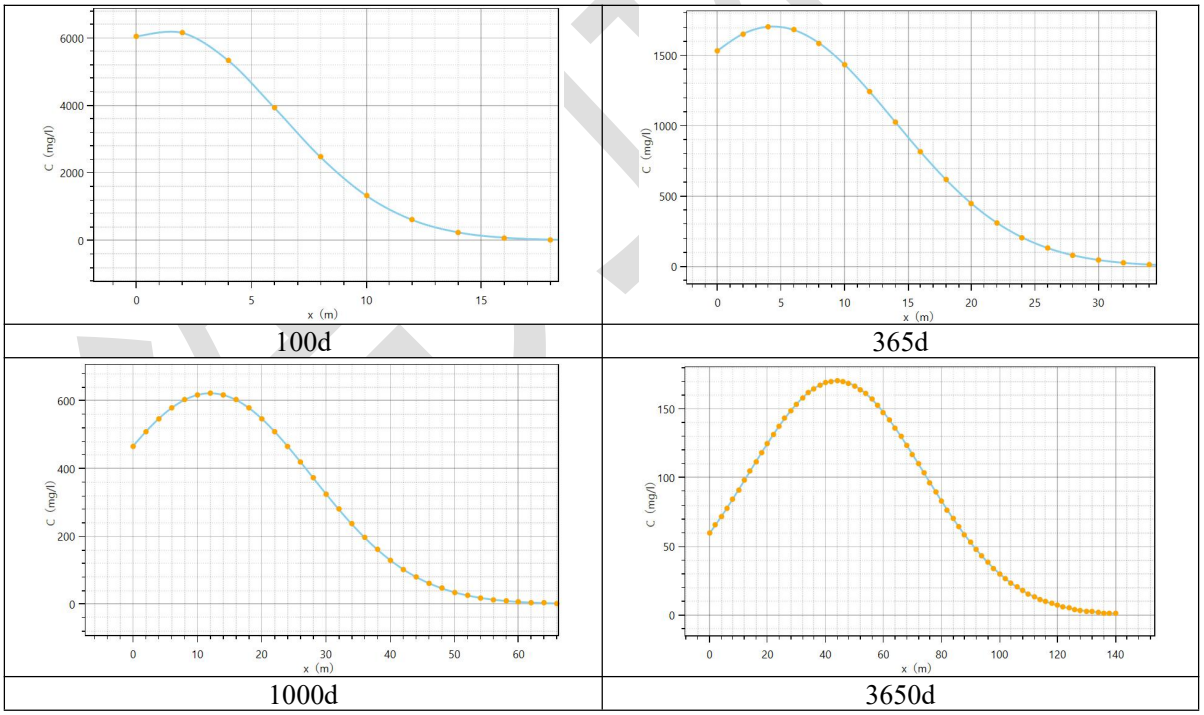
预测情景	压裂返排废水暂存池泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	16	18	1498.341
	365	28	33	410.504
	1000	44	55	149.834
	3650	80	109	41.050
氯化物	100	13	24	3685.918
	365	20	44	1009.841
	1000	26	74	368.591
	3650	/	153	100.984
石油类	100	19	21	29.966
	365	35	39	8.210
	1000	57	65	2.996
	3650	115	133	0.821
钡	100	18	24	223.552
	365	33	44	61.247
	1000	54	74	22.355
	3650	107	152	6.124



100d　　365d

1000d　　3650d

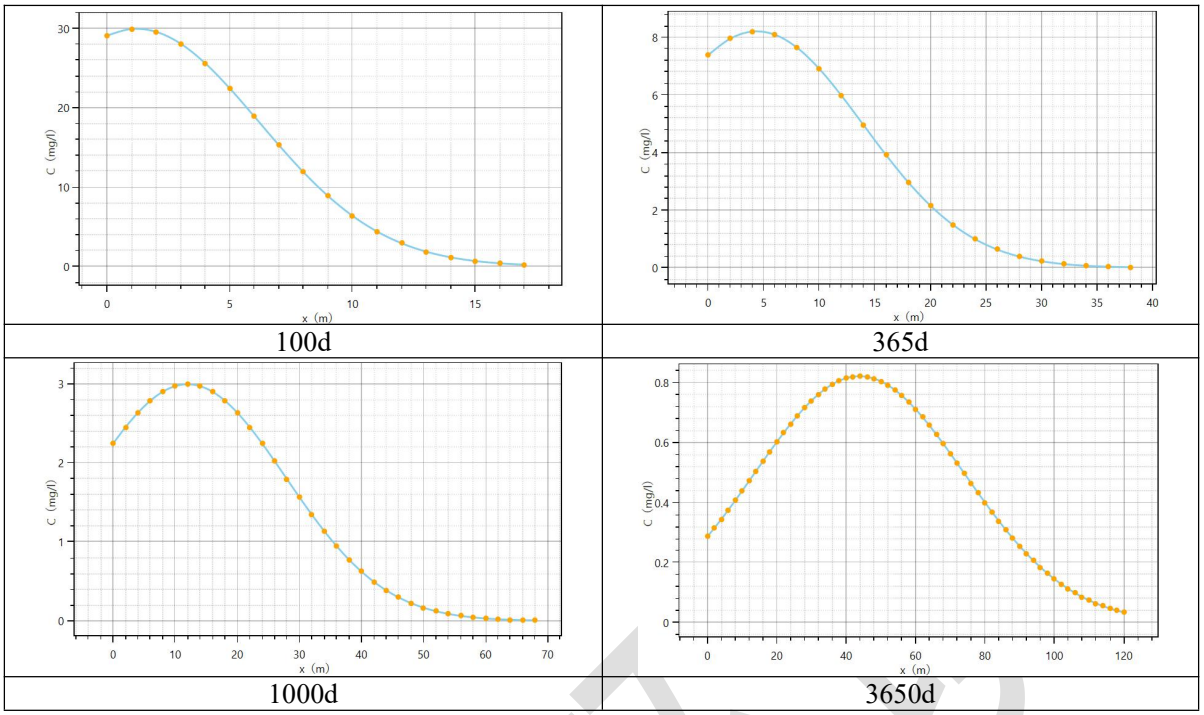
图 6.2.3-21　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

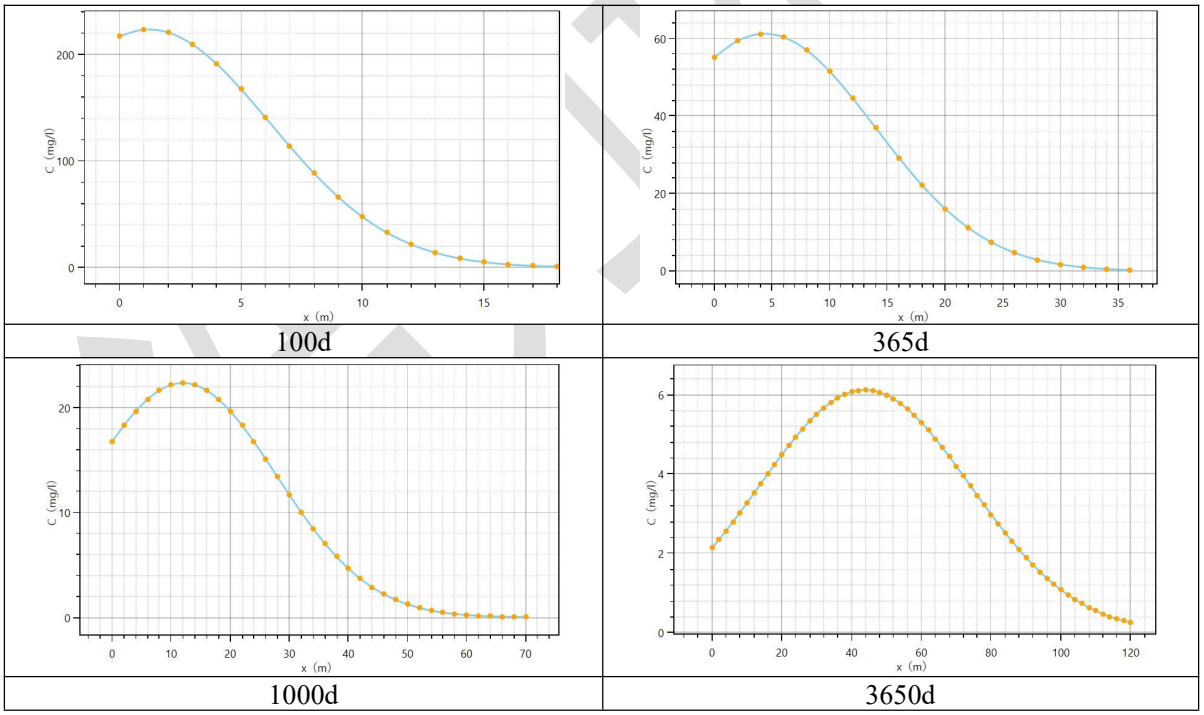
图 6.2.3-22　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-23　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-24　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

四、非正常工况自 205H69 平台预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆漏失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游60m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游81m。

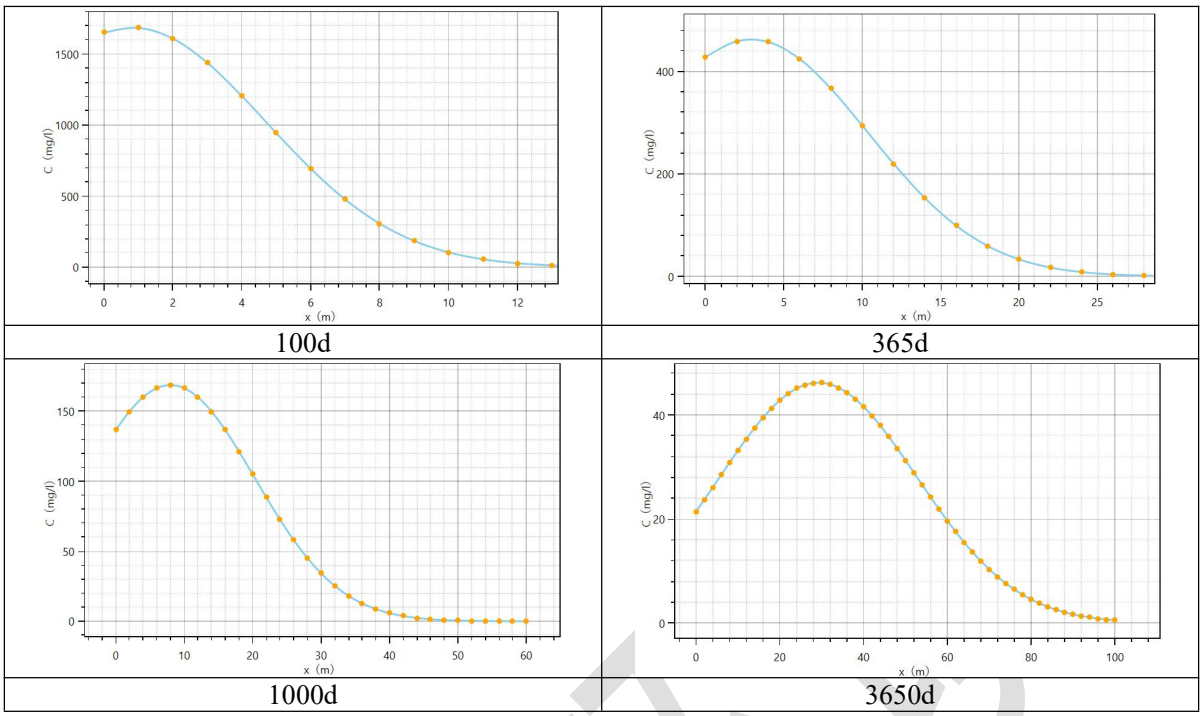
污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游115m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游86m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游100m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游80m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游114m。

表6.2.3-11　各类污染因子预测评价结果统计表

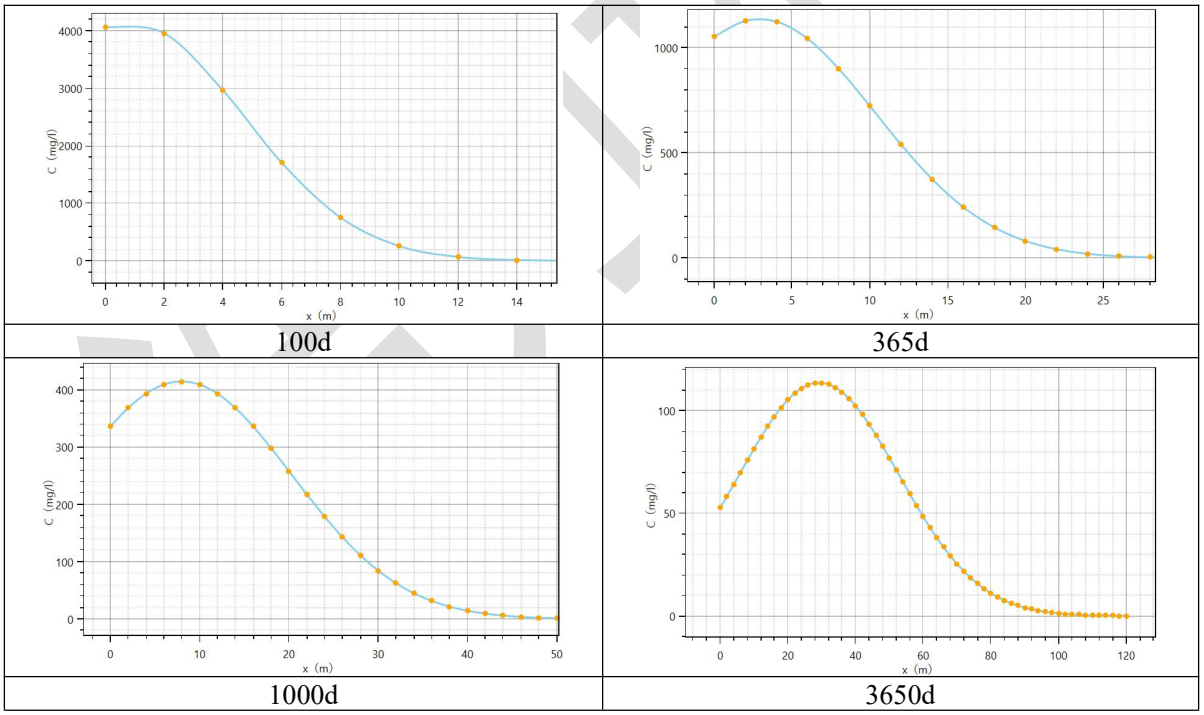
预测情景	钻井泥浆泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	12	14	1687.594
	365	22	26	462.354
	1000	33	42	168.759
	3650	60	81	46.235
氯化物	100	10	18	4151.481
	365	16	34	1137.392
	1000	20	57	415.148
	3650	/	115	113.739
石油类	100	15	17	33.751
	365	27	30	9.247
	1000	44	50	3.375
	3650	86	100	0.924
钡	100	14	18	251.789
	365	25	34	68.983
	1000	41	57	25.178
	3650	80	114	6.898



100d　　365d

1000d　　3650d

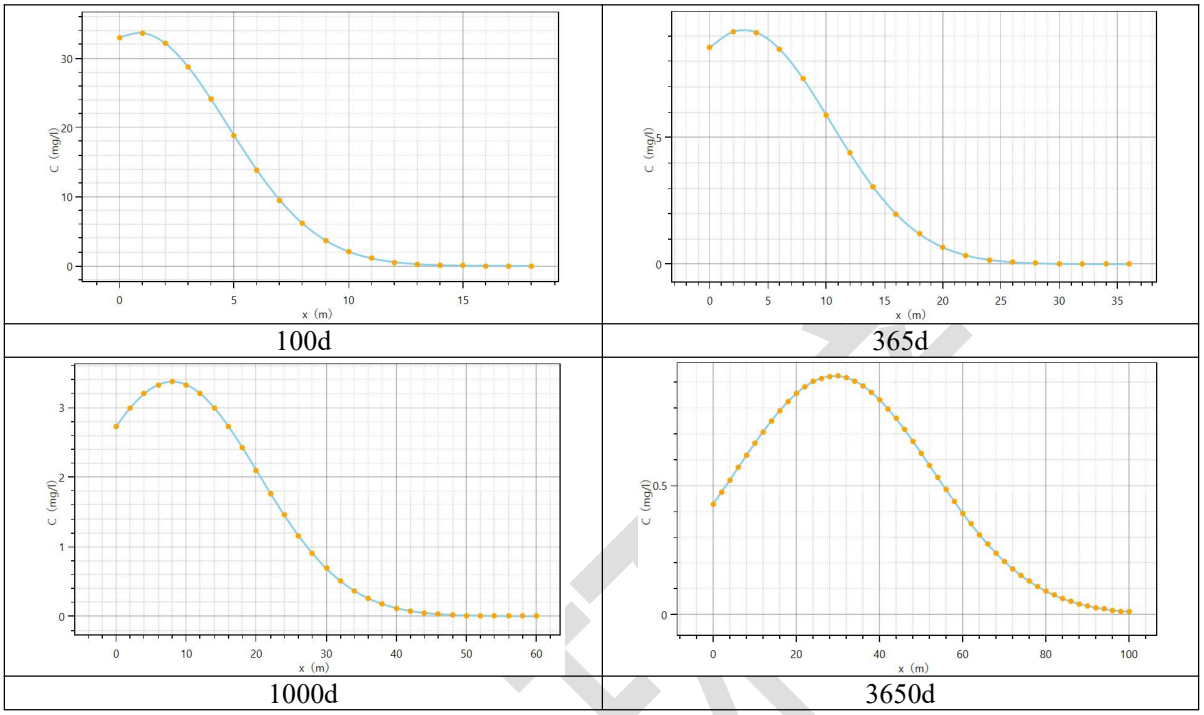
图 6.2.3-25　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

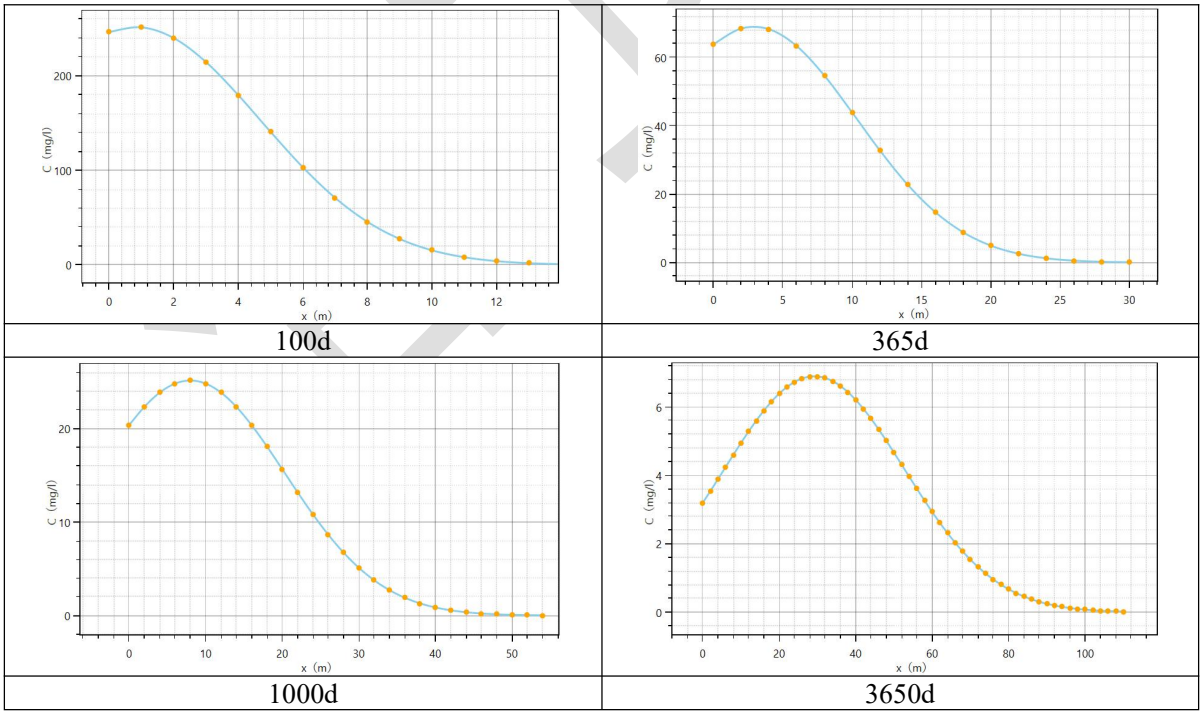
图 6.2.3-26　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-27　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-28　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（2）压裂返排阶段—返排液中心水池破裂

根据返排液中心水池泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物 COD 在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 81m 处，污染物 COD 在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 96m。

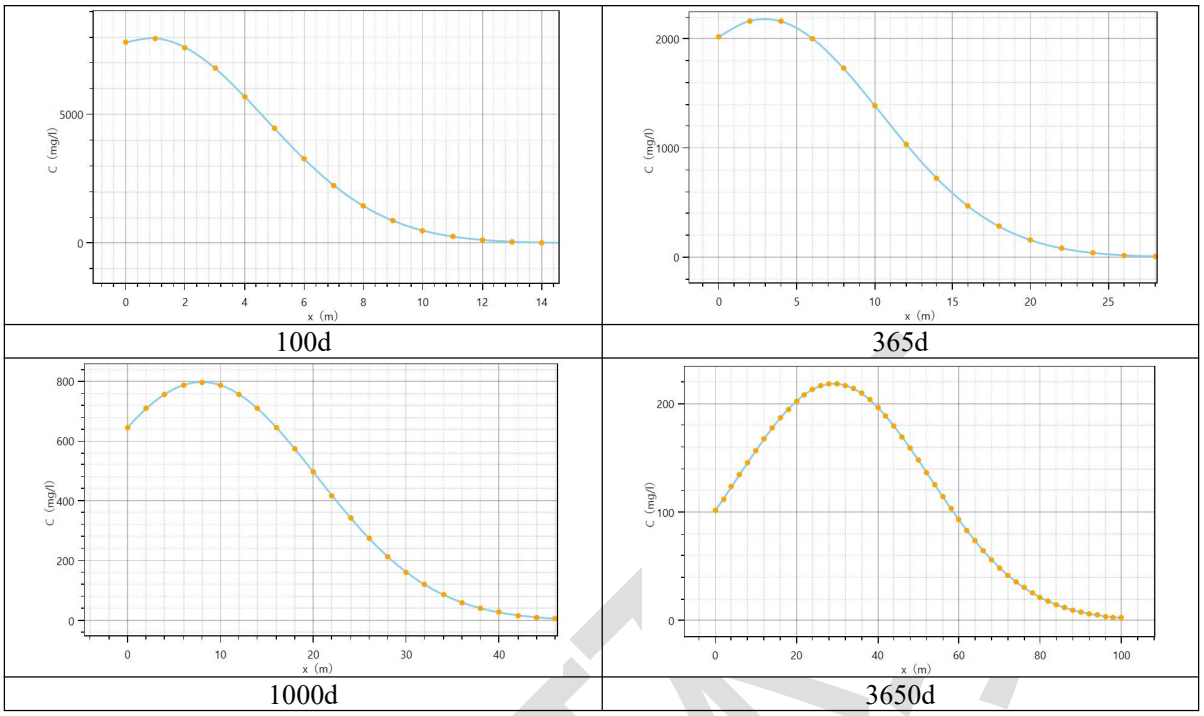
污染物氯化物在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 58m 处，污染物氯化物在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 124m。

污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 100m 处；污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 111m。

污染物钡在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 94m 处，污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 124m。

表 6.2.3-12　各类污染因子预测评价结果统计表

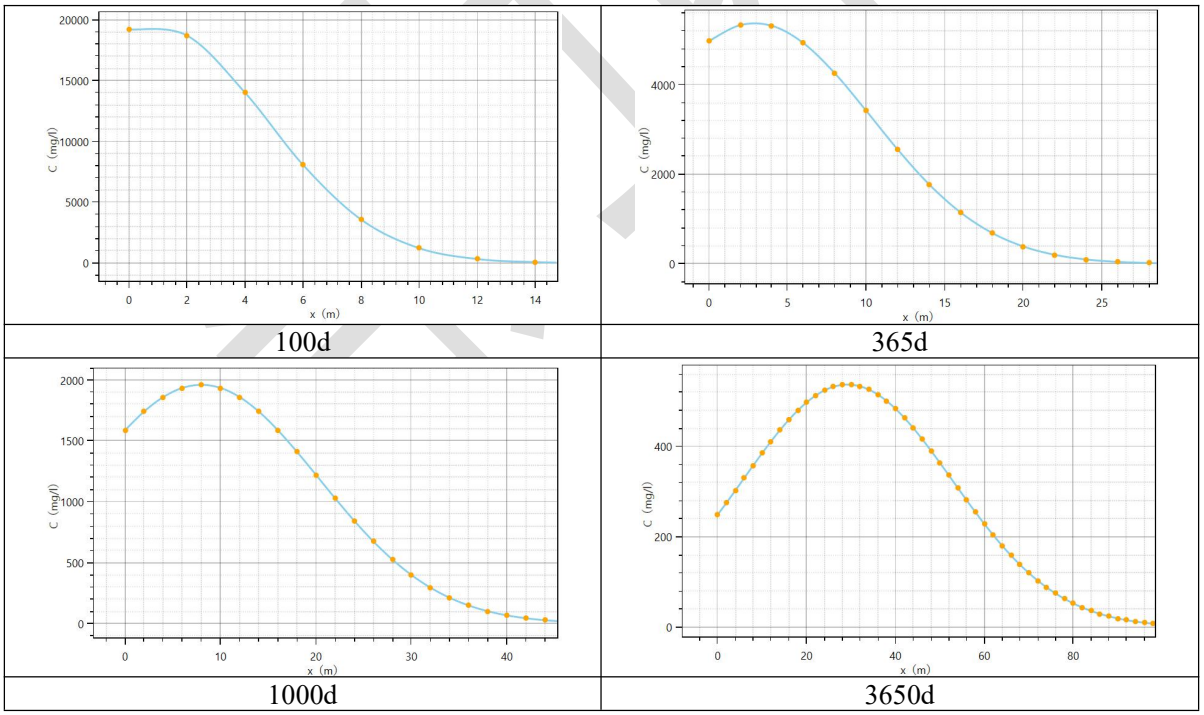
预测情景	压裂返排废水中心水池泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	14	16	7901.154
	365	26	29	2164.7
	1000	41	48	790.115
	3650	81	96	216.47
氯化物	100	12	20	19614.76
	365	21	37	5373.906
	1000	33	62	1961.476
	3650	58	124	537.390
石油类	100	16	18	160.594
	365	30	33	43.998
	1000	50	55	16.059
	3650	100	111	4.399
钡	100	16	20	1189.641
	365	29	37	325.929
	1000	48	61	118.964
	3650	94	124	32.592



100d　365d

1000d　3650d

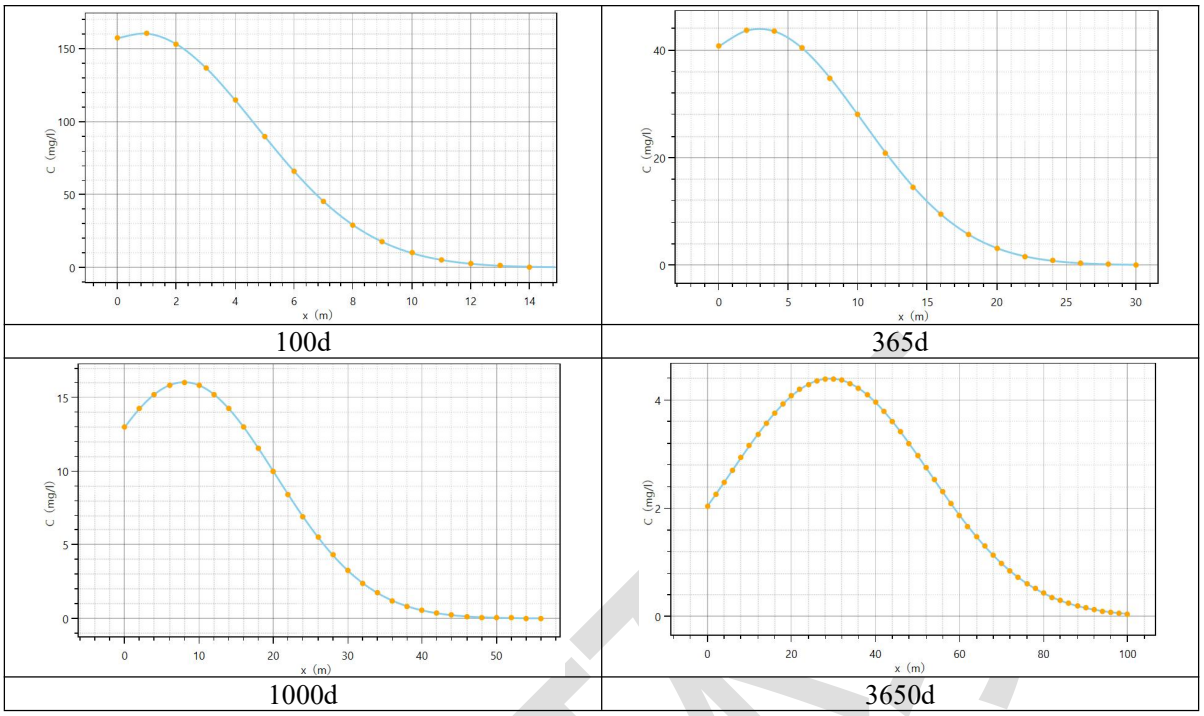
图 6.2.3-29　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　365d

1000d　3650d

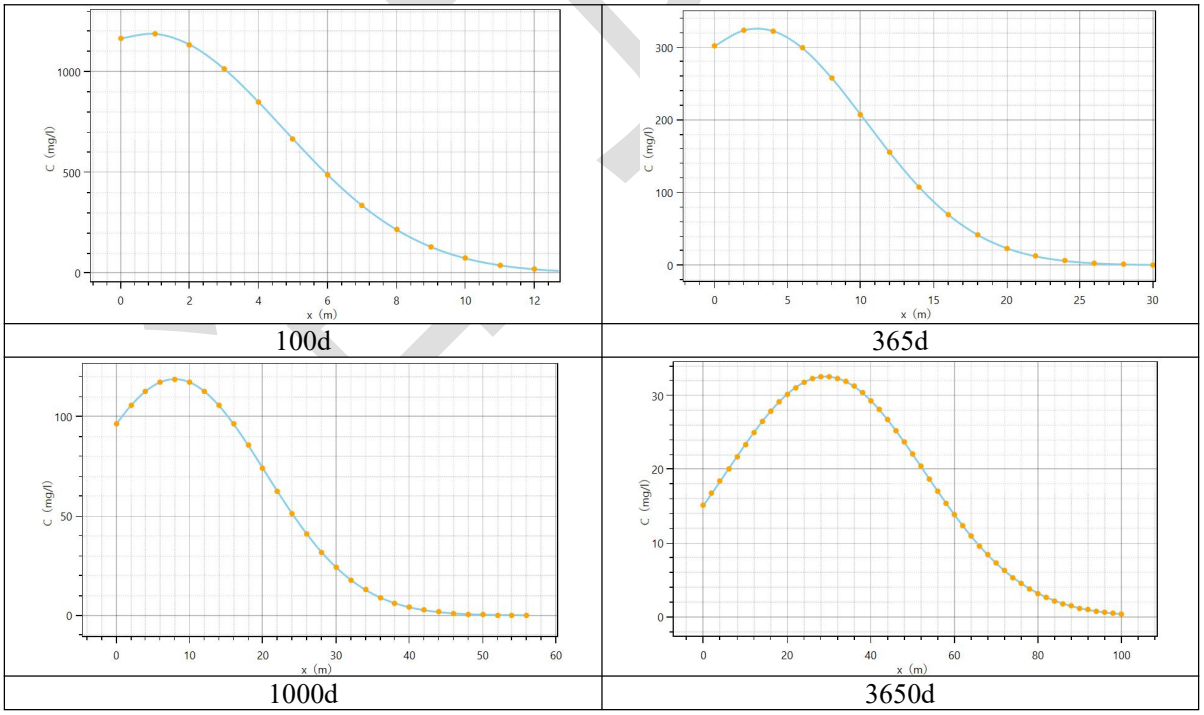
图 6.2.3-30　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　365d

1000d　3650d

图 6.2.3-31　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　365d

1000d　3650d

图 6.2.3-32　污染物钡污染晕迁移范围分布图

五、非正常工况自205H74平台预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆漏失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游69m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游111m。

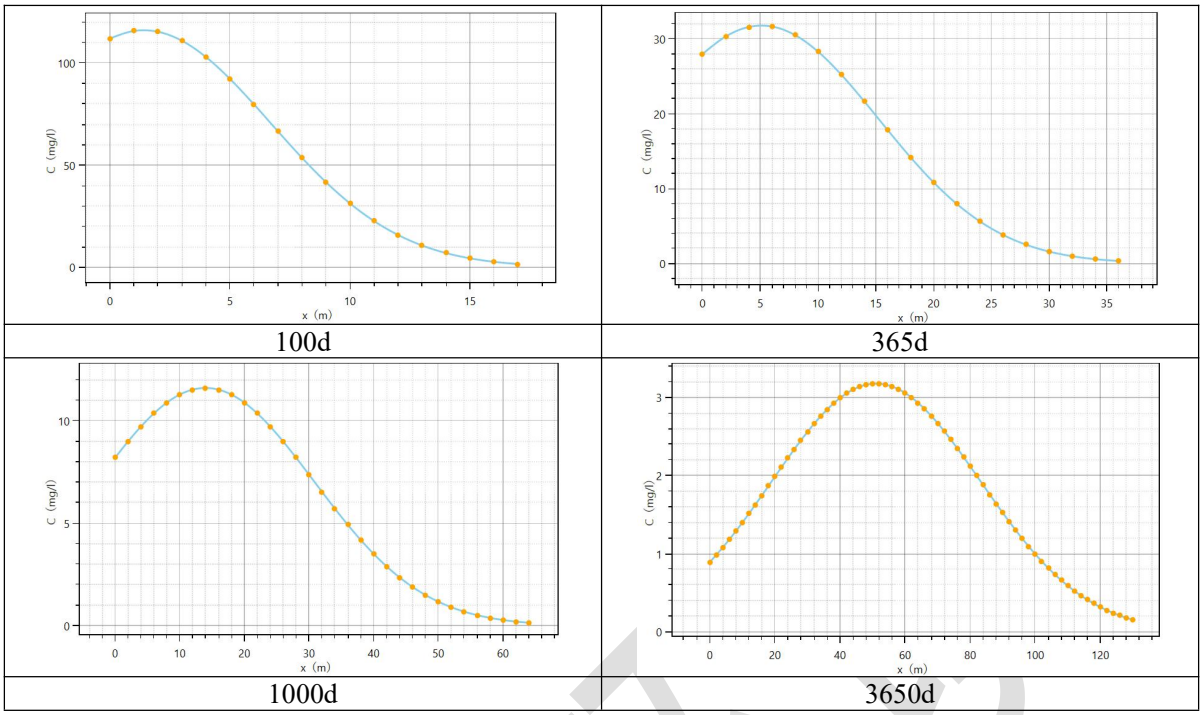
污染物氯化物在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处，1000天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游162m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游119m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游140m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游109m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游161m。

表6.2.3-13　各类污染因子预测评价结果统计表

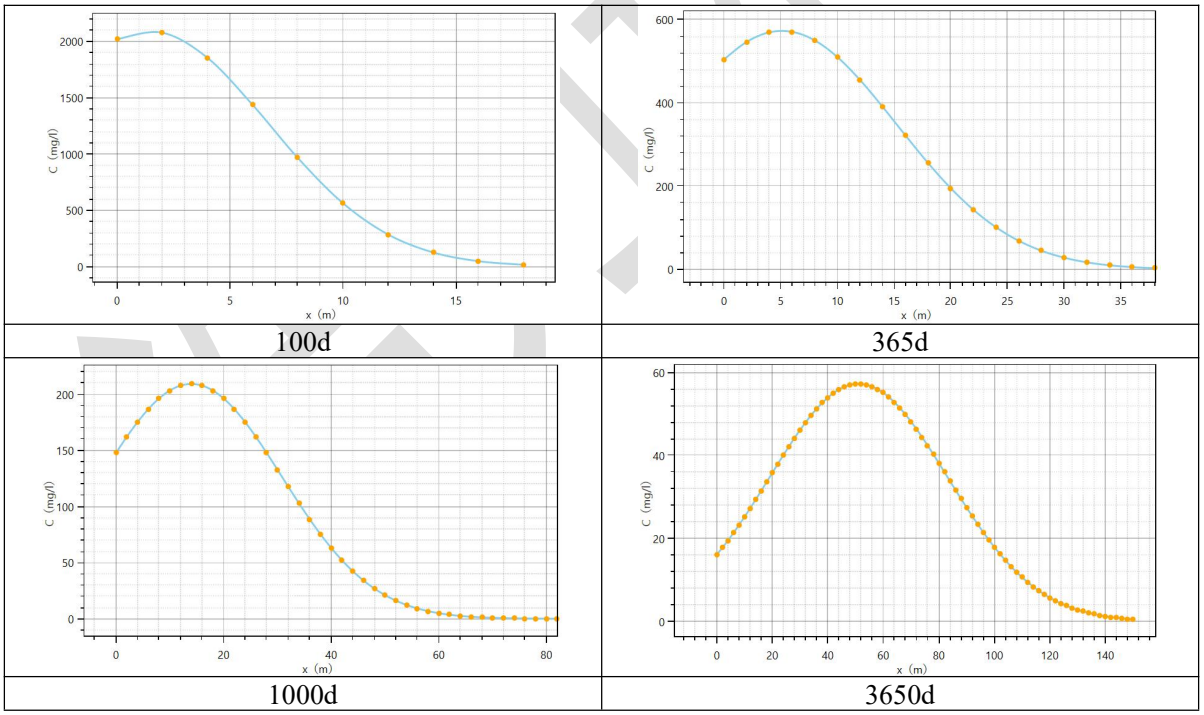
预测情景	钻井泥浆泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	16	19	850.630
	365	28	34	233.049
	1000	43	56	85.063
	3650	69	111	23.304
氯化物	100	12	25	2092.551
	365	18	46	573.301
	1000	/	78	209.255
	3650	/	162	57.330
石油类	100	20	22	17.012
	365	36	41	4.660
	1000	59	68	1.701
	3650	119	140	0.466
钡	100	19	24	126.914
	365	33	46	34.770
	1000	54	77	12.691
	3650	109	161	3.477



100d　　365d

1000d　　3650d

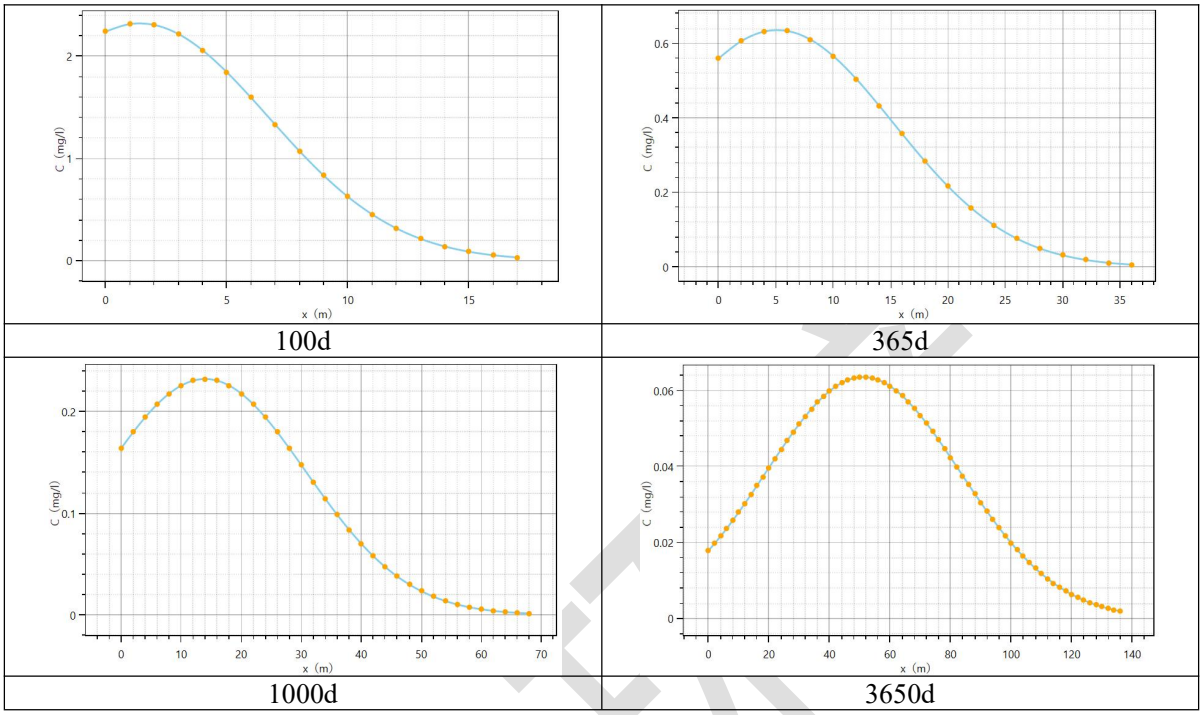
图 6.2.3-33　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

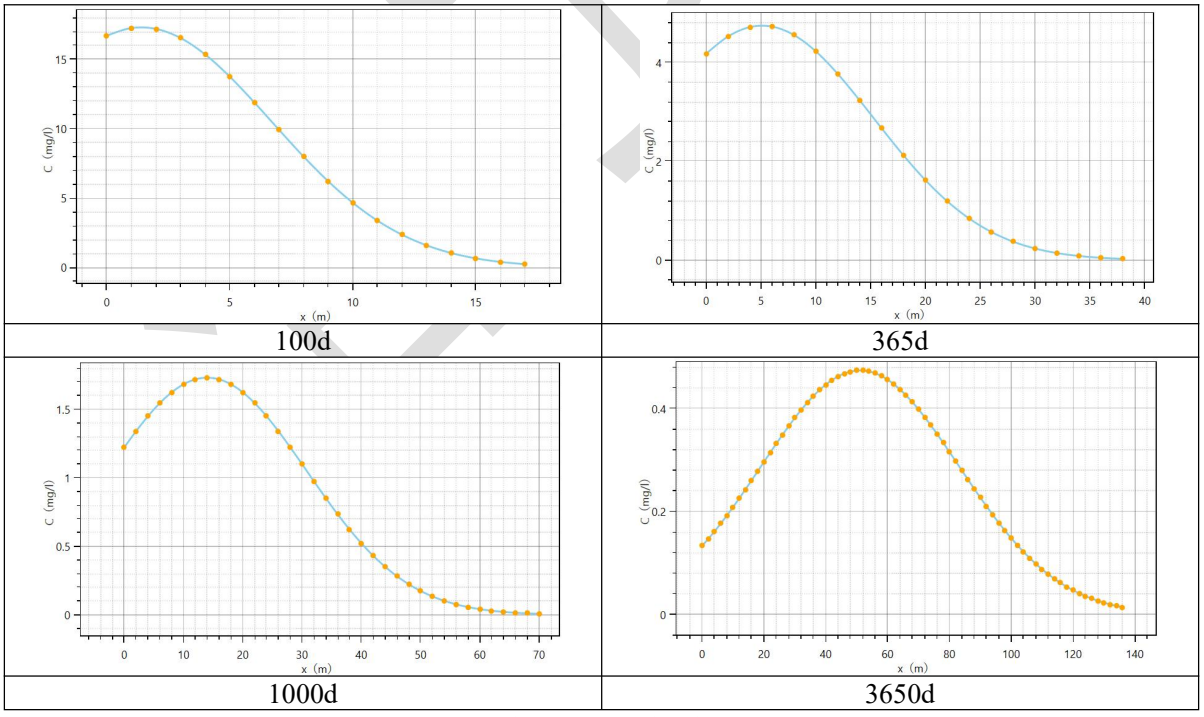
图 6.2.3-34　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-35　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-36　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（2）压裂返排阶段—返排液中心水池破裂

根据返排液中心水池泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物 COD 在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 120m 处，污染物 COD 在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 141m。

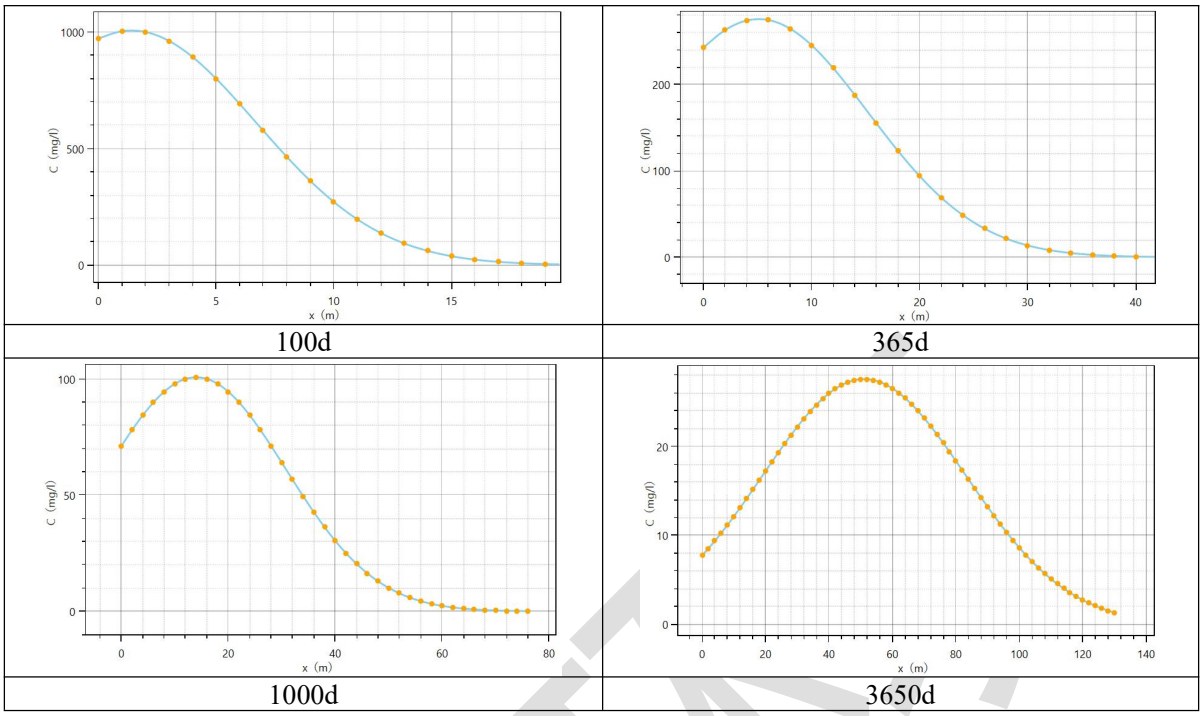
污染物氯化物在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 89m 处，污染物氯化物在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 181m。

污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 146m 处；污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 162m。

污染物钡在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 139m 处，污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 180m。

表 6.2.3-14　各类污染因子预测评价结果统计表

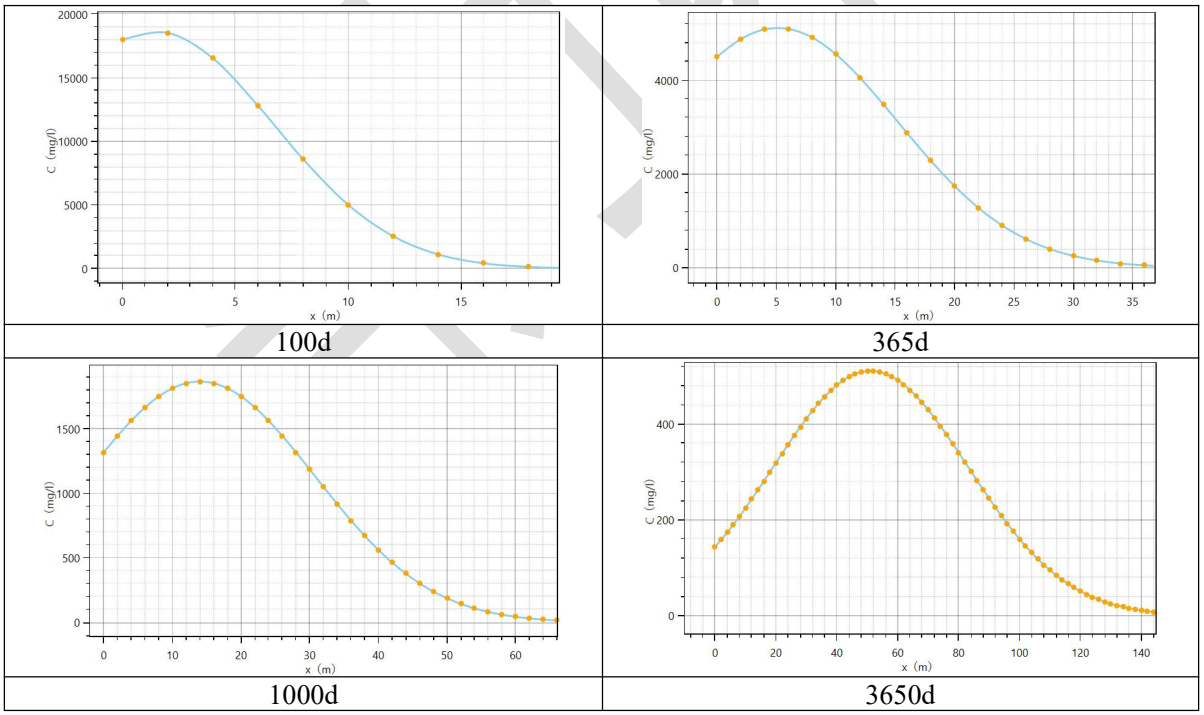
预测情景	压裂返排废水中心水池泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	20	22	7383.068
	365	36	41	2022.758
	1000	59	68	738.306
	3650	120	141	202.275
氯化物	100	17	27	18660.57
	365	30	51	5112.486
	1000	48	87	1866.057
	3650	89	181	511.2486
石油类	100	23	25	147.661
	365	42	46	40.455
	1000	71	78	14.766
	3650	146	162	4.045
钡	100	22	27	1101.55
	365	40	51	301.794
	1000	67	86	110.155
	3650	139	180	30.179



100d　　365d

1000d　　3650d

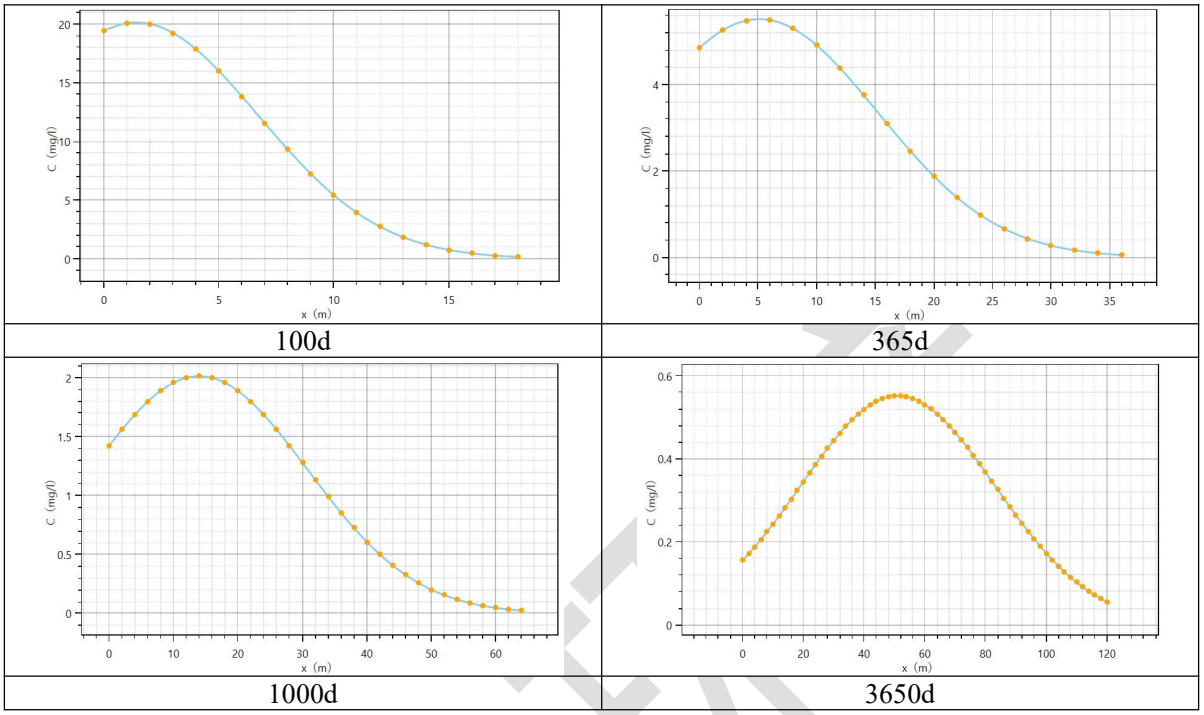
图 6.2.3-37　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

