自210井区区块产能建设工程

环境影响报告书

（公示本）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

西南油气田分公司蜀南气矿

评价单位：重庆渝佳环境影响评价有限公司

二零二一年八月

概　述

1 项目由来

中国石化、中国石油积极推进页岩气勘探开发，大力开展国家级页岩气示范区建设，取得焦页 1 井等一批页岩气重大发现井，率先在涪陵、长宁-威远和昭通等国家级示范区内实现页岩气规模化商业开发。西南油气田分公司已在川南地区----------在长宁和威远地区获得页岩气规模效益开发，----------在威远东已实现商业开发、泸州取得商业突破。为评价核心建成区外围---------优质页岩的厚度、储层品质，以及水平井产能，相继部署了自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井等，通过勘探证实，该区页岩气资源较落实。

结合《页岩气发展规划（2016-2020 年）》和中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司的开发部署，威远勘探开发区（位于四川省和重庆市境内，包括内江-犍为、安岳-潼南、大足-自贡、璧山-合江和泸县-长宁 5 个区）目的层为----------富有机质页岩。截止 2020 年 5 月，威远建产区相继投产页岩气井------，日产气----------m^3/d，累计产气----------m^3。

2017 年编制了《威远页岩气田年----------开发方案环境影响报告书》，项目包括----------三个井区作为建产区，总面积--------^{2}，位于四川省威远县、资中县、荣县境内。-------- 上属于四川盆地-------- ---的-------- ------，为一大型的-------- -构造。该环评未包括本项目所在自 210 井区区块。

与本项目区块相邻的自 201 井区内目前共投产 7 口井：[redacted]。2018 年编制了《威远页岩气田年----------开发方案-自 201 井区地面配套工程环境影响报告表》。该环评未包括本项目所在自 210 井区区块。

结合《页岩气发展规划（2016-2020 年）》和中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司的开发部署，中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿在威远建产区自贡境内自 210 井区区块部署了自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213

井、自215井、自216井勘探评价井钻井工程。所属探矿权为----------（-------- ----------）。目的地层为--------。目前已经部分完成了钻井工程，部分在钻井工程中。其中自211井2020年12月19日实际测试----------m^3/d。其他各井设计预测测试产量约在----------m^3/d。根据威远-长宁地区页岩气组分数据分析以及自211井气分析报告。预计各井甲烷含量高，重烃含量低，含少量氦和氢，不含硫化氢，天然气成熟度高。

为加快推进页岩气勘探开发，增加清洁能源供应，优化调整能源结构，满足经济社会较快发展、人民生活水平不断提高和绿色低碳环境建设的需求，加快威远勘探开发区---------气藏的开发建产工作。开展探矿成果试采，中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿拟实施“自210井区区块产能建设工程”。取得了立项文件（蜀南矿质[2021]2号）。

2 自210井区区块现有工程、区块性质、产能建设工程主要内容、依托区块外设施

根据立项文件（蜀南矿质[2021]2号），自210井区区块所属探矿权为----------（-------- ----------）。

（1）自210井区区块现有工程

钻井工程：自210井、自211井、自212井、自213井、自215井、自216井钻井工程（均已单独完成环评审批）。

采气井站：自212井站，试采规模为$6\times10^4m^3/d$。（在建，完成环评审批）。

管线：自212井～自205井站集气管线12.8km。（在建，完成环评审批）。

回注站：自23井回注站，设计回注能力为$200m^3/d$。（已开展环评及验收，已投运）。

（2）区块性质

区块内主要为现有的勘探井转为生产，未开展过区块环评。区块内各钻井工程已经完成了环评，自212井建设工程已经完成了环评。自23井完成了环评及验收，属于已经实施。综上，总体区块属于新的井区开发，属于新的区块，但是又包括现有的项目，兼有老区块的特性。

（3）产能建设工程主要内容

新建自 210 井、自 211 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井站共 5 采气站场座。合计产能 34×10⁴m³/d。其中自 211 井、自 216 井站含 LNG 撬装装置各 1 套，合计 LNG 产品规模 200m³/d。新建自 210 井站～自 201 井站、自 215 井站～自 213 井站、自 213 井站～张邓线集输管线合计约 17km。项目新增页岩气产能 34×10⁴m³/d，其中页岩气产量 18×10⁴m³/d，LNG 产品规模为 200m³/d。本项目实施后自 210 井区总产能规模将达到 40×10⁴m³/d。具体建设方案如下：

①新建自 210 采气井站 1 座，试采规模为 6×10⁴m³/d，新建自 210 井～自 201 井站集气管道，全长约 7.5km，依托自 201 井站。

②新建自 211 采气井站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，配套建设 LNG 撬装装置 1 套，采用 LNG 拉运方案，LNG 产品规模 100m³/d。

③新建自 215 采气井站 1 座，试采规模为 6×10⁴m³/d。新建自 215 井～自 213 井集气管道，全长约 9km。

④新建自 213 采气井站 1 座，试采规模 6×10⁴m³/d，接收自 215 来气 6×10⁴m³/d。新建自 213 井～张邓线原料气管道约 0.5km。

⑤新建自 216 采气井站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，配套建设 LNG 撬装装置 1 套，采用 LNG 拉运方案，LNG 产品规模 100m³/d。

（4）依托区块外设施

①自 205 井站及外输管网：区块内在建工程自 212 井建设工程依托自 205 井站新增进站阀组撬（清管收球）一套，截断放空模块依托自 205 井放空系统。接入依托自 205 井站～灵 4 井站集气管线（设计规模 15×10⁴m³/d）1 条。（已纳入自 212 井站建设工程环评并取得批复）

②自 210 井站及外输管网：本次项目自 210 井集输依托新建自 210 采气井站 1 座，试采规模为 6×10⁴m3/d，依托自 201 井新增进站阀组撬（清管收球）一套，截断放空模块依托自 201 井放空系统。接入依托的自 201 井站～自 201H1 井站集气管线（设计规模 10×10⁴m3/d）外输。

3 建设项目特点

（1）本项目属于页岩气开发，属于威远页岩气田，总体属于新的井区开发，属于新的区块，但是又包括现有的项目，兼有老区块的特性。因此评价开展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提出有效防治措施。

（2）预计各井甲烷含量高，重烃含量低，含少量氦和氢，不含硫化氢，天然气成熟度高。环境风险影响相对含硫井更小。

（3）本项目属于天然气开采的地面工程，前期各井勘探评价井，已经单独开展了钻井工程环评并取得了批复，开展回顾性评价。对存在的生态环境问题提出有效防治措施。

（4）运营期生产废水依托自 23 井回注井，不排入地表水体，可有效保护项目区域内的地表水环境。开展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提出有效防治措施。

（5）根据《建设项目分类管理名录》（2021），本项目总体属于新区块，兼有老区块特性，但均涉及永久基本农田、水土流失重点预防区和重点治理区。因此，本项目环评类别应为报告书。

4 环境影响评价工作工程

（1）准备阶段

我公司承担本项目环评工作后，根据建设单位提供的项目资料，确立了如下环评工作思路：

① 编制环境影响评价工作方案；

② 根据项目设计资料，针对页岩气开采内部集输工程建设特点，进行了环境影响识别；对现有工程环境影响进行回顾性监测、评价；

③ 在影响识别的基础上，对项目可能产生的生态环境、环境空气、地表水、声环境等影响和环境风险进行深入分析及预测，并论证工程的环境可行性；

④ 对工程可能带来的环境影响，提出有针对性的环境保护措施和环境风险防控措施。

（2）环境影响评价工作阶段

① 环境敏感区筛查

受到委托后，我单位多次对区域进行了详查，查明区域饮用水源保护区、永久基本农田、水土流失重点防治区、风景名胜区、森林公园、自然保护区等各类环境敏感区。

② 环境现状调查

本评价开展了区块内大气环境、地表水环境、声环境、地下水环境、土壤环境等

现状监测工作。

③ 环境影响评价工作

根据调查、收集到的有关文件、资料，在环境现状调查结果的基础上，对建设项目对各环境要素的环境影响和环境风险进行了分析、预测及评价，提出环境保护措施。

（3）编制环境影响报告书

整理各环境要素的分析、预测成果，评价工程建设对各环境要素的影响，编制环境影响报告书，论证工程建设的环境可行性。

（4）公众参与

评价过程中建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号）开展了公众参与调查并编制说明，将公众参与结论纳入环评结论形成环评报告。

5 相关环境保护法律、法规、标准、政策、规范、规划的符合性判定情况

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《页岩气产业政策》、《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》、《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）、《四川省主体功能区规划》、《页岩气发展规划（2016-2020 年）》、《四川省矿产资源总体规划》（2016-2020 年）。相项目选址不涉及生态红线，符合《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）、《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》、《长江经济带战略环境评价四川省自贡市“三线一单”》等相关管控要求。

6 关注的主要环境问题及环境影响

（1）区块内现有工程的环境影响回顾性分析及改进措施。

（2）管道敷设对沿线的生态影响及减缓措施；重点关注沿线的基本农田。

（3）生产废水依托自 23 井回注井的可行性论证。重点关注生产阶段初期返排出来的气田水量相对较大，依托的可行性。

（4）环境风险影响并提出有效的风险防范和应急措施、确保环境风险可防可控。

7 环境影响评价主要结论

自 210 井区区块产能建设工程符合相关产业政策，符合相关环境保护政策，总体符合相关规划要求，占地不涉及生态红线。通过落实评价提出的污染防治措施和生态

保护与恢复措施，对大气、地表水、声环境、地下水、土壤、生态环境影响小，不改变区域的环境功能，符合区域大气环境改善目标管理要求，环境影响可接受。通过严格按照设计和行业规范作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。项目环境风险是可防控的。项目选址选线环境可行，布局合理，采用的环保措施可行。从环境保护的角度分析，自 210 井区区块产能建设工程是可行的。

1 总 则

1.1 评价目的

（1）根据区域的页岩气资源情况，结合国家相关产业政策、环境政策，相关规划及规划环评，结合环保措施及影响分析，分析论述项目建设的环境可行性。为项目的环境保护行政管理部门提供决策依据。