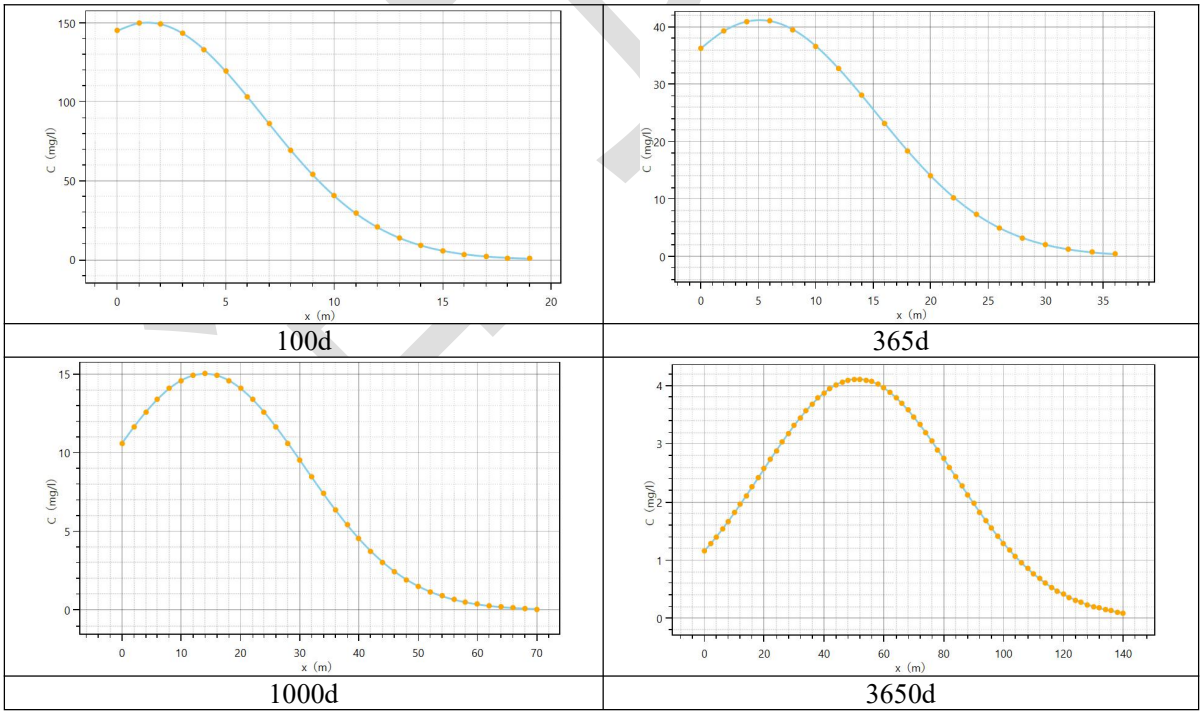
1000d　　3650d

图 6.2.3-38　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d	365d
1000d	3650d

图 6.2.3-39　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d	365d
1000d	3650d

图 6.2.3-40　污染物钡污染晕迁移范围分布图

六、非正常工况自205H77平台预测评价结果

（1）钻井阶段——钻井泥浆漏失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游70m处,污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游107m。

污染物氯化物在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处，1000天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游154m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游114m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游133m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游104m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游153m。

表6.2.3-15　各类污染因子预测评价结果统计表

预测情景	钻井泥浆泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	15	18	963.669
	365	27	33	264.019
	1000	41	53	96.366
	3650	70	107	26.401
氯化物	100	12	23	2370.628
	365	18	44	649.487
	1000	/	74	237.062
	3650	/	154	64.948
石油类	100	19	21	19.273
	365	34	39	5.280
	1000	56	65	1.927
	3650	114	133	0.528
钡	100	18	23	143.779
	365	32	44	39.391
	1000	52	74	14.377
	3650	104	153	3.939

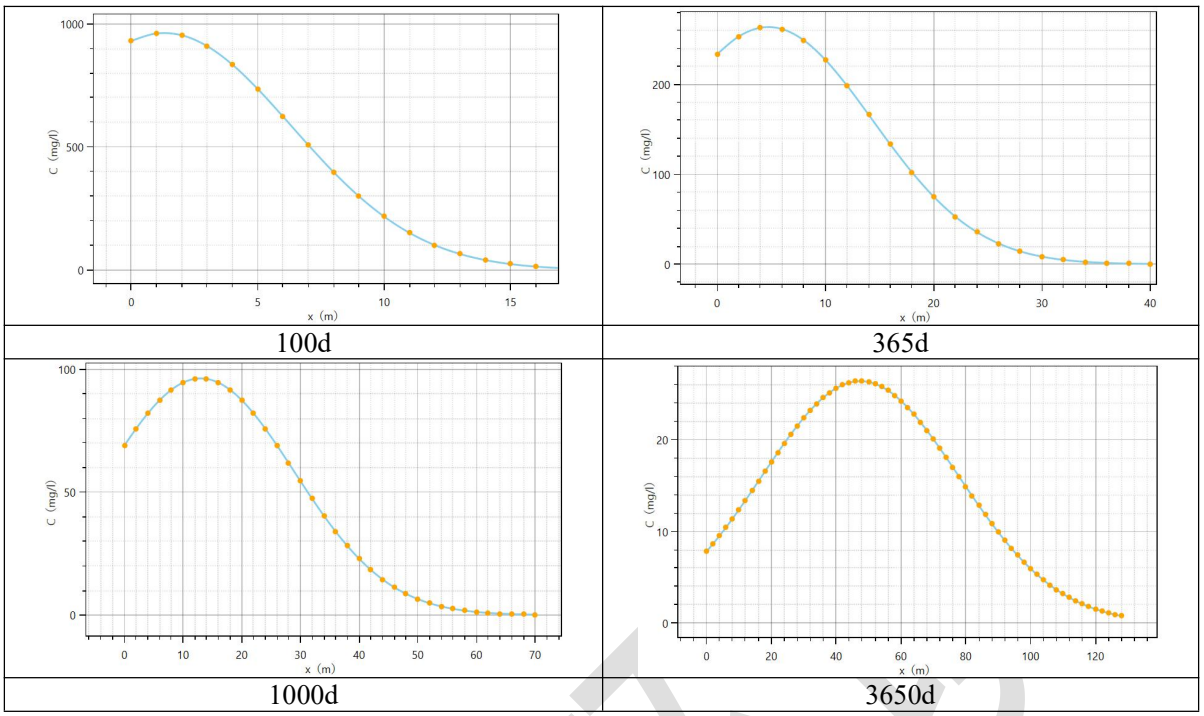


图 6.2.3-41　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图

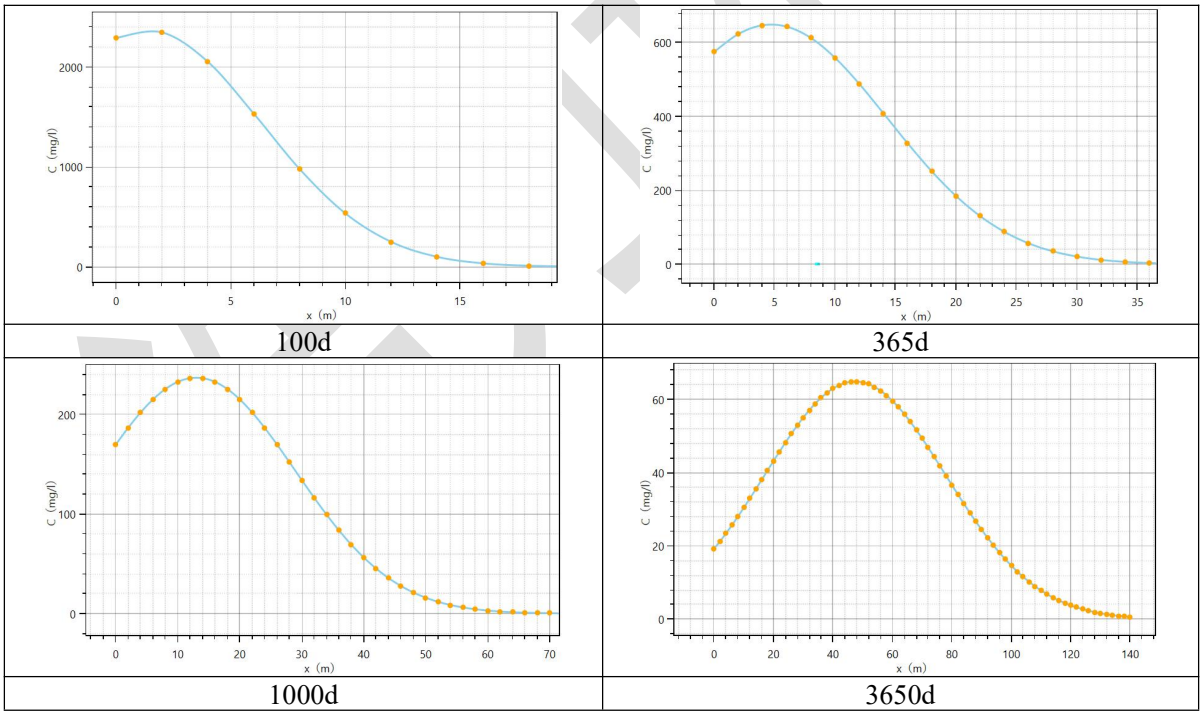
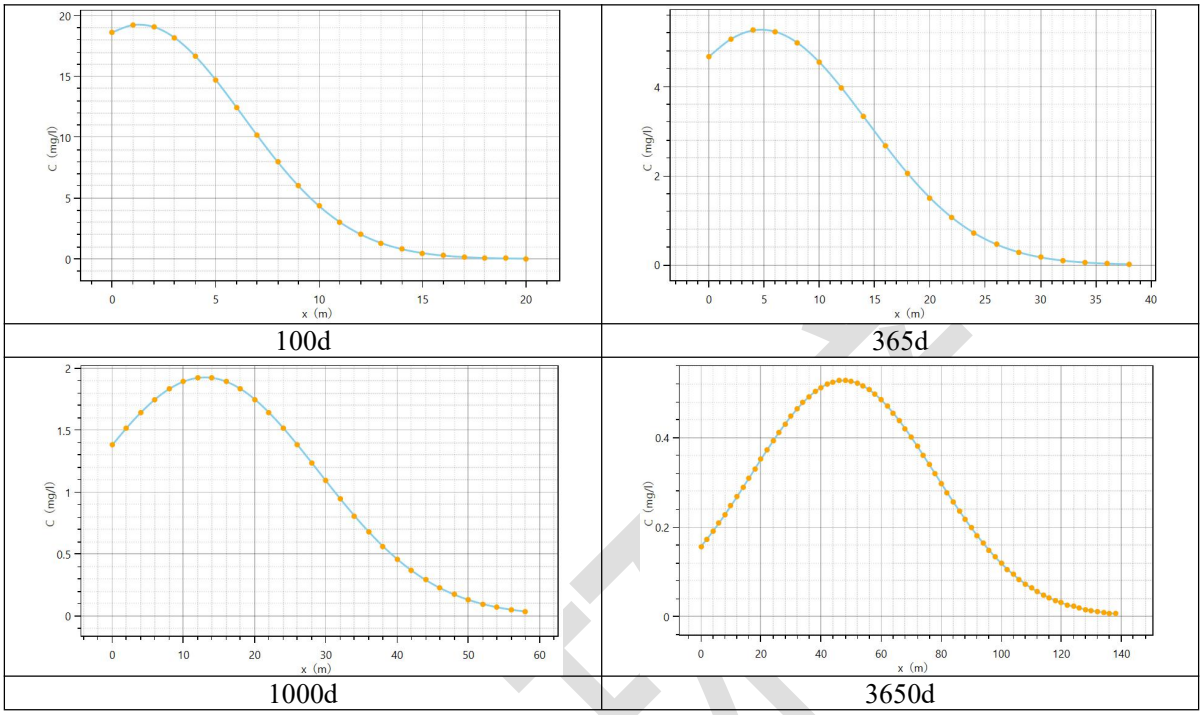


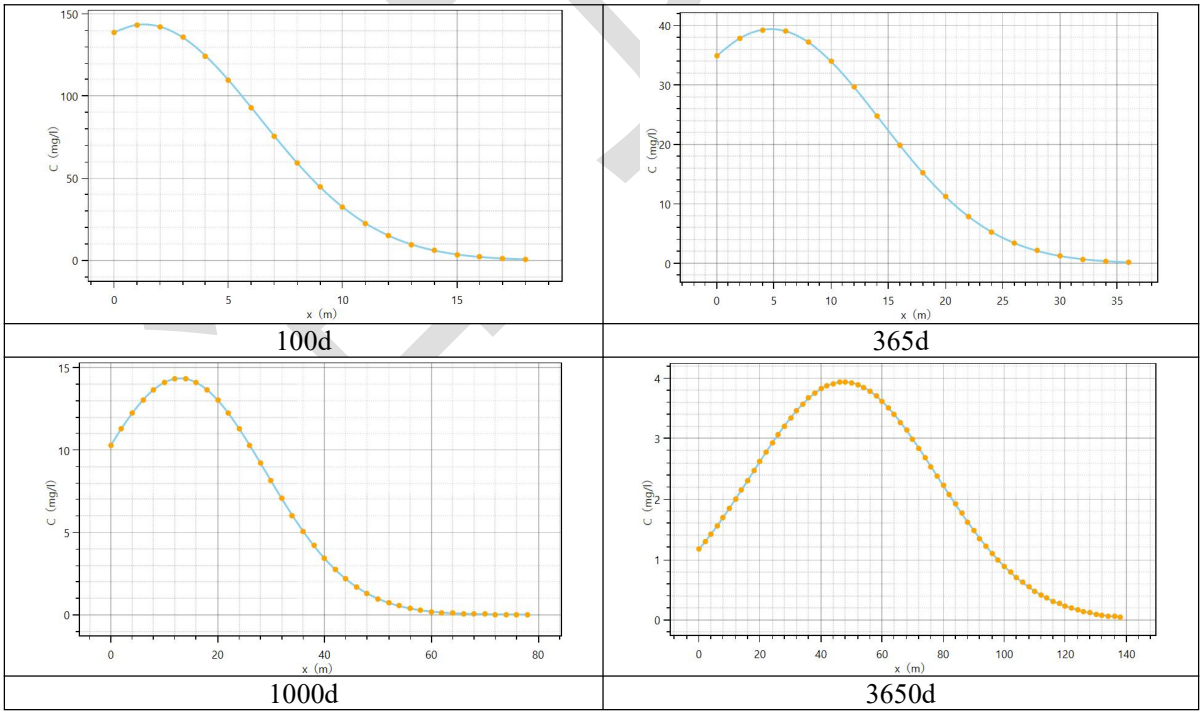
图 6.2.3-42　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-43　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-44　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（2）压裂返排阶段—返排液中心水池破裂

根据返排液中心水池泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物 COD 在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 118m 处，污染物 COD 在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 137m。

污染物氯化物在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 92m 处，污染物氯化物在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 173m。

污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 142m 处；污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 156m。

污染物钡在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 135m 处，污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大影响距离迁移至下游 172m。

表 6.2.3-16　各类污染因子预测评价结果统计表

预测情景	压裂返排废水中心水池泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	19	21	11059.72
	365	35	40	3030.059
	1000	58	66	1105.972
	3650	118	137	303.005
氯化物	100	17	26	27206.9
	365	30	50	7453.946
	1000	48	84	2720.69
	3650	92	173	745.394
石油类	100	22	24	221.194
	365	41	45	60.601
	1000	69	76	22.119
	3650	142	156	6.060
钡	100	21	26	1650.106
	365	39	49	452.083
	1000	66	83	165.010
	3650	135	172	45.208

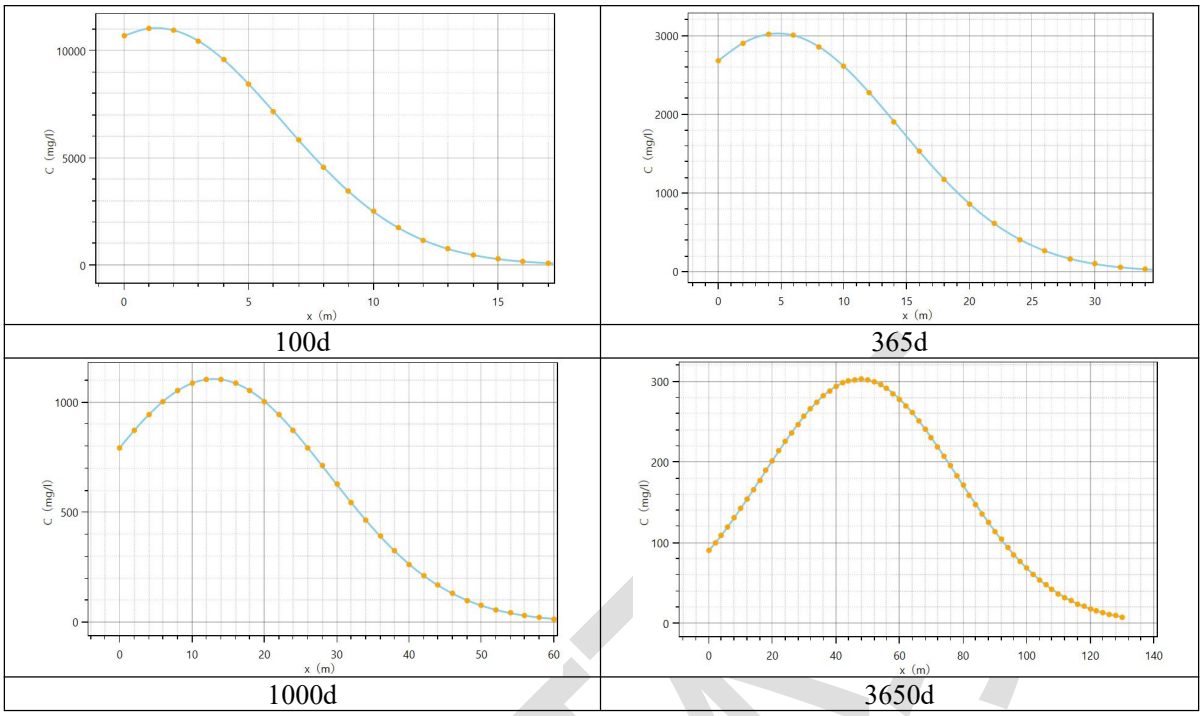


图 6.2.3-45　　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图

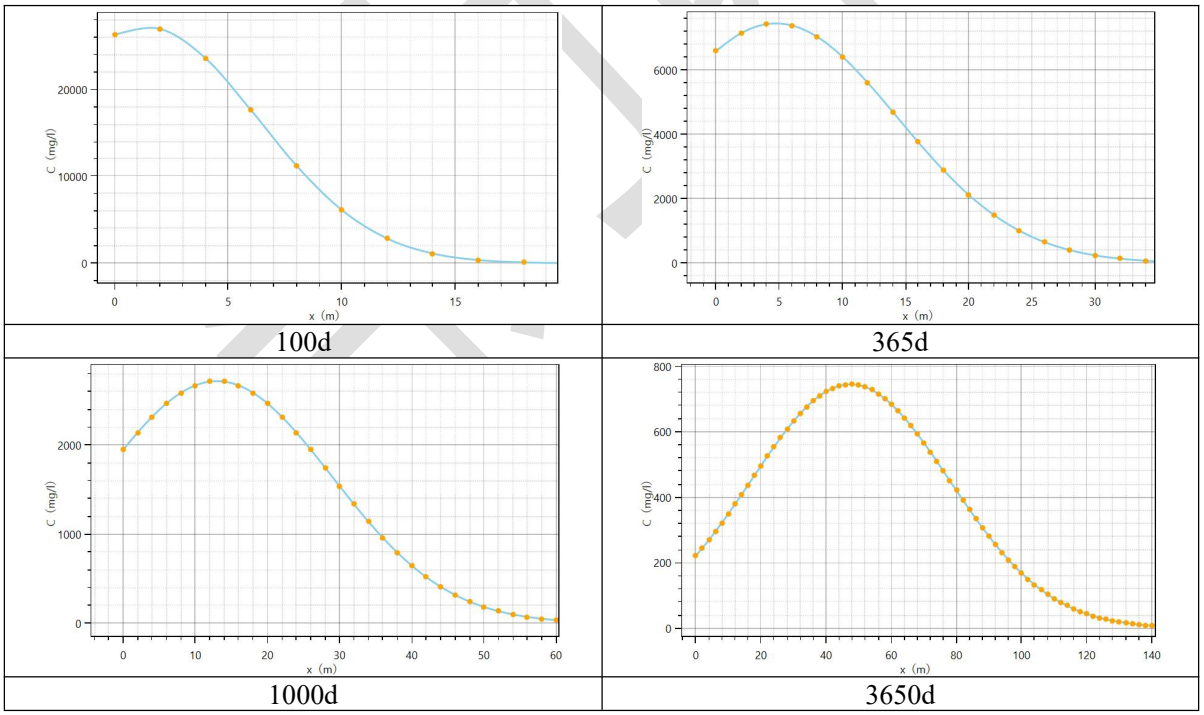
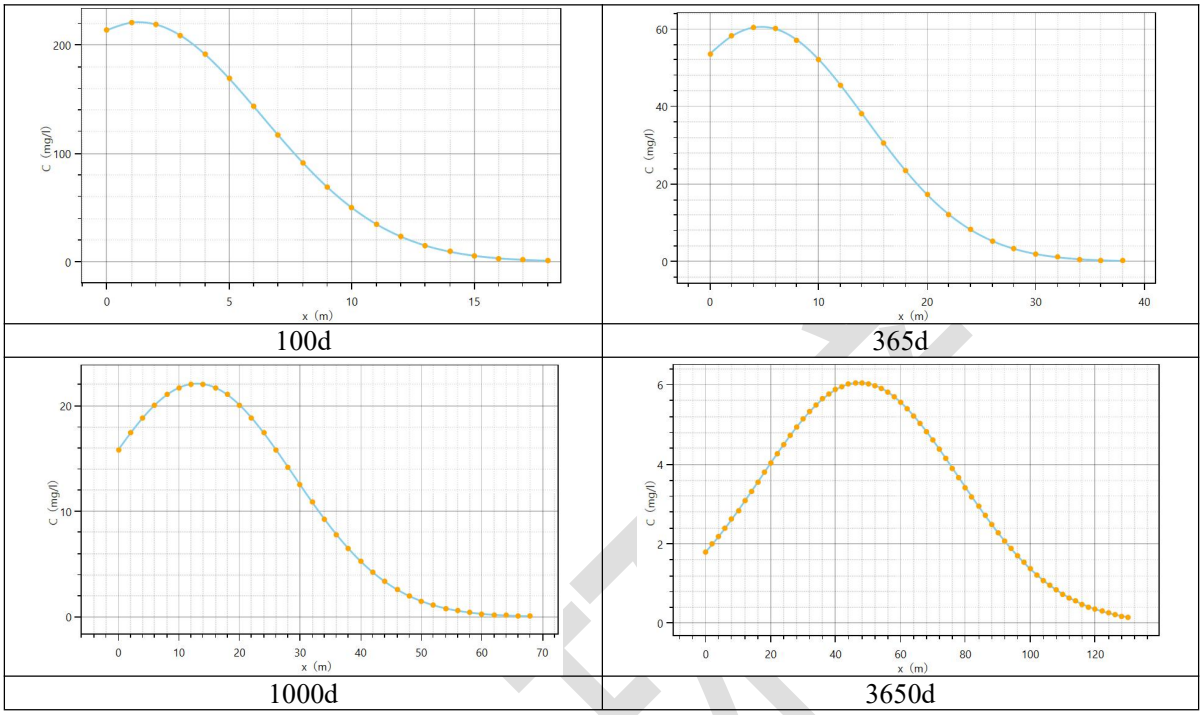


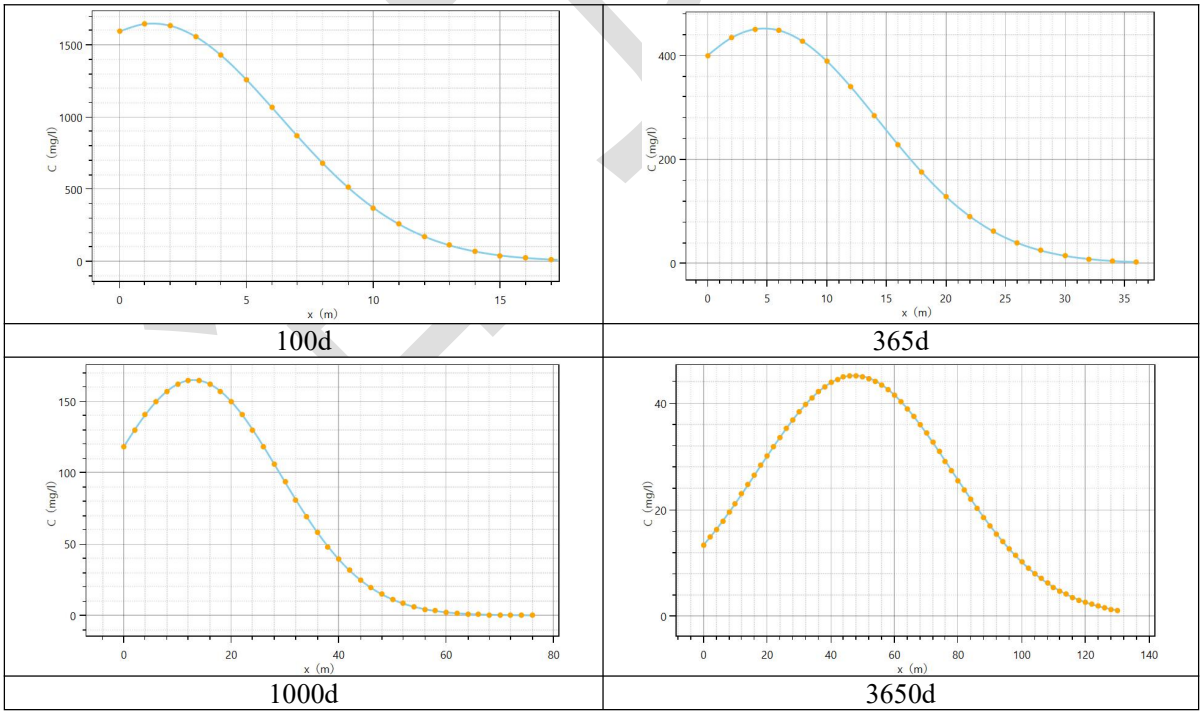
图 6.2.3-46　　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-47　　污染物石油类污染晕迁移范围分布图



100d　　365d

1000d　　3650d

图 6.2.3-48　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

七、管线建设期对地下水环境影响预测与评价

管道在敷设过程中，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。由于局部地段地下水埋深小，管沟施工可能揭露地下水位，扰动浅表地下水，增加地下水浊度，但因施工时间短，且泥沙影响范围小（管线附近几米），管线施工结束就可恢复正常。

管道施工人员生活污水主要污染物为COD、氨氮和SS，管道沿线地区，居民密集区就近租用民房可不设置施工营地，租用民房时施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统；若需要设置施工营地的应设临时旱厕或采用移动厕所，生活污水及粪便经化粪池简单处理后用作农家肥。因此，施工期生活污水对沿线地下水环境的影响较小。

施工生产废水主要包括有施工机械维护和冲洗废水，主要污染物为COD、SS和石油类。产生的施工废水进行统一处理综合利用，经检测达标后方可排入附近沟渠或城市污水管网；对于需要设置施工营地时，施工生产单位应根据相应的环保要求设置污水处理设施，将废水统一收集起来进行集中处理，防止生产废水未经处理直接排放污染地下水。因此，施工生产废水对地下水的影响较小。

管线试压采用水作为试压介质，试压用水一般采用清洁水，其中的污染物主要为悬浮物，试压结束后对排水进行处理，经检测合格后可回用于农灌、道路洒水或选择合适的地点进行排放，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，试压废水对地下水造成影响较小。

6.2.3.8 地下水预测结果及其影响情况分析

（1）对含水层的影响分析

根据施工期地下水环境影响预测结果表明，钻井泥浆泄漏、返排液储存池/中心水池泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐降低。钻井泥浆泄漏、储存池泄漏对地下水环境的污染影响相对较小，但由于氯化物和钡的检出限较低，远小于标准值，使得分析出影响时间较久、距离较远。钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游86~119m，最大影响距离在下游115~162m；储存池/中心水池破裂各类污染物最大超标距离在下游99~146m，最大影响距离在下游124~181m。本次评价结合各场地所在水文地质条件特征，类比了典型场站的预测结果，分析了各水

文地质单元内分布场地实施过程中发生钻井泥浆泄漏、储存池泄漏对地下水环境的影响分析，基于上述原则，各单元内主要场地地下水环境预测影响类比结果见下表。

表 6.2.3-17　各场地地下水环境影响预测类比分析表

场地编号	所在水文地质单元	地下水赋存特征	钻井泥浆泄漏影响类别结果/m		储存池/中心水池泄漏影响类比结果/m	
			最大超标距离	最大影响距离	最大超标距离	最大影响距离
自 308	沿滩区	侏罗系上统遂宁组（J_3sn）风化带裂隙水	101	134	99	132
自 310	沱江左岸	侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）风化带裂隙水	86~106	115~142	100~105	124~142
自 205H69						
自 205H68						
自 205H73						
自 205H85						
自 205H82						
自 205H56						
自 215H4						
自 205H64	沱江右岸	侏罗系上统遂宁组（J_3sn）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_2s^2）风化带裂隙水	113~119	151~162	115~146	153~181
自 205H74						
自 205H77						
自 205H65						
自 205H70						
自 205H71						
自 205H78						
自 205H79						
自 205H80						
自 205H81						
自 205H83						
自 205H84						
自 205H86						
自 205H87						
自 205H88						
自 205H89						
自 205H90						
自 205H91						
自 205H92						
自 205H93						
自 205H95						

（2）对分散保护目标的影响分析

根据施工期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游个别地下水保护目标可能会受到井场污染事件的影响。根据上述地下水污染事故可能的影响范围的预测分析结果，各井场下游地下水保护目标可能受影响情况分析情况见下表，由分析结果可知，在预测情景下下游个别保护目标存在影响情况，对地下水影响相对较小，因氯化物、钡检出限较低的原因导致污染晕迁移距离较远，使得部分保护目标表现为受影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

表 6.2.3-18 施工期场站下游分散保护目标影响情况分析一览表

井场	编号	类型	与场地位置关系	超标情况	影响情况
自205H64	S1	机井	H64东南下游164m	否	可能
自205H65	S2	机井	H65东北下游151m	否	可能
自205H77	S3	机井	H77西北下游179m	否	可能
自205H89	S12	机井	H89 西南下游 153m	否	可能
自205H79	S13	机井	H79西北下游160m	否	可能
自205H83	S2	机井	H83东南下游101m	可能	可能
	S17	机井	H83西北下游115m	可能	可能
自205H84	S1	机井	H84 西北下游 140m	可能	可能
	S2	机井	H84 西北下游 77m	可能	可能
	S8	机井	H84 东北下游 166m	否	可能
	S11	机井	H84 西北下游 151m	否	可能
自205H86	S1	机井	H86 东北下游 102m	可能	可能
自205H91	S2	机井	H91 西南下游 161m	否	可能
自205H92	S10	机井	H92 东南下游 131m	可能	可能
自205H95	S14	机井	H95 西南下游 149m	否	可能
自205H69	S8	机井	H69 东北下游 154m	否	可能

6.2.4 声环境影响分析

6.4.4.1 噪声预测模式选择

拟建项目噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的点源衰减模式。

1）室外声源计算

户外声传播衰减包括几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）、

屏障屏蔽（Abar）、其他多方面效应（Amisc）引起的衰减。

室外点声源声传播衰减计算公式为：

$$L_p(r)=L_p(r_0)+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_C ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 Lw 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}——其他多方面效应引起的衰减，dB。

预测点的 A 声级 $L_A(r)$可按下式计算，即将 8 个倍频带声压级合成，计算出预测点的 A 声级[$L_A(r)$]。

$$L_A(r)=10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8}10^{0.1\left[L_{pi}(r)-\Delta L_i\right]}\right\}$$

式中：$L_{pi}(r)$——预测点（r）处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB。

本评价计算时不考虑地面效应引起的附加隔声量和空气吸收造成的衰减，只考虑几何发散衰减按下式计算：

L_A（r）=$L_A(r_0)$-A_{div}

$$A_{div}=20\lg(r/r_0)$$

式中：L_A（r）——距声源 r 处的 A 压级，dB（A）；

$L_A(r_0)$——参考位置 r0 处的 A 压级，dB（A）；

A_{div}——几何发散引起的衰减，dB；

r_0——参考位置距声源的距离，m；

r——预测点距声源的距离，m。

2）室内声源等效室外声源声功率级计算

室内声源可采用等效室外声源声功率级法进行计算。设靠近开口处（或窗户）室内、室外某倍频带的声压级或 A 声级分别为 Lp1 和 Lp2。若声源所在室内声场为近似扩散声场，则室外的倍频带声压级可按下式近似求出：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

式中：L_{p2i}（T）——靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1i}（T）——靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i——围护结构 i 倍频带的隔声量，dB。

3）贡献值计算

各声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T— 预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

6.4.4.2 钻前工程施工噪声影响分析

（1）源强

根据工程分析可知，钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声源强见表 4.1-1。

（2）噪声预测

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.4.4-1

表 6.4.4-1 钻前施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0

挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0
钻孔机	80.0	70.5	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
空压机	81.0	71.5	67.0	64.1	61.0	58.7	57.5	55.0
振动棒	80.0	70.5	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，距离50m处施工机械对声环境的贡献值为62.0~67.0dB（A），在距离100m处施工机具对声环境的贡献值为56.0~61.0dB（A），在距离200m处施工机具对声环境的贡献值为50.0~55.0dB（A）。

本井区内井场钻前工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不采取任何土建施工噪声防治措施的情况下，通过施工期噪声预测可知，在临近厂界 25m 范围内使用钻孔、空压、挖掘机等建筑井场设备基础、燃烧池等都可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行。

（3）环境保护目标噪声预测

根据现场调查，本井区各井场外200m评价范围内均有少量散户居民分布，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民产生一定的影响；但由于钻前施工全部在昼间进行，夜间不施工，钻前施工时间较短，因此对周围居民的影响是短暂的。在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用。因此，本项目各井场钻前工程施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.4.4.3 钻井工程噪声影响分析

（1）源强

拟建项目钻井工程正常工况下噪声主要来自钻井设备、循环系统噪声设备，

非正常工况下来自放喷高压气流噪声。

拟建项目各井场井位数量2~8口不等，根据井口数量不同选用单排钻和双排钻两种井场布局方式。单排钻采用1个平台，使用一套钻井设备、泥浆循环体系同步运行；双排钻采用正向（A）、反向（B）两个平台，使用两套钻井设备、泥浆循环体系同步运行。每个平台包括的多个井口采用依次钻井作业，先实施一口井，成功后依次实施后续各井，待上一口井测试求产后再实施下一口井，各井场布置的所有井完钻测试后获得产能后建站运营。由于地质地层勘探的复杂性和不确定性，若上一口井测试求产未达到工业开采条件，则建设单位可能会取消剩余井的实施工作，只完成一口井的钻井测试后封井。本次评价按照各井场所有井口钻井工程全部依次实施完成后，建站开采进行评价。

拟建项目每个平台设置备用柴油发电机3台（2用1备）、钻机1台、泥浆泵4台、振动筛4台、4台离心机。钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油发电机供电。本评价考虑最不利情况下使用柴油发电机、发电机钻井作业对周围人居环境产生的影响。

考虑本项目虽涉及井场较多，但井场布置变化不大，仅存在单排钻和双排钻布局差别。其中，单排钻井场仅设置一个平台，涉及2~4口井，井口间距5m，井口10~60m范围内布置循环系统，内设4台泥浆泵、4台振动筛和4台离心机，3台备用柴油发电机布置在井场后场，以自205H81平台为代表；双排钻井场并排布置正向（A）、反向（B）两个平台，排间距35m，每个平台涉及2~4井口，井口间距5m，每个平台布局方式同单排钻井场，备用柴油发电机布置在井场后场，以自205H77平台为代表。因此，本评价选用以上两个代表井场作为典型井场进行噪声预测，足以代表井区内所有井场的噪声影响特征和范围。

典型井场噪声源调查清单下表：

表6.4.4-2　典型单排钻井场（自205H81平台）主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系m			源强dB（A）（1m处）	声源控制措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					

正常工况	钻井设备	1套	0	0	1.5	90～100	置于钻井井场内靠近井口处，基础安装减振垫层	85～95	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵1	1台	18.53	-4.93	1	85～90		80～85		
	泥浆泵2	1 台	23.96	-2.4	1	85～90		80～85		
	振动筛1	1 台	32.65	2.31	1.2	85～90		80～85		
	振动筛2	1 台	38.08	4.84	1.2	85～90		80～85		
	离心机1	1 台	30.12	6.29	1.5	85～90		80～85		
	离心机2	1 台	35.55	8.82	1.5	85～90		80～85		
停电工况	柴油发电机	2台	26.14	25.85	1.2	100～110	排气筒上自带高质量消声器；设置发电机房，减震、吸声	80～100	昼夜连续	固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	171.35	-48.65	2	110	/	110	昼间持续时间3h	固定声源
注：自205H81平台为3井式单排平台，井场尺寸115m×55m； 空间相对位置以中间井场中心为原点（0，0，0）。										

表 6.4.4-3　典型双排钻井场（自 205H77 平台）主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系 m			源强dB（A）（1m处）	声源控制措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
正常工况	钻井设备1	1套	13.25	10.68	1.5	90～100	置于钻井井场内靠近井口处，基础安装减振垫层	85～95	昼夜连续	固定声源
	钻井设备2	1套	-15.57	-4.45	1.5	90～100		85～95		
	泥浆泵1	1 台	10.23	34.3	1	85～90		80～85		
	泥浆泵2	1 台	12.29	31.16	1	85～90		80～85		
	泥浆泵3	1 台	-15.57	-23.99	1	85～90		80～85		
	泥浆泵4	1台	-13.51	-27.13	1	85～90		80～85		
	振动筛1	1 台	0.6	47.8	1.2	85～90		80～85		
	振动筛 2	1 台	2.66	45.05	1.2	85～90				
	振动筛 3	1 台	-8.01	-36.7	1.2	85～90				
	振动筛 4	1 台	-5.95	-39.84	1.2	85～90				
	离心机	1 台	-5.31	-34.97	1.5	85～90				
	离心机	1 台	-3.25	-38.11	1.5	85～90				
	离心机	1 台	-2.1	46.07	1.5	85～90				
	离心机	1 台	-0.04	43.32	1.5	85～90		80～85		
停电工况	柴油发电机1	2台	16.24	-30.91	1.2	100～110	排气筒上自带高质量消声器；设置发电机房，减震、吸声	80～100	昼夜连续	固定声源
	柴油发电机2	2台	-18.64	36.83	1.2	100～110		80～100	昼夜连续	固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	51.51	129.63	2	110	/	110	昼间持续时间	固定声源

									3h	
注：自205H77平台为6井式双排平台，井场尺寸115m×85m 空间相对位置以井场中心为原点（0，0，0）										

（2）钻井阶段场界噪声影响预测

本评价考虑最不利工况，停电工况下典型井场场界噪声噪声，如下表：

表 6.4.4-4　典型单排钻井场（自 205H81 平台）场界噪声预测结果　　单位：dB(A)

预测点位	噪声预测值		评价标准		达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
北场界	66.2	66.2	70	55	达标	超标
东场界	65.5	65.5	70	55	达标	超标
南场界	55.4	55.4	70	55	达标	超标
西场界	64.6	64.6	70	55	达标	超标

表 6.4.4-5　典型双排钻井场（自 205H77 平台）场界噪声预测结果　　单位：dB(A)

预测点位	噪声预测值		评价标准		达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
北场界	69.2	69.2	70	55	达标	超标
东场界	70.6	70.6	70	55	超标	超标
南场界	69.2	69.2	70	55	达标	超标
西场界	70.2	70.2	70	55	超标	超标

根据预测结果可知，单排钻井场施工期场界噪声约为 55.4~66.2dB（A），昼间噪声预测结果均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），夜间均超出该标准限值。双排钻井场施工期场界噪声值较大，约为 69.2~70.6 dB（A），昼间场界噪声出现超标，夜间超标值更大。

（3）钻井阶段声环境敏感目标噪声预测

本评价考虑最不利工况，停电工况下典型井场周围环境保护目标噪声影响，如下表预测结果见表 6.4.4-6.等声值线图见图 6.4.4-1~图 6.4.4-2

表 6.4.4-6　钻井工程声环境保护目标噪声预测结果　单位：dB（A）

典型井场名称	保护目标名称	噪声背景值/现状值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
自 205H80 平台	1#居民点	46	43	60	50	36.5	36.5	46.5	43.9	0.5	0.9	达标	达标
	2#居民点					45.0	45.0	48.5	47.1	2.5	4.1	达标	达标

	3#居民点					42.6	42.6	47.6	45.8	1.6	2.8	达标	达标
自 205H77 平台	1#居民点	45	40	60	50	59.1	59.1	59.3	59.2	14.3	19.2	达标	超标
	2#居民点					41.7	41.7	46.7	43.9	1.7	3.9	达标	达标
	3#居民点					37.3	37.3	45.7	41.9	0.7	1.9	达标	达标
	4#居民点					56.4	56.4	56.7	56.5	11.7	16.5	达标	超标
	5#居民点					53.9	53.9	54.4	54.1	9.4	14.1	达标	超标

***

图 6.4.4-1　典型单排钻井场（自 205H81 平台）钻井阶段等值线图（停电工况）

***

续图 6.4.4-1　典型双排钻井场（自 205H81 平台）钻井阶段等值线图（非正常工况）

***

6.4.4-2　典型单排钻井场（自 205H77 平台）钻井阶段等值线图（停电工况）

***

续图 6.4.4-1　典型双排钻井场（自 205H77 台）钻井阶段等值线图（非正常工况）

预测结果可知，双排钻井场噪声影响较明显，停电工况下昼间噪声达标距离约为191m，夜间噪声达标距离大于300m；非正常工况下昼间噪声达标距离约大于300m，夜间不存在此情况。停电工况下，单排钻井场噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准；双排钻井场噪声部分夜间噪声出现超标，不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，夜间预测值最大超标值为6.5dB（A），夜间噪声影响较大。非正常工况下环境保护目标处噪声预测值均超标，但影响时间较短。

项目各井场采取柴油发电机等高噪声设备置于发电机房内、设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料等措施降噪。本项目井口100m范围内无住户，在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；本次评价按照最不利情况即无法使用网电采用柴油发电机钻井时进行噪声影响预测，正常情况下项目所在区域电网情况较好，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电情况下项目钻井噪声对声环境的贡献值可减少约4～5dB（A），可进一步降低对周围声环境的不利影响；同时，本项目各井场钻井周期非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），建设单位应在开钻前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.4.4.4 压裂作业噪声影响分析

（1）源强

各井场压裂作业产生的噪声主要为压裂设备噪声和柴油发电机噪声。压裂作业周期为5～15d/井且非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），仅白天进行，夜晚不进行压裂作业。根据压裂作业期间各压裂设备布置，单排钻井场在钻井平台附近布置一套压裂设备，与井口距离约为20m，柴油发电机布置在后场；双排钻井井内两个平台附近各布置一套压裂设备，与井口距离约为20m，柴油发电机布置在后场。本评价在进行噪声预测时，将单个平台压裂设备简化为一个噪声源，根据噪声叠加模式计算压裂设备近似点源的噪声

值为100dB（A），噪声源中心位于井口位置。

参照钻井阶段噪声预测，预测自205H80平台和自205H77平台典型井场压裂作业噪声值，其主要噪声源强情况如下：

表6.4.4-7　典型单排钻井场（自205H80平台）压裂作业主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系m			源强dB（A）（1m处）	声源控制降噪措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
压裂作业	压裂设备	1套	0	0	1.5	95~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	90~95	昼间	固定声源
	柴油发电机	1台	27.46	27.25	1.2	100～110	排气筒上自带高质量消声器；设置发电机房，减震、吸声	90~100		
注：自205H81平台为3井式单排平台，井场尺寸115m×55m； 空间相对位置以中间井场中心为原点（0，0，0）。										

表6.4.4-8　典型双排钻井场（自205H77平台）压裂作业主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系m			源强dB（A）（1m处）	声源控制降噪措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
压裂作业	压裂设备1	1套	-12.8	-11.92	1.5	95~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	90~95	昼间	固定声源
	压裂设备2	1套	16.19	1.19	1.5	95~100		90~95		
	柴油发电机1	1台	20.39	-40.06	1.2	100～110	排气筒上自带高质量消声器；设置发电机房，减震、吸声	90~100		
	柴油发电机2	1台	-16.5	28.09	1.2	100～110		90~100		
注：自205H77平台为6井式双排平台，井场尺寸115m×85m 空间相对位置以井场中心为原点（0，0，0）										

（2）压裂期间声环境敏感目标处噪声预测

压裂施工仅在昼间进行，故只预测压裂噪声在昼间对各敏感点的影响，其预测结果详见下表。

表 6.4.4-9　压裂阶段噪声对井口周围居民影响预测　单位：dB（A）

典型井场名称	保护目标名称	噪声背景值/现状值	噪声标准	噪声贡献值	噪声预测值	较现状增量	超标和达标情况
		昼间	昼间	昼间	昼间	昼间	昼间
自205H80平台	1#居民点	46	60	45.6	48.8	2.8	达标
	2#居民点			49.6	51.2	5.2	达标
	3#居民点			40.8	47.1	1.1	达标
自205H77平台	1#居民点	40	60	55.3	55.4	15.4	达标
	2#居民点			39.4	42.7	2.7	达标
	3#居民点			36.8	41.7	1.7	达标
	4#居民点			52.7	52.9	12.9	达标
	5#居民点			48.6	49.2	9.2	达标

***

6.4.4-3　典型单排钻井场（自205H81平台）压裂作业等值线图

***

6.4.4-4　典型双排钻井场（自205H77平台）压裂作业等值线图

根据以上预测结果可知，单排钻井场压裂作业期间噪声达标距离约为92m，夜间不作业；双排钻井场压裂作业期间噪声达标距离约为110m，夜间不作业。各井场压裂作业期间声环境敏感点噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准。

项目各井场压裂设备均位于井场中央，从平面布置上最大限度的增大了高噪声设备与声环境敏感点的距离，且压裂作业夜间不施工作业。在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；同时，本项目压裂周期较短，且平台内各口井之间非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），建设单位应在压裂施工前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.4.4.5 **地面工程施工噪声影响分析**

（1）源强

根据工程分析可知，地面工程施工阶段噪声主要来自推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声源强77~92 dB（A）。

（2）噪声预测

本评价利用前文噪声预测公式对施工机械噪声的污染范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，施工机械在不同距离处噪声影响见表6.2-73。

表6.4.4-10　地面工程施工机械噪声影响范围预测结果　单位：dB（A）

距离 m / 噪声源	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
吊管机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电焊机	77.0	67.4	63.0	60.1	57.0	54.7	53.5	51.0
切割机	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	82.0	72.4	68.0	65.1	62.0	59.7	58.5	56.0
定向转设备	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
柴油发电机	92.0	82.4	78.0	75.1	72.0	69.7	68.5	66.0
混凝土罐车	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
重型碾压机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
定向钻设备	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0

根据上表可知，在距离施工机具50m处施工机具对声环境的贡献值为63.0~78.0dB（A），在距离施工机具100m处施工机具对声环境的贡献值为57.0~72.0dB（A），在距离施工机具200m处施工机具对声环境的贡献值为51.0~66.0dB（A）。

拟建项目地面工程夜间不施工，不存在夜间噪声超标影响；在不考虑任何声屏障和降噪措施的情况下，当施工机具与厂界距离小于125m时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间70dB（A）限值要求，需要采取适当的降噪措施。因此，地面工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离环境保护目标侧布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

6.2.5 固体废物影响分析

6.4.5.1 钻前施工

钻前施工产生的固体废物主要为剥离的耕植土和施工人员生活垃圾。

（1）耕植土

拟建项目钻前工程优先剥离0.2-0.3m耕植土（又称表土），就近堆放于耕植土堆场，待施工结束后用于临时占地恢复用土。项目场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。

（2）生活垃圾

拟建项目钻前工程施工人员多为临时聘请的当地民工，施工人员均回家吃住，现场管理技术工人也租用周边居民房屋吃住，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。拟建项目钻井工程固体废物主要有钻井固废（水基钻井固废、油基钻井固废）、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油等。

6.4.5.1 钻井施工

拟建项目钻井工程固体废物主要有水基钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）、油基钻井固废、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油、废棉纱/手套等。

（1）水基钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）

拟建项目各平台一开至三开采用聚合物水基泥浆钻井体系，其钻井作业过程中产生的水基岩屑与废水基泥浆均属于一般工业固废，井场内清洁化操作平台预处理后外运至有处理能力且环保手续齐全的单位（砖厂等）进行资源化利用。水基钻井固废得到合理处理，对环境影响较小。

（2）油基钻井固废

拟建项目各平台四开段均使用油基泥浆，水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生顶替泥浆，油基泥浆钻井阶段产生的废油基泥浆，以上泥浆均属于危险废物，按照危险废物进行管理（危险废物类别为HW08，废物代码072-001-08），有油基泥浆采用岩屑收集罐（钢制罐）暂存，及时交有危废资质单位妥善处置，不在现场长期储存，通过采用上述收集处置措施后，对当地环境的影响可接受。

（3）废油、废棉纱/手套

钻井施工期间废油的主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑、保养过程，以及清洗钻具、套管和隔油预处理过程。另外，设备维护保养过程中还将产生废棉纱/手套。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，废油和废棉纱/手套均属于危险废物，危险废物类别为HW08，均暂存于危险废物暂存间内的废油回收桶，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，危险废物暂存间按相关要求需设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置。

（4）废包装材料

钻井期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋，为一般废物，集中收集后定期运至就近的有资质的废品回收站进行处理。合理处置后对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（5）生活垃圾

各井场内及其生活区分别设置垃圾坑/桶，钻井工程施工人员生活垃圾定点临时堆放，及时外运交当地环卫部门处置，完钻后对场地进行清理，做到现场无生活垃圾残留，对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

6.4.5.1 地面工程施工

拟建项目井站均利用原井场用地，不涉及新增占地，故井站施工期不涉及表土剥离，无表土产生，场地平整产生的少量土石方在场地内平衡，故采气站及集气增压站施工过程中无弃土石方产生。管线施工产生的土石方用于管沟回填，故亦无弃土石方产生。

（1）施工废料

拟建项目管道运至施工现场前已进行相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条。施工过程中产生的废包装材料部分由施工单位回收利用，部分由施工单位严格按照HSE管理模式进行集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运，按相关规定进行妥善处置。

（2）废弃泥

穿越道路采用顶管施工和穿越沱江、釜溪河采用定向钻施工阶段，会产生一

定的废泥浆，泥浆主要由膨润土加水勾兑而成，部分加有少量添加剂（纯碱）。废泥浆经现场设置的泥浆池过滤后循环利用，施工结束后剩余泥浆晾干后，使用罐车运往附近砖厂综合利用。

（3）生活垃圾

井站及管线施工过程中所聘人员主要为当地民工，施工期间施工人员食宿均依托周边农户，所聘员工产生的生活垃圾经周边农户已有设施收集后交环卫部门处理，不会对周边环境造成影响。

因此，项目施工期产生的固体废弃物妥善处置后，不会产生二次污染。

6.2.6 土壤环境影响分析

6.4.6.1 钻前施工对土壤环境影响分析

钻前施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗造成土壤污染。

钻前工程大部分占地为临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，在钻井施工结束后，将进行土地复垦，对各类池体进行回填，对池体表层进行覆土并种植浅根植物，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复；而机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深度较浅，随着土壤的回填和混合，对土壤环境的影响微乎其微，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.4.6.2 钻井施工对土壤环境影响分析

（1）土壤环境影响识别

①土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

钻井工程对土壤环境的污染主要来自污染物沉降和下渗。污染物经大气沉降对土壤的影响很小，主要为事故工况下泄漏的压裂返排废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤、漏失的钻井液进入土壤环境。

钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表6.4.6-1。土壤环境影响源及影响因子见表6.4.6-2。

表6.4.6-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
钻井施工期		√	√	√

表6.2.2-9　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a	特征因子	备注b
场地	钻井过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	石油烃、氯化物、SS、COD	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	石油烃、氯化物、SS、COD	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/
a 根据工程分析结果填写 b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

（2）土壤环境影响分析

①大气沉降影响分析

拟建项目钻井工程主要的大气污染物有甲烷、SO_2、NOx、CO、颗粒物、挥发性有机物和硫化氢等，主要来源于场地施工机械、柴油发电机、压裂设备等。大气污染物通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。根据对已建钻井工程的调查，通过施工单位严格施工管理，钻井过程中周边大气中一般不会出现挥发性有机物以及氮氧化物等酸性氧化物超标的情况，故通过大气污染土壤的可能性较小。

（2）地表漫流影响分析

拟建项目钻井工程清洁化操作平台、井口周边、油罐区、柴油发电机组区、燃烧池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流污染土壤环境。

建设单位对清洁化操作平台、油罐区、柴油发电机组区均设置了防雨棚，危废暂存间、柴油发电机均设在建筑物内。并在废水收集罐周围设置 0.5m 高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置0.15m 高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；燃烧池最低面墙设置不低于0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集酸坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，

便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集酸坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流进入土壤环境。

（3）垂直入渗影响分析

拟建项目钻井工程清洁化操作平台、油罐区、柴油发电机组区、燃烧池、方井周边、危废暂存间等区域，在事故情况下会造成污染物的泄露，通过垂直入渗途径污染土壤。本项目各井场采取分区防渗措施，对以上区域进行重点防渗，对双环沟、环保厕所均进行一般防渗，办公区进行简单防渗（一般地面硬化）。在全面落实分区防渗措施的情况下，污染物的垂直入渗对土壤影响较小。

同时，根据本井区内已实施井场周边土壤监测点监测结果，各监测点均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，特征因子监测值未明显超过区域背景值，因此，本项目钻井过程在采取污染物防治措施后，可有效控制污染物进入周边土壤环境，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同地区同类项目的建设经验，本项目各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。

6.4.6.3 地面工程施工对土壤环境影响分析

集气增压站、采气站等站场工程施工对土壤环境的影响同钻前工程。施工期将产生土壤扰动，在施工结束后，随着时间的推移，前期扰动的土壤理化性质将得到逐渐恢复；而机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深度较浅，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发，对土壤环境的影响微乎其微。

管线建设施工期间，管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，施工产生焊渣、焊条等废焊接材料，如不妥善管理，一旦进入土壤将污染土壤环境。管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层，使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的

变化。施工车辆碾压、施工人员践踏等因素可引起土壤结构的改变。集气管线及返排液管线两侧5m范围内，深根植物无法恢复原貌。施工应尽量缩小作业带范围，减少对区域土壤的破坏，坚持“分层开挖、分层回填”原则。

采取上述措施后，地面工程施工对土壤环境影响较小。

6.3 营运期环境影响分析

拟建项目运营期管线埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托管线两端采气井站或集气增压站，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险。因此，本项目运营期环境影响重点分析集气增压站和脱水站造成的环境影响。

6.3.1 大气环境影响分析

拟建项目营运期大气环境影响主要为集气增压站和自205脱水站产生的废气污染物，以及各采气站、集气增压站和自205脱水站非正常工况下系统超压、设备检修等情况排放的天然气。

（1）正常工况

根据AERSCREEN估算模型预测结果，本项目为大气环境二级评价。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，二级评价无需不进行进一步预测评价，只对污染物排放量进行核算。

拟建项目营运期大气环境影响主要为集气增压站和自205脱水站产生的废气污染物，其中集气增压站来自中心水池产生的无组织非甲烷总烃、硫化氢，自205脱水站来自重沸器加热装置和灼烧炉灼烧环节产生的有组织天然气燃烧废气。根据工程分析，以上大气污染物排放量核算见表6.5.1-1~表6.5.1-3.