（2）调查区块内现有工程对生态环境、水、气、声环境、土壤质量影响程度和范围，分析已采取环保措施完善性和有效性，对存在的生态环境问题提出有效防治措施。预测项目区块开发对生态环境、土壤、水、气、声环境以及环境风险影响程度和范围，结合当前技术经济条件，从各井和整个区块开发层面提出减缓不利影响的技术经济可行的污染防治措施和生态保护与恢复措施、风险防范和应急措施。

（3）将环境污染防治对策和生态保护与恢复措施、风险防范和应急措施及时反馈到项目建采和环境管理中，确保污染物达标排放，生态系统良性循环，环境风险可防可控。将不利影响降至最低程度，为拟建项目的稳定生产和环境管理提供科学依据，实现项目建设与区域经济、社会和环境的协调发展。

1.2 评价原则

该项目的环境影响评价将遵循以下原则：

（1）页岩气开采应符合国家、地方有关产业政策、环境政策和法规要求。符合环境准入和生态红线保护要求，满足区域“三线一单”管控要求。

（2）符合地区总体发展规划、页岩气发展规划、矿产资源开发规划以及规划环评及审查意见要求。

（3）污染物达标排放，并实施污染物排放总量控制和达到清洁生产要求。通过提出有效的环保措施、风险防范措施和应急措施，确保环境影响可接受，环境风险可防可控。

（4）科学性、客观公正性。

1.3 编制依据

1.3.1 环境保护法律、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》2015 年 1 月 1 日起施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日修订并施行；

（3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日修改；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日修订并施行；

（5）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2019 年修正）；

（7）《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修改）；

（8）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2016 年 7 月 1 日施行；

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

（10）《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日施行；

（11）《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订并施行；

（12）《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日施行；

（13）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；

（14）《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日修正）；

（15）《中华人民共和国文物保护法》（2017 年修正）；

（16）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年）；

（17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年修正）；

（18）《中华人民共和国森林法》（2019 年修正）。

1.3.3 地方行政规章及规范性文件

（1）《四川省环境保护条例》（四川省第十二届人民代表大会常务委员会公告第 94 号）；

（2）《四川省主体功能区规划》（川府发[2013]16 号）；

（3）《四川省生态功能区划》（2010 年 8 月出版）；

（4）《四川省大气污染防治行动计划实施细则》（川办函[2017]102 号）；

（5）《四川省野生植物保护条例》（四川省第十二届人民代表大会常务委员会公告第 29 号）；

（6）《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019 年修正）；

（7）《四川省〈中华人民共和国渔业法〉实施办法》（2016 年修正）；

（8）《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）；

（9）《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）；

（10）《关于印发<四川省灰霾污染防治实施方案>的通知》（川环发[2013]78 号）；

（11）《四川省人民政府关于印发《四川省生态保护红线方案》的通知》（川府发[2018]24 号）；

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

（13）《四川省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）；

（14）《四川省工矿用地土壤环境管理办法》；

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

（16）《四川省农用地土壤环境管理办法》川环发[2018]89 号（2018 年 12 月 24 日）；

（17）《四川省“十三五”能源发展规划》川府发[2017]12 号（2017 年 7 月 23 日）；

（18）《四川省固体废物污染防治条例（2018 修订）》（2018 年 7 月 26 日）；

（19）《四川省矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 20 日）；

（20）《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》；

（21）《四川省机动车和非道路移动机械排气污染防治办法》；

（22）《四川省《中华人民共和国野生动物保护法》实施办法》

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

（24）自贡市人民政府办公室印发《自贡市乡镇集中式饮用水水源保护区划定方案》的通知；

（25）《自贡市人民政府关于调整乡镇集中式饮用水水源地保护区的公告》；

（26）《自流井区、荣县和富顺县乡镇集中式饮用水水源保护区调整划分方案》。

1.3.2 行政法规、规范性文件

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号）；

（2）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 687 号）；

（3）《中华人民共和国陆生野生动物保护法实施条例》（国务院令第 666 号）；

（4）《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》（国务院令第 645 号）；

（5）《土地复垦条例》（国令第 592 号）；

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

（7）《关于加快建设绿色矿山的实施意见》（国土资规[2017]4 号）；

（8）《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》；

（9）《环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策》（2013-09-25 实施）；

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

（11）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号）；

（12）《土壤污染防治行动计划》（国发[2016]31 号）；

（13）《全国主体功能区规划》（国发[2010]46 号）；

（14）《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）；

（15）《危险化学品安全管理条例》（2011 年 2 月 16 日）；

（16）《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》（环发[2015]92 号）；

（17）《国土资源部关于印发《自然生态空间用途管制办法（试行）》的通知》（国土资发[2017]33 号）；

（18）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》环办环评[2017]84 号；

（19）《“十三五”环境影响评价改革实施方案》（环环评[2016]95 号）；

（20）《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》；

（21）《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）；

（22）《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令第 16 号；

（23）《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》；

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

（25）《环境影响评价公众参与办法》（2018 年 7 月 16 日）；

（26）《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（令部令第 3 号）；

（27）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）；

（28）《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）；

（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）《国家能源局关于印发页岩气发展规划（2016-2020 年）的通知》。

1.3.4 环境影响评价技术规范

（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 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）。

1.3.5 行业技术规范

（1）《QSY 1858-2015 页岩气地面工程设计规范》；

（2）《NBT 14006-2015 页岩气气田集输工程设计规范》；

（3）《集输管道工程设计规范》（GB50251－2015）；

（4）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423－2015）；

（5）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183－2004）；

（6）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048－2016）；

（7）《油气田地面工程建设项目设计文件编制标准》（GB/T50691-2011））

（8）《石油天然气站内工艺管道工程施工及验收规范》(SY0402－2000)；

（9）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628－2005）；

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

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

（12）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（13）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（14）《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)。

（15）《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）；

（16）《石油天然气管道安全规程》（SY/T6186-2007）；

（17）《页岩气平台井站标准化设计》。

1.3.6 建设项目有关资料

（1） 立项文件（蜀南矿质[2021] 2 号）；

（2） 自 210 井区区块产能建设工程相关设计资料；

（3） ----------（-------- ----------）；

（4）《威远页岩气田年----------开发方案环境影响报告书》；

（5） 环境监测报告。

1.4 评价内容和重点

1.4.1 评价内容

根据本项目工程营运期的排污特点，结合项目区域环境特征，本项目环境影响评价的主要内容包括现有工程环境影响回顾性评价、环境现状评价、工程概况与工程分析、生态影响评价、环境风险评价、声环境评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、环境空气影响分析、地表水影响分析、固体废物影响分析、环境保护措施技术经济可行性论证、环境管理和环境监测、环境经济损益分析等。

1.4.2 评价重点

根据工程的特点，评价重点定为工程分析、生态环境评价及生态保护措施、地下水、土壤评价及保护措施、风险评价及风险防范和应急措施、水污染防治措施。

1.5 环境影响因素识别与评价因子

1.5.1 环境影响因素识别

（1）环境对工程制约因素分析

①环境质量

项目地处农村地区，人口密度小，据环境质量现状监测结果及实地调查，评价区环境空气、水环境、声环境和生态环境现状良好，能满足其环境功能的要求，其对工程的制约作用较小。

②自然环境

项目占地主要为耕地，少量占用林地，主要为管道建设临时占地，完工后恢复，对土地资源减少影响有限，但是涉及基本农田需要重点保护；项目所在地不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物古迹、学校以及集中人群等特殊敏感点，制约较小。通过对本项目评价周围的环境现状调查，识别出环境对工程建设的制约因素分析结果见表 1.5-1。

表 1.5-1　　区域环境对工程的制约因素分析

序号	环境要素	制约程度	序号	环境要素	制约程度
1	气候资源	轻度	7	生物资源	轻度
2	地形地貌	轻度	8	生态环境	轻度
3	地质条件	轻度	9	景观资源	轻度
4	地表水文	轻度	10	环境空气质量	轻度
5	土地资源	中度	11	地表水质	轻度
6	水土流失	中度	12	声环境质量	轻度

（2）工程对环境影响因素识别

根据环境现状调查、工程生产工艺和排污状况初步分析，以及本项目产生的“三废”和噪声等可能对当地环境造成污染。项目建设对主要环境要素影响分析见表 1.5-2 所示。

表 1.5-2　　工程建设对环境要素影响分析

影响性质环境要素		有利影响	不利影响	综合分析
自然环境 生态环境	地表水水文		-1	-1
	地下水水文		-1	-1
	矿产资源		-1	-1
	地形、地质		-1	-1
	野生动物		-1	-1
	植被		-2	-2
	景观		-1	-1
	水土流失		-2	-2

环境质量	地表水质		-1	-1
	环境空气质量		-1	-1
	声环境质量		-1	-1
	地下水水质		-2	-2
	土壤环境		-2	-2

注：上表中“+”表示工程排污对环境为有利影响，“-”表示工程排污对环境影响为不利影响。“1、2、3”表示影响小、中、大。

根据表 1.5-2 分析结果，筛选出评价需考虑的主要环境要素为：生态环境、地下水、土壤环境。环境要素影响类型及影响程度见表 1.5-3。

表 1.5-3　工程环境影响要素影响程度分析表

要素		影响程度	影响持续性	可逆性	时限
施工期	地下水	小	与污染源同时存在	可逆	短期
	土壤环境	小	与污染源同时存在	可逆	短期
	生态环境	明显	有后续影响	可逆	长期
运营期	地下水	轻度	与污染源同时存在	可逆	长期
	土壤环境	轻度	与污染源同时存在	可逆	长期
	生态环境	轻度	有后续影响	可逆	长期
服务期满后	生态环境	轻度	有后续影响	可逆	短期

由上述影响识别，生态环境、地下水、土壤是本项目的主要环境影响因素；项目属于页岩气开采地面工程，涉及的土壤、地下水污染源少，影响程度较小。此外，本项目产生的生产、生活废水均不外排，对水环境的影响较小。