6.5.1-1 大气污染物有组织排放核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m^3)	核算排放速率(kg/h)	核算年排放量(kg/a)
一般排放口					
1	自205脱水站I重沸器排放口DA001	颗粒物	17.8	0.0045	36
		SO_2	0.53	0.00013	1.1
		NO_x	46.7	0.0118	94.5
2	自205脱水站I灼烧炉	颗粒物	17.8	0.0054	43.2
		SO_2	0.53	0.00016	1.3

	排放口DA002	NO_x	46.7	0.0142	113.4
3	自205脱水站II重沸器排放口DA003	颗粒物	17.8	0.0045	36
		SO_2	0.53	0.00013	1.1
		NO_x	46.7	0.0118	94.5
4	自205脱水站II灼烧炉排放口DA004	颗粒物	17.8	0.0054	43.2
		SO_2	0.53	0.00016	1.3
		NO_x	46.7	0.0142	113.4
一般排放口合计		颗粒物			158.4
		SO_2			4.8
		NO_x			415.8
全厂有组织排放总计					
全厂有组织排放总计		颗粒物			158.4
		SO_2			4.8
		NO_x			415.8

表 6.5.1-2　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物种类	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
					标准名称	限值(mg/m^3)	
1	1号自205H74集气增压站	3万m^3中心水池	NMHC（非甲烷总烃）	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.15
2	2号自205H77集气增压站	3万m^3中心水池	NMHC（非甲烷总烃）	/		4.0	0.15
3	3号自205H69集气增压站	2万m^3中心水池	NMHC（非甲烷总烃）	/		4.0	0.10
无组织排放总计							
全厂无组织排放总计				NMHC（非甲烷总烃）		0.40	

表 6.5.1-3 大气污染物年排放量核算表(有组织+无组织)

序号	污染物	年排放量/(t/a)
1	颗粒物	0.158
2	SO_2	0.005
3	NO_x	0.416
4	NMHC（非甲烷总烃）	0.40

（2）非正常工况

系统超压、设备检修等情况会排放一定量天然气，各采气站场、集气增压站和脱水站内安装有自动截断阀，能够在短时间内迅速关闭阀门，根据类比分析，采气站场设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放散气量，设备检修时间比较短（10分钟）、频次低（1次/年），故井站超压、设备检修间歇排放天然气气量较

小。采气站超压、设备检修废气通过15m放空立管（不点火）直接排放；集气增压站超压、设备检修废气通过15m放空管点火排放；脱水站超压、设备检修废气通过40m放空管点火排放。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020）5.7.3条要求，对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的应经燃烧后放空，本项目放空天然气不能回收故燃烧后排放，符合要求。考虑本项目使用天然气为《天然气》（GB 17820-2018）一类气，产生废气污染物量较少，故对大气环境影响较小。

6.3.2 地表水环境影响分析

拟建项目营运期生产废水主要为各采气站场和集气增压站气液分离产生的返排液、设备检修废水，以及自205脱水站产生的TEG废水、分析化验室废水。

6.5.2.1 采气站及集气增压站

（1）返排液

拟建项目各采气站场和集气增压站原料气气液分离产生返排液，由转输泵提升至新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，中心水池采用分格处理，最终处理达压裂回用水指标后，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

因此，拟建项目返排液尽量做到循环利用，多余的少量废水未排入地表水，对地表水环境影响较小。

（2）集气增压装置废水

集气增压站增压装置区会产生少量增压装置废水，主要污染物有为SS和石油类，该废水水质与返排液相似，回用于井区内其他平台压裂液配制。因此，增压装置废水不外排，不会对地表水环境产生明显影响。

（3）设备检修废水

各采气站场和集气增压站平均每年进行1次装置设备检修，检修会产生检修废水，主要污染物为SS。各井站清管检修废水暂存在储水池内，与返排液一并经新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，回用于井区内其他平台压裂液配制。因此，检修废水不外排，不会对地表水环境产生明显影响。

（4）生活污水

集气增压站厨房含油废水经隔油预处理后，与生活污水一并进入化粪池处理，处理后一并经一体化处理设施处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置，最终实现达标排放，对地表水环境影响较小。

6.5.2.2 脱水站

（1）返排液

自205脱水站在进行脱水过程中要产生返排液，该返排液水质成分与采气站返排液相同，故采取相同的处理措施，暂存于生产检修污水池（200m^3），一并经新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，中心水池采用分格处理，最终处理达压裂回用水指标后，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

因此，拟建项目返排液尽量做到循环利用，多余的少量废水未排入地表水，对地表水环境影响较小。

（2）含TEG废水

自205脱水站运行期间，脱水装置区设备将产生少量废水，主要成分含少量TEG，与返排液一并进入生产检修污水池（200m^3）内暂存，一并经返排液管线转输至集气增压站中心水池，优先回用于井区内其他平台压裂液配制。废水不排放，对地表水环境影响较小。

（3）分析化验室废水

自205脱水站内的分析化验室为脱水装置和污水处理装置分析项目提供分析化验服务，分析化验室废水主要含有少量的三甘醇溶液、溶剂等，产生量很少，通过污水管线进入生产检修污水池（200m^3）内暂存，与其余生产废水一并经返排液管线转输至集气增压站中心水池。

（4）检修废水

项目清管检修等非正常工况下，将产生少量的清管检修废水，主要污染物为SS。自205脱水站清管检修废水经生产检修污水池暂存，与其余生产废水一并经返排液管线转输至集气增压站中心水池。

（5）生活污水

自205脱水站运行期站场生活污水经化粪池预处理后定期由罐车拉运至瓦市镇污水处理厂处理。

6.3.3 地下水影响分析

6.3.3.1 正常情况

运营期管线埋设于地下，集气管线输送介质为原料气，主要成分均为甲烷（CH_4）；采气站及集气站依托钻井工程已建储存池用于暂存气液分离产生的液相（返排液）、放空分离液及设备检修废水，然后通过新建的返排液管线转输至中心水池处理，返排液管线输送介质为液相；运营期间无外排废水产生。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，因此对地下水也不会造成影响。

拟建站场正常工况下仅放空分离液、返排液及设备检修废水产生。放空分离液产生量极少，在放空分液罐内储存，然后转输至钻井工程已建的储存池中；上述放空分离液、返排液及设备检修废水一并经新建的返排液管线转输至中心水池，优先回用于区域其他平台压裂液配制，多余部分通过罐车转运至污水处理厂达标处理。放空分液罐区域地面、中心水池均采取重点防渗措施且设置围堰，钻井工程储存池建设期间已进行重点防渗处理。因此，正常工况下不会进入地下。

6.3.3.2 非正常情况

管道运营期间的非正常状况可能有阀门泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；水击及腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生天然气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。一旦管道破裂出现泄漏时，天然气将通过包气带土壤孔隙逸出进入大气，不会对地下水产生影响，天然气中所含少量的返排液为气态，如果发生上述泄漏，管道监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的返排液微乎其微，且同天然气一同扩散到大气中，因此，其基本不会对地下水环境产生影响。

平台、集气站及中心水池内有返排液，返排液中污染物主要是氯化物。正常工况下，返排液在储存池内暂存，不会对地下水造成污染。非正常工况下，可能

因为人类活动或自然灾害等原因导致储存池池体破裂。一旦发生返排液泄漏，将对泄漏处周围土壤、地表水和地下水环境造成一定污染。

本报告重点针对非正常工况下的地下水环境影响进行分析；因自 205H69 平台、自 205H74 平台、自 205H77 平台中心水池泄漏工况已在钻井期进行预测，本次运营期不重复预测，主要对返排液输送管线返排液泄漏的情况进行预测，定量分析事故泄漏情况下对地下水环境产生的影响。

（1）地下水污染源强

返排液输送管线同时发生泄漏的可能性较小，以最不利情况进行预测析，即输送返排液量最大的自 215H77 集气站中心水池-自 205 脱水站返排液干线（管径为 OD200，设计压力为 6.4MPa，长度 8.6km）进行预测。

非正常状况，因腐蚀及管线老化等原因，返排液输送管道破损，返排液泄漏并部分下渗进入地下水系统，将对评价区地下水水质造成影响。返排液干线最大输送量为 270m3，按泄漏量 10%进入含水层，则进入含水层中的返排液量为 27m^3，结合返排液水质特征，源强计算如下表：

表 6.3.3-1　非正常状况下返排液输送管线返排液泄漏源强计算表

名称	预测阶段	泄露位置	污染物	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（kg）
自 215H77 集气站中心水池-自 205 脱水站返排液干线	运营期	返排液沿线水井分布区	COD	5000	27	135
			氯化物	12300		332.1
			石油类	100		2.7
			钡	746		20.142

（2）水文地质参数

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度 M；外泄污染物质量 m_M；岩层的有效孔隙度 ne；水流速度 u；污染物纵向弥散系数 D_L；污染物横向弥散系数 D_T。这些参数主要由本次工作调查资料以及评价区勘察成果资料来确定。

①含水层厚度 M：含水层组为侏罗系中统沙溪庙组泥砂岩风化带裂隙水，敏感目标处管线位于丘坡，场区含水层的厚度根据本次野外调查情况和水文地质资料确定为 30m。

②瞬时注入的示踪剂质量 m_M：进入地下水的污染物质量，见下表。

③含水层的平均有效孔隙度n：考虑含水层岩性特征，根据相关经验，本次综合有效孔隙度取值0.07。

④水流速度u：评价区地下水含水层主要为风化带裂隙水，敏感目标处管线位于丘坡，渗透系数取自205H77平台周边勘探孔抽水试验值0.0568m/d，水力坡度约为0.0112，因此地下水的渗流速度v=KI=0.000636m/d，水流速度取实际流速u=v/n=0.0091m/d。

⑤纵向x方向的弥散系数：参考Gelhar等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，根据本次场地的研究尺度，模型计算中纵向弥散度选用10.0m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数。DL=α*u=0.091m^2/d。

⑥横向y方向的弥散系数DT：根据经验一般DT/DL=0.1，因此取值DT=0.0091m^2/d。

表6.3.3-2　管线泄漏处水文地质参数取值

场地	潜水含水层厚度/m	地下水流速 m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数 m^2/d	横向弥散系数 m^2/d	渗透系数 m/d	水力坡度
自215H77集气站中心水池-自205脱水站返排液干线	30	0.0091	0.07	0.091	0.0091	0.0568	0.0112

（3）预测结果

根据返排液输送管道泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。

污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游68m处，污染物COD在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游91m。

污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游23m处，3650天后无超标距离存在，污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游127m。

污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游96m处；污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游111m。

污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游89m处，污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大影响距离迁移至下游127m。

表6.3.3-3　各类污染因子预测评价结果统计表

预测情景	返排液输送管道泄漏			
污染物种类	时间（d）	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100	14	16	1778.621
	365	24	29	487.293
	1000	37	46	177.862
	3650	68	91	48.729
氯化物	100	11	20	4375.408
	365	18	38	1198.742
	1000	23	63	437.540
	3650	/	127	119.874
石油类	100	16	18	35.572
	365	30	34	9.745
	1000	48	55	3.557
	3650	96	111	0.974
钡	100	16	20	265.370
	365	28	38	72.704
	1000	45	63	26.537
	3650	89	127	7.270

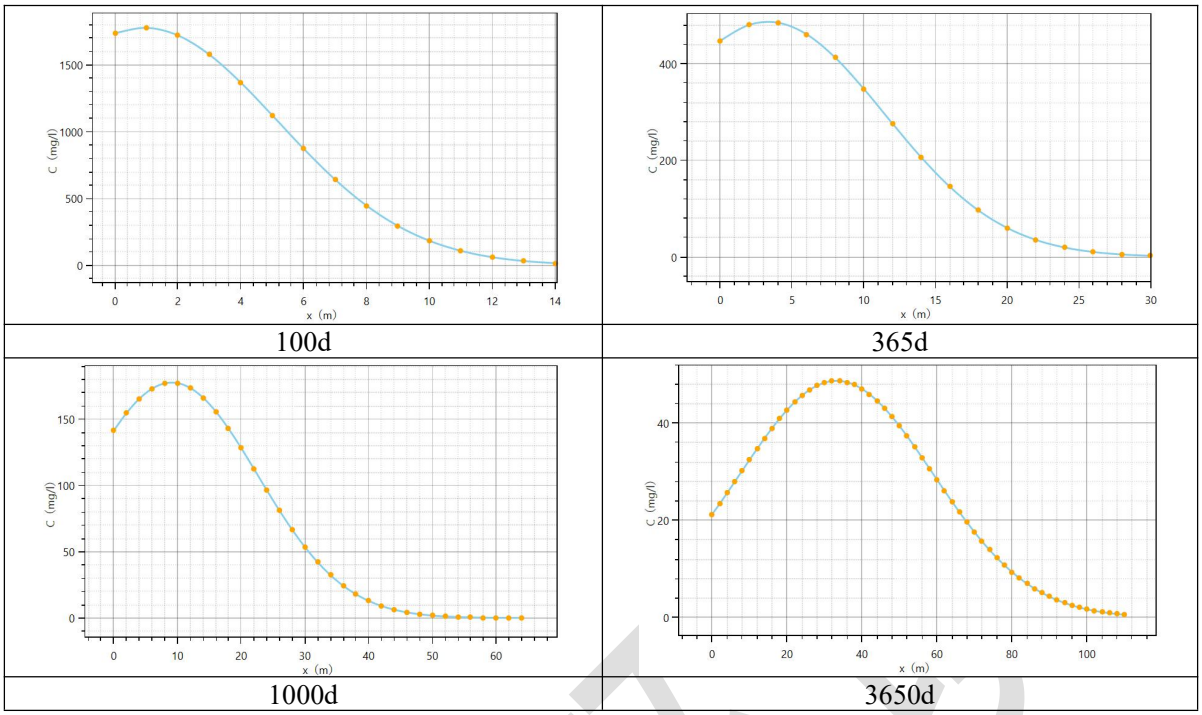


图 6.3.3-1　污染物 COD 污染晕迁移范围分布图

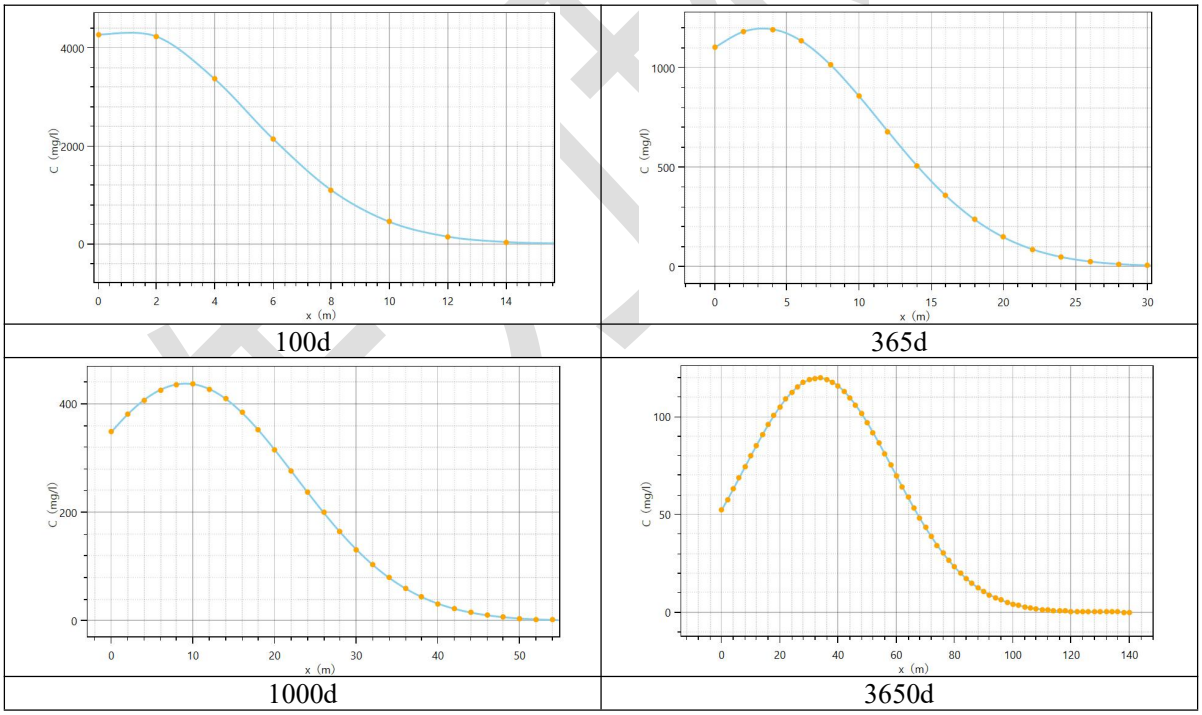


图 6.3.3-2　污染物氯化物污染晕迁移范围分布图

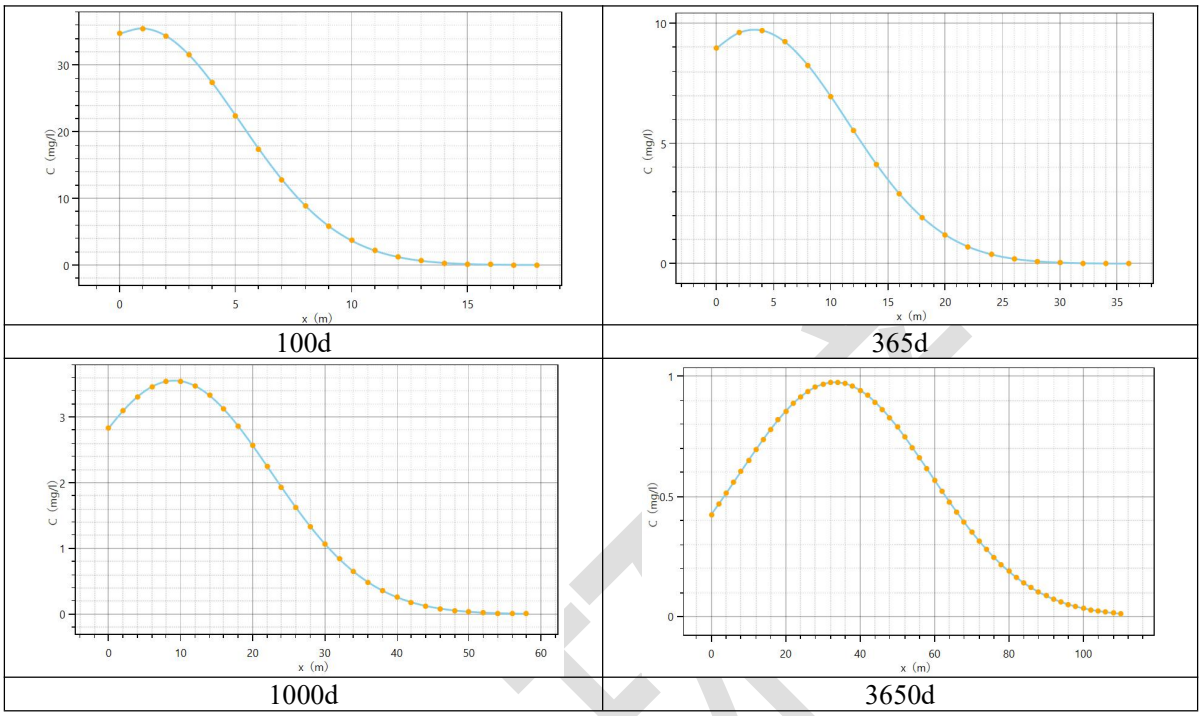


图 6.3.3-3　污染物石油类污染晕迁移范围分布图

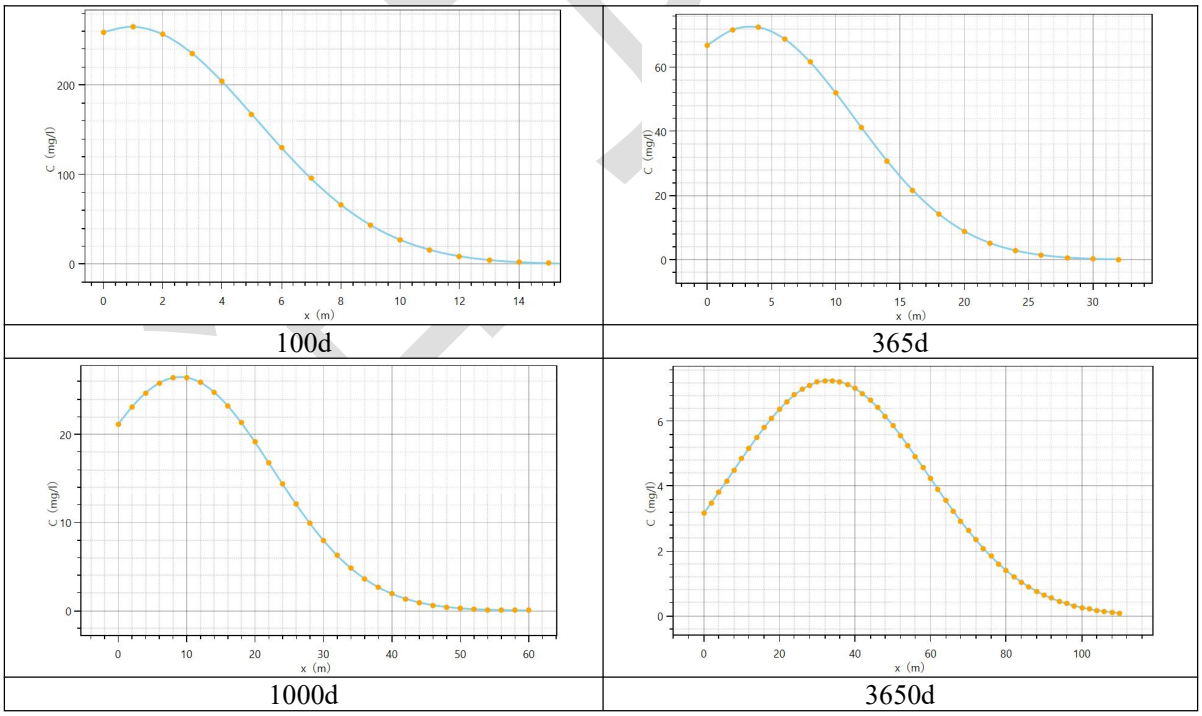


图 6.3.3-4　　污染物钡污染晕迁移范围分布图

（4）地下水预测结果及其影响情况分析

本项目非正常状况下可能会对管线周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定污染或影响，但由于地下水对流、弥散和生化反应作用以及含水层的吸附截留等影响，产生的污染物最后会降解消失。由于各类污染物质的性质特征和水文地质条件影响，污染物在区内迁移速度较慢，影响范围较小，污染物主要向下游迁移。假设情景的预测分析结果表明，返排液管线泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。返排液管线泄漏96m内水井会受到超标影响，127m内水井会受到污染影响。返排液管线泄漏会对浅层地下水及少部分居民水井产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。在采取加强巡检、加强地下水水质跟踪监测等措施后，本工程对地下水环境影响可接受。在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

6.3.4 声环境影响分析

拟建工程管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中管道不会产生噪声影响。采气站、集气增压站和脱水站噪声主要产生于除砂器、节流阀、增压机、脱水装置等设备间的气流噪声、放空噪声和压缩机噪声。

6.5.4.1 噪声预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）推荐的户外声传播衰减计算公式进行预测，公式见前文钻井施工期声环境影响评价章节。

6.5.4.2 采气站噪声影响分析

拟建项目各采气站场均采用标准化、模块化生产设备，天然气采输工艺与井区已运行的各场站相同，处理规模相近，采用低噪声设备和增压模块专项降噪治理等环保措施相同，各采气站场运行期无高噪声设备。

本次评价对井区内现有代表站场（自205H69站场，现状为采气站）场界噪声和环境敏感点均进行了噪声监测，场界监测结果为:昼间44~46dB(A)、夜间40~41 dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2

类标准要求。环境敏感点监测结果为:昼间46dB(A)、夜间41dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准，不会出现噪声扰民问题。

根据现场调查，本井区勘探至今未出现运营期噪声投诉事件，未对区域声环境造成较大影响。本项目各站场之间相距较远，不会出现站场噪声叠加影响，声环境影响一般在站场周围200m范围内，故本项目各采气站营运期不会改变区域声环境功能区划，对区域声环境影响不明显。

6.5.4.3 脱水站噪声影响分析

（1）源强

自205脱水站主要噪声设备为气液分离装置、脱水装置等，噪声值为65~90 dB（A），其主要噪声源强清单见下表：

表6.5.4-1　自205脱水站主要噪声源及声级值

序号	声源名称	数量	空间相对位置m			声功率级/dB（A）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	分离计量撬	2	11	100	1	80	选用低噪声设备、定期维护	连续
2	立式管道化工泵	2	102	112	1	80		连续
3	空压机撬	2	92	40	1	90		间断
4	脱水装置	2	77	99	1	65		连续
备注：以脱水站东南角为原点（0，0，0）。								

（2）场界噪声预测

本次评价预测采取环安噪声影响评价系统进行噪声预测，自205脱水站场界预测结果见表6.5.4-2，等声值线图见图6.5.4.

表6.5.4-2　自205脱水站场界噪声预测结果 单位：dB（A）

预测点位	噪声预测值		评价标准		达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	48	48	60	50	达标	达标
南厂界	45	45	60	50	达标	达标
西厂界	43	43	60	50	达标	达标
北厂界	47	47	60	50	达标	达标

***

图6.5.4-1　自205脱水站厂界环境噪声贡献值等值线分布图

（3）声环境敏感目标噪声预测

自205脱水站声环境保护目标处噪声预测结果见表6.5.4-3。

表6.5.4-3 自205脱水站声环境保护目标噪声预测结果 单位：dB（A）

声环境保护目标	噪声背景值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民	47	46	60	50	36	36	47.3	46.4	0.3	0.4	达标	达标
2#居民	47	46	60	50	33	33	47.2	46.2	0.2	0.2	达标	达标
3#居民	47	46	60	50	32	32	47.1	46.2	0.1	0.2	达标	达标
4#居民	47	46	60	50	33	33	47.2	46.2	0.2	0.2	达标	达标
5#居民	47	46	60	50	37	37	47.4	46.5	0.4	0.5	达标	达标
6#居民	47	46	60	50	38	38	47.5	46.6	0.5	0.6	达标	达标
7#居民	47	46	60	50	35	35	47.3	46.3	0.3	0.3	达标	达标

由上表可知，自205脱水站声环境保护目标噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。项目运营期间不会对周围声环境质量产生明显影响。

同时，本评价对自205脱水站（350万m^3/d）现有场界噪声和环境敏感点均进行了噪声监测，场界监测结果为：昼间45~47dB(A)、夜间41~46dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。环境敏感点监测结果为:昼间43~46dB(A) 、夜间41dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准，不会出现噪声扰民问题。经与以上预测结果对比校核，本评价预测结果为自205脱水站扩建后的预测结果，大于现状监测结果，可见，本次噪声预测结果较为可信。

6.5.4.4 集气增压站

（1）源强

集气站运营期的噪声源主要来源于卧式分离计量撬、过滤分离器和压缩机，噪声源强为70~90 dB（A）。

本评价选取集气规模最大的自205H77集气增压站（$450\times10^4m^3/d$）作为典型站场给出噪声源强清单，详见表6.5.4-4。

表6.5.4-4 典型集气站（自205H77集气增压站）噪声源强调查清单

噪声源	数量	空间相对位置			声功率级 dB	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			

					（A）		
除砂撬	1	-33	15	1.5	65		连续排放
卧式分离计量橇	1	-38	22	1.5	75		连续排放
返排液转输泵橇（中心水池）	1	-67	11	0.1	75		连续排放
旋流气浮装置（中心水池）	1	-62	5	0.1	75		连续排放
压缩机组橇（电驱往复分体式（含降声罩））	1	-5	45	1.5	100		连续排放
备注：以自205H77集气增压站中心为原点（0，0，0）。							

（2）场界噪声预测

本次评价预测采取环安噪声影响评价系统进行噪声预测，典型集气站（自205H77集气增压站）场界预测结果见表6.5.4-5，等声值线图见图6.5.4-2.

表6.5.4-5　典型集气站（自205H77集气增压站）场界噪声预测结果 单位：dB（A）

预测点位	噪声预测值		评价标准		达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	37.2	37.2	60	50	达标	达标
南厂界	50.0	50.0	60	50	达标	达标
西厂界	31.0	31.0	60	50	达标	达标
北厂界	48.3	48.3	60	50	达标	达标

***

图6.5.4-2 典型集气站（自205H77集气增压站）场界噪声等值线分布图

（3）声环境敏感目标噪声预测

典型集气站（自205H77集气增压站）声环境保护目标处噪声预测结果见表6.5.4-6。

表6.5.4-6 典型集气站（自205H77集气增压站）声环境保护目标噪声预测结果 单位：dB（A）

声环境保护目标	噪声背景值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民	45	40	60	50	31.0	31.0	45.2	40.5	0.2	0.5	达标	达标
2#居民					28.1	28.1	45.1	40.3	0.1	0.3	达标	达标
3#居民					23.3	23.3	45.0	40.1	0.0	0.1	达标	达标
4#居民					40.4	40.4	46.3	43.2	1.3	3.2	达标	达标
5#居民					35.0	35.0	45.4	41.2	0.4	1.2	达标	达标

由上表可知，集气增压站声环境保护目标噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。项目运营期间不会对周围声环境质量产生明

显影响。

同时，本评价对现有集气站（自215H1集气站、自215H3集气站）现有场界噪声和环境敏感点均进行了噪声监测，场界监测结果为:昼间43dB(A)、夜间42dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。环境敏感点监测结果为：昼间42dB(A)、夜间42dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。经与以上预测结果对比校核，预测结果大于现状监测结果，可见，本次噪声预测结果较为可信。

6.4.4.5 交通噪声对沿线住户影响分析

拟建项目在设备搬运和污染物处置转运时会涉及较大型车辆使用，会产生短时较大交通噪声，建设方需严格按照运输的相关规定进行操作，同时可开展一系列的走访活动取得居民的理解。运输作业安排在白天进行，施工车辆行经车辆经过附近居民楼等敏感点及敏感地段必须限速、禁鸣。进出工程场地的车辆应合理安排运输时间，控制好每天的运输量，避免交通运输在同一时间内集聚、堵塞，避免加大交通噪声对沿线敏感点影响。

6.4.4.6 放空噪声

集气增压站和脱水站在检修或事故放空时，放空火炬放空管的气流声约100dB（A），检修或事故放空次数少，1年1~2次，属于偶发噪声，不属于正常工况下的噪声。本次评价对集气站、集气脱水站放空噪声随距离的衰减进行了预测。项目事故放空噪声随距离衰减的预测结果见下表。

表6.4.4-7　放空噪声随距离衰减的预测结果　单位：dB（A）

距离			50m	60m	70m	80m	90m	100m	120m	140m	160m	180m	200m	220m
贡献值			61.0	59.4	58.1	56.9	55.9	55.0	53.4	52.1	50.9	49.9	49.0	48.2
集气增压站	背景值	昼间	45											
		夜间	40											
	叠加值	昼间	61.1	59.6	58.3	57.2	56.2	55.4	54.0	52.9	51.9	51.1	50.5	49.9
		夜间	61.0	59.4	58.2	57.0	56.0	55.1	53.6	52.4	51.2	50.3	49.5	48.8
脱水站	背景值	昼间	47											
		夜间	46											

	叠加值	昼间	61.2	59.6	58.4	57.3	56.4	55.6	54.3	53.3	52.4	51.7	51.1	50.7
		夜间	61.1	59.6	58.4	57.2	56.3	55.5	54.1	53.1	52.1	51.4	50.8	50.2

由上表可知，放空噪声昼间在放空火炬60m范围内即可达标，夜间在220m外才能达标，故平台夜间放空会对部分居民造成影响，但考虑检修或事故放空是偶然发生的，频次很低，且持续时间很短，一般不超过十分钟；一旦放空结束，噪声对环境的影响立即消失，故不会造成长期影响。

通过加强生产期间的安全管理，加强设备的维护，降低事故发生的几率，从而减少因检修放空产生噪声的次数；放空作业应尽量避免夜间和午休时间，并在事故放空时及时通知附近群众，以降低放空噪声对周边居民的影响。

6.3.5 固体废物影响分析

拟建工程运营期产生的固废主要是采气站/集气增压站产生的除砂撬内件、管道检修/清管废渣及废包装材料，集气增压站产生的废润滑油、废油桶、综合值班房生活垃圾及餐厨垃圾，脱水站产生的清管检修废渣、废油、废活性炭、生活垃圾及餐厨垃圾。

6.5.5.1 采气站/集气增压站

①除砂器内件（附着有岩屑杂质）

各采气站/集气增压站原料气经节流后进入除砂撬进行除砂，除去岩屑杂质，由于岩屑杂质附着于除砂器内件上，故除砂器内件需定期更换，由厂家更换内件时一并回收处置，不在站场内暂存，不会造成环境影响。

②检修/清管废渣

各采气站/集气增压站清管过程中会产生少量的检修废渣、清管废渣，主要含有Fe_2O_3，属于一般固废，统一暂存于站内，定期交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。固废得到综合利用，对环境影响较小。

③废药剂桶、废包装材料

各采气站/集气增压站使用缓蚀剂、抑制剂会产生废药剂桶，集气站中心水池采用药剂处理返排液会产生废药剂桶，废药剂桶均为一般固废，统一暂存于站内，由厂家统一回收利用。固废得到综合利用，对环境影响较小。

④集气增压站废润滑油、废油桶

集气增压站装置维护保养产生废润滑油，属于《国家危险废物名录》中所列危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 900-217-08）；废油桶属于《国家危险废物名录》所列危险废物（HW08 其他废物，废物代码 900-249-08），收集暂存于危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。固废得到合理处置，对环境影响较小。

⑤集气增压站生活垃圾

集气增压站综合值班房生活垃圾收集于生活垃圾收集点，及时由当地环卫部门收集处理。生活垃圾得到合理处置，对环境影响较小。厨房产生的餐厨垃圾采用专用收集桶收集，然后委托有资质单位处置。

⑥中心水池污泥

由于前期钻井施工使用油基泥浆体系进行施工，井筒内剩余压裂返排废水中含有少量油基泥浆体系残留石油类，因此清捞的中心水池预沉池污泥为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2021 版）中危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码 900-210-08），由专业资质的单位清捞后由建设单位交有资质单位进行处置。污泥得到合理处置，对环境影响较小。

6.5.5.2 脱水站

（1）检修废渣、清管废渣

脱水站产生的清管废渣、检修废渣与采气站/集气增压站相同，故采取相同的处置方式，故除砂器内件需定期更换，由厂家更换内件时一并回收处置，不在站场内暂存，不会造成环境影响。

（2）后过滤器废滤芯

活性炭吸附处理返排液中油类物质，后过滤器更换产生的少量废滤芯不含油料，属于一般固废。更换周期约 3 年/次，该部分由厂家回收处置。

（3）生活垃圾

值班房生活垃圾收集后交由当地环卫部门处理，对环境影响较小。

（4）预过滤器废滤芯、废活性炭

TEG（三甘醇）溶液过滤器预过滤器、活性炭过滤器更换产生的少量废滤芯、废活性炭，TEG溶液过滤器位于三甘醇溶剂贫液吸收完原料气中的返排液后，进入后续贫富液换热器和精馏柱之前进行砂砾杂质和油类物质的吸附，保证后续装置不易堵塞。属于危险废物，危险废物类别为HW49，危险废物代码为900-041-49。更换周期约2年/次，收集暂存于危险废物暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。

（5）废润滑油、废油桶

脱水站装置维护保养废润滑油属于《国家危险废物名录》中所列危险废物（HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码071-002-08）；废油桶属于《国家危险废物名录》所列危险废物（HW49其他废物，废物代码900-041-49），收集暂存于危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。固废得到合理处置，对环境影响较小。

6.3.6 土壤环境影响分析

（1）建设项目土壤环境影响识别

①土壤环境影响类型与影响途径识别

拟建项目可能对土壤造成的污染主要为：储存池、中心水池由于基础不稳或是极端天气原因导致污染物外溢泄漏，废水污染物通过垂直入渗和地表漫流的方式进入土壤环境。

拟建项目土壤环境影响类型与途径见下表。

表6.5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
营运期	-	√	√	-
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计				

②土壤环境影响源及影响因子识别

建设项目土壤环境影响源及影响因子见下表。

表6.5.6-2 建设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	特征因子	备注

场地	运营期	大气沉降	-	-	-
		地面漫流	SS、氯化物、石油烃	氯化物、石油烃	事故
		垂直入渗	SS、氯化物、石油烃	氯化物、石油烃	事故
		其他	/	/	/

（2）土壤环境影响分析

正常工况下，拟建工程采用无缝钢管，站内管线和一般管线段采用三层PE普通级外防腐，管线穿越地段采用三层PE加强级外防腐，因此，天然气管道输送过程中不会污染土壤环境。

①垂直入渗影响分析

拟建项目采取了分区防渗措施，储存池、中心水池等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，产生、输送污水的工艺流程区、管线、撬装厕所等设施地面需进行一般防渗，防渗等级达到P6要求；各站场综合值班室等其他涉污设施地面进行简单防渗。在采取分区防渗措施后，各站场运营期不会产生垂直入渗污染土壤。

②地表漫流影响分析

各站场设置清污分流体系，站场四周设置有排水沟与自然沟渠连接，便于疏导场地雨水。在采取该措施后，各站场运营期不会产生地面漫流污染土壤环境。

（3）类比分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）8.7.3：“污染影响型建设项目，其评价等级为一级、二级的，预测方法可参见附录E或进行类比分析”，本井区内已实施多个采气站及集气站，具备进行类比分析的条件，故本评价利用其现场监测数据进行类比分析。

本评价对井区内典型站场（自215H1集气站、自215H3集气站、自205脱水站）中心水池和检修污水池旁土壤环境进行了现场监测，监测因子包括pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、氯化物、硫酸盐、汞、砷、六价铬、钡、全盐量，根据前文统计的现场监测结果，各项数据均满足《土

壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类用地的筛选值要求，且项目土壤特征因子未出现明显增大现象，因此，通过类比分析可知，拟建项目采气站场、集气增压站及脱水站运营期对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

6.4 对重要敏感区的影响

6.4.1 集中式饮用水源保护区

（1）本项目与集中式饮用水源保护区位置关系

根据前文识别结果，本项目井区范围内共分布有6处集中式饮用水源保护区，分别为上游水库集中式饮用水源保护区、洪水沟集中式饮用水源保护区、镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区，以及尚未划定饮用水源保护区及明确取水口位置的大坡上水库集中式饮用水源保护区、沱江狮市镇花园村取水点、沱江赵化镇古木村取水点。其中，大坡上水库集中式饮用水源保护区、沱江狮市镇花园村取水点、沱江赵化镇古木村取水点由于尚未划定取水口位置及保护区，本评价无法判断其具体位置关系，但通过取水口所在村镇位置，可大致判断取水口与本项目所建场站和管线均较远，项目不在集中式饮用水源保护区集雨范围内，故本评价不对其进行分析。另外，洪水沟集中式饮用水源保护区距离井区内建设项目较远（＞6km）且不存在水力关系，故本评价也不在做评价。因此，本评价重点关注与本项目所建项目相对距离较近的上游水库集中式饮用水源保护区、镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区影响。

项目与集中式饮用水源保护区位置关系如下表6.6.1-1，位置关系图见6.6.1-1~6.6.1-2.

表6.6.1-1 项目与集中式饮用水源保护区位置关系

饮用水源名称	相关场站/管线	位置关系	最近距离	
上游水库集中式饮用水源保护区	自H68井	井场位于饮用水源西北侧，未在水源地集雨范围内	取水口	4100m
			一级保护区	3490m
			二级保护区	1900m
	自305-自205H52集气、返排液支线	管线位于饮用水源东侧，未在水源地集雨范围内	取水口	720m
			一级保护区	380m
			二级保护区	260m

镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区	吉富4井	井场位于饮用水源东南侧，未在水源地集雨范围内	取水口	3400
			一级保护区	3200
			二级保护区	2500
			准保护区	4500
	吉富4-自304集气支线、返排液支线	管线位于饮用水源东南侧，未在水源地集雨范围内	取水口	3500m
			一级保护区	3200m
			二级保护区	2500m
			准保护区	4200m

***

图6.6.1-1　本进区及各站场、管线与集中式饮用水源保护区位置关系

***

图6.6.1-2　项目与上游水库集中式饮用水源保护区位置关系

***

图6.6.1-3　项目与镇溪河高硐堰集中式饮用水源保护区位置关系

（2）政策符合性

根据以上位置关系分析可知，本项目所建井站、管线等均不在饮用水源保护区范围之内，项目正常工况下仅排放少量清洁的雨水。

本项目与《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010年12月22日）、《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019修正）的符合性见表6.5.7-2。

表6.6.1-2　饮用水源规定条例的相关要求及本项目响应情况表

序号	条例名称	管理要求	本项目情况	符合性
1	《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010年12月22日修正）	第十一条，三、运输有毒有害物质，油类、粪便的船舶和车辆一般不准进入保护区，必须进入者应事先申请并经有关部门批准，登记并设置防渗、防溢、防漏设施。	井站及管线施工道路不穿越饮用水源地保护区，禁止在饮用水源保护区范围内运输原辅材料以及施工产生的污染物，在距离保护区较近的道路路段强化防撞设计、并设置截流沟和事故池收集池，保证污染物收集至事故池中。	符合
2		第十二条，三、准保护区内直接或间接向水域排放废水，必须符合国家及地方规定的废水排放标准，当排放总量不能保证保护区内水质满足规定的标准时，必须削减排污负荷。	本项目少量清洁雨水外排；钻井期间产生的废水在井区内回用，生活污水依托污水处理厂处理。项目不在保护区和准保护区	符合

			内及附近排放废水。	
3		第十八条，准保护区：一、禁止利用渗坑、渗井、裂隙、溶洞等排放污水和其它有害废弃物。二、禁止利用透水层孔隙、裂隙、溶洞及废弃矿坑储存石油、天然气、放射性物质、有毒有害化工原料、农药等。三、实行人工回灌地下水时不得污染当地地下水源。	本项目无相关行为。	符合
5		第二十三条 因突发性事故造成或可能造成饮用水水源污染时，事故责任者应立即采取措施消除污染并报告当地城市供水、卫生防疫、环境保护、水利、地质矿产等部门和本单位主管部门。由环境保护部门根据当地人民政府的要求组织有关部门调查处理，必要时经当地人民政府批准后采取强制性措施以减轻损失。	项目制定了应急预案，成立专门的应急小组，若项目因突发性事故造成或可能造成饮用水水源污染时，将立即启动应急程序，同时向饮用水源主管部门报告，若发现下游饮用水源遭受污染后，第一时间停止供水，并采取补偿用水措施。	符合
6	《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019修正）	（一）禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量； （二）禁止向水体排放油类、酸液、碱液或者有毒废液； （三）禁止在水体清洗装贮过油类或者有毒污染物的车辆和容器； （四）禁止向水体排放、倾倒废水、含病原体的污水、放射性固体废物； （五）禁止向水体排放、倾倒工业废渣、城镇垃圾和医疗垃圾等其他废弃物； （六）禁止将含有汞、镉、砷、铬、铅、氰化物、黄磷等的可溶性剧毒废渣向水体排放、倾倒或者直接埋入地下； （七）禁止船舶向水体倾倒垃圾或者排放含油污水、生活污水； （八）禁止设置易溶性、有毒有害废弃物和危险废物的暂存和转运场所；禁止设置生活垃圾和工业固体废物的处置场所，生活垃圾转运站和工业固体废物暂存场所应当设置防护设施； （九）禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全； （十）禁止进行可能严重影响饮用水水源水质的矿产勘查、开采等活动； （十一）禁止非更新性、非抚育性采伐和破坏饮用水水源涵养林、护岸林和其他植被。	本项目不涉及地表水饮用水水源保护区和准保护区；无油类、酸液、碱液或者有毒废液外排；禁止在水体清洗装贮过油类或者有毒污染物的车辆和容器；不涉及化工原料、矿物油类及有毒有害矿产品的贮存场所，以及生活垃圾、工业固体废物和危险废物的堆放场所和转运站的建设。	符合

8		第三十四条 企业事业单位发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成饮用水水源污染事故的，应当立即启动本单位的应急方案，采取应急措施，并向事故发生地的县级以上地方人民政府或者环境保护行政主管部门报告，不得迟报、谎报、瞒报、漏报。	项目制定了应急预案，成立专门的应急小组，若项目因突发性事故造成或可能造成饮用水水源污染时，将立即启动应急程序，同时向饮用水源主管部门报告，若发现下游饮用水源遭受污染后，第一时间停止供水，并采取补偿用水措施。	符合

由上表可知，本项目符合《饮用水水源保护区污染防治管理规定》和《四川省饮用水源保护管理条例》和的相关要求。

（3）对饮用水源保护区的影响

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，钻井期间的产生的洗井废水、方井雨水回用于平台压裂液配制，压裂返排废水经压裂液处理装置处理后可回用于平台内或井区内其他井配制压裂液使用，从而减少废水转运、处理的风险和成本，也减少了取用新鲜水配制压裂液的量，节约用水。水质不能达到回用要求的压裂返排废水和区域内多余可回用的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置，现场不外排。生活污水经厕所收集后定期外委临近污水处理厂进行处理。采气站/集气正压站运营期产生的采气少量返排液暂存于储存池中，一并经新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，经处理达压裂回用水指标后，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。故本项目施工期和营运期均不涉及废水直接排放，对上述集中式饮用水源保护区影响主要为转运过程中外溢和泄漏环境风险影响。

②事故状况下对饮用水源保护区的影响

拟建项目储存池/中心水池泄漏、暴雨废水外溢以及运输原材料、污染物时经过饮用水源保护区过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目下游区域，由于本项目站场均未在集中式饮用水源保护区集雨区范围内，转运线路也不在集中式饮用水源保护区集雨区范围内，故废水转运不会进入项目所在地附近的集中式饮用水源保护区，不会对其水质环境造

成影响，不会对保护区造成影响。

为了进一步减小废水泄漏对饮用水源保护区的影响，在发生渗漏事故后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集；进入下游水塘时采取堵住水塘泄流口。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对集中式饮用水源保护区的影响程度较小。

此外，本项目管线穿越沱江采用定向钻，施工过程不涉水作业，且穿越段管线均设置有套管进行保护，同时该管线未在集中式饮用水源地保护区范围内，因此集气管线及返排液管线的施工和运营对集中式饮用水源地保护区影响较小。

（4）对饮用水源保护区的保护措施

①控制污染物外排

在井站和管线施工时，合理布置施工场地和土石方临时堆放地，禁止向地表水体倾倒石块等建材材料以及废水，禁止砍伐和破坏饮用水源防护林和涵养林，施工期结束后用于临时占地的复耕复种表土，恢复原有土地利用方式，避免饮用水源保护区生态环境受到破坏。

项目井站施工废水处理后尽量循环利用，管道试压废水仅含少量SS，采取排放管道口安装泥沙过滤器措施处理后回用于井站洒水降尘和绿化用水；生活污水依托临近污水处理厂进行处理。

②合理安排工期

通过合理安排，将距离饮用水源较近的管段安排在枯水期实施，同时加快施工进度，做好现场环境卫生工作，可减小雨水冲刷形成的雨污废水汇入饮用水源保护区的可能性。同时，加强施工期间的气象预报，一旦出现暴雨天气，暂停施工并加强巡逻，避免重大事故出现。

③应急措施

若发生污废水泄漏事故，立即启动应急程序，利用现场存放的沙袋等应急物资，立即搭建挡水坝，同时利用泵抽水，罐车拉运的方式将事故排放的废水尽快运走。在距离保护区较近的道路路段强化防撞设计、设置截流沟和雨水收

集池收集路面雨污水，一旦发生运输事故，能够保证污染物收集至事故池中；同时启动应急预案，报告饮用水源主管部门，做好信息公示，并在有必要的情况下立刻停止取水，启动饮用水源补水替代方案。

本项目油基岩屑、含矿物油废物等危废由钻井队委托具有危废道路运输经营许可证单位运输。转运废物工作中要加强对车辆的监督和管理，采取转运联单制度，规范转运台账，避免私拉乱倒的现象发生。本次环评要求建设单位合理规划运输路线，尽量绕避饮用水源保护区。若本项目废物运输路由无法完全绕避饮用水源保护区，本次环评要求建设单位废物运输路由必须绕避饮用水源一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区时或准保护区时，应按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险，尽量避免发生污染物泄露进入保护区。若污染物事故情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。

6.4.2 生态敏感区

拟建项目不占用和穿越生态敏感区，根据调查沿线分布的生态敏感区主要四川自贡恐龙国家级地质公园、盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线、盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线、镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区，沿线生态敏感区分布情况见附图10。

项目距生态敏感区的距离都比较远，均不在本项目生态评价范围内，项目施工对生态敏感区没有影响。

表 6.6.2-1 项目与生态敏感区关系及影响

序号	名称	与评价范围的位置关系	与项目的位置关系	影响
1	四川自贡恐龙国家级地质公园	与评价范围最近距离为6.8km	与项目施工区最近距离为7.3km	无
2	盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线	与评价范围最近距离为2.8km	与项目施工区最近距离为3.3km	无
3	镇溪河南方鲇翘嘴鲌国家级水产种质资源保护区	与评价范围最近距离为110m	与项目施工区最近距离为610m	无

6.4.3 永久基本农田

（1）占用情况

本项目合计占用永久基本农田148.61hm^2，其中永久占用永久基本农田14.13hm^2，占评价范围内永久基本农田面积的0.20%，占比较小；临时占用永久基本农田134.48hm^2，占评价范围内永久基本农田面积的1.94%，占比较小。