1.5.2 环境影响评价因子识别与筛选

环境影响要素识别说明项目对环境空气、声环境、土壤、地下水、生态环境均将产生影响，因此，评价因子主要是从各环境影响评价要素中筛选，以污染影响关联程度大的污染因子作为环境影响分析因子。本评价同环境影响要素识别所采用的方法一样采用矩阵法，工程开发活动的行为按三期划分为施工期、运营期和服务期满后，评价因子筛选详见表 1.5-4。

表 1.5-4　　项目污染因子的识别和筛选表

污染因子 环境影响的关联程度 工程行为	废　气			废　水			噪 声	固 废
	颗粒物	NOX	非甲烷总烃	SS	COD	COD、SS、石油类、Cl-等	Leq	
1.施工期								
站场修建	1	1		1	1		1	1
管道铺设	1	1		1	1		1	1
2.运营期								
地面集输	1	1	1			2	1	1
办公生活	/	/	/	1	1		1	
3.服务期满后								
废弃管道、设备	1						1	1
设施拆除、封井、复垦	1						1	1

注：影响关联程度用级别 1、2、3、4、5 表示，级别 1 为影响轻微，级别 2 表示可以接受，级别 3 表示中等影响，级别 4 表示较大影响，级别 5 表示有严重影响。

1.5.3 评价因子确定

根据表 1.5-3 工程环境影响要素识别及筛选和表 1.5-4 污染因子识别及筛选结果，确定环境质量现状、影响评价的主要评价分析因子如下：

（1）现状评价因子

①地表水：pH 值、COD、氨氮、石油类、硫化物、氯化物；

②环境空气：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、硫化氢；

③声环境：等效 A 声级；

④生态环境：动植物、土地利用、水土流失、生态系统。

⑤地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。八大离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}。

⑥土壤：建设用地《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 》（GB36600）基本项目 45 项 + 石油烃、pH、含盐量。农用地：《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目 8 项 +pH、石油烃。

（2）影响预测因子

①声环境：　等效连续 A 声级；

②环境空气：颗粒物、NOx、非甲烷总烃

③地下水： COD、石油类、氯化物。

④固体废物：土石方、清管废渣、生活垃圾、危险废物。

⑤土壤环境：石油烃、氯化物。

⑥生态环境：土地利用、地表植被、野生动物、水土流失、基本农田、生态系统影响。

⑦环境风险：管道、站场页岩气、LNG泄漏风险；火灾次生污染；气田水泄漏。

1.6 评价标准

根据四川省人民政府、自贡市人民政府的相关文件，地表水、环境空气、声环境执行的环境质量标准和相关环境污染物执行的排放标准分述如下：

1.6.1 环境质量标准

（1）水环境

根据《四川省水环境功能区划》，项目区域属沱江水系，水功能区划为Ⅲ类水体。本项目评价区域管道穿越涉及地表水为旭水河支流，旭水河属于釜溪河支流。水环境功能为 Ⅲ类地表水环境功能区。执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，有关标准值详见表 1.6-1。

表 1.6-1 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准值

序号	污染物	Ⅲ类标准值（mg/L）
1	pH	6~9（无量纲值）
2	COD	≤20
3	硫化物	≤0.2
4	石油类	≤0.05
5	NH3-N	≤1.0
6	氯化物	≤250
备注：氯化物参照集中式水源地补充项目标准值		

（2）环境空气

评价区域为环境空气二类区，执行环境空气质量标准（GB3095-2012）二级标准。其标准值详见表 1.6-2。

表 1.6-2 环境空气质量标准（GB3095-2012） 单位：μg/m³

污染物	平均时间	浓度限值	选用标准
SO2	年平均	60μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	150μg/m³	
	1 小时平均	500μg/m³	
NO2	年平均	40μg/m³	
	24 小时平均	80μg/m³	
	1 小时平均	200μg/m³	
CO	24 小时平均	4mg/m³	
	1 小时平均	10mg/m³	
O3	日最大 8 小时平均	160μg/m³	
	1 小时平均	200μg/m³	
PM10	年平均	70μg/m³	
	24 小时平均	150μg/m³	
PM2.5	年平均	35μg/m³	
	24 小时平均	75μg/m³	
硫化氢	1 小时平均	10μg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0mg/m³	参照《河北省地方标准环境空气质量标准 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）

（3）声环境

评价区属于工业活动较多的村庄，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

表 1.6-3　　声环境质量标准（GB3096—2008）　Leq[dB（A）]

时段 / 声功能区	昼　间	夜　间
2 类	60	50

（4）地下水

本项目所在区域地下水未划分水域功能，本评价按照《地下水质量标准》（GB/T 14848—2017）对地下水质量分类依据，对本项目所在区域地下水质量标准按《地下水质量标准》（GB/T 14848—2017）中的Ⅲ类标准进行评价，标准值见表 1.6-4。

表 1.6-4　　地下水质量标准限值单位：mg/L（pH 无量纲）

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5-8.5	11	镉	≤0.005
2	氨氮	≤0.5	12	铁	≤0.3
3	硝酸盐	≤20	13	锰	≤0.10
4	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	14	溶解性总固体	≤1000
5	挥发性酚类	≤0.002	15	耗氧量	≤3.0
6	砷	≤0.01	16	硫酸盐	≤250
7	汞	≤0.001	17	氯化物	≤250
8	铬（六价）	≤0.05	18	氟化物	≤1.0
9	总硬度	≤450	19	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
10	铅	≤0.01	20	硫化物	≤0.02
21	氰化物	≤0.05	22	石油类	≤0.05（参照地表水）
23	COD	≤20（参照地表水）	24	菌落总数	≤100

（5）土壤环境质量标准

本项目土壤环境敏感区主要为周边耕地基本因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

站场执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB36600-2018）基本项目第二类用地筛选值；

特征因子石油烃执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）其他项目第二类用地筛选值。

pH、含盐量列出监测值。

表 1.6-5　农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）表　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	3.0
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240

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
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	100	150	20	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		20	200	250	300

表 1.6-6　　建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）　单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
1	铜	7440-43-9	2000	18000	8000	36000
2	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
3	镉	7440-43-9	20	65	47	172
4	汞	7439-97-6	8	38	33	82
5	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
6	砷	7440-38-2	20	60	120	140
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3, 106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700

表1.6-7　　建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）　单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选
		第二类用地
1	石油烃	4500

1.6.2 污染物排放标准

（1）污废水

拟建项目营运期气液分离器产生的气田水（返排液）依托自 23 井回注站回注，不外排。

根据自 23 井回注工程环评要求：自贡等地区页岩气气田水及周边气田气田水均应

处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准后，方可拉运至自 23 井回注。因此本项目产生气田水质执行标准：

表 1.6-8 《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）气田水回注推荐水质主要控制指标

pH	6～9
溶解氧*	≤0.5
石油类，mg/L	≤100
悬浮物固体含量，mg/L	≤200
铁细菌（IB）*，个/mL	n×104
硫酸盐还原菌（SRB）*，个/mL	≤25
注 1：“*”表示碳钢油管回注井回注预处理工艺控制执行。 注 2：1＜n＜10，水质分析方法参照 SY/T 5329 的规定执行。	

表 1.6-9 《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准

pH	6～9
SS	≤50mg/L
颗粒直径	≤50um
含油量	≤30mg/L

运营期生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。

（2）大气污染物

施工期大气污染物排放执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）限值要求。

表 1.6-10 《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）

序号	污染物项目	无组织排放监控浓度限值	监测点排放限值（μg/m³）
1	总悬浮 颗粒物（TSP）	拆除工程/土方开挖/ 土方回填阶段	600
2		其他工程阶段	250

运营期水套加热炉、导热油炉执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准。

表 1.6-11 《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014） 单位：mg/m³

污染物项目	燃气锅炉限值
颗粒物	20
SO_2	50
NO_X	200

根据 2017.1.12 环保部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”，因此本项目对燃气发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求，排放浓度参照执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准。

表 1.6-12 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）） 单位：mg/m^3

污染物项目	排放浓度限值
颗粒物	120
SO_2	550
NO_X	240

运行期自 211 井站、自 216 井站非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。

表 1.6-13 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

污染源	污染物项目	企业边界污染物控制要求（mg/m^3）
站场厂界	非甲烷总烃	4.0

（3）噪声

施工期参考执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。营运期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 1.6-14 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

噪声限值	
昼间	夜间
70	55

表 1.6-15 工业企业厂界环境噪声排放标准 Leq[dB（A）]

标 准	昼 间	夜 间
2 类区标准	60	50

（4）固体废物

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB

18599-2020)，采取库房储存，满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。

危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和中华人民共和国环境保护部公告 2013 年(第 36 号) 关于发布《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）污染物控制标准修改单的公告。

1.7 评价时段、评价等级及评价范围

1.7.1 评价时段

环境影响评价时段主要为施工期、营运期和服务期满后三个时段。

1.7.2 评价等级、评价范围

（1）生态环境

本项目所在区域为农村生态环境，站场周边及管线沿线区域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），评价区域属于生态敏感性一般区域。

本项目管道工程总长度为 17km，小于 50km，总占地面积 21.406hm^2（本项目永久占地面积约 5.071hm^2，临时占地约 16.335hm^2）远远小于 2km^2，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》表 1 生态影响评价工作等级划分表，确定本项目生态环境影响评价等级为三级。同时本项目属于页岩气矿开采，不属于露天开采，矿区范围根据地下页岩气资料分布划定，面积大，而本项目仅有地面井站用地占地改变土地利用类型，占地面积约 5.071hm^2，占矿区的面积比例甚微，不会导致矿区土地利用类型明显改变，评价工作等级不需要上调一级。综上，评价等级为三级。

根据《生态影响评价技术导则》生态影响评价范围要求：“生态影响评价应能够充分体现生态完整性,涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。评价工作范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。”