（2）占用永久基本农田必要性

由于地下天然气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置；另一方面，管线路由受地形影响较大，同时须平衡服务范围、与周边居民点位置关系、林地占用、敏感区位置关系等，因此，将不可避免部分占用永久基本农田。

（3）对永久基本农田影响

①对产量的影响

根据调查，项目所在区域现状主要种植小麦、玉米、番薯等旱地植物和水稻等水田栽培植物。根据项目周边区域粮食产量数据及耕地分布情况，按照旱地每亩产量约800斤，本项目临时占地压占永久基本农田损失的生产量约为807.1t，永久占地压占永久基本农田损失的生产量约为84.8t/a。

②对永久基本农田地表开挖影响

本项目临时占地致使原地表形态、土壤结构等直接破坏，使土地原有功能降低。具体为：

A 破坏了表土和植被，对地表和植被的直接挖损破坏了原有的表层土质、地貌景观和植被，使土地丧失原有的使用价值；

B 施工开挖将扰乱土壤耕作层，除开挖部分受到直接破坏以外，施工区使用的砂石、水泥、土石方等等散落在地表，混合回填后，亦改变了土壤层次。

③对永久基本农田污染影响

在施工期施工单位在加强施工机械的养护，并对施工机械放置场地采取隔垫措施防止渗油污染土壤后，项目对永久基本农田的污染影响极小。

（3）永久基本农田保护措施

①严格执行相关法律、法规关于永久基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）、《自然资源部等7部门关于加强用地审批前期工作积极推进基础设施项目建设的通知》（自然资发〔2022〕130号）《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197号）和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）、符合性分析文件中相关永久基本农田保护规定：

①国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

②经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

③符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的永久基本农田进行验收，保证补划的永久基本农田落到地块，确保永久基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

（3）永久基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制永久基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对永久基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目运营期对永久基本农田基本无影响，因此本报告仅针对建设前期和施工期两个阶段提出永久基本农田保护措施。

①建设前期

A.进一步优化施工道路、施工场地、井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开永久基本农田、不破坏其水利设施。

B.合理安排工期。占用农田的的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

C.施工便道应避开永久基本农田设置，减少对永久基本农田的占用。

D.建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

E.建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。

②施工期

A.占用永久基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

B.严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用永久基本农田

C.严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域永久基本农田地力。

D.妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开

挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

E.本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于永久基本农田内。

F.施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。

G.各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保各井场实施不会对当地永久基本农田产生不利影响。

H.施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。根据“边开采边复垦”的原则，在每段管线施工结束后对临时占用的永久基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对永久基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

6.5 区域开发累积环境影响分析

6.5.1 水环境污染累积影响

根据本项目开发方案，项目部署的平台将在6.5年内实施；根据建设单位实施计划，各平台和管线存在同期施工情况，故本项目实施过程中，各单项工程将对区域产生一定的累积影响。

（1）施工期

拟建项目建设施工期废水主要来源于钻前施工、钻井施工、地面工程施工

等施工过程，废水种类包含施工人员生活污水、土建施工废水、管线试压废水、压裂返排废水、洗井废水、井场方井雨水等，此外，管线穿越施工将短期增加小型沟渠水中泥沙含量。

拟建项目各单项工程均无废水现场外排。其中，除钻井施工人员的生活污水是经井场化粪池收集后拉运临近镇街污水处理厂处置，其余施工人员的生活污水均依托当地已有设施；施工废水、管线试压废水（主要污染物SS）经收集沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘；钻井废水包括洗井废水、方井雨水，通过采取雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，回用于生产用水；返排压裂液在平台内暂存优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。施工期管线穿越大型河流沱江和釜溪河采用定向钻，穿越小型河流采用大开挖，施工结束后原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。通过采取上述措施，拟建工程施工期对区域的地表水环境累积影响很小。

同时，由于施工期压裂返排废水回用量较大，在区域开发建设过程中应合理规划压裂返排废水的回用，加强区域压裂返排废水回用与钻井平台部署的总体协调。

（2）运营期

拟建工程生产运营期废水主要来源于采气站、集气增压站和脱水站生产运营过程，废水种类包含返排液、生活污水及少量清管检修废水。

在区域开发建设过程中，采气站、集气增压站返排液可回用于区域生产用水，若区域开发建设施工结束可回用于区域其他井区的开发建设，运营期废水产生量呈先增加后平稳降低的趋势，通过管道回用于区域开发建设，无法回用时外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置，不在现场外排。

根据井区内已实施工程的现场调查，通过采取上述回用、外运处置等污水污染防治措施，井区生产运营期对区域地表水环境累积影响很小。本项目应加强回用量和转运处置量的统筹协调。

6.5.2 大气环境污染累积影响

（1）施工期

拟建工程施工期大气污染物主要来自管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘、测试放喷废气，以及管道焊接烟尘等。本项目管线施工分段进行，因此建设施工期对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在200m范围内，不会出现叠加的大气环境影响，且施工期结束后大气环境影响消失，不会改变区域环境空气功能区划，建设施工期对区域大气环境累积影响可接受。

（2）运营期

拟建工程生产运营期大气污染物主要来自集气增压站中心水池、食堂油烟废气，以及脱水站产生的天然气燃烧废气，设备检修/事故放空废气等。

本项目集气增压站数量较少、布局分散，其中心水池产生的无组织废气较少。集气增压站食堂油烟经油烟净化器处理后引至房顶排放。脱水站采用清洁能源，产生的燃烧废气较少。清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，采气站场通过放散排放，集气站脱水站放空废气经放空火炬点火燃烧排放，为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施。

根据井区已建工程现场调查，拟建工程通过采取上述措施后，不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境累积影响可接受。

6.5.3 声环境污染累积影响

（1）施工期

拟建工程施工期噪声主要来自钻前施工、钻井施工、地面工程等施工过程，其中钻井施工噪声影响较明显，影响范围一般在300m范围内，其余施工过程噪声影响相对较小。管线施工分段进行，因此建设施工期噪声对区域大气环境影响以各单项工程环境影响为主，且影响范围一般在300m范围内，不会出现叠加的噪声环境影响，且施工期结束后噪声环境影响立即消失，不会改变区域声环境功能区划，建设施工期对区域声环境累积影响可接受。

（2）运营期

拟建工程生产运营期噪声主要来自各采气站、集气增压站和脱水站工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声、集气站增压工艺区噪声、脱水站内脱水设备噪声及应急事故下的放散、放空噪声等。各采气站和集气站之间相隔较远，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且个单项工程影响范围不会出现叠加影响。单项工程通过选用低噪声设备、优化平面布置，建设降噪机房、隔声材料等减振降噪措施，对周围环境影响较小。

根据已建站场的现场调查，营运期采气站、集气增压站及脱水站通过采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，项目生产运营期对区域声环境累积影响可接受。

6.5.4 固体废物环境污染累积影响

（1）施工期

拟建工程建设施工期固体废物主要来自钻前工程、钻井工程、地面工程施工等过程，主要固废污染物包括剥离的耕植土、生活垃圾、施工废料、定向钻施工废弃泥浆、废包装材料、水基钻井固废及含油固废（危险废物）等。各单项工程相距较远，且由施工队分别进行施工，对区域的影响主要表现为单个项目的影响。

拟建工程产生的上述固体废弃物，将采取耕植土剥离单独推存、生活垃圾集中收集交环卫部门处置；施工废料和包装厂家回收；定向钻施工废弃泥浆、水基钻井固废综合利用；含油固废规范暂存交有资质单位处置等措施处置拟建工程建设期间产生的固体废物。拟建工程通过采取上述固体废物污染防治措施，井区建设施工固体废物对区域环境累积影响很小。

（2）运营期

拟建项目营运期固废来自各采气站/集气增压站产生的除砂器内件（附着有岩屑杂质）、检修/清罐废渣、废包装材料等，均在本站内进行收集后统一由建设单位处置，建设单位日常建立固废台账，对固废进行统一管理统一处置。集气增压站/脱水站废润滑油和废油桶，脱水站预过滤器废滤芯、废活性炭属于危险废物，在本站内危险废物暂存间暂存，定期统一由建设单位交有资质单

位进行处置，并根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等规范制定台账。

拟建工程通过采取上述固体废物污染防治措施，井区生产运营期固体废物对区域环境累积影响很小。

6.5.5 土壤环境污染累积影响

根据土壤影响识别结果，拟建工程属于污染影响型，影响范围一般在0.2km范围内，井区内各相邻井场的距离较远，因此建设运行期对区域土壤环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在0.2km范围内，不会出现叠加的土壤环境影响。

拟建工程土壤环境的影响主要为跑、冒、滴、漏污染物漫流以及垂直下渗影响，各站场通过采取雨污分流制、分区防渗、池体预留空高等措施，减少项目建设运营对周边土壤环境的影响。根据对已建站场的现场监测，通过采取上述措施后，拟建工程对区域土壤长期累积影响很小。

6.5.6 地下水环境污染累积影响

项目区地下水类型为孔隙裂隙水、层间裂隙水、松散岩类孔隙裂隙水等3种，储水和受水空间由微地貌因素所控制，通常表现为含水体范围有限、形体不规则，分散而互不联系，就地补给、就近排泄的特点。在区域上地下水不具统一的水力联系，地下水流场主要受微地貌的控制，由丘顶向丘坡、沟谷运移，最终排泄于河流之中。

根据各场地对地下水环境的影响特征，从地下水系统和地下水流场的角度考虑，每个地下水系统具有独立的补径排条件，构成相对独立的地下水系统，因此拟建工程在非正常状况下仅对其所在地下水系统内的地下水环境及保护目标产生影响，各地下水系统产生叠加影响可能性较小。同时，拟建工程各场地在同一地下水系统内较为分散，结合预测结果分析的超标和影响距离，站场及水管道非正常工况下发生性泄漏，影响范围仅在站场及管线周边几百米范围内，各场地发生地下水污染影响范围有限，污染物浓度降低速度较快，不会超过评价范围所在的水文地质单元，不会对区域其他地区含水层及保护目标产生

影响。故同一地下系统内场地同时发生地下水污染事故发生叠加影响的可能性较小。

综上分析，拟建工程各场地建设合理安排开采时序，避免叠加影响发生。从井区开发角度而言，拟建工程场地分散，污染影响表现为点状或线状形式，影响范围有限，同时各场地实施运行采取了一系列的地下水保护措施，因此拟建工程建设运行对井区内的地下水环境影响较小。

6.5.7 生态环境污染累积影响

井区内已建井场已落实了相应的环保措施和生态恢复补偿措施，永久占地改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成了一定的影响。但临时占用的植被及耕地在区域内广泛分布，且井场及管线涉及永久占地面积小，在滚动开发、分段施工结束，分阶段及时进行生态恢复后，区域内的开发建设活动造成的累积性影响较小。

拟建工程永久占地以现有井场用地为主，新增永久占地面积较小，管线长度穿越区域主要为耕地、林地等，不占用和穿越生态敏感区，随着施工完成后的植被恢复，工程实施后对区域生物多样性、景观结构、生态系统结构和功能的影响较小，不会对区域生态环境造成破坏，项目后续实施不会对区域生态环境造成长期累积性影响。

6.5.8 退役期累积影响

井区进入退役期后各采气站、集气增压站井下气压大幅降低，井下储量逐渐减少，采气开发接近尾声。随井下来气量的减少，各采气站、集气增压站各种生产设施将停止运行。退役期单项工程产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

7 环境风险评价

7.1 评价依据

7.1.1 风险调查

7.1.1.1 风险源调查

拟建项目目的层均为***组（微含硫），但钻井过程中会经过低含硫层位***组，因此本评价钻井工程风险评价按最不利***组低含硫量气质进行分析、管理，营运期按照目的层***组微含硫进行分析、管理。因此，拟建项目风险物质考虑硫化氢和二氧化硫。另外，本项目钻井施工过程中使用主要原、辅材料泥浆、加重剂、固井水泥、添加剂、堵漏剂、柴油、油基钻井液、盐酸等，产生洗井废水、压裂返排废水等废水。采气站、集气增压站及脱水站营运期产生返排液等废水。

表 7.1.1-1 单井场涉及危险物质数量及分布情况表

序号	时段		物质	最大存在量	分布位置
1	施工期	钻井阶段	水基泥浆及添加剂	约 200m^3	泥浆循环系统、泥浆不落地工艺区、泥浆材料区
2			洗井废水	180m^3	储存池
3			柴油	33.4t	柴油罐区
4			白油	56t	井场（现场不储存，仅在紧急情况下临时调用）
5			废油	31t	油桶区、废油基岩屑收集罐
6			甲烷	1.3t	15min 单井井喷失控
7			硫化氢	0.001t	15min 单井井喷失控（最不利情况，含硫量最大气质组分进行计算）
8			SO_2	-	井喷失控点火
9		压裂阶段	压裂液（含压裂反排液）	1500m^3	井场压裂液储罐
10			压裂返排废水	1800m^3	液体组合罐
11				20m^3	放喷集酸池
12			柴油	16t	柴油罐区
13			盐酸(15%)	-	不在井场暂存
14	运营期		甲烷	0.027~5.4t	井场工艺设备
15				0.5~18.5	管线
16			硫化氢	0.0000004~0.00004	井场工艺设备
17				0.000003~0.0001	管线

18		返排液	50m^3	储存池/中心水池
19		次氯酸钠	1t	原料库
20		废矿物油	0.02	油桶防渗区

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及钻井工程主要原、辅材料使用情况，钻井工程主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

（1）水基泥浆及添加剂危险性分析

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成份和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、重晶石粉、盐抑制剂以及降滤失剂、润滑防卡剂、棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维等20多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类等配浆和加重材料中的杂质，本项目采用的泥浆不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

（2）洗井废水、压裂返排废水/返排液危险性分析

洗井废水的主要成分与压裂返排废水类似，其污染物浓度低于压裂返排废水。压裂返排废水中主要污染物为COD、石油类、SS和氯离子，有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。洗井废水、压裂返排废水不属于HJ/T169-2018附录B.2危害水环境物质（急性毒性类别1），无临界量规定，但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

（3）甲烷危险性分析

甲烷是一种碳氢化合物，通常所称的天然气是指储存于地层的可燃气体，同煤炭、石油一样同属化石燃料。天然气主要成分为甲烷、也包括少量的乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷等重质碳氢化合物和少量的氮气、氧气、二氧化碳等。天然气比空气轻，无色、无味、无毒且无腐蚀性。从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和

爆炸。其爆炸极限范围为5%~15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷(CH_4)的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表7.1.1-2。

表7.1.1-2　甲烷理化性质

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH_4	分子量	16.04
	ICSC编号	0291	IMDG规则页码	2156
	CAS号	74-82-8	RTECS号	PA1490000
	UN编号	1971	危险货物编号	21007
	EC编号	601-001-00-4		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚.		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造		
	熔点(℃)	-182.5	相对密度(水=1)	0.42/-164℃
	沸点(℃)	-161.5	相对密度(空气=1)	0.55
	饱和蒸汽压(kpa)	53.32(-168.8℃)		
	临界温度(℃)	-82.6	临界压力(Mpa)	4.59
	燃烧热(KJ/mol)	889.5	最小引燃能量(mJ)	0.28
毒性及健康危害	接触限值	中国MAC	未制定标准	
		前苏联MAC	300mg/m^3	
		美国TWA	ACGIH窒息性气体	
		美国STEL	未制定标准	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	1、当空气中甲烷浓度达25-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(v%)	5
	自然温度(℃)	538	爆炸上限(v%)	15
	危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定		
	聚合危害	不会出现聚合危害		

	禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等
	灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。
包装储运	危险性类别	第2.1类(UN类别)易燃气体
	危险货物包装标志	4
包装储运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。
防护措施	工程控制	全面通风。
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩带供气式呼吸器。
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。
	其它	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触；3、进入罐区或其它高浓度区作业时须有人监护。
泄漏处理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排(室内)或强力通风(室外)。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	

（3）硫化氢危险性分析

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。

根据《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T6277-2017)，硫化氢阈限值：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/m³ (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/m³ (100ppm)。

在含硫化氢气开发中，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。

表 7.1.1-3　H_2S 理化性质表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	hydrogen　sulfide		
别　名	氢硫酸		
分子式	H_2S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5℃ 闪点：<-50℃
熔　点	-85.5℃ 沸点：-60.4℃	溶解性	溶于水、乙醇
密　度	相对密度(空气=1)1.19	稳定性	稳定
危险标记	4(易燃气体)	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子

1.对环境的影响:

一、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。

二、毒理学资料及环境行为

急性毒性：LC_{50}168mg/m^3(大鼠吸入) ，人吸入：LCL_0 600ppm/30min，800ppm/5min。

污染来源：一般作为某些化学反应和蛋白质自然分解过程的产物以及某些天然物的成分和杂质，而经常存在于多种生产过程中以及自然界中。如采矿和有色金属冶炼。煤的低温焦化，含硫石油开采、提炼，橡胶、制革、染料、制糖等工业中都有硫化氢产生。开挖和整治沼泽地、沟渠、印染、下水道以及清除垃圾、粪便等作业，还有工业气流气、火山喷气、矿泉中也常伴有硫化氢存在。危险特性：易燃，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、发烟硫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，遇明火会引起回燃。

燃烧(分解)产物：氧化硫。

2.现场应急监测方法:

①便携式气体检测仪器：硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪；

②常用快速化学分析方法：醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法

3.应急处理处置方法:

一、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，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，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。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或与塔相连的通风橱内。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。

二、防护措施

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩带过渡式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩带氧气呼吸器或空气呼吸器。

眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。其它：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

三、急救措施

皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水清洗。就医。

眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底清洗至少5min。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，即进行人工呼吸。就医。

灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能立即切断气源，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、泡沫、二氧化碳、干粉。

表 7.1.1-4　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
体积%	ppm	mg/m^3	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为0.195mg/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	14.41	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家公会推荐的阈限值（8h加权平均值）
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家公会推荐的15min短期暴露范围平均值
0.002	20	28.83	在暴露1h或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和健康局的可接受上限值
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。注：考虑此浓度为立即危害生命或健康（IDLH），参见美国国家职业安全和健康学会DHHS No 85-114《化学危险袖珍指南》
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，结果将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《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）			

（4）SO_2危险性分析

井喷失控后点火，天然气中硫化氢燃烧生成次生污染物二氧化硫。二氧化硫为有毒气体，阈限值：5.4mg/m³(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。

表7.1.1-5　SO_2物理化学特性表

国标编号	23013		
CAS号	7446-09-5		
中文名称	二氧化硫		
英文名称	sulfur dioxide		
别　名	亚硫酸酐		
分子式	SO_2	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	64.6	蒸汽压	338.42kPa/21.1℃
熔　点	-75.5℃ 沸点：-10℃	溶解性	溶于水、乙醇
密　度	相对密度(空气=1)1.43	稳定性	稳定
危险标记	不燃，有毒，具强刺激性	主要用途	用用于制造硫酸和保险粉等

一、健康危害

侵入途径：吸入。

二、危险性概述

健康危害： 易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。

环境危害： 对大气可造成严重污染；一般植物对二氧化硫危害的抵抗力都很弱，最初的典型症状是叶脉间出现界限分明的点状或块状白斑，有的连接成片，接着叶脉也干枯，最后死亡。小麦受二氧化硫危害后，最初的典型症状是麦芒变成白色，接着叶片变成淡褐色或白色；水稻受二氧化硫危害时，最初叶片变成淡绿色或灰绿色，叶面有小白斑，随着全叶变白，叶尖卷曲、萎蔫、茎秆及稻粒也变白，枯熟甚至全株死亡；蔬菜受二氢化硫危害后，叶片症状因作物种类而异，叶片出现白斑的有萝卜、白菜、菠菜、番茄、葱、辣椒和黄瓜，出现褐斑的有茄子、胡萝卜、马铃薯、南瓜和甘薯，出现黑斑的有蚕豆。。

燃爆危险： 本品不燃，有毒，具强刺激性。

三、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/ 吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

四、防护措施

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩带过渡式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩带氧气呼吸器或空气呼吸器。

眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。其它：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员

应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
五、急救措施
皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。
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。

表 7.1.1-6 SO_2对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于二氧化硫的典型特性
%（V）	ppm	mg/m³	
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	ACGIH TLV，NIOSH REL，我国规定的阈限值
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（IDLH），见 DHHS No.85-114，NOISH 化学危险品手册
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《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）			

（5）柴油危险性分析

在停电情况下，钻井及井下作业过程中使用柴油发电机作为钻井作业现场电力和动力输出，此外油基钻井阶段也可能使用柴油。柴油具有可燃性，其特性见表7.1.1-5。

表 7.1.1-5 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。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。		
第六部分接触控制/个体防护			
工程控制	密闭操作，注意通风。		
眼睛防护	必要时戴安全防护眼镜。		
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。		
身体防护	穿工作服。		
手防护	必要时戴防护手套。		
其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		
第七部分理化特性			
外观及性状	粘性棕色液体。	闪点（℃）	55
相对密度	0.87~0.9（水=1）	爆炸下限（V%）	1.5
相对密度	3.5（空气=1）	爆炸上限（V%）	4.5
引燃温度（℃）	257	用途	用作柴油机的燃料。
溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇，易溶于脂肪。		
第八部分稳定性及化学活性			
稳定性	稳定	避免接触的条件	明火、高热
禁配物	强氧化剂、卤素	聚合危害	不能出现。
分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		

（6）白油危险性分析

本项目蓬莱镇组二开段和须家河组二段三开段采用油基钻井液（白油或柴油）钻井，油基钻井液是以油为分散介质组成的泥浆，其基本组成是油、水、有机粘土(或其他亲油粉末)和油溶性化学处理剂。油相一般用白油，占泥浆60％～70％或更高，现场实践有达90%以上的使用，危险性主要表现在油性物质的可燃性。

表 7.1.1-6　白油特性表

标识	中文名	白油	危货及UN编号	
	主要成分	C16～C31的正异构烷烃的混合物	分子量	250～

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3"></td><td>450</td></tr>
<tr><td rowspan="4">理化特性</td><td>相对密度（水=1）</td><td colspan="2">0.831～0.883</td><td>相对密度（空气=1）</td><td></td></tr>
<tr><td>外观与性状</td><td colspan="5">无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性。</td></tr>
<tr><td>溶解性</td><td colspan="5">不溶于水和乙醇。</td></tr>
<tr><td>沸点，℃</td><td colspan="2"></td><td>熔点，℃</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="5">燃爆特性</td><td>闪点，℃</td><td>≥130℃</td><td colspan="2">爆炸极限，%(V/V)</td><td></td></tr>
<tr><td>引燃温度，℃</td><td></td><td colspan="2">临界压力，MPa</td><td></td></tr>
<tr><td>火灾危险类别</td><td></td><td colspan="2">爆炸危险组别/类别</td><td></td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="5">温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="5">灭火剂：二氧化碳、干化学粉末、泡沫、砂、泥土或水雾(不可用水喷射)。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">毒性及健康危害</td><td>急性毒性</td><td colspan="2">LD50(mg/kg,大鼠经口)</td><td>——</td><td>LC50（mg/m³，大鼠吸入）</td><td>——</td></tr>
<tr><td>健康危害</td><td colspan="5">吸入：吸入大量挥发气体会感觉眩晕。 眼接触：有刺激感，损伤视力。</td></tr>
<tr><td>操作注意事项</td><td colspan="5">密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止容器及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="5">皮肤接触：建议使用脂枪加脂，如意外注射使皮肤受伤，应送医治疗。眼接触：张开眼皮，以洁净清水冲洗，如刺激持续，建议看医生。食入：用清水洗胃稀释，毋须诱发呕吐，如大量入肚确感不适，需立即就医。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="6">迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源，防止火花产生，除处理备油人员外，从速撤离现场，避免吸入油雾；小量泄漏：用砂泥土或木屑，吸收溢出的油，然后移至安全地点。根据有关法例处理，后以大量水冲洗被沾污的地方；大量泄漏：以砂或泥土截溢油蔓延，防止溢油流入下水道。如有可能，将溢油以槽罐截起，随后处理，或按“小量泄漏”方法处理。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</td></tr>
<tr><td>储运</td><td colspan="6">储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开</td></tr>
<tr><td>注意事项</td><td colspan="6">存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。储存容器必须加盖密封，减少挥发量；避免日光照射，置于低处放置；使用：轻拿轻放，使用者戴手套。特殊注意事项：避免过多接触，工作完毕后沐浴更衣。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。</td></tr>
</table>

（7）盐酸

盐酸是无色液体（工业用盐酸会因有杂质三价铁盐而略显黄色），为氯化

氢的水溶液，具有刺激性气味。由于浓盐酸具有挥发性，挥发出的氯化氢气体与空气中的水蒸气作用形成盐酸小液滴，所以会看到白雾。盐酸与水、乙醇任意混溶，氯化氢能溶于许多有机溶剂。浓盐酸稀释有热量放出。本项目压裂过程中要使用15%稀盐酸。

表 7.1.1-7　盐酸特性表

标识	中文名	盐酸
	英文名	Hydrogen chloride
	分子式	HCL
	分子量	36.46
	UN 号	1789/8183/8-03/700
	危险货物编号	81013
理化性质	外观与性状	澄清无色或微黄色发烟液体。
	相对密度(水=1)	1.19(37～38%) 1.15(30%) 1.13(25%)
储运注意事项	一般采用塑料储罐、塑料桶包装，也可用内涂橡胶的储罐，塑料罐装必须防止老化，应与氧化剂、金属粉末、氰化物、发孔剂等分开存放。搬运时要轻装、轻卸，防止包装及容器损坏。	
毒性危害	接触限值	空气中最大容许浓度为 15mg/m^3
	侵入途径	吸入、皮肤接触。
	毒性	具有强刺激作用。
防护措施	工程控制	注意通风。
	呼吸系统防护	带过滤式防护口罩。
	眼睛防护	戴安全防护眼镜。
	防护服	穿耐酸工作服。
	手防护	戴防护手套。
泄漏处理		应急处理人员戴好防毒面具和胶手套，穿防护服。将地面洒上苏打石灰，再用水冲洗。

（8）废油

项目钻井和采气使用设备过程中，或多或少会产生一些废油，主要是设备润滑、保养产生的废机油。废油主要存放于危险废物暂存间内，其特性和润滑油差不多。废油对眼睛、皮肤、粘膜和上呼吸道具有刺激作用。吸入后，可引起喉、支气管的火症、水肿、痉挛、化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起燃灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。皮肤接触可发生接触性皮炎及油疹，可致急性肾脏损害，吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。结合工程项目的实际情况，主要危害为废矿物油泄露后地表水、地下水和土壤的影响。

7.1.2 环境敏感目标

施工期项目环境风险主要来自钻井过程事故状态下天然气的泄漏，环境保护目标为距离井场边界3km的范围内的城镇、学校、医院等人口相对密集的场所等。

营运期项目的主要潜在环境风险为页岩气泄漏进而产生火灾或爆炸的风险，其影响途径主要为环境空气影响；返排液管线泄漏对地表水及地下水环境影响。拟建项目大气环境风险评价等级为三级评价，评价范围为采气站场、集气增压站3km范围内的城镇、学校、医院等人口相对密集的场所和地表水体涉及的饮用水源保护区等；管线工程环境风险保护目标分布情况同管线大气环境保护目标。

环境风险保护目标见前文1.8-10.

7.2 环境风险潜势初判

7.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

拟建项目环境风险分级分为钻井施工期风险分级、营运期站场和管线风险分级。

7.2.1.1 钻井施工期

本次新部署33个钻井平台，本评价按不利情况进行分析，即按测试无阻气量和硫化氢含量最大值分别进行评价。根据设计资料，引用井区范围内自301井及吉富1井气质组成和气量数据作评价。根据自301井测试资料，测试无阻气量为$100.5\times10^4m^3/d$，硫化氢$3.8mg/m^3$。根据吉富1井测试资料，测试无阻气量为$21.25\times10^4m^3/d$，硫化氢$518.56mg/m^3$。类比其数据，对本次新建平台井钻井工程进行评价。

根据设计资料，柴油的储存量约为33.4t（2个$20m^3$柴油罐，密度为0.835g/mL）；油基泥浆中主要成分为白油（含量为60%~70%），油基泥浆分批次运至井场储存于油基泥浆循环罐（共计$80m^3$）内，白油最大储存量为56t；单个平台废润滑油最大储存量约为1t。各平台在油基泥浆钻井阶段会产生含油的油基岩屑，危险废物暂存间油基岩屑暂存量约300t，其中废油含量为

5%~10%，故废油基岩屑中废油最大储存量为30t。根据自301井气质组成类比，项目15min井喷过程泄漏的页岩气量估算，经计算平台单井15min井喷过程中危险物质甲烷的泄漏量为5.865t、硫化氢泄漏量为0.00004t。根据吉富1井气质组成类比，项目15min井喷过程泄漏的页岩气量估算，经计算平台单井15min井喷过程中危险物质甲烷的泄漏量为1.271t、硫化氢泄漏量为0.00115t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）并结合气质报告可知，拟建项目钻井阶段涉及的重点关注的危险物质为甲烷、硫化氢、油类物质，其临界量分别为10t、2.5t、2500t，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\ldots+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...Q_n—每种危险物质的临界量，t；

当Q<1时，该项目环境风险潜势为I。

当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

表7.2.1-1　单平台危险物质数量与临界值比值计算表（按无阻流量最大统计）

危险物质名称	储存量（泄漏量）/t（q_n）	临界量/t（Q_n）	q_n/Q_n
甲烷	5.865	10	0.5865
硫化氢	0.00004	2.5	0.000016
柴油	33.4	2500	0.0134
白油	56	2500	0.0224
废油	31	2500	0.0124
项目Q值∑	0.637416		

表7.2.1-2 单平台危险物质数量与临界值比值计算表(按硫化氢含量最高统计）

危险物质名称	**储存量（泄漏量）/t（q_n）**	**临界量/t（Q_n）**	**q_n/Q_n**
甲烷	1.271	10	0.1271
硫化氢	0.00115	2.5	0.00046
柴油	33.4	2500	0.0134
白油	56	2500	0.0224
废油	31	2500	0.0124
项目Q值∑	0.17576		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录C可知：

拟建项目各钻井平台危险物质数量与临界值比值Q＜1，当Q＜1时，则各钻井工程环境风险潜势为I。

7.2.1.2 营运期

拟建工程管线输送物料为各采气站原料气为钻井工程目的层为天然气，为气液分离后的气相和液相，气相主要成分为甲烷等烃类物质，相对密度为0.5754，甲烷含量约97.36%、硫化氢含量3.8mg/m^3。项目拟建站场工艺设备原料气在发生事故后可通过井口高低压截断阀控制，放空废气通过放空系统排放。

液相经管道进入采气站钻前工程已建的储存池暂存经项目新建的返排液管线管输至集气增压站中心水池处理。根据井区内已实施的页岩气压裂返排废水监测资料， COD浓度为5000mg/L，不属于COD浓度≥10000mg/L的有机废液，不属于风险物质，因此，本评价不对返排液管线内风险物质进行计算分析。

营运期各单元危险物质基本情况见表7.2.1-3~7.2.1-4。

表7.2.1-3 拟建工程管线风险物质在线量统计表

管线名称	管线长度（km）	设计压力	管径	天然气在线量（t）	硫化氢在线量（t）
自313-自205H77集气支线	2.6	7.5	DN150	2.187	0.000015
吉富3-自205H77集气支线	0.6	8.5	DN150	0.505	0.000003
自205H93-自205H77集气支线	3.1	8.5	DN150	2.607	0.000018
自205H86-自205H77集气支线	4.4	8.5	DN150	3.701	0.000025
自205H95-自205H77集气支线	4.4	8.5	DN150	3.701	0.000025
自205H94（自301）-自205H92-自205H77集气支线	5.4	8.5	DN150	4.542	0.000031
自205H90（自306）-自205H89集气支线	2.0	8.5	DN150	1.682	0.000011
自205H89-自205H77集气支线	4.1	8.5	DN150	3.448	0.000023
吉富8-自205H91集气支线	3.4	8.5	DN150	2.860	0.000019
自205H91-自205H92集气支线	3.7	8.5	DN150	3.112	0.000021
吉富2-自205H87集气支线	1.5	8.5	DN150	1.262	0.000009
自205H87-自205H93集气支线	2.2	8.5	DN150	1.850	0.000013
自贡1-自308集气支线	6.4	8.5	DN150	5.383	0.000037
自308-自205H74集气支线	12.0	8.5	DN150	10.093	0.000068
吉富9-T接“自308-自205H74集气支线”	2.7	8.5	DN150	2.271	0.000015

管线名称	管线长度（km）	设计压力	管径	天然气在线量（t）	硫化氢在线量（t）
自 205H81-自 205H74 集气支线	4.1	8.5	DN150	3.448	0.000023
自 205H71（自 309）-自 205H70 集气支线	1.1	8.5	DN150	0.925	0.000006
自 205H70-自 205H74 集气支线	3.3	8.5	DN150	2.775	0.000019
自 205H80-自 205H74 集气支线	3.1	8.5	DN150	2.607	0.000018
自 205H83-自 205H80 集气支线	1.4	8.5	DN150	1.177	0.000008
自 205H79-自 205H74 集气支线	2.6	8.5	DN150	2.187	0.000015
自 205H84（自 312）-自 205H80 集气支线	1.8	8.5	DN150	1.514	0.000010
自 205H78（自 311）-自 205 脱水站集气支线	2.4	8.5	DN150	2.019	0.000014
吉富 1T 接“自 205H78（自 311）-自 205 脱水站集气支线”	1.4	8.5	DN150	1.177	0.000008
自 205H88-自 205 脱水站集气支线	1.9	8.5	DN150	1.598	0.000011
自 205H64（自 303）-自 205H65-自 205H81 集气支线	2.7	8.5	DN150	2.271	0.000015
自 205H77 集气增压站-自 205 脱水站集气干线	8.6	7.5	DN250	17.728	0.000120
自 205H74 集气增压站-自 205 脱水站集气干线	2.8	7.5	DN250	5.772	0.000039
自 205H73-已建沱江穿越线路阀室集气支线	5.8	8.5	DN150	4.878	0.000033
自 310-自 215H3 集气站集气支线	13.9	8.5	DN150	11.691	0.000079
自 205H82-自 205H69（自 302）集气支线	2.7	8.5	DN150	2.271	0.000015
自 205H85-自 205H69（自 302）集气支线	6.3	8.5	DN150	5.299	0.000036
富页 2-吉富 4 集气支线	3.2	8.5	DN150	2.691	0.000018
吉富 4-自 304 集气支线	11.3	8.5	DN150	9.504	0.000064
自 304-T 接“自 310-自 215H3 集气站集气支线”	4.5	8.5	DN150	3.785	0.000026
自 307-富页 1 集气支线	6.2	8.5	DN150	5.215	0.000035
富页 1-吉富 7 集气支线	3.4	8.5	DN150	2.860	0.000019
吉富 7-自 215H3 集气站集气支线	2.9	8.5	DN150	2.439	0.000017
自 205H56-自 215H3 集气站集气支线	1.9	8.5	DN150	1.598	0.000011
自 215H4-自 215H3 集气站集气支线	0.9	8.5	DN150	0.757	0.000005
富页 3-自 305 集气支线	8.5	8.5	DN150	7.149	0.000048
自 305-自 205H52 集气支线	17.6	8.5	DN150	14.802	0.000100
自 205H68-T 接“自 205H52-自 215H1 集气站集气支线”	1.0	8.5	DN150	0.841	0.000006

管线名称	管线长度（km）	设计压力	管径	天然气在线量（t）	硫化氢在线量（t）
吉富6-自205H55集气支线	2.8	8.5	DN150	2.355	0.000016
自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	9.0	7.5	DN250	18.553	0.000126

表7.2.1-4　拟建项目站场风险物质在线量统计表

站场名称/类型	设计能力 $10^4m^3/d$	天然气最大在线量（t）	H_2S最大在线量（t）	次氯酸钠最大储存量（t）
自205H64采气站	21.9	0.170	0.0000012	/
自205H65采气站	29.2	0.227	0.0000015	/
自205H70采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自205H71采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自205H74集气增压站	200	1.556	0.0000106	1.0
自205H79采气站	43.8	0.341	0.0000023	/
自205H80采气站	58.4	0.454	0.0000031	/
自205H81采气站	21.9	0.170	0.0000012	/
自205H83采气站	29.2	0.227	0.0000015	/
自205H84采气站	29.2	0.227	0.0000015	/
自308采气站	6	0.047	0.0000003	/
自309采气站	7	0.054	0.0000004	/
自312采气站	6	0.047	0.0000003	/
自303采气站	6	0.047	0.0000003	/
自贡1采气站	9	0.070	0.0000005	/
吉富9采气站	9	0.070	0.0000005	/
自205H77集气增压站	450	3.501	0.0000238	1.0
自205H86采气站	36.5	0.284	0.0000019	/
自205H87采气站	39	0.303	0.0000021	/
自205H89采气站	39	0.303	0.0000021	/
自205H90采气站	23.4	0.182	0.0000012	/
自205H91采气站	54.6	0.425	0.0000029	/
自205H92采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自205H93采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自205H95采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自313采气站	7	0.054	0.0000004	/
自205H94采气站	43	0.335	0.0000023	/
自301采气站	9	0.070	0.0000005	/

自306采气站	7	0.054	0.0000004	/
吉富2采气站	15	0.117	0.0000008	/
吉富8采气站	4	0.031	0.0000002	/
自205H78采气站	36.5	0.284	0.0000019	/
自311采气站	6	0.047	0.0000003	/
自205H88采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
吉富1采气站	3.5	0.027	0.0000002	/
吉富3采气站	9	0.070	0.0000005	/
自205H82采气站	46.8	0.364	0.0000025	/
自205H85采气站	21.9	0.170	0.0000012	/
自205H68采气站	39	0.303	0.0000021	/
自305采气站	7	0.054	0.0000004	/
富页3采气站	8	0.062	0.0000004	/
自205H56采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自205H73采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自215H4采气站	31.2	0.243	0.0000016	/
自310采气站	7	0.054	0.0000004	/
吉富6采气站	15	0.117	0.0000008	/
吉富7采气站	10	0.078	0.0000005	/
自304采气站	7	0.054	0.0000004	/
自307采气站	7	0.054	0.0000004	/
富页1采气站	8	0.062	0.0000004	/
富页2采气站	9	0.070	0.0000005	/
吉富4采气站	9	0.070	0.0000005	/
自205H69集气增压站	200	1.556	0.0000106	1.0
自205脱水站	700	5.446	0.0000369	/
备注：按保守2min切断考虑。				

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）并结合气质报告可知，拟建项目涉及的重点关注的危险物质为天然气，主要成分为甲烷、H_2S，甲烷临界量为10t、H_2S临界量为2.5t；集气增压站暂存次氯酸钠，临界量为5t。按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\ldots+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...qn—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...Qn—每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（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/T169-2018），对于管道项目，Q 值按照两个站场之间管段危险物质最大存在总量计算，由此，本报告以自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线输送的气相中风险物质作为最大存在量进行计算。危险物质数量与临界量比值见下表。

表 7.2.1-5　危险物质数量与临界值比值计算表

危险物质名称		最大存在总量/t（q_n）	临界量/t（Q_n）	q_n/Q_n
自 205H69 集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线	甲烷	18.553	10	1.8553
	H_2S	0.000126	2.5	0.00005
	Q 值			1.85535
自 205H77 集气增压站	甲烷	3.501	10	0.3501
	H_2S	0.0000238	2.5	0.00001
	次氯酸钠	1.0	5	0.2
	Q 值			0.55011
自 205 脱水站	甲烷	5.446	10	0.5446
	H_2S	0.0000369	2.5	0.000004
	Q 值			0.544604

根据以上计算结果，拟建项目营运期管线中危险物质数量与临界值比值 1≤$Q_{管线}$=1.85535＜10，采气站、集气增压站及脱水站中危险物质数量与临界值比值 $Q_{最大}$=0.55011＜1。

7.2.2　行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，本工程行业及生产工艺情况（M 值）详见按照表 7.2.1-6。

表 7.2.1-6　行业及生产工艺（M）

序号	行业	行业评估依据	M 分值
1	石油、天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化）	10
2	管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10

由上表可知，拟建项目站场及管道行业及生产工艺M均为5＜M=10≤10，行业及生产工艺为M3。

7.2.3 危险物质及工艺系统危险性分级（P）

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以P1、P2、P3、P4表示，平台及管道按照最大风险计算。

表7.2.1-7 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4（✓）	P4

拟建项目危险物质及工艺系统危险性等级判断为P4。

7.2.4 环境敏感程度（E）的分级

1）大气环境敏感程度分级

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见表7.2.1-8。

表7.2.1-8 大气环境敏感程度分级（E）

分级	大气环境敏感性
E1	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人，或其他需要特殊保护区域：或周边500m范围内人口总数大于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于200人
E2	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人，小于5万人；或周边500m范围内人口总数大于500人，小于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于100人，小于200人
E3	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人；或周边500m范围内人口总数小于500人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小于100人

根据现场调查，项目采气站、集气增压站、脱水站500m范围内农户大于500人，小于1000人；5km范围为人口总数大于1万人，小于5万人；管线周边200m范围内，每千米管段人口数大于100人，小于200人；项目大气环境敏感程度为E2。

2）地表水环境敏感程度分级

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表7.2.1-9和表7.2.1-10。

表7.2.1-9　地表水环境功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨国界的
敏感F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨省界的
敏感F3	上述地区之外的其他地区

表7.2.1-10　环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型1和类型2包括的敏感保护目标

项目平台位于沱江两岸，地表水水域环境功能为III类，地表水环境敏感特征为F2、地表水环境敏感目标分级为S2。

表7.2.1-11　地表水环境敏感程度分级（E）

环境敏感目标	地表水环境功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2（✓）	E3

综上，拟建项目地表水环境风险敏感程度为E2。

3）地下水环境敏感程度分级

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区。当同一建设项目涉及两个G分区或D分级及以上时，取相对高值。

表7.2.1-12　地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区：未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地：特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感G3	上述地区之外的其他地区

表7.2.1-13　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述D2和D3条件
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	

根据现场踏勘，项目采气站、集气增压站及脱水站地下水评价范围内分布有分散式饮用水水源地，地下水功能敏感性分级为敏感G2；根据工程地勘报告及水文地质参数，项目所在地包气带岩土的渗透系数1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，因此包气带防污性能分级为D2。

表7.2.1-14　地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2（✓）	E3
D3	E2	E3	E3

综上，拟建项目地下水环境风险敏感程度为E2。

7.2.5　项目环境风险潜势划分

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程

度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在的环境危害程度进行概化分析，并按下表确定环境风险潜势。

表 7.2.1-15　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（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV^+	IV	III	III
环境重度敏感区（E2）	IV	III	III	II（✓）
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV^+为极高环境风险。				

根据以上表格判断，拟建项目营运期各采气站场、集气增压站及脱水站，以及管线地表水环境风险潜势为III。

7.2.6　环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，环境风险评价等级判定见 7.2.1-16。

表 7.2.1-16　建设项目环境风险潜势划分

环境风险潜势	IV、IV^+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三（✓）	简单分析*（✓）
*是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，项目营运期各采气站场、集气增压站及脱水站环境风险评价等级为简单分析；管线环境风险评价等级为三级。

7.3 环境风险识别

7.3.1　物质危险性识别

本项目生产过程中涉及的危险物质有洗井废水、返排液、油类、钻井泥浆、天然气（甲烷、硫化氢）、盐酸等，具体见“7.1-1 风险调查”章节内容。

7.3.2　生产系统危险性识别

项目涉及的危险单元主要为井场、井站和集气管道等。各生产装置的风险性分述如下表。

表 7.3.2-1　钻井阶段主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	暴雨导致废水外溢，柴油储罐泄漏，柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油外溢，污染土壤、影响农作物生长发育和产量，污染地表水
12	钻采同步交叉作业可能会导致如下险情：施工人员在井口操作时易发生高空坠物，井口采气树如发生碰撞导致泄露，易发生爆炸火灾，井口失控；在井队搬迁安装以及钻井施工期间可能会损坏输气管线导致天然气泄漏，发生火灾以及爆炸等事故；钻井或定向施工中，两井眼相近易发生碰撞，井下工具可能会碰坏已建井口的油层套管，轻则套管变形，影响气井后期修井作业，重则套管破裂造成井喷失控、井眼报废、设备损毁甚至人员伤亡	井喷失控、火灾爆炸、天然气泄露燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

表 7.3.2-2　营运期危险及有害因素分析

序号	类别	可能引发天然气泄漏的原因	可能性后果
1	钢管因素	钢管母材质量不合格	易于形成砂眼、裂缝，甚至爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	焊缝因素	焊缝焊接时严重错边	焊缝裂口、爆管等。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
3		焊缝未焊透	
4		焊接材料不符合要求	
5		未按焊接规程操作	
6	腐蚀因素	防腐措施不当，出现外腐蚀穿孔	腐蚀减少管壁厚度，形成砂眼、裂纹，爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7		天然气中存在腐蚀性物质，出现内腐蚀穿孔	
8	密封因素	法兰、阀门、盘根等漏气	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健

			康影响
9	储存池/中心水池	阀门腐蚀，连接管道质量不合格等	采气废水外溢，污染土壤、地下水和地表水

7.3.3 危险物质可能影响环境的途径

通过以上物质识别、生产系统危险性识别过程可以看出，本项目涉及危险物质的向环境转移的途径主要有：

（1）井场发生井喷后，天然气进入大气对环境空气的影响；

（2）井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层；

（3）柴油、白油泄漏可能污染土壤、地表水和地下水；

（4）钻井泥浆、压裂液泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；

（5）井场、燃烧池、井站废水泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；

（6）废水转运过程发生泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；

（7）采气站场、集增压站、脱水站及集气管线发生天然气泄漏对环境空气的影响；

（8）天然气、柴油或白油泄漏后，遇明火燃烧次生污染物CO进入大气对环境空气的影响。

7.3.4 环境风险识别结果

拟建项目环境风险识别结果见表7.3.4-1。

表7.3.4-1 拟建项目环境风险识别结果一览表

阶段	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
施工期	井口	地层天然气	甲烷、硫化氢	井喷、伴生/次生污染物排放	大气	周边居民、学校、城镇等大气保护目标
	井身	钻井泥浆	SS、COD、氯离子等	井漏	地下水	区域地下水环境
	废水运输罐车	压裂返排废水等	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	外运道路沿线地表水、土壤、地下水环境
	储存池	压裂返排废水等	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	柴油罐区	柴油罐	柴油	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	危废暂存	废油桶	废矿物油	泄漏	地表水、土	周边土壤、地表水、

	间				壤、地下水	居民水井等
	燃烧池	压裂返排废水	SS、COD、氯离子等	泄漏、溢流	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
运营期	井场工艺装置、管线	天然气	甲烷、硫化氢、二氧化硫	泄漏、伴生/次生污染物排放	大气	周边居民、学校、城镇等大气保护目标
	井站储存池、中心水池	返排液	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等

7.3.5 环境风险类型及危害分析

生产系统危险性识别首先参照拟建项目各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施

环境风险类型包括危险物质泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，同一种危险物质可能有多种环境风险类型。

拟建工程主要环境风险物质为 CH_4、硫化氢、柴油和返排液等。一般来说，风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其它设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4、硫化氢泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的的危险物质 CH_4，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 的排放引发的环境影响。

另外，返排液、扑救火灾时产生的消防水及污染雨水等沿地面漫流，可能会对地表水、地下水及土壤环境造成污染。拟建工程涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见表 7.3-9。

表 7.3-9 主要环境风险类型及危害分析

序号	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
1	天然气（甲烷、硫化氢）	危险物质泄漏	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，天然气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息、硫化氢中毒
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，天然气泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物二氧化硫、CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成污染

序号	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	地表水、地下水环境扩散	钻井施工和采气、集输期间，天然气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或泄漏的液体未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
2	返排液	渗漏	土壤环境	返排液输送、贮存期间，管道或储罐中的返排液泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	返排液输送、贮存期间，泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
3	柴油	渗漏	土壤环境	钻井期间，储罐中的柴油泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	钻井期间，储罐中的泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故

7.4 环境风险事故情形分析

7.4.1 环境风险事故情景分析

7.4.2.1 大气风险事故情形分析

（1）施工期井喷风险

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的天然气以及点火燃烧后产生的二次污染也会对周边的居民产生影响。

（2）钻井期套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外1km范围内。

（3）运营期场站、管道泄漏风险

采气站、集气增压站、脱水站、集输管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天

然气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

采气站、集气增压站、脱水站配备压力阀，能够及时发现事故，集气管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

根据调查井区内已运行井站和集气管线，通过配备截断阀、定期巡视等，采取设计及规范措施，运行至今未发生大的环境风险事故。

（4）天然气点火燃烧对生态环境的影响

钻井过程发生井喷失控后天然气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油或白油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程井站或集气管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，充分燃烧情况下燃烧产物主要为二氧化硫、CO_2，毒性较大的此生污染物CO的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，火灾爆炸燃烧产物对大气产生的影响较小。

7.4.2.2 地表水及地下水、土壤环境风险

（1）施工期

1）井漏风险

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸，对当地居民用水及生产生活造成影响。

2）废水罐、储存池、油罐的环境风险

废水罐、储存池、油罐事故状态对地表水的影响包括洗井废水、返排液泄漏，以及泄漏柴油、白油等对地表水的影响。其对地表的影响一般有两种途径，

一种是泄漏后直接进入地表水；另一种是柴油、白油或返排液泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

3）废水、钻井岩屑、废钻井泥浆、废弃材料外运过程风险

压裂返排废水、钻井岩屑、废钻井泥浆、废弃材料的转运由具有相应运输资质的单位负责运输，并建立交接三联单制度，确保废水运至相关目的地。本环评要求废水转运路线应尽量避免环境敏感点，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源保护区。

采用罐车转运无法回用的废水，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且洗井废水、压裂返排废水等污水无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。

4）废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

本项目各钻井平台内设置有废水罐、储存池、废油桶（临时盛装废矿物油）和柴油罐。一般情况下，废水罐、储存池、废油桶、柴油罐发生泄漏的几率很小，当废水、废矿物油、柴油发生泄漏时，均可由罐区围堰或收集坑收集，并进行妥善处理，不会进入周边土壤、地表水及地下水环境中；若罐体和池体发生泄漏的同时发生强降雨，废水、废矿物油、柴油可能随降雨形成的地表径流外溢出井场，进入附近冲沟、土壤、浅层地下水中，污染物可能随着冲沟径流进入项目周边地表水体，可能对其水质产生一定影响。

本项目废水主要危害表现在pH值过高、可溶性盐含量高，含石油类的压裂返排废水影响土壤的结构，危害植物生长；废水所含的其他有机污染物使水体的COD、石油类增高，影响水生生物的生长，若进入沱江等水体，会对其水质产生影响。

薄层柴油、废矿物油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。泄漏的柴油、废矿物油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，但对土壤的污染仅限于有油覆盖或洒落的地区，而且主要对地表层0~20cm土层构成污染。泄漏柴油、废矿物油粘附于

植物体将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡、土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡。含油废水中油浓度不高时（几十毫克每升），对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百毫克每升以上）可影响植物生长。因此，就土壤—植物生态系统而言，柴油、废矿物油泄漏事故造成的影响一般比较显著，但仅限于直接有泄漏柴油和废矿物油覆盖地区。

另外，本项目各平台储存池为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。主要风险为大雨天可能导致储存池溢流引起水体污染。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。事故发生时可能直接对地势低于储存池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量，影响面积不大。各井场储存池周边一般为农田和旱地，风险泄漏废水主要进入农田。通过在农田截流，影响的范围小。不会直接进入沱江及其支流。进一步通过农田渗漏对地下水产生轻度影响。

根据统计分析，已实施的各钻井工程几乎未发生过储存池事故，机率很小。

5）套外返水环境风险

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在700m以下地层）Cl^-离子浓度达到19000～23000mg/L，水型以$CaCl_2$为主。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小。

6）柴油和油基泥浆使用、储运过程中的环境风险

一般而言，柴油和白油的安全性是比较好的，但其易燃易爆性是不容忽视的。本项目各平台均采用柴油罐对柴油进行储存，采用泥浆罐对油基泥浆进行

储存，柴油罐和泥浆罐放置在井场进门处砖砌的基础之上，其周围为旱地，无林木等。柴油和油基泥浆在使用、储运过程中的环境风险主要来自于柴油罐、泥浆罐自身缺陷、老化等造成的泄漏。柴油、白油泄漏可能污染河流、地表水、地下水和土壤环境，对生态环境和社会影响很大，也可能引起及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险，造成人员伤亡及财产损失。

7）压裂前置酸泄漏事故影响分析

各井场井站单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，不在井场内长期储存。酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；本项目井场周边设置有清污排水沟，发生泄漏时可有效避免对井场外土壤及地表水体的影响。同时通过协调运输关系，酸罐车一般仅提前1~2d拉运成品前置酸至需求井场，减少前置酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险。