结合本项目特点，生态评价范围为管道沿线 500m以及站场周边 500m。水生生态评价范围为穿越涉水旭水河支流点到下游汇入旭水河河口。

（2）地表水环境

本项目施工过程、运营过程中无废水直接排放，依托自 23 井回注站和周边城镇生活污水处理厂处理。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3－2018） 中关于项目评价等级与评价范围的规定及工程分析，本项目地表水环境影响评价等级定为水污染影响型三级B。

管道敷设要穿越一些小型河流，采用开挖方式，工程完工后恢复河道，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3－2018） “建设项目地表水环境影响评价范围指建设项目整体实施后可能对地表水环境造成的影响范围。”。工程完成后不对河道水文产生影响，因此不进行地表水水文评价，简单分析说明。

（3）地下水环境

①评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，拟建项目为“F、石油、天然气：天然气、页岩气开采”行业类别，属于II类建设项目类别。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）“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并按相应等级开展评价工作。”“线性工程根据所涉地下水环境敏感程度和主要站场位置（如输油站、泵站、加油站、机务段、服务站等）进行分段判定评价等级，并按相应等级分别开展评价工作。”。

本项目线性工程天然气管道输送页岩气，正常情况密闭输送，不会对地下水造成污染影响，风险泄漏的天然气也不会影响地下水水质。主要地下水污染源为站场的气田水储存设施，污染因子为主要为气田水中的 COD、石油类、氯化物。

综上，本次评价不开展天然气管道的地下水评价。主要根据各井场站场判定评价等级和评价范围。

根据现场调查结果和收集的相关资料表明，本项目各建设场地不涉及当地集中式饮用水源的保护区及其准保护区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，也不涉及集中式饮用水源准保护区外的补给径流区和未划定准保护区的集中式饮用水源。部分站场周边居民采用自打水井作为水源，属于分散式饮用水水源。部分站场周边全部使用自来水。

各站场的评价等级判定下表：

表 1.7-1 地下水评价工作等级分级表

站场	环境敏感性	项目类别	评价等级

自 210 井站	较敏感（分散式居民水井）	II类项目	二级
自 211 井站	较敏感（分散式居民水井）	II类项目	二级
自 213 井站	较敏感（分散式居民水井）	II类项目	二级
自 215 井站	不敏感（使用自来水）	II类项目	三级
自 216 井站	较敏感（分散式居民水井）	II类项目	二级

②评价范围

公式计算法：

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

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

式中：L—下游迁移距离；

α—变化系数，取值 2；

K—渗透系数，m/d，引用周边区域抽水试验结果取值，0.108m/d

I—水力坡度，根据区域水文地质调查资料取值；0.005。

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，根据区域水文地质调查资料取值，0.007。

计算结果 L=750m。

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

最终评价范围：结合公式计算法、查表法及自定义法确定本项目地下水评价范围：各站场上游 500m，两侧距离 750m （参照泄漏 5000d 后污染物最大下游迁移距离 ），下游 1km，不超过所处水文地质单元边界。评价范围涵盖了公式计算法计算结果（5000d 后污染物最大下游迁移距离）。各站场的评价等级判定下表。

表 1.7-2 地下水评价范围表

站场	公式计算法参数取值及下游迁移距离	最终评价范围
自 210 井站	结合水文地质图和现场调查，5 个站场均位于丘陵地区，区域主要地下水含水层均为沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水。水文地质条件简单、相似。分布于丘陵区的大部分地区，主要为上沙溪庙组砂岩、泥岩不等厚互层，一般处构造平缓部位，形成中丘宽谷为主的地貌，受风化作用，在地表以下砂岩、泥岩风化	站场上游 500m，两侧 750m 及下游 1km。
自 211 井站		站场上游 500m，两侧 750m 及下游 1km。
自 213 井站		站场上游 500m，两侧 750m 及下游 1km。

自 215 井站	裂隙发育，面裂隙率 3.5%，据钻孔揭露线裂隙率 0.03~0.14%，含水层平均厚度 16~20m。评价引用《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》中对位于自贡境内丘陵区域的钻孔（ZK01-ZK07）抽水实验和渗水实验（IT01-IT09）结果。含水层渗透系数取实验结果最大值 0.108m/d。水力坡度 0.005；孔隙度 0.07。	站场上游 500m，两侧 750m 及下游 1km。
自 216 井站		站场上游 500m，两侧 750m 及下游 1km。

[redacted]

[redacted]













[redacted]



[redacted]

（4）环境空气

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）评价工作等级确定计算公式：Pi =Ci/C0i×100%

Pi-第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%

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

C0i-第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m^3

评价等级判别见表 1.7-3。

表 1.7-3　　评价等级判别表

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

②评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准见表 1.7-4。

表 1.7-4　　评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值（μg/m³）	标准来源
NOx	1 小时值	250	环境空气质量标准（GB3095-2012）二级标准
PM_{10}	1 小时值	450	
非甲烷总烃	1 小时值	2000	
注：采用（HJ2.2-2018）提出的日平均质量浓度限值（以 PM_{10} 计）的 3 倍计			

③估算模型参数

估算模型参数详见表 1.7-5。

表 1.7-5　本项目估算模型参数表

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/℃		40.0
最低环境温度/℃		-2.6
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是　　否
	地形数据分辨率/m	/
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/°	/

④ 污染源排放情况

表 1.7-4　　各井站水套加热炉排气筒点源参数表

井站	排气筒底部中心坐标	排气筒底部海拔高度 H0/m	烟气流速 V/（m/s）	排气筒高度 H/m	排气筒出口内径 D/m	烟气出口温度 T（K）	年排放小时 Hr（h）	排放工况	污染物排放速率 kg/h	
									NOx	颗粒物
自 210 井	[redacted]	338	2.14	8	0.15	473	8760	正常	0.019	0.0024
自 211 井	[redacted]	333	2.14	8	0.15	473	8760	正常	0.019	0.0024

自213井	[redacted]	335	2.14	8	0.15	473	8760	正常	0.019	0.0024
自215井	[redacted]	352	2.14	8	0.15	473	8760	正常	0.019	0.0024
自216井	[redacted]	299	2.14	8	0.15	473	8760	正常	0.019	0.0024

表 1.7-5　各井站非甲烷总烃面源参数表

井站	面源海拔高度H0(m)	面源高度初始排放高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	排放小时Hr（h）	排放工况	评价因子源强（kg/h）
							非甲烷总烃
自210井废水池	338	3	15	10	8760	正常	0.00208
自211井废水池	333	3	15	10	8760	正常	0.00208
自213井废水池	335	3	15	10	8760	正常	0.00208
自215井废水池	352	3	15	10	8760	正常	0.00208
自216井废水池	299	3	15	10	8760	正常	0.00208
自211井LNG撬装装置区	333	3	90	30	8760	正常	0.00075
自216井LNG撬装装置区	299	3	90	30	8760	正常	0.00075

表 1.7-6　各 LNG 撬装装置区排气筒点源参数表

井站	污染源	排气筒底部中心坐标	排气筒底部海拔高度H0/m	烟气流速V/（m/s）	排气筒高度H/m	排气筒出口内径D/m	烟气出口温度T(K)	年排放小时Hr（h）	排放工况	污染物排放速率 kg/h	
										NOx	颗粒物
自211	导热油炉	[redacted]	333	4.57	8	0.3	473	8760	正常	0.16	0.021

井LNG撬装装置区	燃气发电机（单台）	[redacted]		20.3	8	0.4	673	8760	正常	0.623	0.039
自216井LNG撬装装置区	导热油炉	[redacted]	299	4.57	8	0.3	473	8760	正常	0.16	0.021
	燃气发电（单台）			20.3	8	0.4	673	8760	正常	0.623	0.039

⑤ 估算模型计算结果

根据“AERSCREEN”估算模型估算结果。

表 1.7-7　各源估算结果

井站	污染源	NO_X占标率（%）	PM_{10}占标率（%）	非甲烷总烃占标率（%）
自210井	水套加热炉	0.97	0.07	
	废水池			0.96
自211井	水套加热炉	0.98	0.07	
	废水池			0.96
自213井	水套加热炉	0.97	0.07	
	废水池			0.96
自215井	水套加热炉	0.98	0.07	
	废水池			0.96
自216井	水套加热炉	0.96	0.07	
	废水池			0.96
自211井LNG撬装装置区	导热油炉	3.56	0.28	
	燃气发电（单台）	7.32	0.27	
	自211井LNG撬装装置区			0.23
自216井LNG撬装装置区	导热油炉	3.55	0.26	
	燃气发电（单台）	7.01	0.25	
	自211井LNG撬装装置区			0.23

根据以上估计结果，自210、213、215井站以及自211、215井站采气站废水池、水套炉污染物占标率小于1%，大气评价等级为三级。自210、213、215井站不考虑大

气评价范围。自 211、216 井站 LNG 撬装装置区各污染物占标率均未超过 10%，NOX 占标率最大 7.01%，大于 1%，大气评价等级为二级。均不进行进一步预测与评价。自 211、216 井站大气评价范围为站场外 3km。

（5）土壤环境

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A，本项目天然气开采（井场建设）属于“采矿业”中“天然气开采”，为 II 类项目。根据土壤影响途径识别，属于污染类项目。

根据导则“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，并按相应等级分别开展评价工作”、“线性工程重点针对主要站场位置（如输油站、泵站、阀室、加油站、维修场所等）分段判定评价等级，并按相应等级分别开展评价工作。”。

根据项目的特点，拟建项目各站场土壤环境影响类型确定为污染影响型类；占地规模为小型；所在地周边主要为耕地（敏感）。

本项目各站场土壤环境影响评价等级为二级。土壤评价范围为各站场占地范围及周边 200m。

（6）声环境

本项目各站场位于 2 类区，各站场能够厂界噪声能达标，周边敏感点的噪声增加量小于 5dB（A），受噪声影响人口数量少。根据《环境影响评价技术导则一一声环境》（HJ2.4-2009）相关规定，声环境影响评价等级确定为二级。