（2）运营期

运营期水环境风险主要为返排液、集气增压装置废水、含TEG废水、检修废水等废水运输事故风险。本井区内建设有返排液管道，各场站产生的废水均利用相应返排液管道输送至井区内中心水池，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。中心水池采取重点防渗，且设置视频监控，能及时发现泄漏等污染事故发生，因此出现废水外溢的可能性小。废水的输装和外运均由专业运输公司（松原市吉油汇诺工程技术有限责任公司）指派的运输车辆进行运输，运输车为密闭罐车，在转运过程中可能出现运输事故，废水泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入地表水也会对地表水造成不利影响。

从事故类型来讲，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果

较天然气开采阶段大，因此，将钻井过程可能发生的事故作为分析重点。

7.4.2 源项分析

本项目针对环境风险影响较大的事故情况进行环境风险源项分析。

（1）事故源强的确定

①情形一：施工期井喷事故泄漏

发生井喷时（点火前）天然气泄漏量按照无阻流量15min泄漏计算（15min内实施井口点火燃烧），天然气点火前主要污染物是甲烷、硫化氢，按照对环境影响最不利情况，典型平台（自205H77平台）钻井过程中经过层位天然气泄漏发生井喷，甲烷、硫化氢漏量分别为1.271t、硫化氢泄漏量为0.00115t。

②情形二：运营期采气平台井站内部管线事故泄漏

项目运营期井站紧急截断阀可在30s内响应，因此井站泄漏时间按照30s计算，考虑最不利情况，自205脱水站发生泄漏，甲烷、硫化氢漏量分别为5.446t、硫化氢泄漏量为0.0000369t。

③情形三：运营期管线事故泄漏

本项目运营期管道事故情况下截断阀可在30s内响应，泄漏量按照管道内天然气存在量加上30s内天然气输送量计算。考虑最不利情况，输气量最大的自205H69集气站-已建沱江穿越线路阀室集气干线管线发生泄漏，甲烷、硫化氢漏量分别为18.553t、硫化氢泄漏量为0.000126t。

（2）最大可信事故

钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、返排废水、柴油、白油外溢等，主要危害为释放的天然气，可能引发火灾、爆炸事故，以及对周围生态环境和人群健康的危害影响。天然气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的天然气泄漏，引发的火灾和爆炸事故，对周围环境和人群健康的影响，以及对生态环境的影响等。

从事故类型来讲，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果

较天然气开采阶段稍大，因此，将钻井过程可能发生事故作为最大可信事故。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故。井喷失控事故分析见图7.4.2-1。

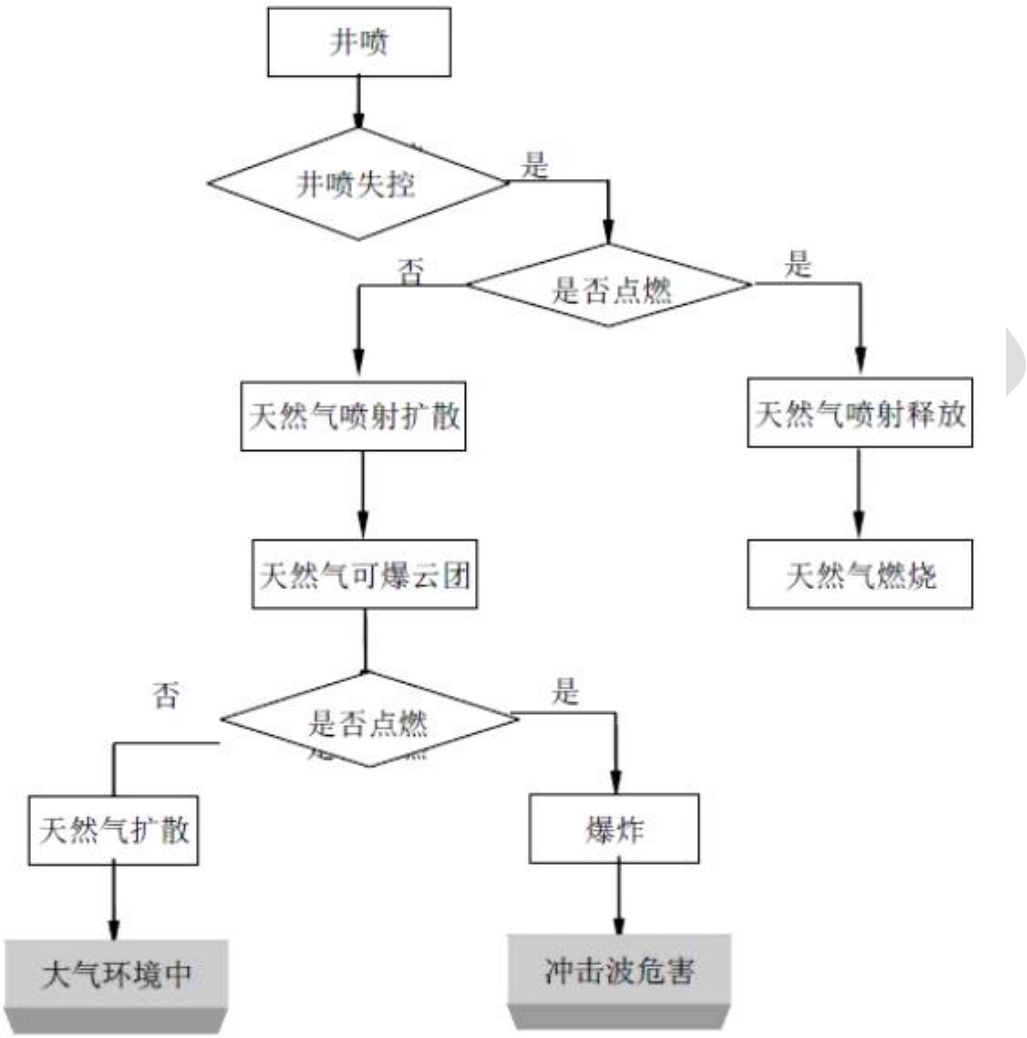


图 7.4.2-1 井喷失控事故树

从上图可见，最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

（3）事故概率分析

①施工期

根据调查，拟建项目所在地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。据不完全统计，中国在油气勘探

开发的40年间，累计发生井喷失控事故230次，占完井总数的2.41‰，其中井喷失控着火78次，占井喷失控总数的34%，因此井喷失控的事故率约为6.03×10^{-5}次/年，其中井喷失控着火的事故率约为2.03×10^{-5}次/年，未着火的事故率约为4.0×10^{-5}次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

②营运期

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录E，项目运营期环境风险事故情况下，集气支线管径为150mm，对于75mm＜内径≤150mm的管道，全管径泄漏的概率约为3.00×10^{-7}/m·a，泄漏孔径为10%泄漏概率约为2.0×10^{-6}/m·a；集气干线管径为250mm，对于内径＞150mm的管道，全管径泄漏的概率约为1.00×10^{-7}/m·a，泄漏孔径为10%泄漏概率约为2.4×10^{-6}/m·a。依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，发生频率小于 10^{-6}/年的事件是极小概率事件，可作为代表性事故情形中最大可信事故设定的参考，即发生概率为10-6/年及更大概率事件作为最大可信事故开展预测。

7.5 环境风险预测与评价

7.5.1 大气环境风险预测与评价

1、环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录H大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表8.6-1。地下水终点浓度按照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准。

表7.5.1-1 危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值（mg/m³）		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录H
2	硫化氢	70	38	

2、大气环境风险预测

（1）钻井工程井喷事故

① 预测模型

A、排放模式选择

判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 Td 和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T=2X/Ur$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离，m；

Ur——10m 高处风速，m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。取最不利气象条件，风速 1.5m/s。

当 Td＞T 时，可被认为是连续排放的；当 Td≤T 时，可被认为是瞬时排放。本项目钻井工程天然气泄漏时间按 15min 计，事故发生地与最近的受体距离约 107m，经计算 T=143s＜15min，因此认定为连续排放。

B、气质性质及模型选择

判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数（Ri）作为标准进行判断。

连续排放：

$$R_i=\frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}}\times\left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a}\right)\right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

式中：ρ_{rel}——排放物质进入大气的初始密度，kg/m³；甲烷约为 0.7168kg/m³；硫化氢约 1.189kg/m³；

ρ_a——环境空气密度，kg/m³；1.18kg/m³；

Q——连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

D_{rel}——初始的烟团宽度，即源直径 m；0.508m

Ur——10m 高处风速，m/s。取 1.5m/s。

对于连续排放，Ri≥1/6 为重质气体，Ri＜1/6 为轻质气体；当 Ri 处于临界值附近时，说明烟团/烟羽既不是典型的重质气体扩散，也不是典型的轻

质气体扩散。可以进行敏感性分析，分别采用重质气体模型和轻质气体模型进行模拟，选取影响范围最大的结果

通过 EIAProA2018 软件计算，甲烷的烟初始密度均小于空气密度，不计算理查德森数，扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

硫化氢 Ri=1.503≥1/6，为重质气体，扩散计算建议采用 SLAB 模式。

C、预测范围与计算点

本项目环境风险评价等级为三级，预测范围为 3km。特殊计算点为 3km 内大气环境敏感目标，计算点设置 50m 间距。预测时段：〔0，600s〕60s，预测时间为 10min，间隔 60s。

②预测参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），三级评价参照二级评价，选取最不利气象条件进行预测，最不利气象条件取 F 类稳定度。预测参数见表 7.5.1-2。

表 7.5.1-2　大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源类型	泄漏
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速（m/s）	1.5
	环境温度（℃）	25
	相对湿度（%）	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度（m）	0.1
	是否考虑地形	否
	地形数据精度	/

本项目事故源参数见表 7.5.1-3。

表 7.5.1-3　本项目大气风险预测模型主要参数表

事故情形	物质	天然气泄漏量（m^3）	释放速率（kg/s）	泄漏总量（t）	泄漏时间（min）	源强高度（m）	源面积（m^2）
情形一	甲烷	2213.54	1.412	1.271	15	0.5	0.203
	硫化氢		0.0013	0.00115	15	0.5	0.203

③预测结果

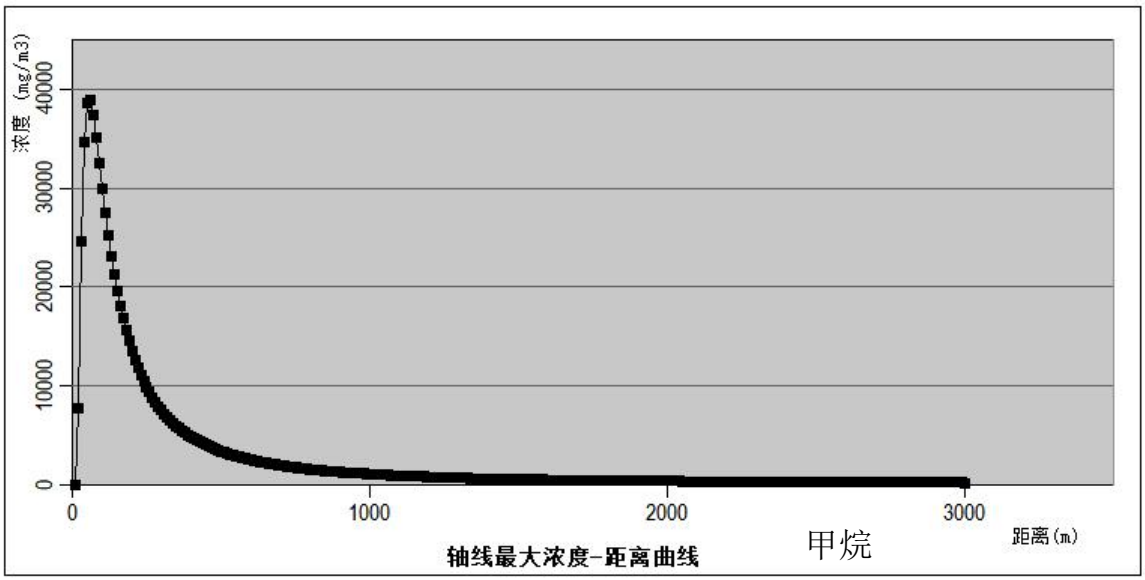
采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录G推荐的大气风险预测模式AFTOX模型和SLAB模式分别预测甲烷和硫化氢，计算最不利气象条件下风向不同距离处甲烷的高峰浓度和毒性终点浓度，详见表7.5.1-4和表7.5.1-5。

表7.5.1-4　最不利气象条件下本项目下风向甲烷浓度范围统计表

下风向距离（m）	浓度出现时间（min）	高峰浓度（mg/m³）
10	0.111	14.577
50	0.556	38555.000
100	1.111	29969.000
150	1.667	19656.000
200	2.222	13566.000
250	2.778	9903.000
300	3.333	7561.200
350	3.889	5978.400
400	4.444	4858.300
450	5.000	4035.700
500	5.556	3412.800
1500	18.667	572.140
2000	24.222	390.670
3000	36.333	227.890

表7.5.1-5　最不利气象条件下本项目下风向硫化氢浓度范围统计表

下风向距离（m）	浓度出现时间（min）	高峰浓度（mg/m³）
10	7.644	0.000
50	8.285	24.240
100	9.087	32.874
150	9.888	26.425
200	10.690	20.481
250	11.491	16.172
300	12.293	13.031
350	13.094	10.742
400	13.898	9.030
450	14.704	7.723
500	15.452	8.353
1500	27.661	1.271
2000	33.048	0.716
3000	43.113	0.308



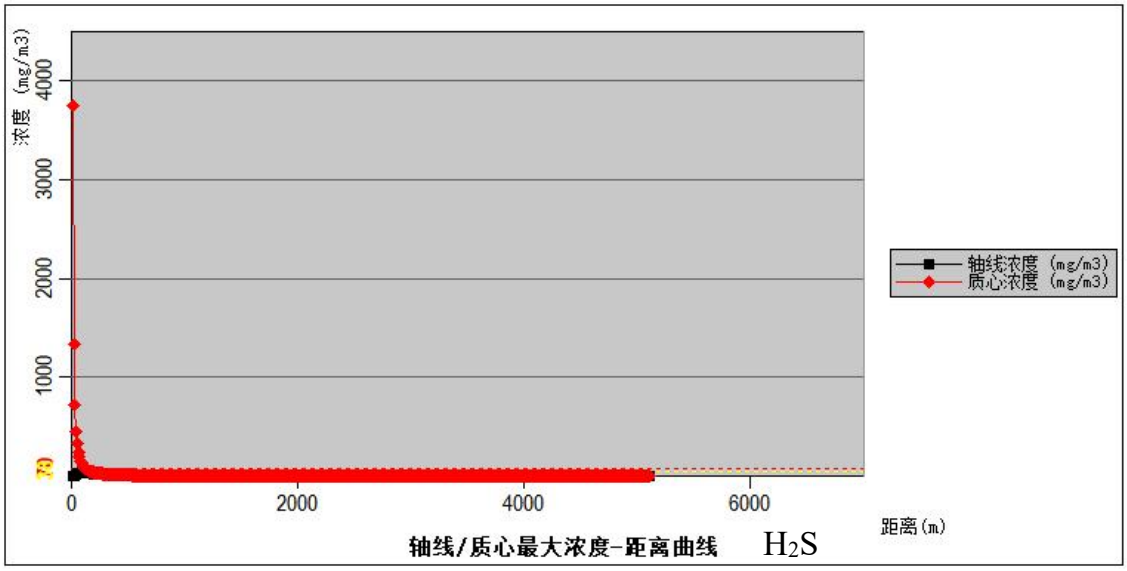


图 7.5.1-1 事故状态下天然气泄漏的最大浓度图

表 7.5.1-6 天然气泄漏最大影响范围一览表

污染物	阈值（mg/m³）		X 起点（m）	Y 终点（m）	最大半宽（m）	最大半宽对应 X（m）
甲烷	毒性终点浓度-2	15000	此阈值及以上，无对应位置，因计算浓度均小于此阈值			
硫化氢	毒性终点浓度-2	38	此阈值及以上，无对应位置，因计算浓度均小于此阈值			

根据以上预测结果可知，典型平台（自 205H77 平台）钻井过程中发生井

喷，最不利气象条件下，下风向甲烷最大落地浓度为38555mg/m³，出现在下风向50m处，未出现超过大气毒性终点浓度-2的范围；下风向硫化氢最大落地浓度为32.874 mg/m³，出现在下风向100m处，未出现超过大气毒性终点浓度-2的范围。因此，本项目发生井喷事故对环境影响有限。

（2）管线泄漏事故

依据前述分析，本项目输送介质为天然气，主要考虑管道腐蚀或应力作用引起的甲烷及极少量硫化氢的泄漏事故。源强设定拟采用导则推荐的计算法。由于各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，因此泄漏时间按30s考虑，泄漏量按管道截面100%断裂进行估算。

表 7.5.1-2-5　项目源强一览表

风险事故情形	危险物质	影响途径	泄漏速率（kg/s）	泄漏时间（s）	其他事故源参数
情景三	甲烷	进入大气，引起人体缺氧、窒息	618.4	30	管道压力7.5MPa
	硫化氢	进入大气，引起人体中毒	0.0042	30	

①预测模型

根据前文判断结果，甲烷为轻质气体，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），可采用AFTOX模型进行预测；硫化氢为重质气体，扩散计算建议采用SLAB模式。

②气象参数

选取导则明确的最不利条件进行预测，气象参数详前文表7.5.1-2。

③预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压力管道断裂时天然气气流的喷射高度可达60m 以上，本报告偏保守考虑，管道以抬升高度为50m 预测评价。设定事故状态下的天然气泄漏时毒性终点浓度预测结果见表7.5.1-6。

表 7.5.1-6　事故状态下天然气泄漏的影响范围预测结果

情景设	污染物	最大浓度地点距	最大浓度	影响半径（m）

定		离（m）	（mg/m³）	毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2
情景三	甲烷	3870	3784	/	/
	硫化氢	5000	1.70×10^{-5}	/	/

由上表预测可知，在最不利气象条件下，井区内集气干线管线断裂泄漏时，最大浓度低于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2，故发生断裂泄漏时管道断裂点周边不会出现处于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2的环境中的居民，不存在环保搬迁的情况，本项目实施对周围环境的风险影响有限。

3、火灾或爆炸事故次生污染物对环境的影响

钻井工程在事故状态下，井喷失控释放的天然气多数通过燃烧处理，使指转化为 SO_2、CO_2 和 H_2O，因本井区内目的层为微含硫气层，故产生的 SO_2 较少，且考虑钻井工程均为露天作业，周围地势较开阔，天然气燃烧较充分，CO 产生量很少，根据同类井区风险预测结果，次生污染物 CO 不会出现超标。故次生污染物对环境影响较小。

输气管线发生破裂，天然气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的CO进入大气中可能对大气造成污染。集输管线配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，通过采取风险防范措施并制定有效的应急预案后环境风险总体可控。管线输送天然气为微含硫天然气，燃烧产生的SO_2较少，且由于是露天环境，燃烧较充分，CO产生量很少，次生污染废气影响较小。

7.5.2 地表水环境风险影响分析

7.5.2.1 废水泄漏或外溢影响分析

洗井废水、压裂返排废水、返排液的危害主要表现在：pH 值过高、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD、石油类增高，影响水生生物的生长。

本井区内平台均设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的燃烧池集酸池等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。本次环评要求构建“三级”防控体系，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区储罐进行处理，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、隔油池、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、燃烧池，并及时处理转运。

营运期返排液于储存池内临时储存，通过转水泵输送至集气站中心水池进行除尘，然后用于井区内其他平台使用，储存池、中心水池均采取重点防渗，容积较大可满足废水储存需求。定期定点对储存池容量进行检查，对井站设置了视频监控，能及时发现泄漏等污染事故发生。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

7.5.2.2 油类物质泄漏或外溢

柴油、白油及废油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油、白油或废油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的柴油、白油或废油可能随着降雨进入地表水，造成地表水体表面油污现象，大大降低水体及动植物对氧的摄取，引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。

钻井期油罐一般布置于井场外地势较高处，油罐区周围设置围堰、收油沟和集酸坑。油罐密闭，柴油发生大量泄露的几率很小，一般情况管道阀门泄露，少量跑冒漏滴均收集在集酸坑内，可有效进行防止污染。钻井期废油采用油桶收集暂存，油桶置于采取防渗措施的危废暂存间内，废油暂存量小，废油发生

泄露并进入外环境的可能性很小。集气站及脱水站废油采用油桶收集暂存，其产生量很小，油桶置于站内防渗区域，废油发生泄露并进入外环境的可能性很小。

尽管项目存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

7.5.2.3 其他辅料泄漏

集气站中心水池使用的次氯酸钠等辅料均采用袋装，储存量较少，储存区采用重点防渗，不易发生泄漏事故，对环境影响较小。

7.5.2.4 废水、固废转运过程对沱江等地表水体影响

拟建项目钻井阶段产生的废水和废泥浆需进行转运，营运期产生的返排液则通过返排液管线输送至中心水池，故次过程不涉及物质转运，但中心水池内返排液无法利用部分将进行外运。

钻井阶段产生的压裂返排废水临时储存于储存池内，定期使用罐车外运至井区内中心水池，中心水池设置废水处理设施，对钻井阶段压裂返排废水和营运期返排液进行处理，优先用于井区内平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置，优先选择距离本项目较近的四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂和泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司污水处理厂。建设单位委托相应运输资质的单位负责运输，并建立交接三联单制度，确保废水运至相关目的地。采用罐车运输，罐车罐体为钢板密封罐，罐车输送量约10t/车，发生翻车泄漏的机率很小，且一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经2~3次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。自贡市自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。

钻井固废含水率低，采用密闭袋装运输，运输量约为10t/车，发生翻车事

故一般不会出现大量废水外排，对地表水环境影响较小。

7.5.3 地下水环境风险影响

（1）井漏事故影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。项目浅层采用导管清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时导管段施工时间短，完成后立即固井，能大大降低对浅层含水层流场的影响，同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边农户饮用水影响小。

（2）柴油、白油、废矿物油、钻井液、压裂返排废水等泄漏影响分析

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若集气站中心水池或储存池发生渗漏或钻井液漏失，废水污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，会造成周边尤其是井场下游地区居民分散式取水井（泉）超标现象，超标距离越86~146m。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，建议以泄漏处两侧150m至下游划分为分散式水源禁止饮用带，同时设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对下游邻近的居民分散式取水井进行取样监测，若发现水质不宜饮用，立即采用如供应桶装水，或在所在井场上游地区选择新的水源为受影响的居民进行供水。

其他油类物质和钻井液、压裂返排废水等均存在罐内或储存池内，罐和基础地面进行了防渗处理，设置于地面基础上，四周设置了围堰，若发生泄漏能及时发现处理，污染物不会进入地下水或土壤环境，难以对地下水和土壤环境造成不利影响。同时若机械设备有少量油类物质泄漏于井场内，泄漏的柴油、

白油和废矿物油在泄漏处呈点状分布，其在壤土中渗透能力不强，与水的溶解又低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、白油、废矿物油对当地地下水裂隙水水质影响较弱，对土壤污染仅限于接触油类物质少量井场内部分，污染有限。只要对泄漏的柴油、白油、废矿物油采取有效的回收措施，对浅层地下水和土壤环境不会产生明显影响。

（3）套外返水风险影响

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在700m以下地层）Cl^-离子浓度达到19000～23000mg/L，水型以$CaCl_2$为主，矿化度8.62～14g/L。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小，对地下水影响小。

7.5.4 土壤环境风险影响

根据土壤环境影响分析章节，拟建项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止污染物地表漫流、垂直入渗的发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

因此，只要建设单位严格落实本评价提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境的环境风险影响很小，土壤环境风险可接受。

7.5.5 生态环境风险影响

放喷燃烧产生的热辐射对燃烧池周边植被有一定程度影响。项目预计井下气量不大，且单井测试放喷定产燃烧时间短，加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

根据前述分析，在采取一系列风险防范措施后本项目发生井喷的概率很小，因此可最大限度避免对周边植被产生不利影响。

7.6 环境风险管理

7.6.1 环境风险管理

吉林油田以及施工队伍各项作业均在推行国际公认的HSE管理模式，同时结合行业作业规范，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。

建设单位成立专门的为应对油气勘探、开发、集输、天然气净化、炼油化工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，西南油气田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。

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。定期组织、检查、审核分公司五个专业事故应急小组职责履行情况。

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、中石油开展事故调查等工作。

7.6.2 环境风险防范措施

7.6.2.1 大气环境风险防范措施

1、钻井技术防范措施

（1）钻井设计防范措施：

①同一裸眼井段内原则上不应有两个以上压力梯度差值超过0.3MPa/100m的油气水层。

②探井，超深井，复杂井的井身结构应充分估计不可预测因素，留有一层备用套管。

③在地下矿产采据区钻井，井筒与采掘坑道。矿井通道之间的距离不少于100m，表层或技术套管下深应封住开采层并超过开采段100m以上。

④按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)的要求，增加井场平面布置图，井场各设备设施的布置应符合《钻井井场设备作业安全技术规程》(SY/T5974-2020)和《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2017)的要求。

⑤应按照《含硫化氢油气井水基钻井液处理维护技术规范》(SY/T7337-2016)的要求，对预防钻井液污染、维护钻井液性能和硫化氢污染处理等方面提出相应措施要求，并选择合适的除硫剂、缓蚀剂。建议按照《石油天然气安全规程》(AQ2012- 2007)5.2.3.3 条的要求选择油基钻井液。

⑥套管下深要考虑下部钻井最高钻井液密度和溢流关井时的井口安全关井余量。

⑦表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、蔬松地层、砾石层的要求，且其坐人稳固岩层不少于10m，固井水泥应返至地面。

⑧技术套管材质。强度，扣型、管串结构设计（包括钢级、壁厚以及扶正器等附件）应满足封固复杂井段，固井工艺，井控安全以及下一步钻井中应对地层不同流体的要求，水泥应返至套管中性（和）点以上300m，高压油气井的技术套管水泥应返至上一级套管内或地而。

⑨油层套管材质、强度、扣型，管申结构设计（包括钢级，壁厚以及扶正器等附件）应满足固井、完井，井下作业及油气生产的要求，应采取相应工艺措施使固井水泥返到上级套管内或地面，且其形成的水泥环顶面应高出已经被技术套管封固了的喷，潮、塌、卡、碎地层以及全角变化率超出设计要求的井段以上100m。

（2）钻进过程井控防范措施：

①钻井过程中要求安装好井控装置。

②制定检验测试程序确保设备处于最佳运行条件，特别是防喷器的压力等级应与相应井段中的最高地层压力相匹配，同时综合考虑套管最小抗内压强度的80%、地层流体性质等因素。根据不同的井下情况选用各次开钻防喷器的尺寸系列和组合形式，以防发生井控事故。

③井口防喷器和配套的井控系统应符合钻井设计要求，采用70MPa压力等级防喷器及节流控制设备，并配有相应的井内工具尺寸一致的防喷器芯子，并备用防喷器闸板芯子。对防喷器的使用要建立使用卡片备查。

④技术套管固井后，储备1~1.5倍井筒容积、密度高于设计地层压力当量钻井液密度0.3g/cm^3~0.4g/cm^{3}的加重钻井液，及足够的加重材料和处理剂；

⑤放喷管线布局要考虑当地季节风向、道路情况，接出井口不少于100m并具备点火条件。

⑥对工作人员进行井控程序培训和演习。所有涉及钻井操作、技术和安全管理的人员必须参加井控培训并获得“井控操作证书”。

⑦针对具体的每口井制定井喷应急预案，包括针对井喷和放喷点火的具体详细程序和设备规范，并对相关人员进行井喷应急预案培训。

⑧定期进行设备有效性的检验和人员操作演习。施工队伍严格执行“座岗”制度、“打开油气层检查验收”制度、“井控操作证”制度、“井控工作分级责任制”等制度。

⑨井场储备足够的堵漏剂，在钻井过程对泥浆实时监控，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施，减少漏失量。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类，建议采用水泥堵漏。

（3）钻开含硫层的要求

①钻开含硫气层前应按《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2017)、《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T5225-2019)规定的有关内容逐项检查合格。

②钻开气层前应组织安全检查验收和技术交底。经验收合格具备钻开气层的条件，经过上级机关审批同意，下达钻开气层批准通知书，钻井队方可钻开气层。钻开气层前两天应撤离井口和放喷口300m 范围内的居民、1000m 范围内的公共设施。

③井场应确保三种有效点火方式，其中包括一套电子式自动点火装置，并

备用手动点火装置，点火装置应专人管理，进入气层前200m 开始，每天检查一次。

④钻开含硫气层前，钻井液技术负责人应制订出预防硫化氢污染钻井液的技术措施，确认钻井液材料储备、钻井液储备、监测检测仪器、除气设备及安全防护设备的准备情况。

⑤进入含硫化氢地层前 100m 对钻井液进行预处理，添加相应的除硫剂、缓蚀剂并控制钻井液 pH 值在 9.5 以上。加强对钻井液中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能。含硫化氢地层禁止使用欠平衡钻井和气体钻井。

⑥钻开气层前对全套井控装备进行一次试压(包括井口附近套管)。

2、大气事故防范措施

（1）井喷风险防范措施：

①测井作业人员充分了解钻井防喷器顶部法兰连接规范。

②电缆防喷管底部法兰与钻井防喷器顶部法兰连接密封可靠；防喷管中应配备测井仪器的防落装置；电缆防喷装置满足井口控压要求并试压。

③电测时发生溢流应尽快起出井内电缆；如果条件不允许，则立即剪断电缆，按空井溢流关井操作程序关井，不允许用关闭环形防喷器的方法继续起电缆。若是钻具传输测井，则剪断电缆按起下钻中发生溢流进行处理。

（2）测试放喷过程防范措施：

①试气作业前按《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125-2013）等相关标准要求进行设气设计。

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。

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，使用点火枪或海军信号弹，点火人员应佩戴好空气呼吸器。

⑥井口产出的流体经分离计量后液体进入储罐，天然气进入测试放喷火炬点火烧掉；分离器距井口30m以上，火炬应距离井口100m以外，距离建筑物及林地50m以外。

⑦测试期间如发生井口超压，应及时开启放喷管汇降压，同时作好压井准备。

（2）钻开气层、测试放喷过程防范措施：

①作业前都将制定专项应急预案，设置出入控制点；

②在高风险作业点及作业时段，所有居住在500m范围内的居民都将临时撤离；

③作业前至少进行1次应急联合演练；

④安装3个风向袋用以显示风的方向。

3、硫化氢防控措施

钻完井作业硫化氢防控应满足《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2017)、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》(SY/T6610-2017)和《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T6277-2017)等相关标准、规范的要求。

(1)作业现场应准备一只量程不小于1500mg/m³(1000ppm)的硫化氢监测仪。

(2)作业现场硫化氢防护器具应存放在便于取用的地方，妥善保管，并每周检查一次。

(3)储备足量的除硫剂。

(4)应使用满足气田井下腐蚀环境的钻具、套管和油管等井下工具。

(5)承担钻完井作业的队伍应具有甲级资质，并且有在高含硫地区施工的经验和能力。

(6)作业人员应按照《硫化氢防护安全培训规范》(SY/T7356-2017)的规定，上岗前接受硫化氢防护技术培训，经考核合格后持硫化氢防护安全培训合格证上岗。

(7)钻开硫化氢气层前，钻井队作业班组应组织一次防硫化氢应急演练，

钻井队统一组织至少一次所有人员及相关方参加的防硫化氢联合应急演练。

(8)钻开硫化氢气层前，作业单位应与所在地乡(镇)政府组织签订《井控应急联动协议》，并报项目建设单位备案。

(9)对井场应急撤离区内的居民进行硫化氢知识宣传，使他们了解硫化氢防护基本知识，即简单的逃生、自救互救的方法。

7.6.2.2 地表水环境风险防范措施

1、事故废水防范措施

（1）废水泄漏防范措施：

①废水收集罐所在井场选址应避开不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方并做好地面防渗工作。

②按相关要求规定对储存池进行防渗处理。

③加强员工操作规范管理，尽量避免废水装车失误。装车过程若遇到废水泄漏，立即停止装车作业，减少废水泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至储存池内，不外流。

（2）废水外溢防范措施：

①对井场临时储存的废水进行及时转运，减少废水储存周期，降低废水外溢风险，特别在汛期来临之前要尽量腾空废水收集罐。

②为避免突降大雨引起雨水进入废水收集罐，从而引发废水外溢，应及时转运废水罐中的废水。

③井场采用清污分流系统，并定期进行维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

④为了防止废水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对废水及时清运，并保持废水收集罐留有一定的富余容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢；在暴雨季节，加强巡查，降低废水外溢的环境风险。

⑤建立事故应急预案和联动机制，明确钻井过程中一旦出现环境风险事故的应急处置方式，以及钻井施工单位、中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司、自贡市生态环境局、地方政府及其他相关部门的联系人及联系方式。

⑥设置地表水三级防控机制

一级防控体系：废水、废油罐区设置围堰、罐区防火堤，防止污染雨水和轻微事故泄漏造成的环境污染；

二级防控体系：建设储存池、污水截流沟及隔油池，防止污水进入雨水系统、事故泄漏物料外泄污染地表水环境；

三级防控体系：发生事故时将事故废水收集至储存池，然后交有资质单位处置，防止外泄污染环境。

项目采取以上防控措施并加强施工管理、并建立事故应急预案和联动机制，预防项目实施对周边流域的影响，杜绝污废水以任何形式进入站场周边流域及水库。

（3）返排液管线泄露风险措施

项目营运期各站场产生的返排液采用返排液管线进行输送，正常工况下不存在泄露情况，非正常工况下因为管道腐蚀或自然灾害导致管道返排液泄露。穿越地表水体的管道在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险，立即治理污染水源。

拟建项目配备有污染物散落、溢流、渗漏的应急设施设备和管线运行压力监控设备，地表水穿越段和饮用水源保护区上游段管线设置套管，一旦事故状态下发生地下水污染，能迅速采取应急措施，立即查找泄漏点，并采取相关围堵、抽取等保护措施，将污水管发生事故泄漏后对环境的影响控制在可接受范围内。对受影响的饮用水源，采取应急供水解决居民的饮水问题。

根据地下水影响分析结果，返排液管线泄漏96m内水井会受到超标影响，127m内水井会受到污染影响。拟建项目一旦事故状态下发生地下水污染，可能对上述范围内保护目标存在影响，应迅速采取相应的应急措施，应立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并加强跟踪监测。

（4）废水转运过程防范措施

废水转运均采取罐车密闭转运，转运至井区内中心水池，优先在井区内回用，不会回用部分外运有资质污水处理厂进行处理。

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保拟建工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，拟建工程废水转运过程中，采取如下措施：

①建立建设单位与当地政府、环保主管部门等建立联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

②废水处理单位优先选择距离本项目较近的四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂和泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司污水处理厂，避免长度跋涉增大风险事故。

③废水承运单位为松原市吉油汇诺工程技术有限责任公司等具备HSE准入资格和相应的运输服务准入资格的运输公司。对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

④转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度，建立废水转运五联单制度；加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤加强对废水罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

⑥转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度。

⑦废水、固废转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

⑧废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守吉林油田川南天然气勘探开发分公司的有关安全环保管理规定，并服从平台值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

⑨废水车辆运输严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查。

⑩废水运输过程应合理规划运输路线，本环评要求废水转运路线应尽量避免自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源保护区。若本项目废物运输路由无法完全绕避饮用水源保护区，本次环评要求建设单位废物运输路由必须绕避饮用水源一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水水源保护管理条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故。

在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入饮用水源保护区。

2、事故废油防范措施

（1）油类、油基泥浆及油基岩屑外溢措施：

①加强柴油储罐、废油桶、油基泥浆及油基岩屑收集罐的维护保养，避免油类、油基泥浆泄漏事件的发生。

②加强油类、油基泥浆及油基岩屑运输车辆的维护，确保车辆和连接管道处于良好状态。

③加强员工风险防范意识教育，严格按操作规程操作。在油类、油基岩屑转运时，应对油罐及连接管道等进行严格检查，确保不存在隐患的情况下方可进行油类、油基岩屑的转运。

④在油罐周围设围堰，同时设置事故池（集油池代替），正常情况下应保证事故池有足够的容积，确保事故时能将泄漏的油类导流至事故池。

⑤油基岩屑收集罐放置于危废暂存间内，避免雨水进入油基岩屑暂存区造成的泄漏。

⑥在泥浆储罐、泥浆循环系统周围设置围堰，围堰高0.3m。

⑦设置备用泥浆储罐和备用柴油罐。

⑧柴油罐区围堰内地坪、泥浆储罐区地盘采用混凝土地坪，并进行防渗漏处理。

（2）油类、油基泥浆及油基岩屑转运过程防范措施：

油类、油基岩屑在转运前三日内报告转出地环境保护行政主管部门，并同时将预期到达时间报告接收地环境保护行政主管部门，并同时以书面形式向建设方报备。

①运输按照《道路危险货物运输管理规定》、《汽车运输危险货物规则》、《汽车运输装卸危险货物作业流程》执行；采用具有GPS的车辆，并按照规定的路线行驶；运输车辆按照《道路运输危险货物车辆标志》设置车辆标志，危险废物包装上设置标志。

②转运过程做好转运台账，严格实施转运联单制；

③加强罐车装载量管理，严禁超载，采取防渗措施，同时覆盖防雨篷布，应采用货箱完好的车辆，保证运输过程中无抛洒；

④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。

7.6.2.3 地下水环境风险防范措施

根据拟建工程建设对地下水环境影响的特点，建议拟建工程地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。详见地下水污染防治章节。

7.6.2.4 集输管道环境风险防范措施

引发输气管道出现事故的最主要原因是腐蚀，其次是材料缺陷及人工缺陷，排在第三的是外部干扰。因此，主体工程在设计阶段已经提出了风险削减措施。

①设计选材防范措施

建设单位在委托设计单位时严格考察设计单位资质，选择具有相关资质的和设计实力的单位进行设计，确保设计及选材质量，从设计及选材上避免或降

低发生风险事故的概率。钢管制管标准应达到《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2011）的要求。拟建工程采用无缝钢管，其优点在于无焊缝，质量均匀程度高，理化性能、力学性能较均匀，管道自身安全可靠，但受到管径和壁厚制作方面的限制，壁厚较直缝埋弧焊钢管厚，价格相对较高。在我国油气输送行业特别是管径不大于DN400的管道工程中运用较为广泛。

②防腐措施

根据各防腐层的性能及拟建工程环境条件，结合线路特点对防腐层性能的要求，从技术经济、安全可靠、维护管理等因素综合分析，拟建工程管道防腐选择三层PE防腐层。三层PE防腐层结合了原两层PE和熔结环氧粉末的优点。它既发挥了熔结环氧对钢管表面的高粘结力（物理键和化学键）、阴极剥离半径小等优良性能，又发挥了高密度聚乙烯抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，两层之间通过特殊的共聚物胶粘剂使三者形成化学键结合和相融的复合结构，汇集两者的优势为一体，达到防腐性能、机械性能良好的组合。

③外部干预消除

近年来，随着国家经济发展，外部干扰（第三方破坏）导致天然气管道环境风险事故的情况持续上升。针对这一情况，建设单位制定了一系列的宣传、保护措施。管道敷设完毕后，建设单位在管道沿线设置明显的标志桩，在穿越公路的地段设置宣传牌，组织站场、管道沿线居民学习《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，强化“保护管道安全就是保护群众自身安全”的教育，并密切与地方有关部门共同协调保护管道，以法律来约束管道保护中的违规行为，确保管道安全运行。

④设计阶段

管线河流穿越段尽量加大埋深，将输气管道、污水管道敷设在基岩以下，尽量采用现浇混凝土稳管。环评要求污水管线穿越河道段采取套管保护，确保污水管线如果发生泄漏事故，返排液、清管废水、检修废水也不会直接进行河道内，减小对河道水环境的影响。

对不良地质地段的泥石流、滑坡、崩塌等进行调查，并提出的治理措施进行地质灾害治理措施设计。在断层、地震带内敷设管道时，采用浅埋措施，管道回填厚度应适当减小（不宜超过1.2m），管道回填土可采用疏松至中等密度的无粘性材料，断层过渡段可设有膨胀节，断层区管道不宜采用不同直径和壁厚的钢管，断层过渡段不宜设三通、旁通和阀门等部件，增加管道柔性（采用合适的管材、接头采用柔性连接等）。

管道穿越等级公路等交通要道，通行车辆多，负荷大，设计时应根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求设计管道强度系数。集中居民点附近应设置风向标，以便事故情况下为人群紧急疏散提供风向参考。应按照《石油天然气工程设计防火规范（GB50183）》的要求落实拟建工程防火设施设计，尽量避免或降低项目发生火灾事故的可能性，并保障在发生火灾事故的情况下及时进行灭火。

⑤施工阶段

加强对施工人员的培训及管理，主要技术人员持证上岗施工，辅助施工人员在技术人员的监督下施工；在施工过程中，加强监理，确保防腐、探伤等施工工艺的质量；严格保证各类建设材料的质量，严禁使用不合格产品；施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；进行水压实验，严格排除焊缝和母材缺陷；选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

输气管道试压过程中用氮气吹扫管线时，吹扫口应选择在空旷开阔的地区，其前方100m，左右50m以内不得有人、畜和火源。吹扫口50m范围内应有专人警戒，有具体的防火、防爆措施。

⑥运营期

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管

事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧5m范围新建居民住宅；50m范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各50m至500m范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强页岩气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

7.6.2.5 其他环境风险防范措施

①公众安全防护

按照拟建工程行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井喷失控等风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边0~500m范围）居民，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，还需在井口周边500m范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区（井口周边0.5~3.0km范围）居民撤离。

②钻井、加砂压裂期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），钻井现场设置点火系统，

确保100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于10m，用点火枪点火。

③地质灾害防范

对项目地周边开展详尽地质勘察工作，进而指导钻前施工和钻井施工，严防地质灾害环境影响诱发拟建工程环境风险。

④夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要24小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井喷失控15min内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持一定的警惕性。

⑤钻井防腐措施

应加强油管腐蚀监测，掌握气井腐蚀状况，按井下作业流程检查油管腐蚀情况，记录每口井的油管腐蚀情况，根据井油管腐蚀情况进行专门的更换油管修井，以避免油管腐蚀穿孔、断落。

⑥运营期环境风险控制措施

拟建工程运营期环境风险主要为设备、管道内页岩气泄漏引发的事故，当井场内仪器监测到页岩气泄漏后，会自动关闭阀组，启动页岩气放散作业，环境风险可控。

拟建工程采取的主要风险控制措施有定期对井场内设备和管道进行巡查、检修，保证各类设备正常运行；实时对井场进行监控，发现风险事故立即启动控制措施；加强对周边群众宣传教育，避免人员误入井场造成设备、管道损坏，发生泄漏风险。

7.6.3 环境风险事故应急措施

1、井喷失控风险应急措施

（1）环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控等作为事故应急的重点，避免造成人员及财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6285-1997）的要求和评价要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

（2）环境风险应急关键措施

根据事态发展变化情况，事故现场抢险指挥部根据应急领导小组的指令并充分考虑专家和有关意见的基础上，依法采取紧急措施，并注意做好以下工作：

1）井喷失控后严防着火和爆炸。应立即停钻机、机房柴油机，切断井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和用电设备的电源，熄灭一切火源，需要时打开专用探照灯，并组织警戒。

2）立即向当地政府报告，协助当地政府作好井口500m范围内散居农户和企业员工，以及场镇镇居民、学校、医院、企业等的疏散工作。此外，事故时应根据井喷的实际情况，确定扩大疏散范围，重点为3km范围。

3）设置观察点，定时取样，监测（大气/空气）中的天然气、硫化氢和二氧化碳含量等，划分安全范围。

4）迅速成立现场抢险领导小组，根据失控状况制定抢险方案，统一指挥、组织和协调抢险工作。抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

5）当井喷失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口500m范围内的散居农户，以及场镇居民、学校、医院等环境敏感点和社会关注点，根据检测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围；关停生产设施；请求援助。

6）在确保人员安全的前提下，将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区。

7）在进行处置井喷事故的同时，充分考虑到事故和次生事故对环境可能

造成的威胁，要严密制定并采取保护措施，防止事态扩大和引发次生灾害。

8）在事故处理结束后，确认作业现场及其周边环境安全的情况下，和地方政府商定撤离群众的返回时间。

2、井喷或场站泄露应急疏散预案

当井喷或天然气采气期间出现失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口500m范围内的散居农户等，3km范围内的场镇居民、学校师生、医院医护人员和病人等。根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

为了保障每位员工和井场周围群众的生命安全，应按正确的方法和方向撤离，每位接到撤离通知的员工和群众应按下列程序撤离：

（1）群众由当地政府组织撤离，井队员工由井队组织撤离；

（2）逃生时要注意风向，一要沿上风（逆风）方向逃生，二要沿着地面上的高处跑。

（3）时间就是生命，紧急逃生时，不要因收贵重物品等事宜延误时间，并且要轻装撤离逃生。

（4）当所处位置离井场很远时，则只要偏离风向往离井场越来越远的方向逃生即可。

3、天然气窜层泄露进入地表应急措施

由于天然气窜层泄露时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄露，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄露点。企业在泄露点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄露点泄露量，此类环境风险是可控的。

4、井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用合格的堵漏材料进行堵漏，并解决漏失带来的负面影响，处理井漏的一般规定流程如下：

（1）若钻井过程中出现井漏现象，应立即停钻，直至解决井漏问题后再恢复钻井；如果对周边环境造成影响，应采取应急措施和恢复措施，保证周边居民的生活、生产活动。

（2）分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

（3）保质保量的配置堵漏泥浆，立即进行堵漏。

（4）使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

（5）施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

（6）凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

（7）憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

（8）施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

5、废水、油类物质、钻井固废泄漏应急措施

（1）场地泄漏措施

当废水、柴油、白油等外溢时，应及时围堵，并及时进行清理，确保废水、柴油或白油不进入河流中。

对受泄漏废水、柴油或白油污染的土壤进行清理和置换，确保农业生产不受影响，同时避免雨水冲刷进入河流中。

（2）转运泄漏措施

废水、钻井固废外运均采用密闭罐车运输，发生事故时对环境也不会造成重大环境影响。一旦发生事故，废水、钻井固废泄漏造成环境污染时，现场人员应及时向上级汇报并视情况向当地生态环境部门汇报，同时采取有力措施，防止污染扩大。应急抢险应以尽量减少泄漏量、控制扩散范围为基本原则。施工单位须制定出应急救援预案和与当地政府和有关部门建立相衔接的应急救援体系，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的联络系统。

若发现集中式饮用水源遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，直到集中式饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。

6、返排液管道穿越沱江泄漏应急措施

在发现**返排液**管道泄漏时立即对管道进行截断，发生泄漏事故时，**返排液**不会直接进入沱江，会暂存于套管内，及时对暂存于套管内的废水进行收集处理。若遇不可抗因素导致废水管道及套管均破裂，废水进入沱江，应第一时间对废水管道进行截断，采取补偿用水措施。

7、套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施及时进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

8、事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄露源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

9、宣传、培训和演习

（1）公众信息交流。各级政府、天然气开采企业要按规定向公众和员工说明天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

（2）培训。天然气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

（3）演习。项目每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

10、应急联动

上层联动：本项目所在的自贡市沿滩区、大安区、富顺县及下属乡镇等政府均设置有应急管理办公室，工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

7.6.4 环境风险应急预案

针对拟建项目站场、管线风险事故，制定应急预案。本报告仅提出原则性、关键性的要求，建设单位应在运营期编制具体、完善的应急预案，根据拟建项目钻井平台及钻采工程的施工时序，建设单位需合理分时段编制相应应急预案。应急预案主要内容见下表。

表 7.6.3-1 应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	安全预评价制定的应急计划区及拟建工程环境保护目标
2	应急组织机构、人员	地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

（1）应急计划区

建设单位应根据拟建工程的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

（2）应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故

抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

（3）应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏探测仪（各站均应配制）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮 、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、汽油发电机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等，评价参照国内同业单位的配制提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配制。

（4）应急响应

①应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

②通讯联系方式

1）报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

作业区向上级报告，除非特别紧急的情况采用电话报告外，其它一律书面报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告之，后附书面报告。作业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

2）报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之。

（5）应急处理措施

①应急反应

页岩气泄漏险情发生后，应急指挥启动应急预案；应急指挥组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，以及在应急情况下现场人员的疏散；HSE监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施应急救援；通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障；二级应急指挥组完成一级应急指挥组交于的任务。

污水管线泄漏发生后，立即截断上下游站场阀门，立即查找泄漏点并及时进行修复；对污水影响区域的地下水和土壤进行监测，根据监测结果采取相应处理措施。

②事故现场警戒区的设立

警戒区的划定：根据站场及输气管道系统事故影响，结合事故现场可燃气体浓度检测结果划定警戒区。

事故现场隔离措施：HSE监护组在事故现场设置警戒线、警示标志，专人配合进行警戒，防止无关人员和机动车辆进入警戒区；HSE监护组负责检测事故现场周围页岩气浓度，确认安全后，方可允许抢险车辆进入警戒区；所有进入警戒区的车辆必须配带好防火帽。所有抢修车辆、发电机、电焊机等抢修工具必须停放在上风口，距事故点50m以外，未经允许不准发动；进入警戒区的抢修人员必须佩戴个人防护用品，熟悉撤离路线；在未确认事故现场抢修部位页岩气浓度低于爆炸下限20%LEL时，严禁在警戒区域内使用非防爆工具和能够产生火花的电动工具。

③现场检测、监测与人员的防护

HSE 监护组负责对现场页岩气浓度进行检测和监测工作；现场检测工作指进入事故现场前，检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测。现场监测工作指应急抢修过程中检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测；应急救援人员进入事故现场前，HSE监护组应首先对事故现场进行气体检测，确认事故

现场检测合格后，应急救援人员方可进入事故现场；检测人员应携带必要的检测仪器对事故现场进行可燃气体检测工作；检测人员必须熟悉检测仪器的使用方法，具备必要的检测专业知识；检测人员必须穿戴防静电劳保服、佩带安全帽、防护镜，必要时应佩带空气呼吸器；检测人员必须熟悉异常情况下的应急措施和逃生路线；实施现场检测时，检测人员不得单独进入事故现场进行检测，要与外界保持通信联络；HSE 监护组在整个应急抢修过程中，应对事故现场实时监测。监测人员应根据现场情况合理布置现场可燃气体监测点，确定具体数量和位置；现场监测过程中，监测人员一旦发现异常情况，应立即向现场人员发出警告，同时报告现场管理单位负责人。

④异常情况下抢险人员的撤离

HSE 监护组负责事故抢修现场异常情况的监测，包括甲烷超过毒性浓度终点值、可燃气体浓度超过报警值、可燃气体浓度达到爆炸范围、现场发生火灾、现场发生爆炸等；异常情况下，HSE 监护组及时向现场人员发出警报，生产抢修组立即组织现场抢修人员安全撤离；抢险人员接到警报后，立即按照既定撤离路线组织撤离；撤离应根据实际情况，本着“先人员、后机具、设备”的原则进行；到达安全区域集合地点后，站场负责清点人数，发现人员失踪，向应急救援指挥部报告。

⑤事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）：①值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关断，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；②应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；③通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇

报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；⑤后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；⑥若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

⑥管线发生异常情况：巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；应急指挥下令启动应急预案；通讯联络组向应急指挥组汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况管线实施泄压操作；HSE监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；施工抢险单位到达现场后，生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

⑦火灾次生污染物环境风险影响消除措施

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，发生事故后，首先立即关闭事故管段两侧的站场、平台的截断阀，然后立即启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。对灭火产生消防废水，采取截留收集措施，根据现场情况修建截水沟和沉淀池对消防废水进行收集暂存，然后根据消防废水水质情况采取下一步处理措施，若火灾范围很小，消防废水中的除SS外无其他污染物，则可就近沉淀处理后排放；若火灾范围较大，消防废水中污染物成分较为复杂，则采用罐车将收集的消防废水就近运至可接受且环保手续齐全的污水处理厂处理。

（6）事故后恢复程序

当恢复生产后，善后工作由现场人员负责具体落实，主要包括以下内容：对现场进行清理，撤除所有的机具设备；恢复地貌、植被；疏通河道、交通；根据事故破坏情况，进行评估，按照相关法律，进行赔偿；做好各项记录，进

行归档整理。

（7）应急培训与演练

应急培训和演练是培养和提高各岗位操作人员以及其他人员的日常应急处理能力的重要手段。应急预案应明确规定以下内容：①演练及考核计划：演练计划包括应急预案类型、演练时间、演练内容、参加人员、考核方式等要求。②演练记录：演练记录包括应急预案类型、演练时间、演练人员名单、演练过程、考核结果、存在问题等项内容。演练记录存档备查。③演练内容和形式：强化应急器材、医疗急救等方面的演练；采用答卷方式对操作人员进行应急预案教育；按照事故应急预案，以岗位为单位进行实战模拟演练；和地方消防、医疗等单位举行较大规模的实战模拟演练；采取各种形式（如电视、电影、宣传手册等）对管道工程周边的民众进行应急知识宣传，在距管道200m内有居民的村庄进行居民疏散演练。④总结：演练结束后应就演练过程与应急预案的要求进行对比，可采取自我评估或第三方评估的方式对预案实施过程中存在的问题进行评估，根据评估结果对应急预案进行修改、完善。