评价范围为站场、管道沿线外 200m 区域。

（7）环境风险

拟建项目环境风险潜势确定为 III，但本项目涉及多个独立站场，相当于多个厂区，分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。本项目涉及独立的多段管线，分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）进行项目环境风险评价工作等级划分，划分等级见表 1.7-8 。

表 1.7-8　评级工作等级划分表

环境风险潜势	IV+、 IV	III	II	I
自 210 井站				简单分析 a
自 211 井站				简单分析 a

自 213 井站					简单分析 a
自 210 井一自 201 井管道					简单分析 a
自 215 井~自 213 井管道					简单分析 a
自 211 井站	大气			三级评价	
	地表水				简单分析 a
	地下水				简单分析 a
自 216 井站	大气			三级评价	
	地表水				简单分析 a
	地下水				简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。见附录 A。					

大气环境风险评价范围：自 216 井站站场 3 km；自 211 井站站站场 3 km。

1.8 环境功能区划、环境敏感区、环境保护目标

1.8.1 环境功能区划

（1）环境功能区划

本项目区域涉及为四川省自贡市荣县、富顺县、贡井区，所在区域处于农村地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），环境空气功能区属二类区。根据《四川省水环境功能区划》，项目区域属沱江水系，水功能区划为Ⅲ类水体。 评价区属于工业活动较多的村庄，属于 2 类声功能区。

（2）生态功能区划

根据《全国生态功能区划》，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-01-22 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》，涉及四川省自贡市荣县、富顺县、贡井区。

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

——Ⅰ2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区。

农田、城市和水生态系统为主。主要生态问题：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。生态功能：城镇与农业发展，水环境污染控制。生态建设与发展方向：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。

1.8.2 环境敏感区

本项目评价范围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）。本项目不涉及生态红线。

本项目自 216 井距离最近青山岭森林公园 5.5km。详见附图 15。

自贡市县级及以上集中式饮用水水源地保护区 3 个（荣县双溪水库水源地、沿滩区碾子滩水库水源地、富顺县镇溪河高硐堰水源地），本项目均不涉及。

根据《自流井区、荣县和富顺县乡镇集中式饮用水水源保护区调整划分方案》本项目周边相对较近的饮用水源保护区如下表：

表 1.8　周边相对较近的饮用水源保护区及划分情况

序号	水源地名称	所在乡镇（街道）	取水口	一级保护区		二级保护区		准保护区		备注
				范围	面积（平方千米）	范围	面积（平方千米）	范围	面积（平方千米）	
1	上游水库	荣县鼎新镇	29°17′20.62″N，104°29′35.40″E	水域范围为水库正常水位线（351.2 米）以下的全部水域范围；陆域范围为一级保护区水域外 200 米范围内的陆域，但不超过流域分水岭范围。	4.154	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）	3.26	/	/	小型水库
2	上游水库	富顺县童寺镇	29°28′29″N，105°11′05″E	水域范围为水库正常水位线（315 米）以下的全部水域及湯马河自入库口上溯 200 米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 200 米范围内的陆域，但不超过流域分水岭和水库东侧村道范围	0.852	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流域	1.495	/	/	小型水库

3	天池口	富顺县龙万乡	29°5′45.70″N，105°7′32.24″E	以取水口为中心，污染物水平迁移100天的距离（73米）为半径的圆形陆域	0.017		/	南超天湖湖、北超石村苏湾道围的源给和流东不过池环道路西不过仁至家村范内水补区径区	1.36	孔隙水承压水型水源
4	茨芝口	富顺县童寺镇	29°6′49.00″N，105°6′59.65″E	以取水口为中心，污染物水平迁移100天的距离（120米）为半径的圆形陆域	0.045		/	水源的全部补给区和径流区	2.56	孔隙水承压水型水源
5	**旭水河重滩堰备用水源：**旭水河重滩堰备用水源饮用水源保护区划定为：一级保护区：自重滩堰至上游大塘湾的水域及其河岸两侧纵深各 200m 的陆域。二级保护区：自大塘湾至上游殷家坝的水域及其河岸两侧纵深各 200m 的陆域。准保护区：自殷家坝上游丁岗坝的水域及其河岸两侧纵深个 200m 的陆域。									

本项目选址选线均不涉及饮用水源保护区，最近距离在 5km 以外，详见附图 20。

本项目依托的自 201 井距离吴玉章故居文物保护单位约 0.8km。

本项目涉及的主要环境敏感区为基本农田和水土流失重点防治区。项目永久占用基本农田 47510m^2。临时占用基本农田 124600m^2。

根据《自贡市水土保持规划》，本项目自 210 井站场及自 210 井～自 201 井站集气管道不在水土流失重点防治区，其他工程内容均位于水土流失重点防治区。

本项目占用林地不涉及国家级公益林。

1.8.3 环境保护目标

（1）生态环境：评价范围内的林地、耕地、动植物。

（2）地表水环境：本项目评价区域管道穿越涉及的地表水为旭水河支流，旭水河水环境功能为 Ⅲ类地表水环境功能区，属沱江水系。旭水河支流功能为农业用水，评

价范围无饮用水源功能。

（3）声环境：该项目 200m 内居民为环境保护目标。

（4）环境空气：3000m 范围居民为环境保护目标。重点关注周边 500m 范围居民点。该项目环境保护目标见下表 1.8-1一表 1.8-6 环境保护目标统计表。现场照片见附图 24、环境保护目标分布图见附图 4一一附图 11。风险评价范围的环境敏感目标分布见表 1.8-7、表 1.8-8，分布图见附图 8、附图 11。

表 1.8-1　　自 210 井站环境保护目标统计表

环境因素	环境敏感点	敏感点特征			影响因素
		方位	与场界距离（m）	与站场高差（m）	
声环境、环境空气	①分散农户 4 户，约 16 人	西北	118	2	施工噪声、站场噪声、施工扬尘、燃料废气
	②分散农户 1 户，约 4 人	北	118	5	
	③分散农户 2 户，约 8 人	南	76	10	
	④分散农户 5 户，约 20 人	西	155	3	
	⑤分散农户 2 户，约 8 人	东南	189	10	
	⑥农村居民约 70 户，280 人	周边	200-500	-10一20	
生态	植被、农作物	占地及周边 500m 植被、农作物，基本农田。植被为少量普通柏树、竹类、果树和灌丛等。			占地破坏、废水、固体废物、废气
土壤环境	耕地	占地范围及周边 50m 旱地、水田			气田水池入渗
地表水	小河沟（旭水河支流）	III类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 550m			风险
	井场周边基本农田	周边旱地、水田			风险、气田水渗漏
地下水	调查范围具有饮用水开发利用价值的含水地层	主要地下水含水层均为沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水。			气田水池渗漏
	调查范围分散式饮用水源井	①评价范围基本使用自来水为饮用水源，地下水主要用于生活杂用水。但有少量居民采用水井作为饮用水源。 ②评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 1 口，位于站场北侧 115m，浅井 5m（人工打井），位于站场上游。 ③评价范围 200m 外饮用水源井约 10 口，服务居民约 20 户。主要为人工水井浅井约 5-10m 深，			气田水池渗漏

		少量机井深 20-30m。	

表 1.8-2　　自 211 井站环境保护目标统计表

环境因素	环境敏感点	敏感点特征			影响因素
		方位	与场界距离（m）	与站场高差（m）	
声环境、环境空气	①分散农户 6 户，约 24 人	西	85	-5	施工噪声、站场噪声、施工扬尘、燃料废气
	②分散农户 1 户，约 4 人	西	128	0	
	③分散农户 3 户，约 12 人	西北	175	5	
	④分散农户 2 户，约 8 人	北	135	5	
	⑤分散农户 2 户，约 8 人	东北	102	0	
	⑥分散农户 2 户，约 8 人	东北	160	2	
	⑦分散农户 2 户，约 8 人	东南	170	-5	
	⑧分散农户 2 户，约 8 人	西	188	5	
	⑨农村居民约 55 户，约 220 人	周边	200-500	-10—20	
	⑩农村居民约 6000 人	周边	500-3000		
	⑪桥头镇城镇居民集中区（含学校、卫生院）约 3000 人	西南	1850-2550		
生态	植被、农作物	占地及周边 500m 植被、农作物，基本农田。植被为少量普通柏树、竹类、果树和灌丛等。			占地破坏、废水、固体废物、废气
土壤环境	耕地	占地范围及周边 50m 旱地、水田。			气田水池入渗
地表水	小河沟（旭水河支流，万坪水库下游）	III类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 910m			风险
	井场周边基本农田	周边旱地、水田			风险 气田水渗漏
地下水	调查范围具有饮用水开发利用价值的含水地层	主要地下水含水层均为沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水。			气田水池渗漏

	调查范围分散式饮用水源井	①评价范围部分居民采用自来水，部分采用水井水为饮用水源。 ②评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 8 口，井约 3-10m 深（人工打井），1 户 1 口。最近水井位于站场西侧 55m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。 ③评价范围站场 200m 外饮用水源井约 200 口，服务居民约 200 户。主要为人工水井浅井约 5-10m 深，少量机井深 20-30m。	气田水池渗漏

表 1.8-3　　自 213 井站环境保护目标统计表

环境因素	环境敏感点	敏感点特征			影响因素
		方位	与场界距离（m）	与站场高差（m）	
声环境、环境空气	①分散农户 1 户，约 4 人	东北	63	-3	施工噪声、站场噪声、施工扬尘、燃料废气
	②分散农户 10 户，约 10 人	西	112	0	
	③分散农户 5 户，约 20 人	东北	165	-2	
	④分散农户 1 户，约 4 人	西北	72	-2	
	⑤分散农户 2 户，约 8 人	西北	114	-2	
	⑥农村居民约 120 户，约 480 人	周边	200-500	-10—10	
生态	植被、农作物	占地及周边 500m 植被、农作物，基本农田。植被为少量普通柏树、竹类、果树和灌丛等。			占地破坏、废水、固体废物、废气
土壤环境	耕地	占地范围及周边 50m 旱地、水田			气田水池入渗
地表水	小河沟（隆昌河支流）	III类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 1000m			风险
	井场周边基本农田	周边旱地、水田			风险 气田水渗漏
地下水	调查范围具有饮用水开发利用价值的含水地层	主要地下水含水层均为沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水。			气田水池渗漏