7.7 环境风险评价结论

拟建项目属页岩气区域开发，事故发生对环境可能造成一定影响。施工期钻井技术套管材质、强度、结构设计应满足封固复杂井段需求，钻井过程对泥浆实时监控，井口防喷器和配套的井控系统应符合钻井设计要求，制定井喷应急预案并储备堵漏剂，页岩气测试放喷引至燃烧池点火，放喷及高风险作业前通知周边500m范围内居民临时撤离。集气管道采取三层PE防腐和阴极保护，管道沿线设置标志桩等警示标识，定期清管以减轻管道内腐蚀，河流穿越处采取套管保护措施。运营期井区内设SCADA监控与数据采集系统，各站场设置远程终端单元、可燃气体检测报警系统、放散系统，井口设置高低压安全截断系统，管线两端设置截断阀系统；加强站场及管线巡检，制定突发环境事件应急预案，定期开展应急培训与演练。通过按行业规范要求和环评要求进行风险防范和制定应急措施，可将该项目环境风险机率和风险影响降至最低，项目环境风险值是可以接受的。

8 环境保护措施

8.1 生态环境保护措施

8.1.1 植物保护措施

（1）避让措施

①加强施工人员对植物的保护意识，禁止施工人员随意对野外植被滥砍滥伐。

②施工前，优化施工组织设计，尽量避开现有林草、灌木等植被集中分布区域，避免和降低工程建设对沿线自然植被的影响。

（2）生态减缓及保护措施

①在施工过程中，若发现了评价范围内有保护植物和古树名木，应立即报告当地生态环境部门，采取组织挽救，移栽他处。

②施工过程中，施工单位在施工组织设计中合理布置施工总平图，尽量减少施工临时占地面积，拟定施工方案应尽量避免减少林地、耕地的占用，并注重优化施工组织和制定严格的施工作业制度。尽量将挖填施工安排在非雨汛期，并缩短挖填土石方的堆置时间；挖填方等应进行防护，减少水土流失。

③在工程建设施工过程中，须加强施工队伍组织和管理，应明确施工范围和行动路线，不得随意扩大施工活动区域，进行文明施工，不强砍林灌草丛和乱毁果树作物，降低植被损害。

④合理安排工程用地，节约土地资源、合理设计、尽量缩小用地规模、尽量减少占用林地、施工临时用地尽量选择工程占地区域内，确实需要临时征地的，应尽量避免占用林地。

⑤井场天然气放喷及火炬排放应尽量避开农作物生长旺季，减缓对农作物生长的影响。

（3）生态恢复措施

①妥善处理工程弃土，临时进行表层土剥离，剥离表土临时堆放于施工作

业带内管沟开挖断面一侧，不单独设置表土堆放场，后期全部回填覆土，剥离表土四周设置遮挡维护，设临时挡土墙、排水沟，土地平整。项目实施“边铺设、边复垦”，对项目进行分段施工，每段施工结束后，及时使用剥离的表土进行复耕复垦、恢复植被。

②临时占地在施工结束后要及时复耕或复植，占用的农田及时恢复，不得荒废，占用的林地要及时补种草植树。恢复水土保持设施，减少水土保持设施面积的损失。

③工程完工后，及时选择抗逆性强、适生性强、生快长、自我繁殖和更新能力的乡土树种、草种恢复弃土区、临时占用地及其它裸露区域的植被，切实减少水土流失，确保植被少受影响，区域景观不受大的破坏。

④植物选择和栽种的一般原则：在项目植被恢复建设过程中除考虑选择适合当地适生速成树种外，在布局上还应考虑多种树种的交错分布，既提高植物种类的多样性又不至于太大改变原来的生态组分，增强其稳定性。另外修复树种种苗的选择应经过严格检疫，防止引入病害。

（4）生态管理措施

①在施工中应加强施工管理，合理进行施工布置，组织施工管理。严格将工程施工区控制在直接受影响的范围内，对边界以外的植被不破坏或尽量减少破坏，两侧植被恢复除考虑管道防护、水土保持外，使水保、绿化、美化、环保有机结合为一体。

②严禁施工人员破坏野生植物，尤其对国家珍稀濒危保护植物要挂牌保护，指定专人负责管理，并随时接受有关部门的监督检查。制订严格的林地保护责任制度，将各项林地保护和护林防火责任落实到人，采取严格的管理措施，确保不发生火灾和故意破坏植物的事件发生。

③工程建设施工期、运行期都应进行生态影响的监测或调查。在施工期，主要对建设施工有关的区域进行监测；运行期主要监测生境的变化，植被的变化，野生动物的种群、数量变化、生态系统整体性变化以及外来生物入侵情况。通过监测，加强对生态的管理，在工程管理机构，应设置生态环境管理人员，

建立各种管理及报告制度，开展对工程影响区的环境教育，提高施工人员和管理人员环境意识。通过动态生态监测和完善管理，使保护区生态向良性或有利方向发展。

8.1.2 名木古树保护措施

评价区内古树名木有4棵，其中与工程最近距离为69m，主要受施工活动的影响，只要加强施工期管理，控制扬尘，工程不会对其造成直接影响，因此可采取就地保护措施。

（1）对距离小于50m范围内古树名木进行围栏保护，以古树的投影面积为中心外扩3m进行围栏并设置古树名木警示牌。

（2）加强施工期管理，严格控制施工区域，施工现场及时控制扬尘，加强施工人员的环保教育，使其自觉保护国家珍稀植物资源。

（3）建立项目分包领导负责制，同入住该生活区的项目分包领导签定古树名木保护协议，古树名木一旦遭到人为损伤和破坏，追究其负责人责任。

8.1.3 野生动物保护措施

本项目范围均为常见的野生动物，未发现受国家和地方保护的野生动物，但也必须加强施工人员宣传教育，文明施工，减少施工人员干扰对野生动物的影响。

（1）避让与减缓措施

①开展施工人员生态环境保护的宣传教育工作，提高施工人员的保护意识，严禁捕猎野生动物。在施工的过程中，施工人员仍必须遵守《中华人民共和国野生动物保护法》，严禁在施工区及其周围捕猎野生动物。在进场施工前，组织施工人员学习有关国家法律和法规，学习识别国家保护动物，对故意捕获野生动物的个人和组织要建大打击力度，确保野生动物的保护落实到每一个环节。

②控制工程施工时段和方式，防治噪声对野生动物的惊扰。采用低噪声设备、注意机械保养、运输车辆限速、禁鸣等措施，降低噪声、振动对周边动物的影响。

③施工前对场地内的动物采取人工驱赶或诱导方式，使其远离施工区域，

尽量不扰动施工区域外的动物栖息环境，严禁在施工区及其周围捕猎野生动物。

④当发现珍稀保护野生动物时，应向当地主管部门汇报，并做好记录，根据野生动物的活动规律和主管部门的意见，必要时设置动物活动通道。施工期间如误伤野生动物，应立即送往当地动物医院进行抢救。

（2）生态影响的恢复与补偿措施

施工期产生的建筑垃圾及时清运，堆放至固定场所，施工结束后，对施工扰动区域进行植被恢复；工程完工后尽快做好生态环境的恢复工作，尤其是临时占地处，以尽量减少生境破坏对动物的不利影响。

（3）生态管理措施

在工程建设和运行中应加强野生动物管理、保护和监测，在工程管理机构中设置相应的环境保护管理机构，配备专业管理人员，确保工程施工期和运行期中各项野生动物保护政策法规的贯彻以及环保措施落实，负责组织、落实、监督本工程的野生动物保护措施；严格落实野生动物生境污染防治措施，施工生产生活废水处理达标后排放或回用，生活垃圾收集后集中转运，最大程度减少对工程区域附近动物生境的影响；及时恢复临时占地植被，恢复野生动物原生境；组织施工期环境监测，以确保工程环境保护目标的实现，野生动物的生存不受到威胁。

8.1.4 野生动物重要物种的保护措施

（1）规范包括施工及管理人员在内所有人员的行为，禁止人们乱丢生活垃圾，减轻人为活动对湿地生态系统的影响。

（2）加强保护区宣传与巡护工作，防止人员捕猎珍稀野生动物，如有捕猎现象发生，将依法移交执法部门处理。

（3）加强对主要保护对象影响的监测和补偿。施工期，要做好工程对生态系统影响监测评估工作；在受到较大的影响后，科学合理确定补偿标准和补偿办法，将其不利影响降至最低。

（4）加强管理和监督，禁止工程施工期间，施工和外来人员向坑塘、河流湿地内丢弃废物。

（5）项目施工期间，严禁捕杀在湿地内活动的野生动物，尤其重点保护水鸟。

（6）施工方、业主、保护区需共同建立保护动物损害的生态修复、生态建设等相关补偿机制。在施工期间，一旦发生因施工人员或工程造成的个体损害、栖息地环境明显恶化等现象，立即启动应急预案，尽可能将损害降至最低。实行谁破坏、谁修复、谁补偿的原则，由破坏者直接进行生态修复并进行补偿，建设单位和施工单位必须做好相关补偿预算，尤其对于主要保护对象的损害情况，需建立更明确细致的补偿机制。

表 8.1.4-1　对评价区保护动物的保护措施

种名	保护级别	分布区域	保护措施
黑水鸡	省重点	评价区内坑塘、河流湿地、水库水面偶见	减少夜间灯光的使用，严禁施工人员猎杀、破坏鸟巢、捡拾鸟蛋；发现保护鸟类繁殖地，应尽量避开，不得干扰和破坏保护鸟类的栖息、活动场所。
中国林蛙	省重点	评价区内水田与河流附近偶见	减少夜间灯光的使用，严禁施工人员猎杀，施工期应加强废水、污水处理设施避免对水体产生污染；发现保护动物繁殖地，应尽量避开，不得干扰和破坏其的栖息、活动场所。
棘腹蛙	VU	评价区内水田与河流附近偶见	
黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇	VU	评价区内草地、农田与村舍附近偶见	严格控制工程占压及施扰动范围，将占地范围及施工活动严格限制在划定范围内；在施工过程中如发现其繁殖地，应尽量避开，不得干扰和破坏野生保护动物的栖息、活动场所。严禁施工人员猎杀、破坏巢穴。

8.1.5　水生生态保护措施

（1）减少施工影响

涉水施工作业时，各打钻、敲击类机械设备需采用消声减震措施，以减缓施工振动和噪声对鱼类等水生生物的影响。

（2）合理选择施工时间

为保证河流穿越工程能够高效的进行，应合理选择施工工期，尽量选在枯水季节；同时应尽量避开鱼类的繁殖产卵期3~6月，避免对鱼类产卵造成影响；在施工的过程中，还应提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。（2）严格控制施工范围

（3）严格控制施工范围

严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化；施工用料堆放应远离水源和其它水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方，防止施工材料被暴雨径流带入水体。

（4）保持河道的联通性

废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，於塞河道；施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

（5）降低对水体的扰动河水质污染

降低对水体的影响分为降低对水体的扰动和对水质的破坏。水域附近施工时，尽最大努力降低施工区域的水体扰动程度，禁止因非施工需要的大范围水体扰动。施工场地污水不得直接排入沿线河流；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等，以降低对水质的影响程度，进而降低对水生生物的影响。

（6）加强施工管理

加强施工管理，穿越施工过程中的产生的生活垃圾、生活废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

（7）及时恢复河床

施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

(8)定向钻施工影响减缓措施

在施工的前期综合分析与评估，选取适宜的定向钻工具和设备，尽可能减少环境污染物和噪声。施工过程中对机器设备的维护和标准化管理，有效减少噪声产生。施工过程中，选取适宜的钻井液，有效减少对环境污染采取一系列环保措施（如方式施工废水污染、加强绿化措施等）。

（9）围堰开挖施工影响减缓措施

在选址阶段，需要充分考虑施工对环境的影响，尽可能减少对环境的影响。

开挖前，对于不同的土质选择合理的开挖方式，有效的减少对环境影响。开挖前，充分了解该地水文底质情况，选择合适的措施应对开挖后将面临的问题（如对于地下水位较高地区需要进行抢水处理）。施工时，选择适合的设备，并加强设备维护和管理，采取一系列环保措施（如方式施工废水污染、加强绿化措施等）。

8.1.6 生物多样性保护措施

施工阶段注意对生物多样性较丰富的灌草丛、林地进行保护，不得破坏项目区域外的植被。加强管理，禁止破坏项目区域外的植被，不得随意捕杀野生动物。施工结束后，根据区内自然条件特点，合理安排植物物种配制，加强多功能生态植被体系建设，注重发挥其保持水土、涵养水源、改善环境、提供野生动物栖息地等方面的功能。

工程建设和运行，可能会对周边地区的陆生生态与陆生生物多样性带来一些潜在影响，为了实时掌握本项目建设对评价区域内动植物物种多样性、生态系统结构于功能完整性影响，以及生态恢复的实际效果，有必要对陆生生态进行定期监测，根据监测变化状况制定和适时调整生态保护措施。

8.1.7 天然林、公益林保护措施

（1）结合本项目生态评价范围天然林、公益林分布情况，项目已优化线路走向，尽量绕避或少占了公益林地，未占用天然林。减少因林地征占对其生态功能产生不利影响，也降低企业森林植被恢复补偿费用。注意在施工期管理，在规定范围内施工，不要因施工管理不当破坏天然林、公益林。

（2）管道穿越林地，特别是公益林地，满足施工占地最低要求的前提下，建议优化施工作业带宽度，降低公益林征占面积，最大程度降低公益林地的损失。

（3）涉及公益林征占采伐的，按照《天然林资源保护工程森林管护管理办法》（林天发[2012]33号）、《国家级公益林管理办法》（[2017]34号印发）规定应依法办理林木采伐手续；

（4）建议开展环境监理，在严格执行设计规定的施工作业宽度的基础上，

在满足施工条件下，监理提出缩减作业带宽度建议，降低公益林林地征占面积。

8.1.8 永久基本农田保护措施

（1）严格执行相关法律、法规关于永久基本农田的保护规定

项目建设将临时占用部分永久基本农田，建设单位应严格执行《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1号）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）等文件中相关规定，取得临时用地批复，并采取基本农田保护措施。

临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

（2）永久基本农田保护措施

①建设前期

1）优化选址、管道选线。项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开永久基本农田、不破坏其水利设施。

2）合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

3）施工便道应尽量避开永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。

4）建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

5）建设在单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。

6）划定施工范围，减小作业带宽度，减少对永久基本农田的占用。

②施工期

1）占用永久基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利

用所需资金列入建设项目概算。

2）严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用永久基本农田。

3）严格按照《永久基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域永久基本农田地力。

4）妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

5）本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于永久基本农田内。

6）施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。

7）施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

8.1.9 生态景观环境影响减缓措施

（1）施工过程中，文明施工，有序作业，减少临时占地面积，尽量减少农作物的损失。

（2）尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

（3）管沟穿越公路等敏感区段时，必须采取防护措施，如开挖面支撑；施工结束后，立即采取防护措施。

（4）管线施工完成后，及时进行施工迹地恢复，一定程度上减少项目施工对景观影响。

8.1.10 水土流失减缓措施

工程建设生产中，必须坚持“预防为主，防治结合”的水土保持工作方针，把预防控制放在水土保持工作的首位，尽可能地减少工程建设造成的水土流失。具体措施为：

（1）委托有相应资质的单位编制水土保持方案，并完善方案中提出的水

土保持防治措施；

（2）建设单位应加强施工现场管理，切实做到文明施工，施工活动严格控制在工程用地范围内，尽可能减小占地范围，尽可能减小施工活动对周边环境的影响；

（3）管道工程剥离管沟开挖断面表土，剥离表土临时堆放于施工作业带内管沟开挖断面一侧，不单独设置表土堆放场，后期全部回填覆土。剥离表土与开挖的其它土石方保持一定的堆放界限，管道安装完毕后及时回填，回填时先回填一般土石方，再将表土回覆在开挖区域上层。尽量控制占地宽度，临时堆土期间，采用防雨布进行临时遮盖，有效减少水土流失；

（4）加强大风天气的洒水抑尘措施以及裸露面的苫盖措施，以防止施工期间水土流失加剧；

（5）加强扰动区域生态恢复措施，及时对扰动区域进行生态整治，并对各项生态措施加强管护，确保布置的各项措施发挥其水土流失防治功能。

8.1.11 入侵物种的扩散蔓延风险及其防控措施

施工过程中，应加强外来入侵生物危害的宣传教育，向施工人员宣传外来入侵植物的危害及传播途径；设置区域常见入侵物种和重点预防的入侵物种的警示牌；禁止施工人员和施工机械、车辆随意进入施工以外的区域，减少异地取土等作业，进行迹地生态恢复时，多采用当地品种进行恢复，减少外来植物入侵的风险。针对区域内的外来物种做专门普查，发现后及时进行清除和处理，防止其扩散。对现有的外来种等，利用工程施工的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，在临时占地的地方要及时绿化等。

8.1.12 生态补偿措施

8.1.12.1 耕地补偿措施

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照

省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

项目临时用地占用耕地的，临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

8.1.12.2 林地补偿措施

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，对这一范围内的林地穿越段，林地损失应按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。对那些在项目施工临时占用地上无法恢复的森林植被，可以进行异地补偿，如管道中心线两侧5米范围损失的森林植被，补偿标准可以参照国家森林和林地相关法律和规章。建设单位依法支付林地和林木补偿费，缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。

8.2 大气环境保护措施

8.2.1 施工期大气环境保护措施

8.2.1.1 钻前施工

钻前工程大气污染防治措施主要针对道路扬尘及燃油动力机械废气采取相应措施，主要包括以下几方面：

（1）道路施工作业时，现场定期洒水，减少扬尘产生量和影响范围；

（2）运输建筑材料等车辆，车箱遮盖严密后方可运出场外；

（3）对土石方临时堆场及建筑材料（如水泥、沙石等）修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；

（4）开挖的土方在遇大风天气时，应用蓬布遮盖，减少扬尘产生量。

（5）施工过程中应加强大型施工机械和车辆管理；定期检查、维修，确保施工机械和车辆各项环保指标符合尾气排放要求；应采用优质、污染小的燃油。

总体看来，钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响，对周围环境影响是可接受的。

8.2.1.2 钻井施工

（1）柴油发电机燃烧废气（网电断电情况下）

柴油发电机采用轻质柴油，燃烧废气经自带的尾气处理装置处理后通过3m高排气筒达标排放，柴油的暂存和储运罐均密闭，加强柴油发电机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环境影响。钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油发电机，可进一步减少燃油废气排放和环境影响。

（2）油基泥浆钻井废气

钻井过程中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气量较小；油基岩屑收集在清洁化操作平台的油基岩屑收集罐内，暂存在固废暂存区内的危废暂存间，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气量也较小。油基泥浆钻井废气随着钻井工程的完工而结束。

（3）测试放喷废气

测试放喷的天然气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，单井测试放喷时间约2天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约3h，废气排放属短期排放。

项目在放喷前，建设单位会对距离井口500m范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行24小时警戒，严禁居民靠近，以减轻放喷废气对这些居民的影响。同时由于测试放喷为短期影响，可控制在周边居民健康安全限值以下，污染物排放随测试放喷的结束而停止，不会长期存在，不会影响区域环境空气功能区划。

8.2.1.3 地面工程施工

拟建项目地面工程包括井站（新建采气站场和集气增压站、扩建脱水站）和管线工程（含集气干线和支线、返排液干线和支线），其施工过程中产生的废气污染物包括施工机具燃油废气、土石方开挖及物料装卸产生的施工扬尘，以及焊接烟尘等。其燃油废气和施工扬尘控制措施同钻前施工期。管线施工要求采用国内应用技术成熟的半自动焊接工艺，由于焊接废气污染源本身排放量较小，并具有间歇性和短期性，不会对大气环境造成显著影响。

综上所述，本项目施工期废气环境影响较小，采取的大气污染物控制措施在井区及相邻井区前期部署的采气井站建设中已成功运用，取得了较好的大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，故施工期大气污染物防治措施有效、可行。

8.2.2 营运期大气环境保护措施

拟建项目营运期大气环境影响主要为集气增压站和脱水站产生的废气污染物，以及各采气站、集气增压站和自205脱水站非正常工况下系统超压、设备检修等情况排放的天然气。

（1）集气增压站挥发性有机物

集气增压站中心水池因存放返排液会产生少量挥发性有机物和硫化氢。根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）“10.3 VOCs排放控制要求：10.3.1 VOCs废气收集处理系统污染物排放应符合GB 16297或相关行业排放标准的规定。10.3.2 收集的废气中NMHC初始排放速率≥3kg/h时，应配制VOCs处理设施，处理效率不应低于80%；对于重点地区，收集的废气中NMHC初始排放速率≥2kg/h时，应配制VOCs处理设施，处理效率不应

低于80%；采用的原辅材料符合国家有关低VOCs含量产品规定的除外。”

建设单位应根据监测计划进行例行监测，若监测结果显示站场内产生的挥发性有机物浓度较高，本评价要求根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）对废气产生设备设置局部气体收集措施，然后排至挥发性有机物（VOCs）废气收集处理系统进行处置后排放。

（2）脱水站废气

自205脱水站重沸器加热装置和灼烧炉灼烧环节产生的天然气燃烧废气较少，主要污染物为颗粒物、NOx和SO_2，分别通过15m高排气筒排放，排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值要求，实现达标排放。

（3）厨房废气

集气增压站厨房产生油烟，通过厨房内设置的油烟净化器净化后引至房顶排放，要求满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（G18483-2001）。

（4）系统超压、设备检修

采气站在地势开阔的空旷地带设置放空立管，放空立管H=15m、DN150。检修期间产生的废气和事故超压放空废气经气液分离后通过放空系统直接排放。

集气增压站和脱水站在站场空旷地带设置有一套放空系统，设置放空分液罐和放空火炬，集气站放空立管H=15m、DN150，脱水站放空立管H=40m、DN400。检修期间产生的废气和事故超压放空废气经气液分离后通过放空系统自动点燃排放。废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。

综上，拟建项目各采气站和集气增压站采用的废气处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气站场工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

8.2.3 退役期大气环境保护措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量天然气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封天然气产层，防止天然气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止天然气泄漏，对环境的影响很小。封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

8.3 地表水环境保护措施

8.3.1 施工期地表水环境保护措施

8.3.1.1 钻前施工

由于钻前施工主要为各井场和井场道路、燃烧池等附属设置场地平整和基础构建，主要为土建施工，施工废水产生量小，主要污染物为SS，水质成分简单，经施工场地修建的截排水沟截留后简单沉淀（沉砂井沉淀）处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。钻前施工以当地民工，租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置，用作农肥，不外排。

各平台钻前土建施工采取的水污染防治环保措施成熟、可靠，相似井场均成功应用，钻前施工水污染防治措施可行。

8.3.1.2 钻井施工

（1）生活污水

拟建项目钻井施工过程中产生的生活污水由撬装厕所收集后，定期交由临近污水处理厂处理后达标排放，单个平台生活污水产生量为4.5m^3/d，撬装厕所容积约20m^3，能够满足生活污水的收集需求。

拟建项目地处农村环境，临近场镇均建设有污水处理厂，故本项目污水拉运至污水处理厂进行处理是可靠的。本次评价要求下游污水处理厂需具备足够的处理能力、环保手续齐全、目前能够正常运行、处理后能够做到达标排放。

（2）洗井废水

拟建项目单个平台洗井废水产生量约为180m^3，根据井区内已开采平台经

验，该部分废水储存于储存池（500m^3/座）内，回用于配置压裂液，故洗井废水回用不外排可行。

（3）方井雨水

本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的污水罐内暂存，后期经过隔油罐隔离沉淀后用于钻井泥浆和压裂液配置用水。由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，单井产生量较少，其污染物为SS和石油类。方井雨水和初期雨水定期泵入清洁化操作平台隔油罐内处理，回用于平台内压裂液调配用水。

（4）压裂返排废水

①压裂返排废水处理方案

返排废水经压裂返排废水处理装置处理后可回用于本平台或井区内其他井配制压裂液使用，从而减少废水转运、处理的风险和成本，也减少了取用新鲜水配制压裂液的量，节约用水。区域内多余的压裂返排废水拉运至中心水池暂存处理或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

压裂返排废水处理工艺如下：

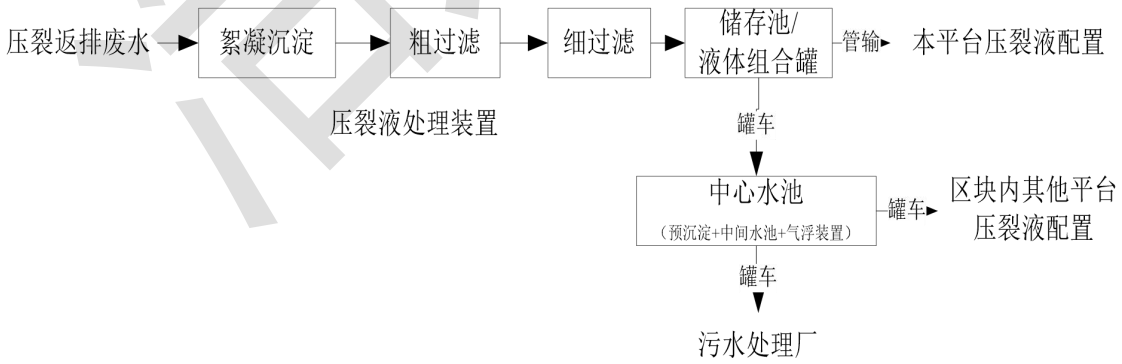


图 8.3.1-1　压裂返排废水处理工艺

②产生及回用情况

拟建项目压裂返排废水具有产生强度大（短时间产生大量返排液）、不稳定的特点。根据工程分析统计的年度压裂返排废水产生和回用情况，单井高峰期产生量可达 805m³/d，后期逐渐减少至 10m³/d，本项目共产生压裂返排废水 218.96 万 m³，根据目前井区内已实施平台压裂废水产生统计，可回用的返排液量约 85%，无法回用率为 15%，回用率约 85%，无法回用率为 15%，预计产生无法回用的压裂返排废水约 32.84 万 m³。

结合本项目开发计划时序，本次新部署项目年度压裂返排废水产生量及回用量情况见表 8.3.1-1。

表 8.3.1-1　年度压裂返排废水产生和回用情况表

年度	实施井口数量（口）	压裂液用量（万 m³）	压返废水产生量（万 m³）	回用量（万 m³）	不可回用量（万 m³）
2024 年	18	108	6.44	5.47	0.97
2025 年	29	174	46.69	39.69	7.00
2026 年	42	252	67.62	57.48	10.14
2027 年	20	120	32.2	27.37	4.83
2028 年	19	114	30.59	26.00	4.59
2029 年	16	96	25.76	21.90	3.86
2030 年	6	36	9.66	8.21	1.45
总计	136	816	218.96	186.12	32.84

③压裂返排废水回用可行性分析

A、回用水量可行性

根据建设单位建设进度和计划，各平台内单井均依次压裂，上一口井压返液可以及时用于下一口井压裂液的配置，各平台产生的返排压裂液由压裂液处理装置（采用絮凝沉淀+粗过滤+细过滤）处理，后暂存于储存池（500m³/座）和液体组合罐（1800m³），优先用于井场内后续井的压裂液配置，井场内无法回用的部分由罐车运至井区内集气增压站中心水池进行储存，用于井区内平台其他平台压裂液配制或或具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

根据已实施压裂井返排规律可知，单井压裂时间约 10d，压裂后关井时间较短则会返排，返排周期 20d，返排前几天，返排液量较少，后面会逐渐增加，返排率约 23%，高峰期产生量可达 805m³/d，单井压裂返排废水量约 1.61 万 m³，而单井压裂用量约 6 万 m³，日均用水量可达 6000m³/d，因此上一口井返

排期间所产生的压返液完全能够全部用于下一口井配置压裂液，现场需要暂存的压返液量仅为最后一口井的压裂返排废水，根据本项目建设进度和计划，井区内每年至少有4口井压裂作业，可保证井区内压裂返排废水的年度内调剂。同时，本项目单平台均建设有500m^{3}储存池和1800m^{3}的液体组合罐，能够满足高峰时段最大返排液储存需求，且井区内设置有3万m^{3}中心水池2座、2万m^{3}中心水池1座，总容积8万m^3，也可用于压裂废水的暂存，可保证井区内压裂液回用的调剂。

B、回用水质可行性

压裂返排废水经预处理后应满足《页岩气储层改造第3部分：压裂返排废水回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）中的回用水水质要求，具体指标详见下表。

表8.3.1-2　压裂液拟采用的回用指标

序号	拟采用的回用指标	指标要求	废水预处理后的指标	回用可行性结论
1	总矿化度，mg/L	≤20000	8000~20000	压裂返排废水处理后满足《页岩气储层改造第3部分：压裂返排废水回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）的要求，回用可行
2	总硬度，mg/L	≤800	200~400	
3	总铁，mg/L	≤10	8~10	
4	pH值	6~9	6~9	
5	悬浮固体含量，mg/L	≤1000	800~1000	
6	结垢趋势	不结垢	不结垢	
7	配伍性	无沉淀，无絮凝	无沉淀，无絮凝	

项目产生的根据废水处理工艺流程和设计要求，废水预处理后的水质指标如下表所示。

表8.3.1-3　项目废水预处理工艺预处理前后水质指标　单位：mg/L

主要指标	COD	石油类	SS
预处理前浓度	≤5000	≤70	≤4500
预处理后浓度	≤2000	≤20	≤25

综上，本项目废水经预处理后满足回用水质要求，回用可行。

④无法回用的压裂返排废水处置措施

根据表8.3.1-1统计的年度压裂返排废水产生和回用情况，项目无法回用的压返废水量共计32.84万m^3，年度产生量1.45~10.14m^3/a，日最大产生量120.75 m^3/d。最大产生年度2026年产生量为10.14万m^3，平均每天277.8m^3/d。

根据调查，因本井区为新开发井区，井区内暂无回注井可利用，且井区内现有勘探井废水以运至污水处理厂处理为主，故本次新开发平台剩余压裂返排废水目前均采取拉运至污水处理厂进行处理，后期若井区内具备实施回注井条件，废水可考虑运至回注井进行回注，但回注井需办理环保手续和具备接纳压裂返排废水能力，回注井回注层具备回注性、封闭性良好、井筒完整性满足回注要求。

⑤井区周围可依托污水处理厂及可行性分析

根据调查，本井区周围分布有四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂、泸州山水秀美环保科技有限公司川南地区（泸县）页岩气产业水处理项目、泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂和城南污水处理厂等污水处理厂，均具备处理压裂返排废水或返排液的处理技术及能力，其中泸州市内分布有4座污水处理厂，与本井区直线距离约33~65km，未超过100km，另外遂宁分布有2座污水处理厂，与本井区直线距离约135~150km，目前剩余处理能力1970m^3/d，是本项目压裂返排废水处置的最好去向。

井区周围污水处理厂统计表见表8.3.1-4.

表 8.3.1-4　井区周围污水处理厂调查表

污水处理厂名称	地理位置	与井区中心直线距离（km）	压裂返排废水设计处理能力（m^3/d）	压裂返排废水剩余处理能力（m^3/d）	环保手续落实情况	处理工艺
四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂	泸州市龙马潭区罗汉街道高坝厂区	55	900	500	泸龙环建函〔2015〕39号；泸龙环验〔2016〕7号；排污许可证 91510100309373470R001Y	缓冲调节→微纳米混凝气浮→铁碳微电解→二级沉淀→微生物反应池→固液分离→活性炭过滤
泸州山水秀美环保科技有限公司川南地区（泸县）页岩气产业水处理项目	泸州市泸县福集镇白龙塔村泸州市第六污水处理厂内	33	500	300	泸市环建函〔2020〕95号；自主验收；排污许可证 91510521MA62Y08M6U001V	水质调节→气浮除油→pH 调节→芬顿氧化→除钡反应→除钙镁（软 化池）→除硅→混凝絮凝→斜管沉淀→pH 回调→砂滤→UF 系统→DTRO 系统→RO 系 统→达标排放，其中 DTRO 系统产生浓水→MVR 蒸发结晶
泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂	泸州市江阳区黄舣镇界碑村	65	950	500	泸市环建函〔2015〕115号；自主验收号排污许可证 91510521MA63YFF10B	缓冲调节+气浮除油+芬顿+除钡+软化+混凝沉淀+超滤+DTRO 系统+RO 系统
泸州市兴泸污水处理有限公司城南污水处理厂	泸州市泸县福集镇城南街白龙塔村	33	500	200	川环建函〔2008〕201号；川环验〔2012〕095号；排污许可证 91510521MA622461860001Q	缓冲调节+气浮除油+芬顿+除钡+软化+混凝沉淀+超滤+DTRO 系统+RO 系统
四川东捷污水处理有限公司磨溪移动式钻井完井废水处理	遂宁市安居区磨溪镇	135	150	70	遂安环函〔2014〕37号；遂安环函〔2015〕05号；排污许可证（证书编号：9150904309378511K001U	隔油池+调节池+沉淀池+CFS 反应池+压滤池+DWTR 过滤系统+中间水箱+MSS 膜分离系统

站						
遂宁市博通科技有限公司工业废水处理厂	遂宁市经济技术开发区龙坪街道	150	400	100	遂环评函〔2021〕28号；自主验收；排污许可证91510900073986640F001U	调节+气浮+软化除硬+高级氧化+超滤+超高压反渗透（DTRO）+卷式反渗透（RO）
合计		-	3400	1970	-	-

浩方环境

四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂：

A、四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂概况

四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂分别包括“18万吨/年气田压裂返排废水治理项目”和“气田废水处理站项目”，位于四川省泸州市龙马潭区罗汉街道高坝厂区，前者设计处理规模为500m^3/d，后者设计处理规模900m^3/d，合计处理能力1400m^3/d。

a、18万吨/年气田压裂返排废水治理项目

2015年7月，“18万吨/年气田压裂返排废水治理项目”获得了泸州市龙马潭区环境保护局的环评批复，批复文号：泸龙环建函〔2015〕39号。

2016年5月，“18万吨/年气田压裂返排废水治理项目”获得了泸州市龙马潭区环境保护局的环保验收批复，批复文号：泸龙环验（2016）7号。

2021年4月，“18万吨/年气田压裂返排废水治理项目”取得泸州市龙生态环境局排污许可证，证书编号：91510100309373470R001Y。

b、气田废水处理站项目

2020年11月，“气田废水处理站项目”获得了泸州市生态环境局的批复，批复文号：泸市环建函〔2020〕105号。

2022年9月，"气田废水处理站项目"通过了自主验收。

B、依托可行性分析

a、18万吨/年气田压裂返排废水治理项目

采取工艺为“缓冲调节→微纳米混凝气浮→铁碳微电解→二级沉淀→微生物反应池→固液分离→活性炭过滤”。

工艺流程如下图：

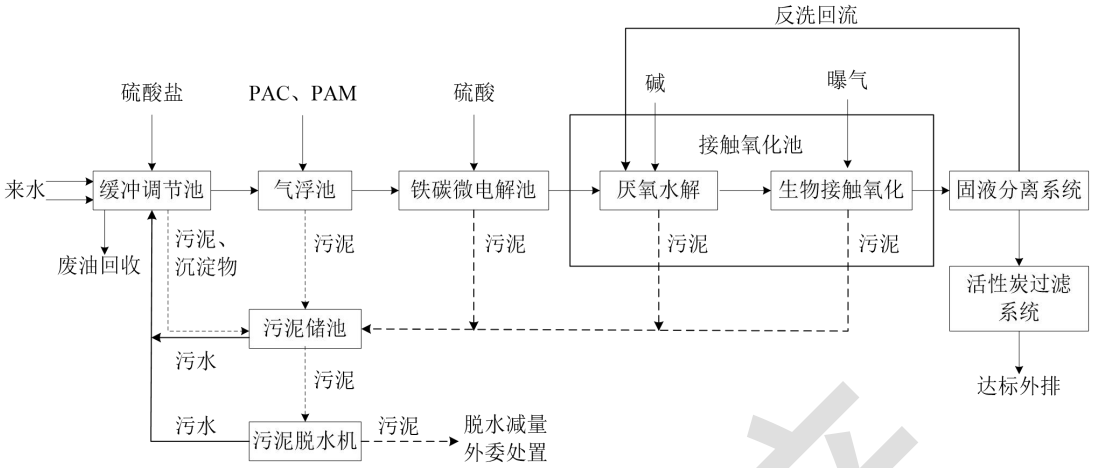


图 8.3.1-2　18 万吨/年气田压裂返排废水治理项目处理工艺流程图

b、气田废水处理站项目

采取工艺为“调节均质→一级沉淀→铁碳微电解→二级沉淀→缺氧脱单→接触氧化→介质过滤→电催化氧化→微滤+超滤+反渗透”。

工艺流程如下图：

润方环境

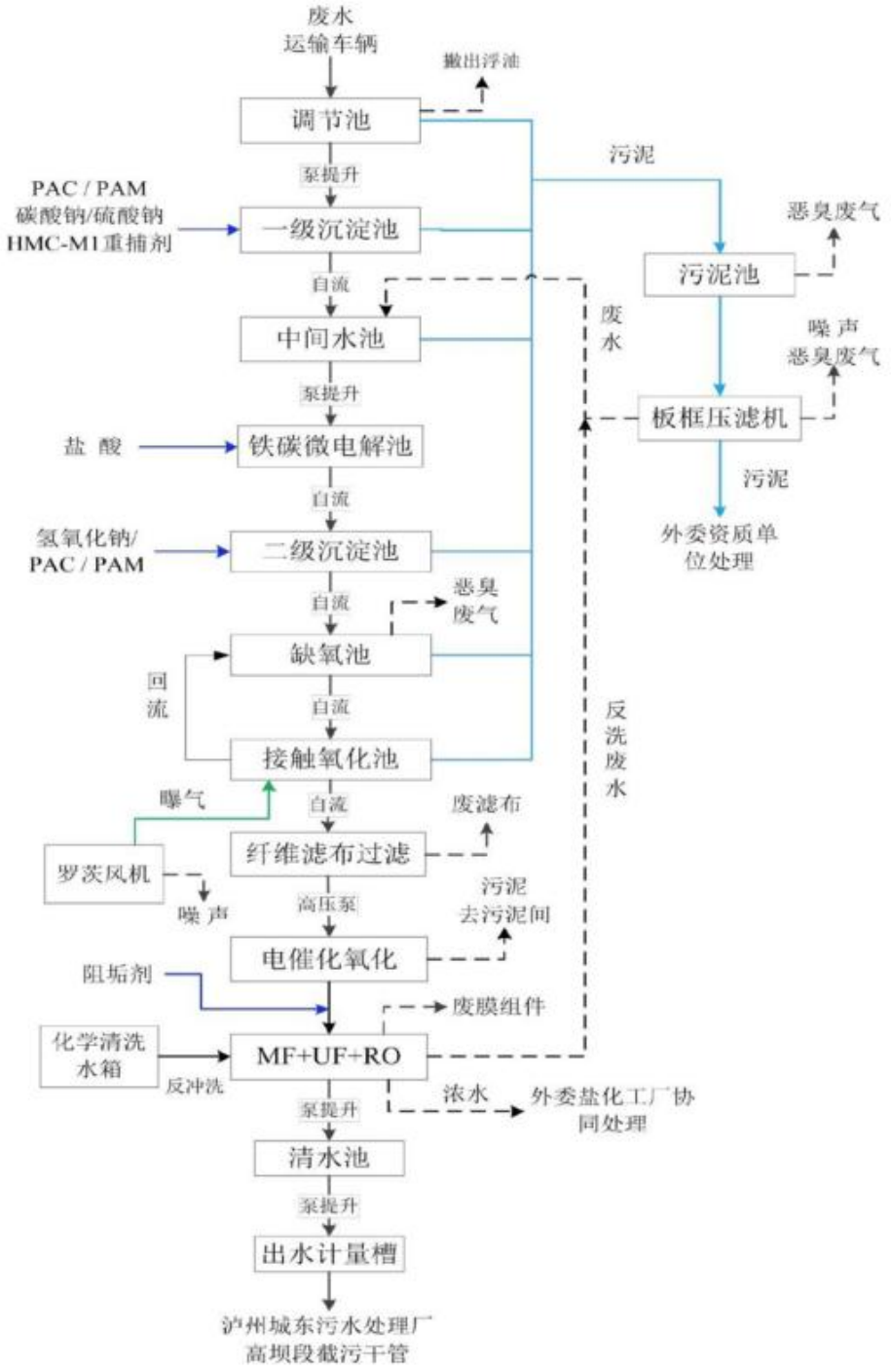


图 8.3.1-3　气田废水处理站项目处理工艺流程图

c、接纳能力分析

通过了解，四川瑞利生物科技有限公司废水处理厂设计处理规模共计为 1400m^3/d，目前处理规模约为 900m^3/d，富余处理能力约为 500m^3/d，本项目压裂返排废水产生量峰值年为 2026 年，年产生量为 10.14m^3/a，日均产生量

277m³/d，小于四川瑞利生物科技有限公司废水处理厂富余处理能力，故该污水处理厂具有处理本项目废水的能力。

根据《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》，本项目废水处理秉承“优先回用，无法回用的，应采取就近处理原则”。根据前文分析，项目产生的返排液正常情况下进行回用，剩余部分全部转运至四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂处理后达标排放是可行的。此外，在应急等特殊情况下，则还可转运至其他协议污水处理厂进行处理。

d、四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂进水水质要求

根据《18万吨/年气田压裂返排废水治理项目环境影响报告书》和《气田水处理站环境影响报告书》，四川瑞利生物科技有限公司可接收天然气、页岩气钻井作业废水。

本项目压裂返排废水经中心水池处理后水质参考四川区域已实施平台返排液水质情况，与四川瑞利生物科技有限公司处理废水的进水指标对比见下表。

表8.3.1-5　水质对比表 单位：mg/L，pH无量纲

指标	COD	悬浮物	石油类	Ba^{2+}	PH	Cl^-
进水浓度	≤5000	≤2000	≤100	≤1000	6～10	≤20000
本项目浓度	≤2000	≤25	≤20	≤746	7.5~9.0	≤17740

综上所述，本项目返排液中各类污染物能够满足四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂接水水质要求。

e、出水水质要求

四川瑞利生物科技有限公司污水处理厂严格控制水质指标，强化过程监控的前提下，18万吨/年气田压裂返排废水治理项目出水水池可达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表1、表4的一级标准，处理达标后通过泸州北方化学工业有限公司废水处理站现有排口排放至长江。

表8.3.1-6　18万吨/年气田压裂返排废水治理项目
废水处理后出水指标　单位：mg/L，pH无量纲

项目	COD	悬浮物	NH_3-N	Ba^{2+}	PH
出水浓度	≤100	≤10	≤15	/	7～9
项目	石油类	BOD_5	S^{2-}	Cl^-	
出水浓度	≤5	≤20	≤1.0	/	

气田废水处理站项目废水处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准，其中氨氮、总氮、石油类、氯化物达《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T31962-2015）A级，钡离子达《四川省水污染物排放标准》（DB51190-93）W级标准后，排入泸州城东污水处理厂集中处理。泸州城东污水处理厂尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级A标准排入长江。

表8.3.1-7　气田废水处理站项目出水指标 单位：mg/L，pH无量纲

项目	COD_c	悬浮物	NH_3-N	Ba^{2+}	pH(无量纲)
进水浓度	≤500	≤400	≤45	≤10	7～9
项目	石油类	BOD_5	Cl^-	总氮	铅
进水浓度	≤15	≤300	≤500	≤70	不得检出
项目	铬	六价铬	砷	汞	总α放射性(Bq/L)
进水浓度	不得检出	不得检出	不得检出	不得检出	≤1.0
项目	总β放射性(Bq/L)	苯并(a)芘(Bq/L)			
进水浓度	≤10	≤0.00003			

f、达标情况

本次评价引用四川瑞利生物科技有限公司18万吨/年气田压裂返排废水治理项目自行监测数据评价废水处理后达标排放情况，论述该公司废水处理可行性状况。

表8.3.1-8　四川瑞利生物科技有限公司废水处理厂总排口监测数据

废水总排口					
监测项目	2022.2.17			标准限值	计量单位
	第一次	第二次	第三次		
悬浮物	7	7	6	400	mg/L
氯化物	289	290	290	500	mg/L
五日生化需氧量	3.7	3.8	3.6	350	mg/L
石油类	2.60	2.61	2.58	15	mg/L
总砷	未检出	未检出	未检出	0.3	mg/L
镍	未检出	未检出	未检出	1.0	mg/L
六价铬	未检出	未检出	未检出	0.5	mg/L
铅	未检出	未检出	未检出	0.5	mg/L
银	未检出	未检出	未检出	0.5	mg/L
铍	未检出	未检出	未检出	0.005	mg/L
钡	0.95	0.96	0.95	10	mg/L
总α放射性	0.084	0.082	0.106	1	Bq/L
总放射性	0.269	0.353	0.245	10	Bq/L

苯并［a］芘	未检出	未检出	未检出	0.00003	mg/L

四川瑞利生物科技有限公司18万吨/年气田压裂返排废水治理项目自行监测结果表明，排放口监测因子悬浮物、氯化物、五日生化需氧量、石油类、总砷、铅、六价铬的排放值符合《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T31962-2015）表1中A级限值要求，镍、银、铍、总α放射性、总β放射性的排放值符合《污水综合排放标准》（GB8979-1996）表1中的限值要求，钡、苯并［a］芘的排放值符合《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-93）表3中五级限值与表2中的限值要求。

综上，项目废水依托四川瑞利生物科技有限公司废水处理站进行处理，在处理能力及工艺技术上均依托可行。

泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂：

A、污水处理厂概况

泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂位于泸州市江阳区黄舣镇界碑村，设计处理规模为950m^3/d。

2015年10月，获得了泸州市生态环境局的批复，批复文号：泸市环建函〔2015〕115号。

2018年12月，通过自主验收。

2022年，改建污水处理设施，接纳石油气田废水。

2022年5月，取得泸州市生态环境局颁发的排污许可证（编号：91510521MA63YFF10B）。

B、依托可行性分析

a.工艺介绍

缓冲调节+气浮除油+芬顿+除钡+软化+混凝沉淀+超滤+DTRO系统+RO系统。

b.接纳能力分析

根据调查，泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂于2022年改造后，废水设计处理规模为950m^3/d，目前处理规模约为450m^3/d，富余处理能

力约为500m³/d，本项目压裂返排废水产生量峰值年为2026年，年产生量为10.14m³/a，日均产生量277m³/d，小于泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂富余处理能力，故该污水处理厂具有处理本项目废水的能力。

c、进水水质要求

泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂进水质按照四川瑞利生物科技有限公司制定，根据前文分析可知，本项目返排液中各类污染物能够满足污水处理厂接水水质要求。

d、出水水质要求

根据泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂处理钻井废水或压裂返排废水后出水水质满足泸州市第二污水处理厂进水水质《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准，最终经泸州市第二污水处理厂处理达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级A标准后排入长江。

根据泸州市兴泸污水处理有限公司城市污水处理厂排污许可自行监测报告，该污水处理厂出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准。

综上，项目周围具备能力的污水处理厂剩余处理规模满足本项目需求，运输距离较近，故本项目压裂返排废水拉运至污水处理厂处理是可行的。

（5）废水转运措施及要求

A.废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

B.运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

C.废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

D.废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

E.尽量避免雨天和大雾天运转废水。

F.本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

G.承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装GPS系统，并纳入建设方的GPS监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

H.废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

I.废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

J.废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

K.各井场清洁化生产系统配备的废水罐不得满负荷存水，1个废水装满后，应开始进行转运工作，同时启用另外1个废水。

综上所述，本项目钻井施工期间无废水外排。结合区域内已实施井场和其它区域钻井经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

8.3.1.3 地面工程施工水污染防治措施

项目施工期的污废水主要包括施工废水、试压废水和施工人员产生的少量生活污水。管道施工涉及小型河流穿越时如不采取相应的污染防治措施，也可能会导致地表水的污染。针对施工期污废水，应采取以下污染防治措施：

（1）生活污水

拟建工程站场及管线施工人员的食宿主要通过租用当地民房解决。工程施工是分段分期施工，具有较大分散性，局部的生活污水产生量很小。租用民房

的施工队伍产生的生活污水主要依托当地的生活污水处理系统。

（2）施工废水

针对施工废水，在产生施工废水的施工场地内设置临时沉淀除渣池，施工废水经沉淀除渣处理后循环使用或回用于施工场地、道路的洒水抑尘等，不外排。

（3）管道试压废水

拟建工程管道试压采用的是无腐蚀性的清洁水进行分段试压，其污染物主要为少量SS，通过设置适度规模的简易沉淀池，经施工现场设置的沉淀池简单沉淀处理后回用或洒水控尘。

（4）施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线穿越沱江2次，穿越釜溪河1次，均采用定向钻施工方式，该施工方式不涉水，穿越其他小型河流和沟渠数次，采用围堰导流开挖施工方式。穿越工程开挖将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加，但这种影响是局部的，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。根据前文敏感区调查，本项目采用大开挖穿越的河流均不涉及集中式饮用水源保护区，故本项目施工期对饮用水源保护区影响较小。

本项目施工期穿越水体拟采取如下环境保护措施：

①工程开挖穿越河流段避开雨季进行施工，管道入沟后，覆土复原，并采取稳管措施，施工结束后，对水体内可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。

②在穿越河道施工过程中，应加强施工队伍的管理，严禁在河道范围内设置营地，严禁施工废料和生活污水排入河道中。

③在穿越水体的两侧禁止给施工机械加油或存放油品储罐，禁止在穿越水体内清洗施工机械或车辆。

④防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中，防止设备漏油污染的主要措施包括：加强设备的维修保养、在易发生泄漏的设备底

部铺防漏油布、及时清理漏油。

⑤在穿越水体时，应尽可能控制施工作业面，避免对水体造成大面积扰动。

⑥管线分段施工，穿越各条河流沟渠的施工不宜同时进行。

⑦施工场地远离水体设置，禁止施工废水和固废进入釜溪河、沱江等水体造成污染。

综上所述，本项目施工期间无废水外排。结合区域内已实施气田开发施工经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

8.3.2 营运期地表水环境保护措施

（1）返排液

拟建项目各采气站场和集气增压站原料气气液分离产生返排液，由转输泵提升至新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，中心水池采用分格处理，最终处理达压裂回用水指标后，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置。

根据工程分析，采气站开井初期井口采出水液量较大，之后逐步递减。当单井采出水量大于200m^3/d时，采用排采流程，当采出水总量降低后，采用地面工程正常生产流程，进入相对稳定期。投产12个月后，单井排液量减至10～20m^3/d；投产3年后，单井排液量减至3～10m^3/d；投产3年后，单井排液量减至0.5～3m^3/d。根据资料调查，返排液主要污染物为COD、SS、钡和氯化物，其污染物浓度与钻井工程压裂返排废水一致。

根据本项目建设进度及计划，本项目年度返排液产生及回用量情况见表8.3.2-1.

表8.3.2-1 年度返排液产生和回用情况表 单位：万m^3/a

年度	返排液产生量	井区内压裂液需求量（考虑回用压裂返排废水后）	回用量	不可回用量
2024年	70.71	102.53	70.71	0
2025年	55.16	134.31	55.16	0
2026年	152.64	194.52	152.64	0
2027年	106.66	92.63	92.63	14.03
2028年	81.83	88.00	81.83	0

2029年	61.37	74.10	61.37	0
2030年	47.58	27.79	27.79	19.79
2031年	11.42	0	0	11.42
2032年	6.44	0	0	6.44
2033年~	12.2	0	0	12.2
总计	606.01	597.04	482.7	123.31

根据表中统计结果可知，本项目返排液最大产生年为2026年，产生量为152.64万m^3，不可回用最大年度为2030年，为19.79万m^3，日均542m^3/d。根据前文压裂返排废水处理措施分析小结，钻井阶段压裂返排废水年度最大产生量10.14m^3/a，日均产生量277m^3/d，本项目周围污水处理厂剩余处理能力1970m^3/d，处理完压裂返排废水后还剩余处理能力1693m^3/d，仍能满足营运期返排液的废水处理需求。且本项目建设有总容积8万m^3的中心水池，足以满足返排液的储存需求。

因此，拟建项目返排液尽量做到循环利用，多余的少量废水未排入地表水，对地表水环境影响较小，处理措施可行。

（2）集气增压装置废水

增压装置废水主要污染物有为SS和石油类，产生量约6m^3/a·座，该废水水质与返排液相似，回用于井区内其他平台压裂液配制。

（3）设备检修废水

检修废水主要污染物为SS，12.5m^3/次·座，各井站清管检修废水暂存在储水池内，与返排液一并经新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，优先回用于井区内其他平台压裂液配制。

（4）脱水站含TEG废水

TEG废水主要成分含少量TEG，在站场检修时期产生，产生量60m^3/次，与返排液一并进入生产检修污水池（200m^3）内暂存，一并经返排液管线转输至集气增压站中心水池，优先回用于井区内其他平台压裂液配制。

（5）脱水站分析化验室废水

分析化验室废水主要含有少量的三甘醇溶液、溶剂等，产生量很少，通过污水管线进入生产检修污水池（200m^3）内暂存，与其余生产废水一并经返排

液管线转输至集气增压站中心水池。

（6）生活污水

集气增压站生活污水产生量为0.81m³/d·座，其中厨房含油废水经隔油预处理后，与生活污水一并进入化粪池处理，处理后一并经一体化处理设施（处理能力5m³/d·座）处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置。

拟建项目地处农村环境，临近场镇均建设有污水处理厂，故本项目污水拉运至污水处理厂进行处理是可靠的。本次评价要求下游污水处理厂需具备足够的处理能力、环保手续齐全、目前能够正常运行、处理后能够做到达标排放。

8.3.3 退役期废水处理措施

随着气田开发不断进行，储量不断下降，最终进入退役期，按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）的要求对井口和管线进行封堵，对设备进行拆除，退役期产生的设备和管道清洗水回用于临近钻井井场配置钻井泥浆或压裂液，由于废水量少，主要污染物为石油类和氯化物等，回用措施可行。

8.4 地下水环境保护措施

在项目实施过程中，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。

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，建议拟建项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

8.4.1 源头控制措施

本项目源头控制措施根据地下水导则的相关要求，并参考《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中的相关污染控制技术，为避免污染事故的发生，在建设期和运营期分别在污染源头控制上提出了地下水污染防控措施，主要包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环

境友好的原辅料，提出将污染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施。结合本项目在施工期和运营期各阶段设备、工艺等特征，需要采取的源头控制措施如下：

（1）采取先进的钻井方案和钻井液体系，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，评价区地下水含水层厚度一般20~40m，工程一开段（0~50m）利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。选用清洁泥浆体系进行钻探，在钻遇含水层时采取边打边下套管的方式，避免穿透含水层。此外，在钻井过程中应加强监控，防止泥浆的扩散污染等。

（2）钻进过程中保持平衡操作，同时对钻进过程中的钻井液漏失进行实时监控。一旦发现漏失，立即采取堵漏防控措施，减少漏失量。井场储备足够的堵漏剂，堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类，建议采用水泥堵漏。

（3）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水及时回收并不外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的几率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

（4）每开钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

（5）在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，实行清污分流，减少污水产生量。

（6）作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，防止对地下水的污染。

（7）钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或废水池垮塌等事故。

（8）加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施，其主要产生源发电房、机房、油罐区；同时加强废水中废油的捞取工作，尽可能地控制和减轻钻井废水中油的浓度。

（9）加强岩屑、废泥浆及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理，严格按有关技术规范和规定落实各项防范措施，确保不对地下水造成污染，防止产生新的环境问题，确保废钻井泥浆循环使用。

（10）井场设置清污分流、雨污分流系统。针对污水，将污水排入场内污水截流沟，再依地势或用泵抽入废水罐中。对于清水，场面清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系。清污分流排水系统对井场的雨水及钻井废水进行了有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。固体废物堆放场应设置防雨设施，并及时处理，防止雨水淋滤导致污染物下渗进入浅层地下水。

（11）井场废水收集罐的选址避免地质灾害易发区域及影响区域，钻井期间施工人员应加强暴雨季节水池内水位观测，并及时转运废水，确保水池有足够的富余容量；新建池体高度应至少高出地面30cm，四周应设置截排水沟，防止地面径流进入水池中；暴雨季节加强池体周围挡土墙及边坡巡查，防止边坡失稳及挡土墙失效等导致池体垮塌发生废水外溢等事故。

（12）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（13）本工程施工期对管道沿线地下水环境保护目标的影响很小，主要表现在对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，导致管沟两侧一定范围内的地下水水位降低。由于管道施工为分段施工，具有施工时序短的特点，因此整体影响较小。

（14）管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量，避免运

营期发生泄漏现象。

（15）对管道采取防腐措施和定期防腐防漏检测。根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

（16）作好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施；在管道中心线两侧一定范围内进行禁止爆破作业及大型工程设施施工的警示；设立管道安全防护带。管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等其它构筑物，禁止种植果树（林）及其它根深作物、打桩、堆放大宗物资及其它影响管道巡线和管道维护的物体，避免对管线产生破坏影响。

（17）在管道穿越区段、阀室等应定期频繁检查，发现问题及时修复，防止事故发生。

（18）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的返排液可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

（19）优化井区内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

本项目实施运营过程中通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护井区内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

8.4.2 分区防渗

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。根据天然气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，在钻前工程阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单

防渗区，并进行相应等级的施工。

重点防渗区指重点污染物储存、输送、生产以及固体废物堆放过程中的产污环节。一般防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。简单防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。参照地下水导则，重点污染防治区设置的防渗层的等效防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层；一般污染防治区设置的防渗层的等效防渗性能不低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层，简单防渗区达到地面硬化要求即可。防渗分区方案见下。

表8.4-1　钻井施工期分区防渗方案

名称	防渗分区	防渗技术要求	防渗措施
危废暂存区、油罐区及围堰	重点防渗区	渗透系数$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s，等效黏土防渗层Mb≥6m	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
方井区			采用全埋入式砌体结构底板浇筑C20素混凝土，厚度不小于300mm，应一次浇筑完成，主体结构采用烧结砖砌成，四周侧壁进行1:2水泥砂浆抹面处理，然后进行防渗，要求抗渗等级为P8，主体结构采用素C15混凝土进行封闭处理
储存池、中心水池			底板浇筑C20素混凝土，厚度不小于300mm，应一次浇筑完成，燃烧池底部及四周进行1:2水泥砂浆抹面处理、防渗处理抹面和防水卷材铺设三层措施，采用1.5mm厚聚乙烯丙纶复合防水卷材铺贴燃烧池内表面，施工采用热铺贴法，为避免在墙角处折断，影响防水质量，阴阳角等处均做成R=20mm圆弧形，搭接宽度不小于100mm；燃烧池修建完成后需注满水进行72小时满负荷试压和试漏，要求防渗系数小于10-7cm/s
燃烧池、集酸坑			
柴油发电机组区			
泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统区（废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、集污罐）			
泥浆材料区			
材料房、生态厕所	一般防渗区	渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，等效黏土防渗层Mb≥1.5m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度300mm，抗渗等级为P6）、原土压（夯）实
双环沟			
值班室、停车区等	简单防渗区	一般地面硬化	

表 8.4-2　营运期井站分区防渗方案

名称	防渗分区	防渗技术要求	防渗措施
方井区	重点防渗区	渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
储存池、中心水池、输送返排液的工艺流程区、管线等	一般防渗区	渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，等效黏土防渗层 Mb≥1.5m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实
井站设综合值班室	简单防渗区	一般地面硬化	

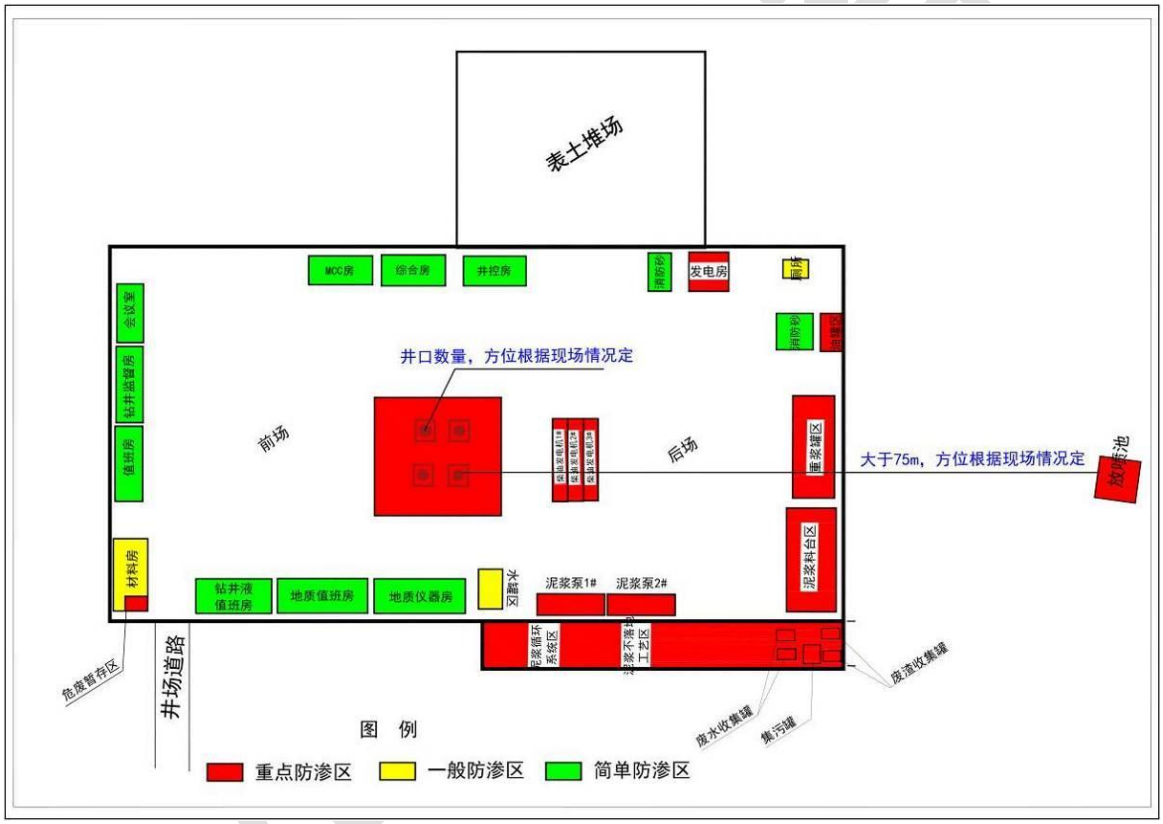


图 8.4-1　钻井期井场分区防渗图

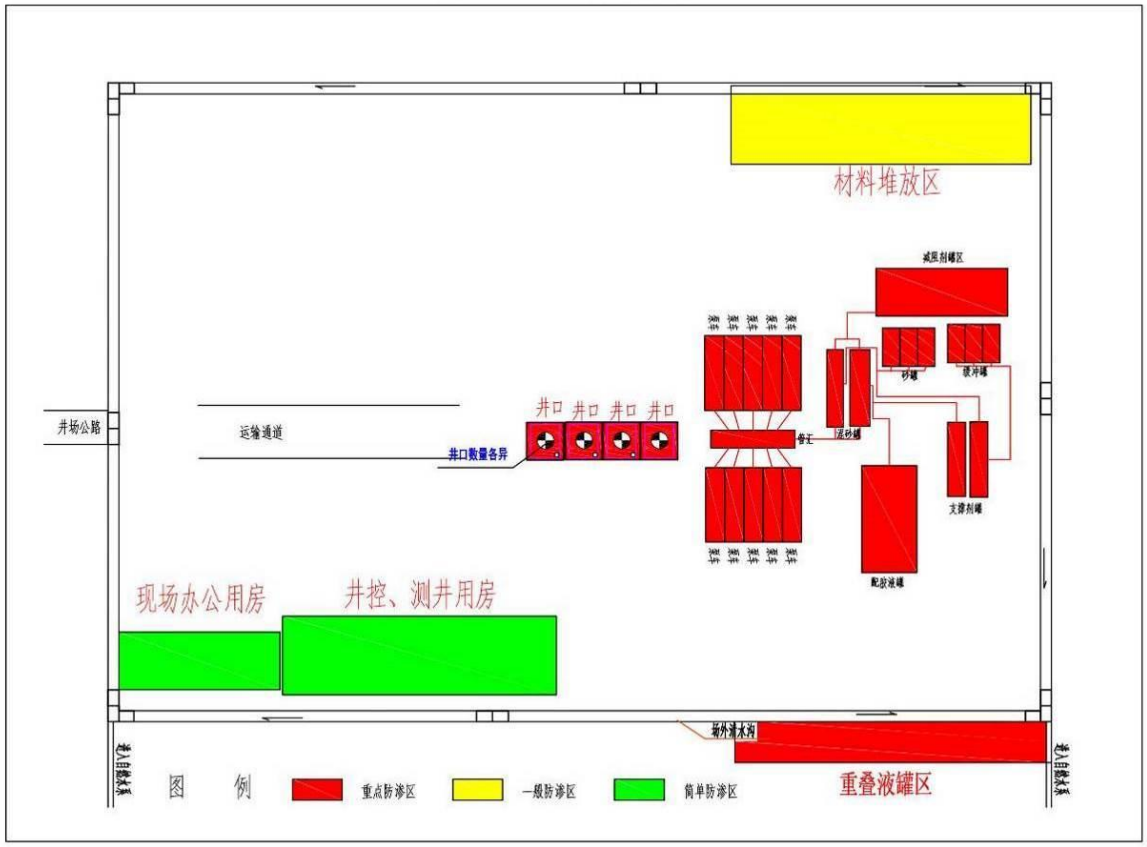


图 8.4-2　压裂阶段井场分区防渗图

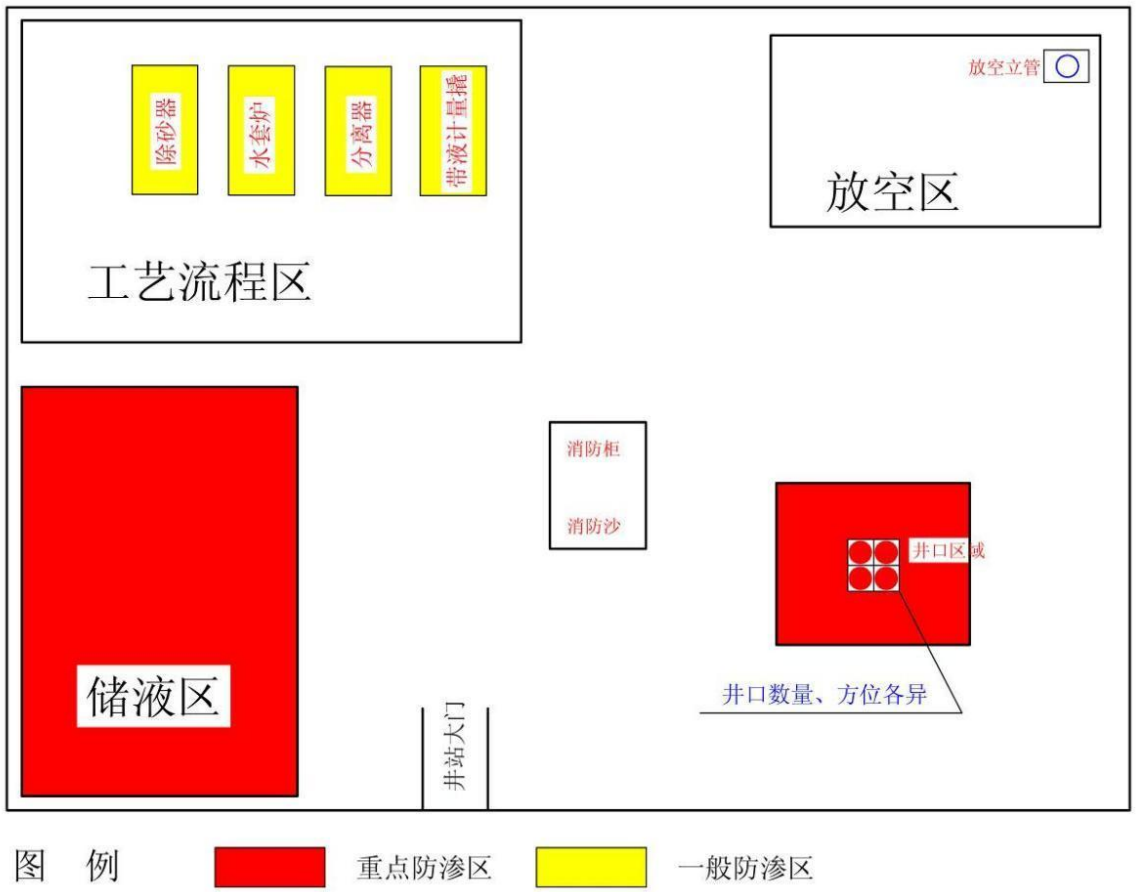


图 8.4-3 采气期井站分区防渗方案

8.4.3 跟踪监测

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环境监测和管理。

根据地下水导则和石油天然气导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防控工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）等要求，基于上述原则设置地下水跟踪监测内容。详见本

报告11.5.1章节内容。

建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家生态环境部相关规定定期向相关部门汇报。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

8.4.4 应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策报挥中心

报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按规定程序指道事故应急响应。

（4）相应的应急措施

本项目在运营期间若发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。现场根据污染程度启动相应的处置方案，若污染物不能及时收集并进入地下水环境，应立即开展监测井，并通过抽水井形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。此外，地下水污染事故发生后，针对受污染的井泉及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的水源，应为其寻找替代水源，保障区内居民的用水安全。

8.5 声环境保护措施

8.5.1 施工期声环境保护措施

8.5.1.1 钻前施工

（1）运输设备等车辆沿固定路线行使，尽量减少鸣笛。

（2）钻前工程建设时合理安排施工时间，在靠近民居点施工时不得深夜施工。

拟建工程开工前对100m范围内农户进行非环保搬迁（根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求，建设单位钻前工程开展前对钻井平台各井口100m范围内的农户进行非环保搬迁），周边农户较分散，施工噪声影响随施工的结束而消失，在当地环境可接受范围内。

8.5.1.2 钻井施工

根据钻井各阶段噪声环境影响分析结果可知，钻井作业和压裂施工过程噪声环境影响作用方式和程度类似，故本评价对各井场钻井和压裂施工噪声控制

措施一并分析论证。拟建项目所在地区电网完善，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电可进一步减小钻井动力设备噪声对周边环境的不利影响。

鉴于本工程的施工期特性，各井场在完钻后，噪声消失的实际情况，选用在目前钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

①优化施工场地等临时工程布设、控制施工范围、合理安排施工时间。

②在钻进设备选型时选取高效低噪声设备，使用在排气筒上自带高质量消声器的柴油机，柴油机工作噪声可降到80dB（A）左右。

③优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。

④将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。

⑤压裂设备基础安装减振垫层；

⑥在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，各井场钻井工程对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。

8.5.1.3 地面工程施工

拟建工程运营期噪声主要来自站场内的设备等，针对运营期噪声应采取如下污染防治措施：

（1）在设备选型时尽可能选用低噪声设备，对机械设备进行定期维护保

养。

（2）集气站采用电驱压缩机，结构简单、噪音和振动小，且压缩机撬区设置整体压缩机房，压缩机组放置于整体压缩机房内，整体降噪减振。

（3）加强站场绿化，并在平台、集气站及脱水站四周设置围墙。

（4）天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围50m范围内不得有人员靠近。

根据噪声预测结果，积极采取措施后周边敏感点环境噪声可满足相应标准要求。总的来说，严格采取以上噪声污染防治措施后，拟建工程对环境的影响可接受。

8.5.2 营运期声环境保护措施

拟建工程管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中管道不会产生噪声影响。采气站、集气增压站和脱水站噪声主要产生于除砂器、节流阀、增压机、脱水装置等设备间的气流噪声、放空噪声和压缩机噪声。

针对以上设备噪声，提出如下降噪措施：

（1）场内设备选用低噪声设备，采用基础减震措施；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪。

（2）在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央，站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。集气增压站内压缩机组布置于厂区中部，远离周围环境敏感区。站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。

（3）备用燃气发电机组基础安装减振垫，并将燃气发电机置于降噪房隔声，电机排烟系统安装消声器。

（4）集气增压站内压缩机组采用电驱往复分体式，单个分体式均设置有降声罩，压缩机组装置区设置降噪房。降噪房设置情况如下：

厂房外墙设置 100mm 厚岩棉夹芯板，在钢结构檩条内墙设置 100mm 微粒吸隔声模块；屋面设置 100mm 厚岩棉夹芯板+10mm 厚微穿孔吸隔声模

块。在提高墙体隔声量同时减少厂房内混响。

100mm 微粒吸隔声模块参数如下：组成结构：1.2mm 镀锌钢板+1.2mm 骨架+90mm 空气层+8mm 微粒吸声板声学性能：隔声量 R=32dB 吸声系数 α1=0.75；

100mm 微穿孔吸隔声模块参数如下：组成结构：1.2mm 镀锌钢板+1.2mm 骨架+90mm 空气层+0.8mm 微穿孔板；声学性能：隔声量 R=25dB 吸声系数 α1=65。

通过井区内现有采气站噪声监测达标情况可知，本项目各采取取运营期采取上述措施后运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

8.5.3 退役期声环境保护措施

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，井站和管线噪声源将不存在，退役施工期噪声通过合理安排作业时间，减少车流量等措施减轻对周围环境影响，退役期后其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

8.6 固体废物处置措施

8.6.1 施工期固体废物处置措施

8.6.1.1 钻前施工

（1）钻前施工中平整井场、修建储存池产生的表层土壤集中堆放于耕作土堆放区，表层土壤采用分层开挖，分层堆放，完井后用于复耕的表层覆土。

（2）表层耕作土及时用编制袋等进行装存，表层土以下的土应及时进行回填，并夯实，先对埋在下层的压实，再用原有表层土覆盖于上层堆砌。

（3）施工过程中产生的生活垃圾以及包装材料等固体废物统一收集，定期送往城镇垃圾处理系统处理。

（4）耕植土堆放场采用编织袋装土护脚，并建有截水沟和排水管等排水系统。相对于挡土墙，采用编织袋装土护脚在满足堆土场安全的前

提下，具有对环境更友好，便于后期土地复耕，有效减少建筑垃圾等优点。堆放场周边设有完整的截排水系统，可有效降低水土流失，并降低暴雨等对堆土场造成的危险。

通过采取上述措施后，施工过程中产生的固废不会对环境产生影响。

8.6.1.2 钻井施工

（1）水基钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）

①水基钻井固废处置措施

拟建工程水基钻井固废主要包括水基钻井岩屑和报废的钻井泥浆，根据表4.4-7统计结果可知，拟建项目废水基泥浆及岩屑产生总量为35.27万m^3，最大产生年2026年产生量为10.73万m^3。钻井岩屑由“不落地”工艺处理后（振动冲洗分离）、钻井泥浆采用“不落地”工艺处理后暂存于清洁化操作平台内岩屑堆放场，当储量达到60t时进行一次转运.外运建材厂用于制备烧结砖。

②制砖可行性分析

水基钻井固废用于建材厂制备烧结砖在西南地区引用广泛，以下从烧结砖产品质量、产品浸出液检测情况、工艺可行性角度分析制砖可行性。

A.水基钻井固废烧结砖产品质量检验分析

类比四川省建材产品质量监督检验中心于2016年1月对长宁H5平台（位于四川省宜宾市的页岩气开发工程）水基岩屑进行了烧结砖的质量检测结果，检测结果表明水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见下表。

表8.6.1-1 普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检测结果	标准值	备注
1	抗压强度（MPa）		21.9	≥20	合格
2	5h吸水率（%）		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.76	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.2	≤1.0	合格
5		Ir	0.5	≤1.3	合格

B.水基岩屑烧结砖浸出液检测分析

类别中国石化西南油气分公司环境监测站对中江利金砖厂（中江县利金新型页岩墙材有限公司）及绵阳三台砖厂（三台县立兴页岩砖厂）利用中江、新场气田水基固废生产的烧结砖进行浸出液检测，监测报告（报告编号：HJ2019-339、HJ2019-340）结果表明，烧结砖浸出液中各项因子检测值均低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）中的标准限值。

表 8.6.1-2　水基泥浆烧结砖浸出液检测数据表

序号	检测项目	中江利金砖厂检测值	绵阳三台砖厂检测值	标准值	备注
1	pH	9.43~9.49	7.81~9.41	/	/
2	氯化物	11.0~11.1	未检出~13.5	/	/
3	COD	＜16~18	＜16~36	/	/
4	石油类	未检出	未检出	/	/
5	铬	0.014~0.018	0.006~0.010	15	合格
6	镉	未检出	未检出	1	合格
7	铜	未检出	未检出	100	合格
8	砷	0.002~0.00188	0.00661~0.00753	5	合格
9	汞	0.00001~0.00026	0.00039~0.00106	0.1	合格
10	锌	未检出	未检出~0.09	100	合格
11	铅	未检出	未检出	5	合格
12	铁	未检出	未检出~0.37	/	/
13	锰	未检出	未检出~0.108	/	/
14	色度	4~8	4	/	/

C.工艺可行性

利用水基钻井固废制作烧结砖工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖综合利用在工艺上是可行的。

③区域消纳能力分析

本评价要求处理拟建工程废水基泥浆及岩屑的砖厂应满足：①砖厂烧结砖产量应大于5万匹/天；②砖厂有齐全的环保手续（环评批复、验收等）；③应与砖厂签订正式处理协议，保证钻井过程中产生的固体废物及时处理。

根据调查，自贡市境内分布有自贡市万祥建筑材料制品有限公司、自贡瑞竣宏升建材有限公司、自贡煜特建材有限公司、自贡华兴建材有限公司、自贡市澄帆新型建材有限公司等具备相关环保手续及处置能力的建材厂。

各建材厂基本情况见表8.6.1-3.

表8.6.1-3　自贡市境内处置水基钻井固废的建材厂统计表

公司名称	设计消纳水基钻井固废规模（t/a）	环保手续落实情况	是否消纳本次水基岩屑
自贡市万祥建筑材料制品有限公司	80000	已落实	是
自贡瑞竣宏升建材有限公司	100000	已落实	是
自贡煜特建材有限公司	34299	已落实	是
自贡华兴建材有限公司	19200	已落实	是
自贡市澄帆新型建材有限公司	24130	已落实	是
合计	257629	-	-

根据上表统计结果可知，自贡市境内目前有25万t/a的水基钻井固废富余处理能力，而本项最大产生年2026年水基钻井固废产生量为10.73万m^3，产生小于富余处理能力，因此，拟建项目附近具有符合条件的砖厂数家，且具备足够的处理能力处理本井区产生的钻井固废，故拟建项目水基钻井固废去向有保障，技术经济可行。

建设单位针对废水基泥浆、水基钻井岩屑转运采取的管理措施为：

1）项目废渣的转运由相应资质单位承担。

2）转运应建立台账，并按照转移联单登记制度进行转移。

3）运输路线应避开饮用水源保护区、生态红线区、自然保护区、人口密集城镇等特殊环境敏感区。

4）对承包废渣转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

5）废渣转运前应及时通知当地生态环境局，以便生态环境部门监督管理。

项目开工前，建设单位须明确钻井固废处置单位，签订相关拉运及处理协议，钻井固废处置单位须具备相应的环保手续。

建设单位针对废水基泥浆、水基钻井岩屑转运采取的管理措施为：

1）项目废渣的转运由施工单位承担。

2）转运应建立台账，并按照转移联单登记制度进行转移。

3）运输路线应避开饮用水源保护区、生态红线区、自然保护区、人口密集城镇等特殊环境敏感区。

4）对承包废渣转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

5）废渣转运前应及时通知当地生态环境局，以便生态环境部门监督管理。

项目开工前，建设单位须明确钻井固废处置单位，签订相关拉运及处理协议，钻井固废处置单位须具备相应的环保手续。

（2）油基钻井固废

项目产生的油基钻井固废应按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、生态环境部《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告2021年第74）号、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关规定，并参照《非常规油气开采含油污泥处理处置技术规范》（SY/T7481-2020）中相关要求，全过程全时段管理危险废物的产生、收集、贮存、运输、利用、处置情况。

钻井过程中将从井底排出油基泥浆及岩屑混合体，经振动筛后分离产生油基岩屑和油基泥浆，油基泥浆储存于泥浆罐中，全部回用于油基泥浆钻井液配制，含油岩屑先进行离心减量，分离出的油基泥浆经处理后回用于油基泥浆钻井液的配制，而油基岩屑则利用油基岩屑收集罐体收集暂存于废物暂存间，定期交有危废处置资质的公司进行处置。场内危废暂存时间不超过3个月。

危废暂存间按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求设置，满足“四防”措施，并设置相应的标识标牌。拟建工程油基岩屑处理方式和暂存场所满足《非常规油气开采含油污泥处理处置技术规范》（SY/T7481-2020）要求。

要求建设单位严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》

（HJ2025-2012） 及《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《废矿物油回收利用污染控制技术规范》 （HJ607-2011）、《非常规油气开采含油污泥处理处置技术规范》（SY/T7481-2020）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部部令第23号）及《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关规定做好收集、暂存和转运工作。

A危险废物的收集作业

①根据收集设备和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危险废物进行登记，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

④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。

⑤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。

B危险废物贮存

项目危险废物主要为油基泥浆钻井阶段产生的油基岩屑和设备维护产生的少量废油。各钻井平台产生的危险废物在清洁化操作平台内设置的危险废物暂存间暂存。油基岩屑储存设施基本情况见表8.6.1-4.

每个钻井工程设置20m³油基岩屑收集罐2个，位于固废暂存区内危废暂存间

表8.6.1-4　单个井场危废贮存设施基本情况表

序号	贮存设施名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危险废物暂存间	油基钻井固废	HW08	072-001-08	各井场前场	总占地20m²，场地合建	2个20m³油基岩屑收集罐	40m³	30d

项目危险废物储存间按照《危险废物贮存污染控制标准》

(GB18597-2023）相关要求设置。

①贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施；

②采取防风、防雨、防晒和防止危险废物流失、扬散等措施；

③贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆；

④贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置；

⑤及时清运贮存的危险废物，实时存量不应超过3t。

C.危险废物转运

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令 总局令 第5号）等相关环境管理要求，含油岩屑和废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

D. 周边危废处置能力分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）“环评阶段暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”本评价重点从四川境内具备危废HW08 072-001-08油基岩屑危废处置能力资质单位分布和处置能力情况，给出

本项目油基岩屑处置建议。

根据四川省生态环境厅四川省危险废物经营许可企业名单查询可知四川省内具有处置HW08（072-001-08）能力的企业见下表。

表8.6.1-5　四川省内HW08（072-001-08）危废处置能力统计表

资质单位	所在地	证书号	经营规模
自贡金龙水泥有限公司（集中经营模式）	自贡市荣县双石镇	川环危第510321083	70000t/a
中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司	自贡市循环经济产业园	川环危收第510311098号	100000t/a
南充嘉源环保科技有限责任公司	南充市嘉陵区河西镇化学工园嘉南大道	川环危第511304071	62500t/a
预处理企业：四川纳海环境有限公司 水泥窑协同处置企业：四川利森建材集团有限公司	德阳市什邡市洛水镇	川环危第510603060	84904 t/a
预处理企业：江油诺客环保科技有限公司 水泥窑协同处置企业：四川国大水泥有限公司	四川省绵阳市江油市含增镇界池村	川环危第510781076	99880 t/a
四川省兴茂石化有限责任公司	四川省遂宁市大英县经济开发区	川环危第510923077	30000 t/a
珙县华洁危险废物治理有限责任公司	宜宾市珙县巡场镇余家村余箐工业园区	川环危第511526078	249932 t/a
中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司	攀枝花市仁和区	川环危第510411051号	24850t/a
中节能安岳清洁技术发展有限公司	资阳市安岳县李家镇	512021106	32500t/a
成都兴蓉环保科技有限公司	成都市龙泉驿区	川环危第510112052号	90000t/a
四川华洁嘉业环保科技有限责任公司	宜宾市临港经济技术开发区	川环危第511502058号	200000t/a
内江瑞丰环保科技有限公司	内江市威远县	川环危第511024057号	238000t/a
四川奥涵环保科技有限公司	四川省成都市大邑县	川环危收第510129--004号	5000 t/a
四川皓顺环保科技有限责任公司	成都市双流区西南航空港经济开发区	川环危收第510116--003号	5000 t/a

四川友源环境治理有限公司	德阳市什邡市经济开发区（北区）	川环危收第510682--002号	5000 t/a
四川广阳环保科技有限公司	广汉市小汉镇	川环危收第510681013号	40000 t/a
四川绿艺华福石化科技有限公司	眉山市彭山区	川环危收第511403063号	50000 t/a
四川绿之峰科技发展有限公司	犍为县孝姑镇	川环危收第510131069号	70000 t/a
乐山高能时代环境技术有限公司	乐山高新区犍为新型工业基地静脉产业园区	川环危收第511123086号	40000 t/a
四川永津环保技术有限公司	四川省遂宁市大英县工业集中发展区	川环危收第510923088号	96000 t/a
绵阳东江环保科技有限公司	四川省绵阳市玉皇镇	川环危收第510703090号	10000 t/a
四川格润中天环保科技有限公司	绵阳市盐亭经济开发区	川环危收第510723095号	14000 t/a
成都川蓝环保科技有限责任公司	成都经济技术开发区（龙泉驿区）	川环危收第510112--001号	5000t/a
四川亿隆环保科技有限公司	四川达州市宣汉县中国（普光）微玻纤新材料产业园	川环危收第511722103号	50000t/a
四川安瑞环境治理有限公司	泸县经开区神仙桥产业园区	川环危第510521112号	100000t/a
四川华鼎环保科技有限公司	巴中市经济开发区兴文街道办事处	川环危收第511971--013号	5000t/a
总计			**1912566t/a**

根据对危废资质单位的调查，省内可处理油基岩屑的危废单位较多，而且处理量大，本环评建议优先选用与项目较近的有资质的危废处置单位处置本项目所产生的油基岩屑和其他危废。

针对油气开采产生大量废油基泥浆、钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中指出：“鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的

油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑得到及时、合法、合规的妥善处置

（3）废油、废棉纱/手套

项目钻井过程中产生的废油量少，经站内收集后交由有危废处置资质单位处理。同步产生的废油桶用于收集废棉纱/手套，收集后暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置。项目在钻井过程中，废油的处置严格按《废矿物油回收利用污染控制技术规范（HJ607-2011）》的有关要求，落实废油的收集和防治污染措施，具体包括：

1）废油收集池采取有效的防雨淋等措施，防止由于降雨等造成废油外溢至环境中，造成污染事件的发生。

2）废油收集容器应完好无损，没有腐蚀、污染、损毁或其他能导致其使用效能减弱的缺陷。

3）废油收集过程产生的废旧容器应按照危险废物进行处置，仍可转作他用的，应经过消除污染的处理。

4）废油应在产生源收集，不宜在产生源收集的应设置专用设施集中收集。

5）井口附近区域采用硬化地面。

6）现场沾染废矿物油的泥、沙、水全部收集。

7)废油的转运要用密闭容器盛装，避免运输过程中造成废油的外溢，污染环境。

（4）生活垃圾

生活垃圾处置要求：钻井施工单位应对储存在池中的生活垃圾等进行清理，并送当地城镇生活垃圾收集系统。并做好垃圾收集坑的防渗漏处理。

（5）废包装材料

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

综上，拟建项目产生的固废采取上述分类收集、分类处置的措施后，可合理处置各类固废，对周围环境不会造成污染影响。

8.2.4.3 地面工程施工

施工过程中产生的废包装材料部分由施工单位回收利用，部分由施工单位严格按照HSE管理模式进行集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运，按相关规定进行妥善处置。废泥浆经现场设置的泥浆池过滤后循环利用，施工结束后剩余泥浆晾干后，使用罐车运往附近砖厂综合利用。

8.6.2 营运期固体废物处置措施

（1）除砂器内件（附着有岩屑杂质）

各采气站/集气增压站原料气经节流后进入除砂撬进行除砂，除去岩屑杂质，由于岩屑杂质附着于除砂器内件上，故除砂器内件需定期更换，由厂家更换内件时一并回收处置，不在站场内暂存，不会造成环境影响。

（2）检修/清管废渣

各采气站/集气增压站清管过程中会产生少量的检修废渣、清管废渣，主要含有Fe_2O_3，属于一般固废，统一暂存于站内，定期交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。固废得到综合利用，对环境影响较小。

（3）废药剂桶、废包装材料

各采气站/集气增压站使用缓蚀剂、抑制剂会产生废药剂桶，集气站中心水池采用药剂处理返排液会产生废药剂桶，废药剂桶均为一般固废，统一暂存于站内，由厂家统一回收利用。固废得到综合利用，对环境影响较小。

（4）集气增压站废润滑油、废油桶

集气增压站装置维护保养产生废润滑油，属于《国家危险废物名录》中所列危险废物（HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码900-217-08）；废油桶属于《国家危险废物名录》所列危险废物（HW08其他废物，废物代码900-249-08），收集暂存于危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。固废得到合理处置，对环境影响较小。

（5）集气增压站生活垃圾

集气增压站综合值班房生活垃圾收集于生活垃圾收集点，及时由当地环卫部门收集处理。生活垃圾得到合理处置，对环境影响较小。厨房产生的餐厨垃圾采用专用收集桶收集，然后委托有资质单位处置。

（7）集气增压站中心水池污泥

由于前期钻井施工使用油基泥浆体系进行施工，井筒内剩余压裂返排废水中含有少量油基泥浆体系残留石油类，因此清捞的中心水池预沉池污泥为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2021版）中危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码900-210-08），由专业资质的单位清捞后由建设单位交有资质单位进行处置。污泥得到合理处置。

（8）脱水站后过滤器废滤芯

活性炭吸附处理返排液中油类物质，后过滤器更换产生的少量废滤芯不含油料，属于一般固废。更换周期约3年/次，该部分由厂家回收处置。

（9）脱水站预过滤器废滤芯、废活性炭

TEG（三甘醇）溶液过滤器预过滤器、活性炭过滤器更换产生的少量废滤芯、废活性炭，TEG溶液过滤器位于三甘醇溶剂贫液吸收完原料气中的返排液后，进入后续贫富液换热器和精馏柱之前进行砂砾杂质和油类物质的吸附，保证后续装置不易堵塞。属于危险废物，危险废物类别为HW49，危险废物代码为900-041-49。更换周期约2年/次，收集暂存于危险废物暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。

拟建项目集气增压站、脱水站均设置1座危险废物暂存间，占地面积10m^2，用于站内危险废物的暂存。

综上，拟建项目运营期各场站固废处理措施均为天然气开发项目中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气开采项目中广泛应用，各节点固废均能做到妥善处置，不外排，不改变区域环境功能，固废处理措施合理、可行。

8.6.3 退役期固废处置措施

气井闭井后，对废弃采气树、井台和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼

进行封堵。井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交有危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其它垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定的建渣场处置，报废设备和管道交厂家回收。

8.7 土壤污染防治措施

拟建项目土壤污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

8.7.1 源头控制措施

（1）项目各平台选用全井段套管保护+水泥固井工艺。在设计表层导管段（清水钻深度应至少大于200m）用清水钻井以避免重点关注的表层含水层、土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止土壤被地层其它流体或钻井泥浆污染；本项目采用较清洁的水基泥浆，采用套管和水泥固井防止地下水、土壤污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入土壤。

（2）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水完全无外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的几率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染土壤环境。

（3）测试放喷阶段产生的压裂返排废水由放喷管排入燃烧池，在燃烧池内废水达到燃烧池容积的80%时，水质达到回用要求的压裂返排废水通过密闭罐车运至其它井场回用，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到回注水质标准后回注，不外排。

（4）每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染土壤。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有

效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

（5）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

（6）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或燃烧池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或燃烧池。

（7）压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。

（8）各井场井站采取分区防渗措施，尽可能减少污染物进入土壤；

（9）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不知容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。

（10）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对土壤影响降到最低限度。

（11）钻前施工场地平整及管线管沟开挖产生的剥离表层土堆存于表土堆场内，钻井结束及管沟回填后用于场地临时占地的复垦表层用土。钻前剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失；管沟开挖采用有效保护耕作层，管沟开挖应分层开挖、分层堆放、分层回填，管道施工作业带内只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

（12）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响周边土壤环境。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对土壤环境的影响。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

8.7.2 过程防控措施

根据天然气开采行业项目特点与占地范围内的土壤特性，按照相关技术要求，本项目主要针对通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤而采取的过程防控措施。主要包括：

（1）对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置防雨棚，废油暂存区、发电机均设在活动房内，方井周边、燃烧池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置0.5m高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置0.15m高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；燃烧池最低面墙设置不低于0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集酸坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集酸坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

（2）采取分区防渗措施，根据天然气钻井井场在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将各井场划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区：对危废暂存区、油罐区及围堰、方井区、储存池、中心水池、燃烧池、集酸坑、柴油发电机组区、泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统区（废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、集污罐）、泥浆材料区等进行重点防渗，对双环沟、生态环保厕所均进行一般防渗，办公区进行简单防渗（一般地面硬化）。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生垂直入渗，进入土壤。

8.7.3 跟踪监测计划

本项目井场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每5年内开展1次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的

指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告11.5监测计划章节。

8.7.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险。

8.8 温室气体管控措施

为贯彻《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，落实积极应对气候变化国家战略，强化大气污染防治与甲烷排放控制协同，科学、合理、有序控制甲烷排放，生态环境部联合有关部门制定了《甲烷排放控制行动方案》，方案中对油气田开发企业也提出来了具体要求，具体包括以下内容：“1）强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿立方米；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。2）推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放”。针对方案中提出的要求，本项目拟采取以下措施减少油气田开发过程中温室气体的排放。

（1）减少化石燃料燃烧排放

钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油发电机供电。脱水站选用高效加热炉，节约能量，同时减少天然气消耗量及碳排放量。加热炉燃烧器应具备自动调节、自动监控功能。加热炉选型应依据《石油工业用加热炉能效限定值及能效等级》（GB24848-2010）选择能效等级不低

于 2 级的加热炉，减少天然气消耗量及碳排放量。

（2）减少测试气燃烧排放

根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。建议对测试气进行回收，减少碳排放。

（3）减少各井站甲烷逸散排放

①加强井口装置及脱水站装置的定期维护保养，有效减少 CH_4 的逸散；

②根据需要，不使用或少使用 CO_2 灭火器。

③对老井站事故检修天然气建议点火后燃烧，减少 CH_4 的排放。

（4）减少净外购电力排放

项目主要用能设备的选型、参数和能效等级要求应达到《电动机能效限定值及能效等级》（GB 18613-2020）等标准要求，不低于 2 级能效的产品，并参考《节能机电产品推荐目录》规定来选择高效节能产品。

根据《气田地面工程设计节能技术规范》（SY/T 6331-2013）中规定，对负荷变化较大或调节频繁的三相异步电动机驱动设备宜采用调速装置，建议循环水冷却塔风机、消防水泵、锅炉鼓引风机采用变频调速装置，便于根据负荷情况调整，节约电能，降低碳排放量。

8.9 环保措施及投资估算

本次井区开发涉及多个单项工程建设，为较为准确估算环保投资，本评价采用单项工程环保投资估算法，将本次区块开发所涉及的各单项工程分为钻采平台、集气增压站、脱水站（扩建）、管线工程，分别估算单项工程环保投资，再根据单项工程数量汇总估算环保投资。

拟建项目建设内容包括新建 52 座钻采平台（其中有 22 座已钻或在钻平台不涉及钻井施工期环保投资）、3 座集气增压站，以及扩建 1 座脱水站；另外，新建集气支线 42 条、集气干线 3 条，总长 197.6km；返排液支线 42 条、返排液干线 2 条，总长 188.3km。

经计算，本项目环保投资总计***万元，占总投资 1.1%。

环保投资估算见表 8.9-1~表 8.9-6。

表 8.9-1　单个钻采平台环保投资估算表　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	**大气环境保护措施**		
1	钻前施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
2	柴油机废气	使用轻质柴油，废气设备自带的尾气处理装置处理后通过 3m 高排气筒排放	工程投资
4	测试放喷废气	燃烧池内点火燃烧处理	***
二	**地表水环境保护措施**		
1	钻前施工废水	沉淀池、沉砂池、集酸坑	***
2	井场清污分流	清污分流截排水沟	***
3	洗井废水	回用于配置压裂液，不外排	***
4	压裂返排废水	优先用于本平台钻井配置压裂液，无法回用转运至井区内中心水池（2 座 3 万 m^3，1 座 2 万 m^3）进行处理，采用预沉淀+中间水池+气浮装置处理工艺，回用于其他平台配置压裂液或送手续齐全的污水处理厂处理，现场不外排	***
5	方井雨水	定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水，不外排	***
6	施工废水	简单沉淀（沉砂井沉淀）处理后循环利用	***
7	生活污水	生活区撬装厕所处理后送至临近城镇污水处理厂处理	***
三	**声环境保护措施**		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
2	设备噪声	采用基础减震；优先采用网电，柴油发电机设置带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料	工程投资
3	噪声影响补偿	采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置），对施工噪声影响范围内居民补偿	***
四	**固体废物防治措施**		
1	临时土石方	场内平衡，临时堆场采取水保措施	***
2	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处置	***
3	含油固废	废油桶收集贮存，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求采取三防措施，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或有危险废物处理资质的单位代为处置	***
4	水基钻井固废	泥浆不落地系统处理，废渣收集罐内暂存，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂等）	***
5	油基岩屑	废渣收集罐暂存，交由资质单位妥善处置	***
6	废包装材料	废品回收站回收	***
五	**生态保护措施**		

1	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）		***
2	表土临时集中堆存，并采取水土保持措施		***
3	放喷管线出口位置修建燃烧池，建挡墙减小热辐射。放喷结束后占地恢复		***
六	**环境风险防范措施**		
1	按照钻井、压裂行业规范要求落实工程环境风险防范措施		工程投资
2	制定环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练		***
七	**地下水及土壤污染防治措施**		
1	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等相关技术规范要求分区防渗		***
2	根据本评价制定的地下水、土壤跟踪监测计划实施地下水和土壤跟踪监测		***
3	应急响应和应急供水替代（费用为预留）		***
小 计			***
运营期			
一	**大气污染防治措施**		
1	超压、检修废气	高空排放，放空立管 H=15m、DN150	工程投资
二	**废水污染防治措施**		
1	返排液	由转输泵提升至新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池，中心水池采用分格处理，最终处理达压裂回用水指标后，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置	***
三	**噪声防治措施**		
1	设备噪声	合理布局；控制流速、选用低噪声设备	***
四	**固体废物防治措施**		
1	除砂器内件	由厂家更换内件时一并回收处置	***
2	检修/清管废渣	交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用	***
3	废药剂桶、废包装材料	厂家统一回收利用	***
五	**风险防范措施**		
1	环境风险防范	按照行业规范设置井控装置、环境风险防范措施	***
2	事故防范及应急响应	建立风险管理措施及应急预案	***
六	**环境监测与管理**		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收、跟踪监测	***
小 计			52
总 计			***

表 8.9-2 单个集气增压站环保投资估算表 单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资

施工期			
同表8.9-1 单个钻采平台施工期一~七项			***
运营期			
一	**大气污染防治措施**		
1	厨房废气	油烟净化器净化后引至房顶排放	***
2	超压、检修废气	通过放空管燃烧排放，放空立管 H=15m、DN150	***
二	**废水污染防治措施**		
1	返排液、装置废水、检修废水	中心水池（2座3万m^3，1座2万m^3）进行处理，采用预沉淀+中间水池+气浮装置处理工艺，处理后优先回用于其他平台配置压裂液或送手续齐全的污水处理厂处理，现场不外排	***
2	生活污水	厨房含油废水经隔油预处理后与生活污水一并进入化粪池处理，处理后一并经一体化处理设施（处理能力5m^3/d·座），达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置	***
三	**噪声防治措施**		
1	压缩机等设备噪声	合理布局；选用低噪声设备；压缩机组采用电驱往复分体式，单个分体式均设置有降声罩，压缩机组装置区设置降噪房	***
四	**固体废物防治措施**		
1	废油、废油桶	危废暂存间暂存，面积10m^2，定期交由有危废资质单位妥善处置	***
2	废药剂桶、废包装材料	厂家统一回收利用	***
3	除砂器内件	由厂家更换内件时一并回收处置	***
4	检修/清管废渣	交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用	***
5	生活垃圾	交由环卫部门处置	***
6	中心水池污泥	专业资质的单位清捞后由建设单位交有资质单位进行处置	***
五	**绿化**	厂区绿化、边坡维护	***
六	**风险防范措施**		
1	环境风险防范	按照行业规范设置井控装置、环境风险防范措施	***
2	事故防范及应急响应	建立风险管理措施及应急预案	***
七	**地下水及土壤污染防治措施**		
1	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等相关技术规范要求分区防渗		***
2	根据本评价制定的地下水、土壤跟踪监测计划实施地下水和土壤跟踪监测		***
八	**环境监测与管理**		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收、跟踪监测	***
小 计			***

总 计	***

表 8.9-3　脱水站（扩建）环保投资估算表　　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
运营期			
一	**大气污染防治措施**		
1	脱水加热装置天然气燃烧废气	使用清洁能源，通过15m高排气筒排放	***
2	超压、检修废气	通过放空管燃烧排放，放空立管H=40m、DN400	***
二	**废水污染防治措施**		
1	含TEG废水、分析化验室废水	检修污水池（200m^3）暂存，一并经返排液管线转输至集气增压站中心水池，优先回用于井区内其他平台压裂液配制	***
2	返排液、检修废水	无法回用的转运至井区内中心水池进行处理，处理后回用于其他平台配置压裂液或送手续齐全的污水处理厂处理，现场不外排	***
三	**噪声防治措施**		
1	空压机、脱水装置等设备噪声	合理布局；选用低噪声设备；减震垫、隔音墙降噪隔声	***
四	**固体废物防治措施**		
1	过滤器废滤芯	由厂家回收处置	***
2	预过滤器废滤芯、废活性炭	暂存于危险废物暂存间，面积10m^2，定期交由有相应资质的单位处置	***
3	清管检修废渣	交由环卫部门处置	***
五	**绿化**	厂区绿化、边坡维护	***
六	**风险防范措施**		
1	环境风险防范	按照行业规范设置井控装置、环境风险防范措施	***
2	事故防范及应急响应	建立风险管理措施及应急预案	***
七	**地下水及土壤污染防治措施**		
1	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等相关技术规范要求分区防渗		***
2	根据本评价制定的地下水、土壤跟踪监测计划实施地下水和土壤跟踪监测		***
八	**环境监测与管理**		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收、跟踪监测	***
总 计			***

表 8.9-4　10km集气管线及返排液管线环保投资估算表　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	**大气污染防治措施**		

序号	污染源名称	治理措施	投 资
1	扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	**废水污染防治措施**		
1	施工废水	沉淀池、沉砂池、集污池	***
2	管道试压废水	对废水进行收集，重复使用于相邻管段试压；无法回用的收集后试压废水收集后用于区域施工洒水降尘和绿化用水	***
3	施工人员生活污水	依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放	***
三	**噪声防治措施**		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
四	**固体废物防治措施**		
1	施工废料	截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位清运	***
2	废泥浆	晾干后使用罐车运往附近砖厂综合利用	***
五	**生态保护措施**		
1	青苗赔偿,基本农田及其他临时占地施工迹地恢复等(不含占地补偿费用)		***
小 计			35
运营期			
一	**风险防范措施**		
1	环境风险防范及应急响应	均依托相应采气井站	/
二	**环境监测与管理**		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	***
2	管线巡检	由上游采气井站组织巡检，频次不低于1次/月	工程投资
小 计			***
总 计			***

表 8.9-5　退役期污染防治措施汇总表　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	**大气污染防治措施**		
1	扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	**废水污染防治措施**		
1	管道设备清洗废水	回用于临近钻井	***
3	施工人员生活污水	依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放	***
三	**噪声防治措施**		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	/
四	**固体废物防治措施**		
1	施工废料	废油交危废单位处置，设备尽可能回用，报废的设备由厂家回收	***

序号	污染源名称	治理措施	投 资
五	**生态保护措施**		
1	管道进行封堵，井站占地按照生态修复方案进行，恢复生态原貌		***
合 计			***

表 9.9-6　项目总环保投资汇总表　单位：万元

单项工程		项目数量	环保投资单价	小计
钻采平台	钻采均涉及	30 座	***	***
	不涉及钻井施工期	22 座	***	***
集气增压站		3 座	475	***
脱水站（扩建）		1 座	67	***
	天然气集输管线	45 条，197.6km	***	***
	返排液管线	44 条，188.3km	***	***
退役期		-	-	***
总 计				***

浩力环境

9 总量控制与碳排放建议

9.1 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物五种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

拟建项目钻井施工阶段压裂返排废水和营运期返排液优先回用，无法回用的在中心水池进行储存，定期拉运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置；施工阶段和营运期产生的生活污水经站内预处理后，拉运至临近场镇污水处理厂进行处理。因此本项目不涉及废水现场排放现象，故本评价建议不核定废水污染物总量指标。

拟建项目为天然气开采项目，根据《关于做好固定污染源排污许可清理整顿和2020年排污许可发证登记工作的通知》（环办环评函〔2019〕939号）和《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），本项目实行排污许可登记管理。根据调查，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司在川西、川东北地区各采气站场/集气增压站均无总量控制指标要求，本项目运营期仅涉及脱水站天然气燃烧废气排放，但该装置仅在运营期前期阶段使用，后期阶段无返排液产生则停止使用。另外，各采气站场/集气增压站放空燃烧废气为非正常情况下排放的废气，不申请总量。综上，本评价建议本项目不核定大气污染物总量指标。