	调查范围分散式饮用水源井	①评价范围基本使用自来水为饮用水源，地下水主要用于生活杂用水。但有少量居民采用水井作为饮用水源。 ②评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，最近位于站场西南侧 140m，机井 45m，位于站场主导流向侧方向。 ③评价范围 200m 外饮用水源井约 20 口，服务居民约 30 户。主要为机井深 20-40m。少量人工井约 5-10m 深。	气田水池渗漏

表 1.8-4　　自 215 井站环境保护目标统计表

环境因素	环境敏感点	敏感点特征			影响因素
		方位	与场界距离（m）	与站场高差（m）	
声环境、环境空气	①分散农户 12 户，约 48 人	东	103	-3	施工噪声、站场噪声、施工扬尘、燃料废气
	②分散农户 5 户，约 20 人	西北	72	-3	
	③分散农户 3 户，约 20 人	西	115	0	
	④分散农户 2 户，约 8 人	南	112	0	
	⑤分散农户 2 户，约 8 人	东南	153	0	
	⑥分散农户 1 户，约 4 人	东	173	-3	
	⑦分散农户 1 户，约 4 人	东南	174	-3	
	⑧分散农户 1 户，约 4 人	西北	111	-3	
	⑨分散农户 4 户，约 16 人	西北	172	0	
	⑩农村居民约 100 户，约 400 人	周边	200-500	-10—10	
生态	植被、农作物	占地及周边 500m 植被、农作物，基本农田。植被为少量普通柏树、竹类、果树和灌丛等。			占地破坏、废水、固体废物、废气
土壤环境	耕地	占地范围及周边 50m 旱地、水田。			气田水池入渗
地表水	小河沟（隆昌河支流）	III类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 1000m			风险
	井场周边基本农田	周边旱地、水田			风险、气田水渗漏
地下水	调查范围具有饮用水开发利用价值的含水地层	主要地下水含水层均为沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水。			气田水池渗漏

	调查范围分散式饮用水源井	评价范围使用自来水为饮用水源，地下水水井主要用于生活杂用水。	气田水池渗漏

表 1.8-5　　自 216 井站环境保护目标统计表

环境因素	环境敏感点	敏感点特征			影响因素
		方位	与场界距离（m）	与站场高差（m）	
声环境、环境空气	①分散农户 1 户，约 4 人	西北	98	-3	施工噪声、站场噪声、施工扬尘、燃料废气
	②分散农户 2 户，约 8 人	西	72	0	
	③分散农户 3 户，约 12 人	南	70	-3	
	④分散农户 2 户，约 8 人	东	185	-10	
	⑤分散农户 2 户，约 8 人	北	170	-10	
	⑥分散农户 5 户，约 20 人	西北	165	-3	
	⑦分散农户 2 户，约 8 人	西南	176	-2	
	⑧分散农户 2 户，约 8 人	南	168	5	
	⑨农村居民约 110 户、440 人	周边	200-500	-10—20	
	⑩农村居民约 9000 人	周边	500-3000		
	⑾宝庆乡甘家村居民集中区（含甘家村小学）约 800 人	东北	1350		
	⑿童寺镇堰沟村居民集中区（含养老院、学校）约 1000 人	西北	2470		
	⒀怀德镇菜坳村小学约 200 人	南	2000		
生态	植被、农作物	占地及周边 500m 植被、农作物，基本农田。植被为少量普通柏树、竹类、果树和灌丛等。			占地破坏、废水、固体废物、废气
土壤环境	耕地	占地范围及周边 50m 旱地、水田。			气田水池入渗
地表水	小河沟（沱江支流）	Ⅲ类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 40m			风险
	井场周边基本农田	周边旱地、水田			风险、气田水渗漏
地下水	调查范围具有饮用水开发利用价值的含水地层	主要地下水含水层均为沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水。			气田水池渗漏
	调查范围分散式饮用水源井	①评价范围大部分居民采用自来水，少部分采用水井水为饮用水源。 ②评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，井约 20m 深（机井），1 户 1 口。最			气田水池渗漏

		近水井位于站场北侧 100m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。 ③评价范围站场 200m 外饮用水源井约 20 口，服务居民约 20 户。主要为机井深 20-40m。少量人工水井浅井约 5-10m。	

表 1.8-6　集气管道沿线环境保护目标统计表

管段	长度（km）	穿越概况	环境敏感点	影响因素
自 210 井一自 201 井管道	7.5	管道沿线为丘陵地区，沿线主要为耕地，少量林地，穿越小河沟 1 次，穿越乐自高速穿越 1 次。同时穿越部分水泥公路、碎石路、小沟渠。	①管道沿线距离最近居民点约 12m。 ②管道 0～1km 周边 200m 范围分散居民约 25 户 100 人；管道 1～2km 周边 200m 范围分散居民约 24 户 96 人；管道 2～3km 周边 200m 范围分散居民约 30 户 120 人；管道 3～4km 周边 200m 范围分散居民约 45 户 180 人；管道 4～5km 周边 200m 范围分散居民约 40 户 160 人；管道 5～6km 周边 200m 范围分散居民约 30 户 120 人。管道 6～7.5km 周边 200m 范围分散居民约 50 户 200 人。 ③穿越小河宽约 7m，旭水河支流，III类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。下游流经 13k 汇入旭水河。鱼类稀少，少量普通鱼类，未见珍稀保护鱼类，无鱼类三场。	生态影响、环境风险
自 215 井～自 213 井管道	9	管道沿线为丘陵地区，沿线主要为耕地。G348 国道穿越 1 次。同时穿越部分水泥公路、碎石路、小沟渠。	①管道沿线距离最近居民点约 10m， ②管道 0～1km 周边 200m 范围分散居民约 50 户 200 人；管道 1～2km 周边 200m 范围分散居民约 45 户 180 人；管道 2～3km 周边 200m 范围分散居民约 30 户 120 人；管道 3～4km 周边 200m 范围分散居民约 60 户 240 人；管道 4～5km 周边 200m 范围分散居民约 60 户 240 人；管道 5～6km 周边 200m 范围分散居民约 50 户 200 人。管道 6～7km 周边 200m 范围分散居民约 55 户 220 人。管道 7～8km 周边 200m 范围分散居民约 80 户 320 人。 管道 8～9km 周边 200m 范围分散居民约 60 户 240 人。	

自 213 井～张邓线管道	0.5	管道沿线为丘陵地区，管道沿线主要耕地。穿越部分水泥公路、碎石路。	①管道沿线距离最近居民点约 12m， ②管道 0～0.5km 周边 200m 范围分散居民约 100 户 400 人。	

表 1.8-7　　自 211 井站环境风险保护目标

类别	环境敏感特征					
环境空气	项目周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	大约人口数
	1	分散农户 6 户，约 24 人	西	85	农村分散居民点	24
	2	分散农户 1 户，约 4 人	西	128	农村分散居民点	4
	3	分散农户 3 户，约 12 人	西北	175	农村分散居民点	12
	4	分散农户 2 户，约 8 人	北	135	农村分散居民点	8
	5	分散农户 2 户，约 8 人	东北	102	农村分散居民点	8
	6	分散农户 2 户，约 8 人	东北	160	农村分散居民点	8
	7	分散农户 2 户，约 8 人	东南	170	农村分散居民点	8
	8	分散农户 2 户，约 8 人	西	188	农村分散居民点	8
	9	农村居民约 55 户，约 220 人	周边	200-500	农村分散居民点	220
	10	农村居民约 6000 人	周边	500-3000	农村分散居民点	6000
	11	农村居民约 8000 人	周边	3000-5000	农村分散居民点	8000
	12	桥头镇城镇居民集中区（含学校、卫生院）约 3000 人	西南	1850-2550	城镇、学校、医院	3000
	项目周边 500 m 范围内人口数小计					300
	项目周边 5 km 范围内人口数小计					17300
	大气环境敏感程度 E 值					E2
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24 h 内流经范围/km	
	1	井场周边基本农田	农灌		不排放，F3	
	2	小河沟（旭水河支流，万坪水库下游）、旭水河	小河沟为农灌、养殖，III类水域。不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 910m。由西向东流经约 1.5km 汇入旭水河。旭水河为III类水域。汇入口下游约 13km 进入旭水河备用饮用水源保护区河准保护区。		危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内无敏感区。 F2，S3	
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m

地下水	1	①评价范围部分居民采用自来水，部分采用水井水为饮用水源。 ②评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 8 口，井约 3-10m 深（人工打井）1 户 1 口。最近水井位于站场西侧 55m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。 ③评价范围站场 200m 外饮用水源井约 200 口，服务居民约 200 户。主要为人工水井浅井约 5-10m 深，少量机井深 20-30m。。	分散式饮用水水源地	III类	D2	55
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

表 1.8-8　　自 216 井站环境风险保护目标

类别	环境敏感特征					
环境空气	项目周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	大约人口数
	1	分散农户 1 户，约 4 人	西北	98	农村分散居民点	4
	2	分散农户 2 户，约 8 人	西	72	农村分散居民点	8
	3	分散农户 3 户，约 12 人	南	70	农村分散居民点	12
	4	分散农户 2 户，约 8 人	东	185	农村分散居民点	8
	5	分散农户 2 户，约 8 人	北	170	农村分散居民点	8
	6	分散农户 5 户，约 20 人	西北	165	农村分散居民点	20
	7	分散农户 2 户，约 8 人	西南	176	农村分散居民点	8
	8	分散农户 2 户，约 8 人	南	168	农村分散居民点	8
	9	农村居民约 110 户、440 人	周边	200-500	农村分散居民点	440
	10	农村居民约 9000 人	周边	500-3000	农村分散居民点	9000
	11	农村居民约 12000 人	周边	3000-5000	农村分散居民点	12000
	12	宝庆乡甘家村居民集中区（含甘家村小学）约 800 人	东北	1350	农村居民集中区、学校	800
	13	童寺镇堰沟村居民集中区（含养老院、学校）约 1000 人	西北	2470	农村居民集中区、学校	1000
	14	怀德镇菜坳村小学约 200 人	南	2000	学校	200
	项目周边 500 m 范围内人口数小计					516
	项目周边 5 km 范围内人口数小计					23516
	大气环境敏感程度 E 值					E2
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24 h 内流经范围/km	
	1	井场周边基本农田	农灌		不排放，F3	

	2	小河沟（沱江支流）、沱江	小河沟为农灌、养殖，III类水域。不涉及饮用水源保护区。最近直线距离 40m。由北向南流经约 12m 汇入沱江。沱江为III类水域。	危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内无敏感区。F2，S3		
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	①评价范围大部分居民采用自来水，少部分采用水井水为饮用水源。 ②评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，井约 20m 深（机井），1 户 1 口。最近水井位于站场北侧 100m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。 ③评价范围站场 200m 外饮用水源井约 20 口，服务居民约 20 户。主要为机井深 20-40m。少量人工水井浅井约 5-10m。	分散式饮用水水源地	III类	D2	100
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

1.8.4 环境保护要求

生态环境：减少占地影响，减少项目建设引起的水土流失，保护周边农作物及普通植被，临时占地进行复垦。

土壤环境：完善防渗措施，保护周边土壤环。

地表水环境：生活污水外运污水处理厂处理。生产废水定期由罐车拉运至自 23 井、其他合规回注站回注、外运周边钻井平台配置压裂液使用，不排入项目所区域地表水环境。

地下水环境：采取措施减小对地下含水层的影响，不影响周边居民饮用水，不对基本农田造成污染。

环境空气：确保大气污染物达标排放，不改变环境空气功能区。

声环境：合理布局施工噪声设备，减少施工噪声影响，避免噪声影响环保纠纷。运营期厂界噪声达标，难以达标的确保保护目标影响值达标。

环境风险：提出风险防范措施和应急预案要求，对环境风险进行有效预防、监控和响应。确保环境风险可控。

2　区块开发现状、环境影响回顾性评价

2.1 区块范围及区块内开发、生产现状

本次评价区块为自 210 井区区块，属于威远勘探开发区（位于四川省和重庆市境内，包括内江-犍为、安岳-潼南、大足-自贡、璧山-合江和泸县-长宁 5 个区域）。目的层为----------富有机质页岩。所属探矿权为----------（-------- ----------）。

2.1.1 威远勘探开发区开发概况

截止 2020 年 5 月，威远建产区相继投产页岩气井------，日产气----------m^3/d，区块累计产气----------m^3。2017 年编制了《威远页岩气田年----------开发方案环境影响报告书》，项目包括威远页岩气田优选----------三个井区作为建产区，总面积--------^{2}，位于四川省威远县、资中县、荣县境内。-------- 上属于四川盆地-------- ---的-------- ------，为一大型的-------- -构造。环评未包括本项目自 210 井区区块。与本项目区块相邻的区块为自 201 井区内目前共[redacted]

2.1.2 自 210 井区区块现有工程、区块性质

根据立项文件（蜀南矿质[2021]2 号）。自 210 井区区块属于探矿权为----------（-------- ----------）。

（1）自 210 井区区块现有工程

钻井工程：自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井钻井工程（均已单独完成环评审批）。

采气井站：自 212 井站，试采规模为 $6\times10^4m^3/d$。（在建，完成环评审批）。

管线：自 212 井～自 205 井站集气管线 12.8km（在建，完成环评审批）。

回注站：自 23 井回注站，设计回注能力为 $200m^3/d$。（已开展环评及验收，已投

运）。

（2）区块性质

区块内主要为现有的勘探井转为生产，未开展过区块环评。区块内各钻井工程已经完成了环评，自 212 井建设工程已经完成了环评。自 23 井完成了环评及验收，属于已经实施。综上，总体区块属于新的井区开发，属于新的区块，但是又包括现有的项目，兼有老区块的特性。

2.1.3 区块内现有工程概况及环保手续执行情况

表 2.1-1 现有工程概况及环保手续执行情况统计表

编号	井站	工程概况	环保手续执行情况
1	自 210 井钻井工程	荣县鼎新镇------。评价井、目的层--------，设计井深 5200m，垂深 3905m，常规钻井、三开作业（一、二开水基泥浆、三开油基泥浆），压裂作业。占地约 5500m^2。	环评批复：荣环准许【2018 】40 号。钻井作业中。
2	自 211 井钻井工程	贡井区龙潭镇------。评价井、目的层--------设计井深 5200m，垂深 3670m，常规钻井、三开作业（一、二开水基泥浆、三开油基泥浆），压裂作业。占地约 5500m^2。钻井完成,测试产气----------m^3/d。	环评批复：自环准许【2018 】55 号。钻井完成。
3	自 212 井钻井工程	富顺县互助镇------。评价井、目的层--------设计井深 5692m，垂深 4195m，常规钻井、三开作业（一、二开水基泥浆、三开油基泥浆），压裂作业。占地约 5500m^2。钻井完成。	环评批复：富环准许【2019 】16 号。钻井完成。
4	自 212 井建设工程	四川省自贡市富顺县互助镇、沿滩区瓦市镇、大安区牛佛镇。新建自 212 井无人值守站（前期临时有人值守），定产 6×10^{4}m^3/d；新建自 212 井至自 205 井集气管线 1 条（DN80 L245NS 无缝钢管），设计压力 8.5MPa，设计长度 12.8km，设计集输规模为 6×10^{4}m^3/d。本项目产气经节流降压后除砂，然后通过分离计量橇进行自 212 井气液两相分离，气相输送至自 205 井在自 205 井站出站阀组汇合，输送至灵 4 井供周边管网就地销售。 自 205 井站内新增进站阀组撬一套，扩容原有自动控制系统，对新增部分工艺参数和设备运行状况进行采集、控制。依托自 205 井放散立管 10m。	环评批复：自环准许【2020 】64 号。工程建设中。

5	自 213 井钻井工程	富顺县代寺镇------。评价井、目的层-------，设计井深 5950m，（垂直段 4202，水平段 1748），常规钻井、三开作业（一、二开水基泥浆、三开油基泥浆），压裂作业。占地面积约 5500m^2。	环评批复：富环准许【2019 】59 号。钻井作业中。
6	自 215 井钻井工程	富顺县古佛镇------。评价井、目的层-------，设计井深 6000m（垂深 4260m），常规钻井、四开作业（一、二开、三水基泥浆、四开油基泥浆），压裂作业。占地面积约 5500m^2。	环评批复：自环准许【2020 】23 号。钻井作业中。
7	自 216 井钻井工程	富顺县怀德镇------。评价井、目的层-------，设计井深 5800m（垂深 3995m），常规钻井、四开作业（一、二开、三水基泥浆、四开油基泥浆），压裂作业。占地面积约 5500m^2。	环评批复：自环准许【2020 】24 号。钻井作业中。
8	自 23 井回注工程	自贡市大安区三多寨镇------3 组。本项目拟将自 23 井作为周边气田及自贡等地区页岩气井开发等所产生气田水注井，设计回注能力为 200m^3/d，对回注设施设进行修整，并对回注设备进行更新。回注地层为------，设计总容量约 37.4 万 m^3。污水池容积约为 200m^3。设置高效过滤器 3 台（过滤网过滤），不涉及其他预处理工艺。自贡等地区页岩气气田水及周边气田水均应处理达到 《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准后，方可拉运至自 23 井回注。	环评批复：自环准许【2020 】24 号。开展自主验收，取得了验收意见。

2.1.3 区块外依托工程概况及生产现状、环保手续执行情况

自 210 井区需要依托的自 201 井站、自 205 井站属于自 201 井区，已经建成投产。

表 2.1-2 自 201 井站、自 205 井站概况及生产现状、环保手续执行情况表

编号	井站及外输管线	生产现状	环保手续执行情况
1	自 201 井站及外输管线:自贡市荣县双石镇。站内包含 1 口井，设计产能 8×$10^4m^3/d$。设计压力为 8.5MPa，分离计量撬、除砂阀组、出站阀组、水套加热炉各 1 套。放散区（放散管高 10m）以及站内工艺管道。配套自 201 井站~自 201H1 井站集气管线 1 条，长度 4.61km，设计规模 10×$10^4m^3/d$，设计压力 8.5MPa，采用 D88.9×5 L245N 无缝钢管。	设计产能 8 万×$10^4m^3/d$。目前产能 2 万×$10^4m^3/d$。配套自 201 井站~自 201H1 井站集气管线 1 条，长度 4.61km，设计规模 10×$10^4m^3/d$，设计压力 8.5MPa，采用 D88.9×5 L245N 无缝钢管。	自 201 井钻井工程获得了自贡市环境保护局的批复（自环准许[2015]14 号），《自 201 井钻井工程建设项目环境影响补充报告》获得了自贡市环境保护局的批复（自环函[2015]189 号），自 201 井钻井工程环境影响第二次补充报告》获得了自贡市环境保护局 的批复（自环函[2016]191 号）。纳入了《威远页岩气田年----------开发方案-自 201 井区地面配套工程（荣县段）环境影响报告表》并批复。已完成验收。
2	自 205 井站及外输管线:位于大安区牛佛镇------。站内包含 1 口井，设计压力为 8.5MPa，设计规模为 6×$10^4m^3/d$；分离计量撬、除砂阀组、出站阀组、水套加热炉各 1 套。放散区（放散管高 10m）以及站内工艺管道。配套自 205 井站~灵 4 井站集气管线 1 条，长度 8.2km，设计规模 15×$10^4m^3/d$，设计压力 8.5MPa，采用 D144.3×5 L245N 无缝钢管。	设计产能 6 万×$10^4m^3/d$。运行正常。	钻井工程开展了环评，环评批复，川环审批〔2017〕289 号。 地面建设工程已开展了环评并取得了批复。