9.2 碳排放建议

应对气候变化事关国内国际两个大局，是参与全球治理、构建人类命运共同体的重要平台和实现高质量发展、建设生态文明的重要抓手，同时也是一项事关国计民生的现实任务。习近平总书记多次就应对气候变化问题做出重要指示，在多个国际场合阐述了应对气候变化对构建人类命运共同体的重要性。

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作

用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在运营期间，建议条件允许的情况下，将各井站检修事故废气由直接放散改为点火后燃烧排放，大大减少甲烷所带来的温室效应，同时建议井场上尽可能使用网电发电，减少柴油机废气的产生。

洁力环境

10 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

10.1 社会效益分析

拟建工程的建设在缩小工业用气缺口、缓解民用气压力和提高保证率以及提供就业机会增加项目区居民收入等方面具有重要的社会效益，该工程的建设，是促进周边区域清洁能源使用的重大举措，对于缓解周边区域天然气供需矛盾，优化能源结构，建设环境友好型社会，具有重要意义， 项目的建设符合国家产业政策，将使国内的能源配制更趋于合理，使得全国经济的效益在总体上大大提高，体现出中国能源供需的协调发展战略。

因此，拟建工程是造福人民的幸福工程，在实施西部大开发战略、加快西部地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。项目具有良好的社会效益。

10.2 经济效益分析

拟建项目总投资136.10亿元，本次开发建设33个钻井平台、55个采气/集气增压站，开发产能20亿立方米/年，按照单价2元/m^3，年收益预计达80亿元。本项目经济效益较好，具有较强的盈利能力和偿债能力，在财务上是可行的。

根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值2.650万元；每

万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴640元。因此本项目实施可为社会创造工业产值和节约运煤补贴。80

综上，从内部经济效益和外部经济效益来看， 该工程的投产将井区内天然气资源的优势转化为经济优势，可大大增加地方利税收入，企业也将获得巨大的利润，为该地区带来巨大的天然气化工等方面经济效益。

10.3 环境经济损益分析

10.3.1 环境经济损失分析

拟建项目主要在施工期对生态环境产生影响，从而造成环境损失。针对这些环境损失，结合现有的研究基础，采用一定的模型，同时根据本项目施工期采用的各类环保措施、国家相关的法律法规界定及地方政府的相关要求对本项目施工期环境损失进行货币化衡量。

（1）生态经济损失

拟建项目施工期需要临时和永久占用土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般来说，环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失；间接损失指由土地资源损失而引起的其他生态问题，如生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

根据项目占地类型统计，项目临时占地面积273.75hm^2，其中耕地203.77hm^2，林地44.95hm^2；永久占地面积33.2hm^2，其中耕地25.72hm^2，林地2.57hm^2。按当地占地农业损失估算，临时占地农业损失为1064万元，永久占地农业损失为50万元/年。

（2）大气环境经济损失分析

施工期大气环境影响主要表现为施工占地的扬尘、柴油发电机废气和测试放喷废气等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对大气环境的影响较小。

（3）声环境经济损失分析

施工期声环境影响主要表现为施工场地的机械运转、钻井噪声、柴油发电

机噪声等方面的影响，运营期噪声影响较小，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对声环境的影响较小。

（3）水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为压裂返排废水、生活污水等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对水环境的影响较小。

（4）固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废环境影响主要表现为施工弃土石方、钻井固废、清管废渣、设备废油及含油固废等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对固废环境的影响较小。

10.3.2 环境经济正效益分析

拟建项目的实施将提供清洁的天然气能源，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响、碳减排方面效益显著。

（1）改善大气环境质量

天然气作为清洁能源，可以减少大气污染物产生量，改善环境空气质量，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。燃烧天然气与燃油和燃煤相比，年产生 SO_2、烟尘量和 NOx 量将大大降低，有助于项目市场调整区域能源结构、普及清洁能源使用、改善大气环境质量。

（2）减少污染治理费用

研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 1 亿立方米天然气可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NOx 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本项目预计年产气量为 20 亿立方米/a，以此推算，本项目的实施可减少 SO_2 排放量约 2.42 万 t/a，减少 NOx 排放量约 3.3 万 t/a，减少烟尘排放量约 8.14 万 t/a。

据统计，处理 SO_2、NOx 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，以此推算，本项目的实施可节约 SO_2 治理费 0.3 亿元/a，节约 NOx 治理费 0.42 亿元/a，节约烟尘治理费 0.12 亿元/a。可见，本项目实施可大大减少污染治理费用，具有巨大的环境效益。

（3）促进碳达峰、碳中和目标的实现

碳达峰、碳中和已经成为全球广泛共识，实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，如期实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的目标。清洁能源天然气在能源系统的低碳转型中，发挥着两项潜在重要作用：一是在经济快速增长的发展中国家，由于可再生及其他非化石能源的增速不足以替代煤炭需求，天然气的利用可以减少煤炭的使用，二是天然气结合 CCUS（碳捕捉、利用与封存）技术，实现零碳或近零碳发电。

拟建项目开发产能 20 亿立方米/年，换算成标煤为 266 万吨/年，从燃烧产生二氧化碳排放因子角度考虑，每年可减少 292.9 万吨二氧化碳排放。因此，本项目的实施有利于我国碳达峰、碳中和目标的实现。

（4）降低由环境空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘、肺癌等。污染区（按二氧化硫超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高 9.4‰，肺心病发病率高 11‰。

10.4 小结

拟建项目经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。本项目总投资***亿元，其中环保投资***万元，可实现经济效益达 80 亿元/a，节约治理费用 0.84 亿元/a，减少二氧化碳排放量 292.9 万吨/a，可见，本项目可衡量的环境损失远远小于项目带来的经济效益、环境效益和社会效益。

本项目能有效改善沿线城市及农村天然气供应和储配系统，减少燃煤量和污染物排放量，有利于大气环境质量的改善，有利于沿线城市能源结构的改善和碳达峰、碳中和目标的实现。本项目对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。因此，本项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。

11 环境管理与监测计划

11.1 HSE管理体系

10.1.1 拟建工程HSE管理体系

拟建项目建设管理机构为中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司。结合拟建工程实际，建设单位严格执行中国石油天然气集团公司《健康、安全与环境管理体系 第1部分：规范》（Q/SY 1002.1-2007）、《健康、安全与环境管理体系 第2部分：实施指南》（Q/SY 1002.2-2008）、《健康、安全与环境初始状态评审指南》（Q/SY 1215-2009）等规范要求，建立HSE管理体系，包括员工健康管理、交通安全管理、IIF培训、应急管理、承包商安全管理、事故调查与分析、环境监督与控制等。

在项目的建设和运行期间，所有雇用的的承包商都应该采用HSE管理体系，对项目执行过程中员工健康、安全及环境进行有效管理，并接受拟建工程HSE管理体系，参与无事故无伤害（IIF）和优良作业（OE）的定期培训，达到相应的审计要求。

10.1.2 HSE管理要求

建设单位必须在现有的HSE管理体系及环境监控制度下，对建设项目进行HSE全面管理，保证项目在建设和运营过程中的各项工作都受到有效的环境管理和环境监控。

拟建项目施工活动大多在野外，为最大限度地减少野外施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，建设单位必须制定严格的HSE管理体制，并加强HSE宣传，严格执行各项管理措施，实施各作业环节的HSE审计。

（1）承包商管理

在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监测和监控措施，环保专项资金的落实等。建设单位在与承包商签订经济合同的同时，

应与承包商签订《HSE管理合同》，明确建设单位与承包商的HSE管理权利、责任和义务。

（2）建立有效的HSE管理和应急管理机构

建设方应设专人负责施工作业HSE的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程，制定施工作业的环境保护规定。在实施HSE管理中，建设单位应注意以下几个方面的措施：

①根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工线路的踏勘与清理中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

②施工期期的环保设施运转管理和节水措施。

③监督实施相应作业生产活动的环境监测。

④实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

⑤制定事故应急处理预案，实施应急方案演练。

⑥实行清洁生产管理，不断完善清洁生产措施。

（3）建立完善的环保工作计划

根据项目施工期的特点、所在地区的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，分别制定相应的环保工作计划，计划中要考虑项目建设过程中中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告，要求制定并定期演练事故应急处理预案。

施工前必须制定恢复计划，主要包括：植被恢复、补偿，耕地复耕、地力恢复，野生动植物的保护，水土保持等，并对施工作业区生态恢复情况进行调查等。

（4）严格执行环境监督和审查制度

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

监督施工作业进程和施工作业合同中环保措施的落实。监督内容主要包括：管道施工作业带、施工便道采取的水土保持措施和生态保护措施等。

11.2 环境管理

11.2.1 施工期环境管理

钻井工程对环境的影响主要为施工期，为确保各项环保措施的落实，最大限度减轻施工对环境的影响，工程施工期环境管理由中石油吉林油田川南天然气勘探开发分公司统一负责。

（1）施工期环境管理

①贯彻执行国家环境保护的方针、政策、法律和法规。

②组织制定公司环境保护的规章制度和标准，并检查和督促执行。

③评选环保业绩优秀的施工承包方。施工期对环境的破坏程度与施工方的素质和管理水平有很大关系。为此，环保措施和环境管理应参与招标投工作，在承包方选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要综合考虑施工承包方和HSE表现，应优先HSE管理水平高、业绩好的单位。

④对施工承包方提出明确的环保要求。在承包合同中明确规定有关环境保护条款，如承包施工段的主要环境保护目标应采取的水、气、声、渣、生态保护及水土保持等，将环保工作的执行情况作为工程验收的重要内容之一，要求承包方按照HSE体系要求，建立相应的管理机构，明确人员、职责等，要求施工承包方在施工前，按照其施工段的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报，认可后方可开工。

⑤根据平台不同地段的环境保护目标，负责制定或审核各段施工作业的环境保护监理、监督计划，根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感点，分别提出不同的环境保护要求，制定发生环境事故的应急措施和预案。

⑥监督施工期各项环保措施的落实情况，负责环保工程的检查和预验收，负责协调与沿线各区县环保、水利、国土等部门的关系，以及群众团体的生态

环境保护问题，调查处理管道施工中的环境破坏和污染事故。

⑦审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理方案，监督恢复治理资金和物质的使用；负责有关环保文件、技术资料和施工期现场环境监测资料的收集建档。

⑧监督检查保护生态环境和防止污染设施与管道主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况。

⑨组织开展管道环境保护的科研、宣传教育、培训工作。

（2）施工期环境监理

在施工阶段，业主和施工单位的专、兼职环保人员，应监督施工期环境保护方案的实施情况。

11.2.2 营运期环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染状况

监测站场环境，以便及时掌握环境状况第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除污染事故隐患。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除加强环保设备管理外，尚需狠抓制度落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高部门对环境保护的责任感。

管道运行期，环境管理除做好监督与检查站场各项环保设施运行和维护等工作外，工作重点应针对管线破裂后天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放等重大事故的预防和处理上。环境污染事故不同于一般化学品环境污染，无固定排放方式和地点，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制定相应的事故预防措施、应急预案以及生态补偿措施。

11.3 环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理的理念从事后管理转变为全过程管

理，国家生态环境部要求开展施工期环境监理工作。要求环境监理单位必须在施工现场对污染防治和生态保护的情况进行检查，确保各项环保措施落到实处。对未按有关环境保护要求施工的，应责令建设单位限期改正，造成生态破坏的，应采取补救措施或予以恢复。

拟建工程建议将环境监理机制纳入整体工程监理当中。工程建设单位和当地生态环境部门负责不定期地对施工单位和施工场地、施工行为进行检查，考核监理计划的执行情况及环保措施、水保措施与各项环保要求的落实情况，对施工期环境监理进行业务指导。环境监理人员应代表业主进行日常工程环境监理审核，编制各类监控报告，并将突发性环境问题及时报告业主的环保主管部门以及国家和地方环保主管部门。

11.4 环境信息公开

根据《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令 第31号），排污单位应当通过其网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，其具体公开的信息内容如下：

（一）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（二）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（三）污染设施的建设和运行情况；

（四）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（五）突发环境事件应急预案；

（六）其他应当公开的环境信息。

（七）列入国家重点监控企业名单的重点排污单位还应当公开其环境自行监测方案。

11.5 生态环境监测计划及环境保护监控计划

11.5.1 环境监测计划

11.5.1.1 环境监测工作组织

针对拟建工程环境污染的特点，运行期可不必自设环境监测机构，需要进行的环境监测任务可委托当地环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，采用国家规定的标准监测方法，并按照规定，定期向公司HSE部和有关环境保护主管部门上报监测结果。

11.5.1.2 监测计划

（1）大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2—2018）以及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），监测因子的环境质量每年至少监测一次，因此制定如下大气环境监测计划，大气监测计划见表11.5.1-1。

表11.5.1-1 大气环境监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次
运营期	集气增压站厂界无组织废气	集气增压站厂界	非甲烷总烃、硫化氢	1次/季度
	自205脱水站I重沸器排放口	排气筒	颗粒物、氮氧化物、二氧化硫、格林曼黑度	1次/年
	自205脱水站I灼烧炉排放口	排气筒	颗粒物、氮氧化物、二氧化硫、格林曼黑度	1次/年
	自205脱水站II重沸器排放口	排气筒	颗粒物、氮氧化物、二氧化硫、格林曼黑度	1次/年
	自205脱水站II灼烧炉排放口	排气筒	颗粒物、氮氧化物、二氧化硫、格林曼黑度	1次/年

（2）声环境

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ 1301—2023），拟建项目声环境监测见表见表11.5.1-2.

表 11.5.1-2　噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次
施工期	环境敏感点噪声	投诉平台厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效连续A声级	投诉期间1次，连续两天，昼、夜各1次
运营期	站场厂界及环境敏感点声环境	投诉站场厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效连续A声级	投诉期间1次，连续两天，昼夜各1次
	集气增压站	厂界	等效连续A声级	1次/季度

（3）地下水环境

根据地下水导则和陆上石油天然气导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防控工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）等要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

①监测点布设原则

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164-2020）的要求，地下水监测应按以下原则进行：二级评价建设项目监测点一般不少于3个；在地下水水流上游应设1个地下水背景（或对照）监控井；在项目场地外可能受到影响的地下水环境敏感目标的上游应至少布设1个地下水污染监控井；以取水层为监测目的层，以浅层潜水含水层为主，并应考虑可能受影响的承压含水层；在重点污染防治区加密监测；根据各井区地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井；充分利用现有民井、监测井，污染事件发生后监测井可以作为地下水污染事故应急处置的抽水井；水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责

监测或者委托专业的机构分析。

②监测点位

在本次新建及扩建站场周边上游、侧向和下游各布设1个地下水监测点，位于同一评价范围内钻井可适当减少布点，本项目共布设84个地下水监测点。详见附图37。

③监测项目

水位、pH、耗氧量、硫化物、氨氮、铁、锰、砷、钡、氟化物、溶解性总固体、总硬度、六价铬、挥发性酚类、氯化物、石油类。

如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加监测项目。

4）监测时段与频次

开钻前、后监测1次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次；结合上述监测周期钻井-压裂施工结束后进行一次监测。

运营期建议每半年开展1次，

后期跟踪监测根据后续井区内环境影响后评价要求开展地下水环境跟踪监测。拟建项目地下水跟踪监测频次及监测因子见表11.5.1-3，地下水跟踪监测布点见表11.5.1-4。

表11.5.1-3　地下水跟踪监测计划表

监测阶段	监测时段	监测频率	监测因子
钻井期	开钻前监测一次，完钻监测一次	每次监测1天，每天1次	水位、pH、耗氧量、硫化物、氨氮、铁、锰、钡、氟化物、溶解性总固体、总硬度、六价铬、挥发性酚类、氯化物、石油类
运营期	每半年监测1次		

注：如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加采样监测频次。

表11.5.1-4 本项目地下水跟踪监测点布设一览表

序号	水文地质单元	所属工程	编号	经度	纬度	类型	井径(mm)	井深（m）	与工程相对位置关系	监测点功能
1	沱江左岸	自310井	S5	***	***	机井	160	18	平台西北上游460m	背景值监测点

2			S2	***	***	机井	160	17	平台西南侧向 192m	污染扩散监测点
3			S1	***	***	机井	160	25	平台东南下游 288m	污染影响跟踪监测点
4		自 215H4 井	S3	***	***	机井	160	24	H4 东南上游 120m	背景值监测点
5			S2	***	***	机井	160	18	H4 西北侧向 149m	污染扩散监测点
6			S4	***	***	机井	160	14	平台北东下游 196m	污染影响跟踪监测点
7		自 205H56 井	S9	***	***	机井	160	18	H56 东南上游 328m	背景值监测点
8			S1	***	***	机井	160	15	H56 东南侧向 170m	污染扩散监测点
9			S11	***	***	浅井	160	11	H56 西北下游 245m	污染影响跟踪监测点
10		自 205H68 井	S5	***	***	机井	160	21	平台东南上游 184m	背景值监测点
11			S4	***	***	浅井	160	10	平台西侧侧向 228m	污染扩散监测点
12			S6	***	***	机井	160	23	平台北侧下游 238m	污染影响跟踪监测点
13		自 205H69 井	S2	***	***	机井	160	19	站场西北上游 213m	背景值监测点
14			S1	***	***	机井	160	15	站场北侧侧向 186m	污染扩散监测点
15			S8	***	***	机井	160	15	站场东北下游 154m	污染影响跟踪监测点
16		自 205H73 井	S3	***	***	机井	160	21	平台南侧上游 311m	背景值监测点
17			S6	***	***	机井	160	16	平台西南下游 191m	污染影响跟踪监测点
18			S8	***	***	机井	160	25	平台西侧侧向 77m	污染扩散监测点
19		自 205H82 井	S2	***	***	机井	160	25	平台西北上游 454m	背景值监测点
20			S3	***	***	机井	160	27	平台东北侧向 202m	污染扩散监测点
21			S4	***	***	机井	160	22	平台东南下游 199m	污染影响跟踪监测点
22		自 205H85 井	S9	***	***	机井	160	26	平台东北上游 557m	背景值监测点
23			S1	***	***	机井	160	17	平台西北下游 223m	污染影响跟踪监测点
24			S3	***	***	机	160	27	平台西南侧	污染扩散监

						井			向 94m	测点
25	沱江右岸	自205H64井、自205H65井	S9	***	***	机井	160	22	平台南西侧上游 362m	背景值监测点
26			S1	***	***	机井	160	25	平台东侧下游 120m	污染影响跟踪监测点
27			S5	***	***	浅井	160	12	H64 西北侧向 171m	污染扩散监测点
28			S2	***	***	机井	160	30	H65 东北下游 151m	污染影响跟踪监测点
29		自205H70井	S2	***	***	机井	160	20	平台东北上游 243m	背景值监测点
30			S7	***	***	机井	160	21	平台东南侧向 257m	污染扩散监测点
31			S3	***	***	浅井	300	9	平台西侧下游 232m	污染影响跟踪监测点
32		自205H71	S1	***	***	机井	160	30	平台西北上游 160m	背景值监测点
33			S7	***	***	浅井	300	9	平台东南侧向 240m	污染扩散监测点
34			S6	***	***	机井	160	16	平台东北下游 242m	污染影响跟踪监测点
35		自205H74井	S1	***	***	机井	160	16	平台东北上游 303m	背景值监测点
36			S3	***	***	机井	160	14	平台东南侧向 321m	污染扩散监测点
37			S2	***	***	机井	160	17	平台东北下游 203m	污染影响跟踪监测点
38		自205H77井、自205H89井	S1	***	***	机井	160	24	H77 东北上游 238m	背景值监测点
39			S3	***	***	机井	160	30	H77 西北下游 179m	污染影响跟踪监测点
40			S4	***	***	机井	160	32	H77 西南侧向 296m	污染扩散监测点
41			S11	***	***	机井	160	25	H89 西北下游 188m	污染影响跟踪监测点
42		自205H78井	S2	***	***	机井	160	17	平台西南上游 230m	背景值监测点
43			S3	***	***	机井	160	21	平台东南侧向 181m	污染扩散监测点
44			S1	***	***	机井	160	18	平台西北下游 193m	污染影响跟踪监测点
45		自205H79井	S3	***	***	浅井	300	13	平台东南上游 232m	背景值监测点
46			S4	***	***	机井	160	19	平台东南侧向 381m	污染扩散监测点

47			S13	***	***	机井	160	18	平台西北下游 160m	污染影响跟踪监测点
48		自205H80井、自205H83	S4	***	***	浅井	300	28	H80 东北上游 343m	背景值监测点
49			S5	***	***	机井	160	21	H80 西南下游 533m	污染影响跟踪监测点
50			S3	***	***	机井	160	23	H80 西北侧向 218m	污染扩散监测点
51			S2	***	***	机井	160	15	H83 东南下游 101m	污染影响跟踪监测点
52		自205H81井	S7	***	***	机井	160	21	平台东北上游 216m	背景值监测点
53			S3	***	***	机井	160	24	平台西南侧向 125m	污染扩散监测点
54			S2	***	***	机井	160	27	平台东南下游 309m	污染影响跟踪监测点
55		自205H84井	S6	***	***	机井	160	29	平台东南上游 286m	背景值监测点
56			S3	***	***	浅井	300	16	平台西南侧向 100m	污染扩散监测点
57			S2	***	***	机井	160	26	平台西北下游 77m	污染影响跟踪监测点
58		自205H86井	S8	***	***	机井	160	21	平台东南上游 278m	背景值监测点
59			S2	***	***	机井	160	21	平台东南侧向 79m	污染扩散监测点
60			S1	***	***	机井	160	18	平台东北下游 102m	污染影响跟踪监测点
61		自205H87井	S6	***	***	机井	160	25	平台西南上游 189m	背景值监测点
62			S2	***	***	机井	160	17	平台西北侧向 229m	污染扩散监测点
63			S11	***	***	机井	160	20	平台东北下游 307m	污染影响跟踪监测点
64		自205H88井	S9	***	***	机井	160	18	平台西北上游 377m	背景值监测点
65			S2	***	***	机井	160	18	平台西南侧向 170m	污染扩散监测点
66			S1	***	***	机井	160	21	平台东南下游 216m	污染影响跟踪监测点
67		自205H90井	S2	***	***	机井	160	22	平台西北上游 172m	背景值监测点
68			S7	***	***	机井	160	25	平台东北侧向 198m	污染扩散监测点
69			S1	***	***	机	160	16	平台西南下	污染影响跟

						井			游 130m	踪监测点
70		自 205H91 井	S5	***	***	浅井	300	14	平台东北上游 252m	背景值监测点
71			S11	***	***	机井	160	31	平台东南侧向 1220m	污染扩散监测点
72			S2	***	***	机井	160	17	平台西南下游 161m	污染影响跟踪监测点
73		自 205H92 井	S2	***	***	机井	160	21	平台西北上游 130m	背景值监测点
74			S3	***	***	机井	160	25	平台东北侧向 255m	污染扩散监测点
75			S10	***	***	机井	160	21	平台东南下游 131m	污染影响跟踪监测点
76		自 205H93 井	S2	***	***	机井	160	28	平台东北上游 324m	背景值监测点
77			S11	***	***	机井	160	22	平台西南侧向 769m	污染扩散监测点
78			S5	***	***	浅井	300	11	平台西南下游 213m	污染影响跟踪监测点
79		自 205H95 井	S5	***	***	浅井	300	12	平台东北上游 238m	背景值监测点
80			S4	***	***	机井	160	19	平台北侧侧向 181m	污染扩散监测点
81			S14	***	***	机井	160	26	平台西南下游 149m	污染影响跟踪监测点
82	沿滩	自 308 井	S6	***	***	机井	160	28	平台西北上游 841m	背景值监测点
83			S9	***	***	机井	160	20	平台北侧侧向 613m	污染扩散监测点
84			S2	***	***	机井	160	28	平台东北下游 150m	污染影响跟踪监测点

（4）土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行)》（HJ964-2018）“评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测”，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，详见表 11.5.1-5。

表 11.5.1-5 土壤环境监测计划表

监测阶段	监测点位	监测项目	监测频次
施工期结束	各站场所在位置 各平台周边 200m 范围内的耕地	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡	施工期结束后开展 1 次

运营期	各站场所在位置		1次/年
	各站场周边200m范围内的耕地		
备注：当监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测			

11.5.2 生态监测计划

11.5.1 监测目的

井区开发不可避地对区域内生态系统造成一定的干扰，为科学评估工程建设对区域内生态系统产生的影响，项目运行一定时期后需对周边可能受到项目影响的区域生态现状进行监测，以及时反映陆生生态的变化情况，为进一步减缓工程建设对区域的影响，实时优化或调整保护方案提供科学依据。

2、监测内容

陆生生态监测

（1）植物多样性及植被

①通过植物样方调查植物种类、多度、高度、冠幅、胸径、郁闭度、盖度；

②植物群落类型的结构，包括物种数、物种组成和各物种的相对比例；

③井场附近农作物生长状况及产量。

（2）陆生动物多样性

沿着固定样线调查统计哺乳动物、鸟类、两栖类和爬行类的物种及出现频率。

（3）生态系统和景观

①生态系统类型和结构；

②景观斑块的变化。

由于样方和样线调查不能覆盖全部工作范围，为了对评价区域有更深入的了解和挖掘，可通过访问当地居民、集市等方法对调查结果进行修正。

水生生态调查监测

①水生生物调查：浮游动物、浮游植物、底栖动物、大型水生植物的种群（或种类）、现存量（包括生物量、数量或密度）、优势种、地区分布、生态习性、经济价值等；并且增加大坝下游水体溶解气体含量。

②鱼类调查：鱼类的种类组成、优势种类、分布、生活习性、年产量、饵料来源、鱼类三场分布位置、生态条件等，鱼类区系历史变化情况；特别是珍稀保护和特有鱼类的种类、数量变化情况。

③监测涉水施工作业后水生生态和滩涂湿地的生态恢复情况。

3、监测位置与时间

监测位置：根据工程特点和工程影响区域人居密集的环境特征，主要监测以自然生境为主的直接影响区和可能的间接影响区，兼顾监测受影响农耕地的恢复/变化情况。陆生生态监测位置设置在各工程集中分布区有代表性的施工区域及周边可能的间接影响区。调查时根据工程实际情况在各位点及周边布设固定的监测点。

监测时间：建议运行后的每3~5年在开展后评价过程中进行调查，每次调查时间应考虑植物生长和景观变化的季节性与鸟类的迁徙性等因素。

生态环境点见表11.5.2-1和附图34。

表11.5.2-1　生态监测点位表

名称	地理位置		植被类型	备注	监测对象
	E	N			
陆生生态监测点1	***	***	柏木群系	国家公益林、管线附近	临时用地动植物区系组成、分布及其特点、种群数量、生物多样性的变化，植被恢复措施执行情况等。管线穿越区河流浮游动植物、底栖动物、水生植物及鱼类的组成及分布等。
陆生生态监测点2	***	***	柏木群系	平台附近	
陆生生态监测点3	***	***	慈竹群系	国家公益林、管线附近	
陆生生态监测点4	***	***	麻竹群系	地方公益林、管线附近	
陆生生态监测点5	***	***	构树群系	天然林	
水生生态监测点1	***	***	/	沱江上游	
水生生态监测点2	***	***	/	沱江下游	
水生生态监测点3	***	***	/	釜溪河支流	
水生生态监测点4	***	***	/	釜溪河	
水生生态监测点5	***	***	/	杨柳溪	

水生生态监测点6	***	***	/	柑子溪	

11.5.3 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相关要求，本项目投入生产运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价。基于本项目建设为滚动开发区块，因此可将本项目后评价工作纳入后期产能建设项目回顾性评价中，若后期产能建设项目环评开展时间间隔较长，建议本项目投产3年后开展一次环境影响后评价，以充分了解施工过程中对区域环境影响程度以及施工过程中是否存在环境遗留问题，同时根据运营情况，酌情加密开展环境影响后评价频次。

11.6 总量控制

拟建项目生产废水均外委处置，生活污水环保厕所收集后委托当地城镇污水处理厂处理；运营期各采气站和集气增压站不涉及废气排放，故不申请总量。

11.7 排污许可管理

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，项目属于登记管理，建设单位在建成投产前需按排污许可证申请与核发技术规范要求进行排污许可申报。

11.8 竣工环境保护验收

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第682号修订）、“关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告（国环规环评〔2017〕4号）”的相关要求，项目竣工后，建设单位应当如实查验、监测、记载项目环境保护设施的建设和调试情况，编制验收监测报告，组织成立验收工作组并形成验收组意见，验收合格后依法向社会公开验收报告，登录全国建设项目竣工环境保护验收信息平台，填报建设项目基本信息、环境保护设施验收情况等相关信息。

由于项目建设、开发时序较长，且建设内容、规模较大，为便于后期对部

分已开展项目进行竣工环境保护设施验收监管，拟建项目可采用单项工程、分期工程和整体项目相结合的验收方式。本项目验收检查要求如下：

表 11.8-1　钻前工程完工后检查内容及要求一览表

检查项目及位置	检查内容	验收指标
场地防渗处理	危废暂存区、油罐区及围堰、方井区、储存池、中心水池、燃烧池、集酸坑、柴油发电机组区、泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统区（废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、集污罐）、泥浆材料区等进行重点防渗；双环沟、材料房、环保厕所进行一般防渗；其它可能涉污场地进行简单防渗	确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关防渗级别要求
泥浆不落地及循环系统区域	各井场配套建设的清洁化生产装置、收集处理设备设施安装到位，废水、固废收集储存罐安放到位	满足钻井污染物收集处理不落地要求
燃烧池	尺寸 13×7m，点火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m	满足燃烧池容积要求和选址要求
集酸坑	各井场油罐、泥浆泵等处基础连接排污沟，燃烧池较近区域修筑 20m³ 的集酸坑	满足个数、规格和重点防渗要求
泥浆不落地系统和泥浆循环系统	各井场 1 套，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐等固控设备；包括 40m³废水罐 1 套（1 个隔油罐、2 个沉淀罐、1 个收集罐）、40m³废水备用罐 1 个；水基岩屑堆放场（120m²）、危废暂存间（30m²）、8 个岩屑收集罐（20m³）	满足各类设施种类数量和规格要求
储存池	1 座 500m³储存池	满足设施规格
隔油池	共 7 个，5 个（4m³）位于井场四角、油罐区；10m³、20m³各 1 个，位于生活区	满足设施种类数量和规格要求
生活垃圾箱	各井场和生产区外和生活区建垃圾收集箱 1 个，共计 2 个	满足生活垃圾收集箱个数要求
排水沟	设置双环沟（外环沟和排水沟）疏导雨水实现清污分流	满足清污分流要求
表土临时堆放场	各井场表土临时堆放点表土堆放平整，夯实，表面覆塑料薄膜减少水土流失。	水土流失得到有效控制
场地水土流失控制措施	场地周场围修临时排水沟，井场挡土墙可有效减少水土流失	
井场公路占地补偿及水保措施	对各井场公路占地的旱地进行经济补偿当地农户，道路沿线修建可靠的护坡、堡坎、排水沟等水保措施。	
钻前施工噪声控制措施	各井场夜间禁止施工，防止噪声扰民，避免引起环保纠纷	夜间不施工，无环保投诉
钻前施工污废水	各井场施工废水全部回用，未外排。当地民工为主，不设施工营地，无生活污水外排。	不影响周边水地表水环境
施工期环境管理	各井场设专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境	有效监管

	保护措施	

表 11.8-2　钻井、压裂完井后现场检查内容及要求一览表

项目	验收项目及设施		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度		各井场具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立洗井废水、压裂返排废水、岩屑、泥浆台账，提供完整的交接清单资料备查
	环境风险应急预案		各井场具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制
污染防治措施	废水	洗井废水	回用于配置压裂液
		方井雨水	回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配用水
		压裂返排废水	优先用于同区域钻井配置压裂液，无法回用的废水转运至污水处理厂处理后回注或外排处理
		生活污水	经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理
	废气	柴油发电机废气	柴油机设备自带排气筒排放
		测试放喷废气、事故放喷废气	经点火燃烧
	固废	水基钻井固废	交由有处理能力且环保手续齐备的建材厂进行资源化利用，就近外委处理
		油基钻井固废	交由有危废处理资质单位处置
		废油和含油固废	优先回用，无法回用的交由资质单位妥善处置
		生活垃圾	统一收集，定期按当地环卫部门要求统一处理
		废包装材料	由供应商回收利用
	噪声	施工噪声	对噪声超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施
生态保护	临时占地恢复		各井场严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被。临时占地上的设施搬迁后，拆除基础，进行复垦到原状态
	井站边坡		各井站井站永久占地边坡得到有效管护，水土流失得到有效控制

表 11.8-3　各站场运营期现场检查内容及要求一览表

类别	验收点	验收内容及指标	验收要求
生态	临时占地	水土流失控制率、扰动土地治理率、弃渣防护率、施工迹地恢复率	严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被，施工结束后临时用地恢复原植被
	站场	站场内道路进行硬化，空地绿化	满足硬化和绿化要求
环境空气	脱水加热装置天然气燃烧废气	由各 15m 高排气筒排放	满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准

	应急检修放空废气	采气站经高空排放，放空立管H=15m、DN150；集气增压站通过放空管燃烧排放，放空立管H=15m、DN150；脱水站通过放空管燃烧排放，放空立管H=40m、DN400	满足要求
声环境	工艺装置区	各站场对工艺区设备减振、隔声、消声、吸声、合理布局；压缩机组采用电驱往复分体式，单个分体式均设置有降声罩，压缩机组装置区设置降噪房	场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准；环境噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准
废水	返排液、检修废水	由转输泵提升至新建的返排液管线转输至集气增压站中心水池（2座3万m^3，1座2万m^3），中心水池采用分格处理，最终处理达压裂回用水指标后，优先回用于井区内其他平台压裂液配制，多余部分外运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置	建议废水转运台账，送具备处理能力、环保手续齐全的污水处理厂处置
	脱水站含TEG废水、分析化验室废水	检修污水池（200m^3）暂存，一并经返排液管线转输至集气增压站中心水池，优先回用于井区内其他平台压裂液配制	
	生活污水	拉运至当地城镇污水处理厂处理	
固体废物	除砂器内件	由厂家更换内件时一并回收处置	危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)，一般工业固体废物执行《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。
	废药剂桶、废包装材料	厂家统一回收利用	
	检修/清管废渣	交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用	
	废油、废油桶	危废暂存间暂存，面积10m^2，定期交由有危废资质单位妥善处置	
	中心水池污泥	专业资质的单位清捞后由建设单位交有资质单位进行处置	
	生活垃圾	交由环卫部门处置	
	过滤器废滤芯	由厂家回收处置	
	预过滤器废滤芯、废活性炭	暂存于危险废物暂存间，面积10m^2，定期交由有相应资质的单位处置	
地下水、土壤	工艺区	对各井场运营期工艺区等设备区防渗	满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）防腐防渗要求
风险	各站场	事故风险预防设施和安全标志到位，应急预案演练记录完整	满足风险防范要求

表 11.8-4　站外管线现场检查内容及要求一览表

类别	验收点	验收内容及指标	验收要求
生态	管道施工临时占地	临时动土就近堆放，高开挖区表土装袋堆存，施工结束后施工迹地及时恢复原植被	严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被，施工结束后临时用地恢复原植被
废水	施压废水、施工废水	施工过程设置沉淀池，施试压废水、施工工废水回用于洒水降尘，施工废水回用、试压废水试压废水优先回用，剩余过滤后回用于井站洒水降	施工废水回用、试压废水过滤后回用于井站洒水降尘和绿化用水
固废	站外管线	废焊条和废包装材料等施工废料分类收集，由施工单位回收或外售废品回收站处置，不可回收部分与生活垃圾一并送当地环卫部门处置，施工现场未随意乱扔	全部完成处置，现场无遗留固废
		晾干后使用罐车运往附近砖厂综合利用	全部完成处置，现场无遗留废弃泥浆
		清管废渣交环卫部门处理	全部妥善处置
风险	站外管线	专门人员日常巡视，并做好巡视文字和图片记录，及时发现站外管线环境风险隐患	巡视频次不小于1次/月，措施落实到位

12 结论

12.1 项目概况

“威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）”位于四川省自贡市富顺县、大安区及沿滩区境内，井区面积956.62km^2，开发***组页岩气气层，开发产能20亿立方米/年。

拟建项目建设内容包括新建33个页岩气钻井平台、新建52个采气站场，新建集气增压站3座，扩建集气站2座和自205脱水站1座；新建集气支线42条、集气干线3条、返排液支线43条、返排液干线2条。

拟建项目总投资***亿元，其中环保投资***万元，占总投资1.1%。

12.2 产业政策及规划符合性分析结论

（1）产业政策

拟建项目为页岩气开发工程，为《国民经济行业分类》（GBT4754-2017）中B0721陆地天然气开采，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第1款“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。符合国家产业政策。

（2）规划、政策符合性判定

拟建项目符合《自贡市国土空间总体规划（2021-2035年）》及自贡市“三区三线”最新划定结果相关要求，项目部署的站场及管线均不涉及城市规划及城镇规划区范围；各单项工程不涉及生态保护红线。项目在深化项目环评“放管服”改革、强化生态环境保护措施、清洁生产、污染治理、运行风险及环境管理等方面满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）以及《石油天然气开采业污染防治技术政策》等相关文件要求。

（3）选址合理性判定

拟建项目新建站场及管线占地均不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等环境敏感区。项目部分建设内容涉及永久基本农田，根据《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）、《自然资源部关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2022〕129号）等相关文件要求，拟建项目经批准可占用永久基本农田，开工建设前完善相关土地征收手续，按规定补划永久基本农田。

因此，从环保角度分析项目选址合理。

12.3 环境质量现状评价结论

（1）大气环境

根据区域环境空气质量变化趋势分析结果可知，自贡大气基本污染物中$PM_{2.5}$和O_3存在超标现象，其他基本污染物基本达标，各基本污染物浓度总体呈逐年降低的趋势，环境空气质量逐年得到改善。自贡市2022年属于环境空气质量不达标区，目前已制定《自贡市大气环境质量限期达标规划》，环境空气质量整体呈改善趋势。

大气评价范围内特征因子TSP满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求；非甲烷总烃监测结果浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准；硫化氢监测结果满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值要求。

（2）地表水环境

根据区域地表水环境质量变化趋势分析结果可知，近年来沱江水质可以稳定达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准，各监测因子中COD明显降低，其他因子稳定无明显变化。

根据《2022年自贡市环境状况公报》，沱江(自贡段) 2022年沱江 (自贡

段) 3 个国考断面（李家湾、老翁桥、大磨子）水质均符合 II 类水质要求，李家湾水质为 II 类，同比有所好转；老翁桥、大磨子水质均为 Ill 类，同比均无明显变化。釜溪河 2022 年釜溪河平均水质为良。

本评价影响水体为沱江及其支流，根据本报告评价结果，沱江穿越河段监测断面各监测因子均未出现超标现象，均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准要求，地表水环境质量现状良好。

（3）地下水环境

根据地下水环境质量评价结果可知，评价区内地下水质量总体良好，除锰以外的监测指标均能满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准，现有工程下游地下水均满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准。本次评价监测数据部分监测点出现锰因子超标。根据地下水样品中超标指标的种类及采样点的分布特征分析可知，评价区内锰出现超标，是因当地地质原因所致。

（4）声环境

根据声环境质量现状评价结果，本项目拟建站场和现有站场周边敏感点处昼、夜间环境噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求，声环境质量良好。

（5）土壤环境

根据土壤环境质量现状评价结果，项目所在区域土壤各监测点特征因子pH、石油烃、硫酸盐及钡均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表 2 中风险筛选值要求，调查范围内建设用地所测各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表 1 中风险筛选值要求；调查范围外农用地监测点所测各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值要求。

（6）生态现状

本项目评价范围内植被类型分为森林、灌丛、草丛、农业植被，评价区内

以农业植被为主。评价区植被平均覆盖度为60.21%，植被覆盖度整体一般。根据现场调查，初步确认评估评价区共有维管植物343种，隶属于98科、232属，评价区内未见野生重点保护植物，有2棵挂牌古树分别为核桃和龙眼，2棵未挂牌树均为树龄达100年以上的古树分别为皂荚和银杏。

通过野外调查并整理相关文献资料得知，在评价区内分布有脊椎动物16目49科126种，其中两栖类动物为1目4科8种，爬行类动物共1目6科13种，鸟类11目34科94种种，哺乳动物有3目5科11种。现场调查暂未发现有国家和四川省重点保护野生动物。根据《中国生物多样性红色名录》，评价区有易危动物棘腹蛙、黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇，省重点保护动物有黑水鸡。

对项目工程影响范围的水域进行了现场调查采样，经技术人员鉴定和统计得知，各采样点镜检到浮游植物有蓝藻门、硅藻门、绿藻门、裸藻门和黄藻门共计4门68种；各采样点共检出浮游动物4类35种（属），分别为原生动物16种，轮虫类15种，桡足类2种和枝角类2种；底栖无脊椎动物共有4门24种（属）；评价区水域分布有水生植物12科20属20种；评价区水域分布有鱼类30种，隶属于4目8科。评价范围内内饵料生物种类繁多，区系组成复杂，数量丰富，具有一定的稳定性。

12.4 井区环境影响回顾性评价结论

通过对本井区范围内现有工程进行现场踏勘、现状环境监测及查阅相关资料，区域试采至今，未出现较大环境污染事故，区域内环境质量状况总体较好。

总体而言，现有工程均能够较为认真地执行环境影响评价制度和“三同时”制度，在此前的实施过程中较好的落实了各自环评报告提出的相关环保要求，未发生环境投诉，无明显的遗留环境问题。

12.5 污染物排放情况、环境保护措施及影响结论

12.5.1 施工期环境影响分析结论

（1）生态影响

拟建工程的生态影响主要集中在管沟开挖、管道基础建设、管网敷设等对

自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变，施工占地及工程机械、车辆运输噪音、灯光、振动等对动物的影响。施工时需严格控制施工作业带宽度，加强施工队伍管理；管沟开挖时，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植，可减少植被的破坏量，缩短植被重建的时间；对坡度较大地段，要搞好护坡工程的建设，根据工程段地质情况，分别采取不同的边坡防护措施。施工期结束后，水土保持措施得到实施后，进行植被种植和生态恢复，施工期严格履行各项污染治理措施，采用低噪声设备、运输车辆限速、禁鸣等措施，对生态系统、景观及动植物的影响可接受。

拟建工程穿越河道采用围堰开挖敷设方式进行，围堰开挖对水域主要的影响为施工期间河道开挖、填筑和混凝土养护废水等导致局部水域水体悬浮物浓度增加，影响河流局部河段水质，进而对水生生态造成影响。对水生生态的影响主要表现为小型河流采用围堰开挖，主要的影响为施工期间河道开挖、填筑和混凝土养护废水等导致局部水域水体悬浮物浓度增加，影响河流局部河段水质，进而对水生生态造成影响。施工期间产生施工人员生活污水、施工废水等排放也可能对施工区周边水域产生影响，水质下降对水生生物和鱼类栖息产生不利影响，施工噪声对附近水域鱼类和水生生物产生惊扰。通过合理规划施工时间，选择枯水期施工、避开鱼类繁殖期、对生活污水和施工废水收集处理不外排、进行文明施工教育，施工结束后采取增殖放流措施，本工程施工对水生生态的影响较小。

（2）大气环境

拟建工程各单项工程各阶段大气环境影响范围小，主要表现为单项工程周边小范围的大气环境影响，影响距离一般小于200m范围，且仅表现为污染物浓度的小幅度增加，均控制在当地环境可接受范围内。拟建工程施工期不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境影响可接受。

（3）地表水环境

根据各单项工程废水污染特性，项目各单项工程土建施工废水回用于各场地施工现场，不外排。钻井工程洗井废水、方井雨水全部回用于压裂阶段压裂

液配制，压裂返排废水优先用于本平台钻井配置压裂液，无法回用转运至井区内中心水池进行处理，采用预沉淀+中间水池+气浮装置处理工艺，回用于其他平台配置压裂液或送手续齐全的污水处理厂处理。拟建工程各单项工程各施工阶段产生的各类废水均能得到有效处理，正常工况下无废水外排，对当地地表水环境影响小。

（4）声环境

根据本报告噪声影响预测可知，各平台钻井作业期间不同程度的导致井场周边约300m范围内分散居民点声环境超标，鉴于钻井和压裂作为施工期，且优先采用网电供电，井场除设备均采用低噪声设备外，针对高噪声设备柴油发电机（备用）安置在板房内降噪、泥浆泵、压裂泵车等安装软垫降噪外，对各单项工程施工期内受噪声影响的居民点采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，避免施工噪声扰民。

鉴于天然气产能建设项目环境影响特性，项目钻井、压裂、测试放喷期间，各种作业噪声会对周围农户生活造成一定程度影响，但这种影响持续不长，随着施工作业的结束，当地声学环境将恢复至原有状况，通过采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，在同类型工程项目广泛应用，施工噪声防治措施可行，环境影响可接受。

（5）固体废物环境影响

根据前述各单项工程固废产排污及环境影响分析可知，钻井工程施工期产生的固废主要为钻井施工产生的钻井固废、废油以及生活垃圾等，站场建设和管线施工产生的固体废物主要为施工废料和定向转施工产生的废弃泥浆。水基钻井固废由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的建材厂用作制砖原料使用；废油经废油桶收集，交由有危废处置资质单位处理；油基岩屑交有资质单位处置；生活垃圾定点收集，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；施工期产生的施工废料收集后外售回收利用；定向转施工设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边砖厂综合利用。拟建工程施工期各阶段固体废物均能得到妥善处理，对环境影响较小。

（6）土壤环境

页岩气开发过程中对土壤的影响主要是事故情况下废水或固废处理不当而造成的土壤环境污染，拟建工程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，拟建工程实施对区域的土壤环境影响可接受。

（7）地下水环境

根据本报告地下水预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，拟建工程施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，应第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测清水池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；作好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

12.5.2 营运期环境影响分析结论

（1）大气环境

集气站设置有一套放空系统、脱水站设置有一套放空系统，集气站及脱水站站内设置放空分液罐，检修期间产生的废气和事故超压放空废气经气液分离后通过放空系统点燃排放；各采气站场后场设置有1套放散装置，检修期间产生的废气和事故超压放空废气经放散管直接放散。自205脱水站重沸器加热装置和灼烧炉灼烧环节产生的天然气燃烧废气较少，分别通过15m高排气筒排放。

拟建项目各站场运行过程中无组织排放废气量小，均能满足厂界排放标准要求。站场在设备检修或管道事故情况下，会排放少量天然气，通过放空管点燃排放，拟建工程放空频率很小，对区域环境空气的影响甚微。

（2）地表水环境

拟建项目各站场产生的返排液、清管检修废水、含TEG废水、增压装置废水等优先回用于区域压裂调配用水，剩余部分经集气站中心水池（2座3万m^3，1座2万m^3）进行收集处理，后外运有资质污水处理厂进行处理达标后排放，不在当地进行排放。厨房含油废水经隔油预处理后与生活污水一并进入化粪池处理，处理后一并经一体化处理设施（处理能力5m^3/d·座）处置达标后由罐车拉运至临近场镇污水处理厂处置。

本项目运营期对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）声环境影响分析

拟建项目各站场通过合理的平面布置，对噪声设备安装减震垫，压缩机组采用电驱往复分体式，单个分体式均设置有降声罩，压缩机组装置区设置降噪房等措施减少噪声影响。根据本报告噪声预测结果可知，各站场边界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现扰民问题，项目周边敏感点处声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准。

（4）固体废物环境影响分析

拟建项目需定期对除砂器内件进行更换，由厂家更换内件时一并回收处置；检修、清管废渣定期交有能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用；废药剂桶、废包装材料统一暂存于站内，由厂家统一回收利用；集气增压站废润滑油、废油桶收集暂存于危废暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。固废得到合理处置；集气增压站中心水池污泥由专业资质的单位清捞后由建设单位交有资质单位进行处置。污泥得到合理处置；脱水站后过滤器废滤芯由厂家回收处置；预过滤器废滤芯、废活性炭收集暂存于危险废物暂存间，定期交由有相应资质的单位处置。

拟建项目集气增压站、脱水站均设置1座危险废物暂存间，占地面积10m^2，用于站内危险废物的暂存。

综上所述，拟建项目各站场产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

（5）土壤环境影响分析

拟建项目各站场运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。通过采取各项严格的源头控制措施、分区防渗措施及跟踪监测计划后，各站场运营期通过各类途径污染土壤的可能性较小。

（6）生态环境影响分析

拟建项目临时占地林地被草地替代，造成生物量的减少。施工营地、管线工程剥离区、表土堆放场在施工结束后，立即覆土恢复植被，种植乡土植物种类，最大限度保障群落的生物多样性，尽快恢复裸露地面；对施工占地周边进行植被种植，使工程对生态环境的影响降低到最低程度。项目投入运营后，无直接对水生生态产生影响的因素，项目在施工期因管线穿越河流施工对附近河流的水生生态影响逐渐得到恢复。项目运行期间不会对附近河流的水生生态产生影响。

在落实报告中提出的各项生态保护对策措施后，能够有效减缓本工程对评价区的造成的不利生态环境影响，使工程对生态环境的影响降低至可接受程度，项目建设是可行的。

（7）地下水环境

根据本报告地下水预测分析结果，运营期在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，拟建工程建设对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，应第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测清水池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；作好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

12.6 环境风险评价结论

拟建项目属页岩气区域开发，事故发生对环境可能造成一定影响。施工期钻井技术套管材质、强度、结构设计应满足封固复杂井段需求，钻井过程对泥

浆实时监控，井口防喷器和配套的井控系统应符合钻井设计要求，制定井喷应急预案并储备堵漏剂，页岩气测试放喷引至燃烧池点火，放喷及高风险作业前通知周边500m范围内居民临时撤离。集气管道采取三层PE防腐和阴极保护，管道沿线设置标志桩等警示标识，定期清管以减轻管道内腐蚀，河流穿越处采取套管保护措施。运营期井区内设SCADA监控与数据采集系统，各站场设置远程终端单元、可燃气体检测报警系统、放散系统，井口设置高低压安全截断系统，管线两端设置截断阀系统；加强站场及管线巡检，制定突发环境事件应急预案，定期开展应急培训与演练。通过按行业规范要求和环评要求进行风险防范和制定应急措施，可将该项目环境风险机率和风险影响降至最低，项目环境风险值是可以接受的。

12.7 环境管理与监测计划

建设单位应做好施工期及运营期环境管理工作，对废气、噪声以及周围地下水、土壤环境进行定期例行监测，以便掌握设施运行及处理效果，确保污染治理设施正常运行。验收监测及例行监测均委托有资质的环境监测单位承担。

12.8 总量控制

拟建项目生产废水均外委处置，生活污水环保厕所收集后委托当地城镇污水处理厂处理；运营期各采气站和集气增压站不涉及废气排放，故不申请总量。

12.9 公众意见采纳情况

根据《环境影响评价公众参与暂行办法》（生态环境部令第4号）相关要求，建设单位在正式委托环评单位展开环评工作7日内，于2023年11月16日在自贡在线网站进行了第一次公示。

征求意见稿编制完成后，建设单位于2024年3月18日-4月2日在自贡在线网站进行了征求意见稿公示，同时在所涉村镇人民政府或村委会公示栏张贴公示；并分别于2024年3月20日和2024年3月25日在《四川经济日报》进行两次公示。

建设单位向生态环境主管部门报批项目环境影响报告书前，于2024年4

月7日在自贡在线开展拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明全文公示。

建设单位在进行第一次和征求意见稿公示阶段，均未收到公众来电、来函关于拟建项目的反馈意见。

12.10 综合评价结论

“威远页岩气田自205井区开发项目（吉林油田配置区）”符合国家和地方现行产业政策和相关规划，有利于区域能源结构和环境质量的持续改进，项目选址选线避开了各区域城镇发展用地及各环境要素敏感区，选址选线合理；项目采取有效生态环境保护措施及污染防治措施后对环境的影响可以接受，环境风险可控。从环境保护的角度分析，拟建项目生态环境影响可行。

12.11 建议

（1）加强对井站周边居民的宣传工作，强化应急演练。

（2）使用当地电网替代柴油发电机，降低噪声影响，并减少燃油废气的排放。

（3）加强施工队伍的管理，严格控制施工作业带宽度，减少对生态环境的破坏，施工结束后及时进行恢复。

（4）尽量避开雨季施工，特别是河流穿越施工。

（5）建议应采用户外广告、招贴画、广播等形式，大力宣传野生动植物保护法律、法规。

（6）鉴于管道风险事故的危害性，应加强对沿线居民的宣传、教育，与地方政府密切联系，共同营造管道安全生产的良好环境。制定完善的管道事故应急预案。

（7）加强与周边居民的沟通，检修和事故放空前对沿线居民进行提醒和警示，必要时进行疏散，保障周边居民的生命财产安全。