2.1.4 自 210 井区区块开发、生产现状

结合《页岩气发展规划（2016-2020 年）》和中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司的开发部署，中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿在威远建产区自贡境内自 210 井区区块部署了自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井勘探评价井钻井工程。所属探矿权为----------（-------- ----------）。目的地层为--------。目前已经部分完成了钻井工程，部分在钻井工程中，均未建成投产。区块配套服务的气田水回注井自 23 井及相应的配套工程已经建成投运。详见下表。

表 2.1-3　　自 210 井区区块开发、生产现状表

编号	井站	开发进度	生产现状
1	自 210 井钻井工程	钻井中	本次拟试采
2	自 211 井钻井工程	钻井完成,测试产气----------m^3/d。	本次拟试采
3	自 212 井钻井工程、自 212 产能建设工程	钻井完成。自 212 井建设设计产能 $6\times10^4m^3/d$。在建	已开展“自 212 井建设工程”环评并通过审批，建设中，未建成投产。
4	自 213 井钻井工程	钻井中	本次拟试采
5	自 215 井钻井工程	钻井中	本次拟试采
6	自 216 井钻井工程	钻井中	本次拟试采
7	自 23 井回注站	建成投产	2020 年 8 月建成投产，建设回注规模 $200m^3/d$，设计总容积约 37.4 万方。主要服务于自贡等地区页岩气开发过程中所产生的气田水及蜀南气矿下辖周边等气田所产气田水。自 2020 年 8 月运行至 2021 年 2 月验收期间，已通过回注泵进行试回注 $27147.9m^3$。回注规模平均约 $120m^3/d$。

2.1.5 区块天然气气质、气田水性质

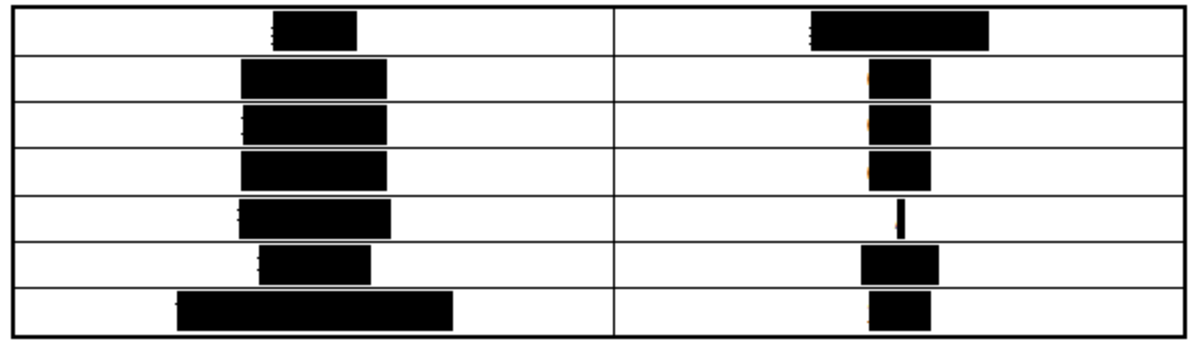
（1）天然气气质

威远、长宁、泸州区块 12 口页岩气气分析资料来看页岩气烃类组成以甲烷为主，未检测出丁烷及更重烃类组分。[redacted]

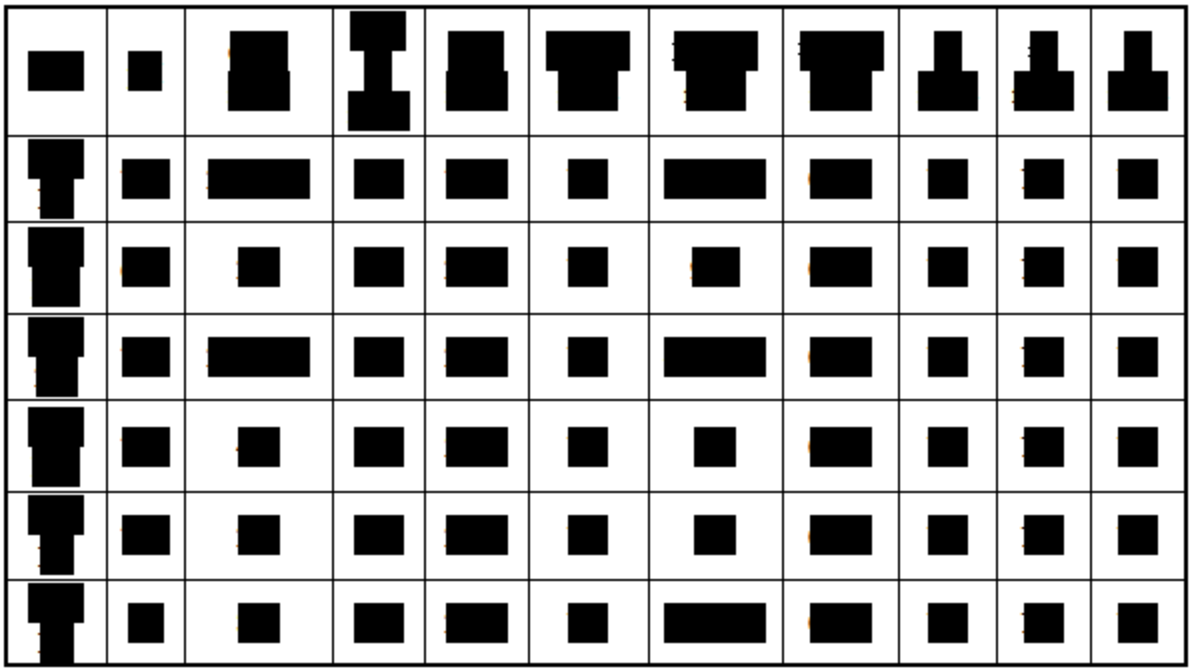
预测自 210 井区各井流体性质与自 201 井相似，以甲烷为主含少量氦和氢，不含硫化氢。根据自 211 井测试气质分析结果，可以代表自 210 井区各井产气气质。

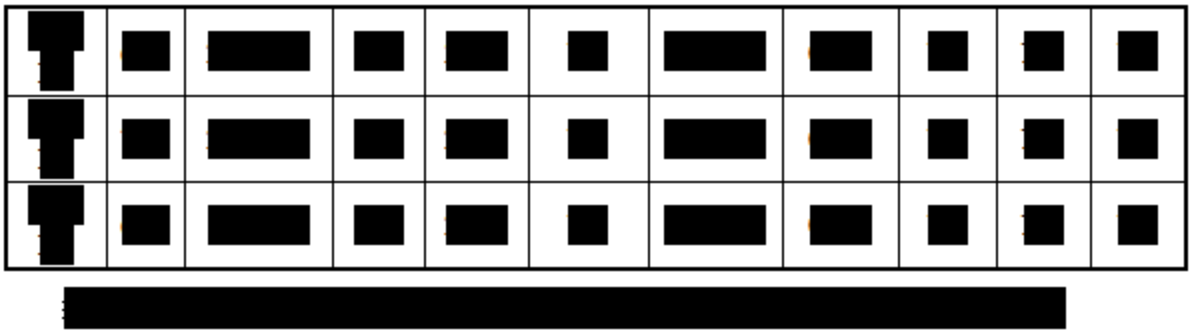
[redacted]

[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]









2.2 现有工程污染物排放情况、主要环保措施、环境影响调查

（1）钻井工程

部分钻井完成，本次评价进行调查，部分现有钻井工程在进行中，评价结合其环评报告要求和现场调查进行分析。

表 2.2-1　钻井工程污染物排放情况、主要环保措施

编号	井站	污染物排放情况	主要环保措施	环境影响调查
1	自210井钻井工程	大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的NOx及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等。 废气排放量少，钻井完成后即消失。	柴油发电机使用合格燃料，废气经排气筒排放。测试放喷天然气不含硫化氢，采用点火燃烧处理，基本转化成 CO_2 和 H_2O。废气产生量少。	污染物排放量少，周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。
		钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、方井雨水和生活污水。	钻井废水、洗井废水、方井雨水经收集预处理后用于配置压裂液。压裂返排液经预处理后优先回用于其他页岩气钻井配置压裂液，不能回用的及时拉运至安德蜀南水处理回注站回注处理。生活污水经旱厕收集后用作农肥。	根据调查，钻井期产生的废水大部分外运至其他钻井平台利用，剩余废水定期外运至安德蜀南水处理回注站回注处理。井场现场无钻井废水外排；生活污水由旱厕收集，无外排。未出现地表水环境污染投诉及环保纠纷。
		工程噪声主要为钻作业过程柴油发电机、钻机、振动筛、离心机等设备运行产生的机械噪声、压裂作业噪声和完	合理布置主要噪声源，通过设置减振基础、高噪声设备放置在设备房等方式加强各种减噪工程措施，并加强与当地居民协调沟通。主要噪声源发电机、	根据调查，钻井期间钻井设备噪声对周边约300m范围内居民造成轻度影响，影响程度居民表示可以接受，钻井结束后噪声影响消失。未对周边居民产生明显影响。未出现噪声污

		井测试作业噪声等。	柴油机周边设置了隔声墙降噪。	染投诉及环保纠纷。
		钻井过程中的固体废物主要有废水基泥浆、废油基泥浆、钻井岩屑、废油、废包装材料以及井队员工产生的生活垃圾。	废水基泥浆、钻井岩屑外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用，无外排；油基泥浆段岩屑采用收集罐暂存，完钻后交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制，无外排；废包装材料集中收集后交由就近废品回收站处理；生活垃圾收集后定期交由当地环卫部门进行处置。	根据调查，废水基泥浆、钻井岩屑外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用；油基泥浆段岩屑已交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制；（目前正在进行油基泥浆段钻进，无废油基泥浆产生，油基泥浆段岩屑由岩屑罐收集，暂存与清洁化操作平台固废堆放区。）废包装材料及生活垃圾交由相应单位处置。现场无固废堆放，无遗留环境问题。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		土壤及地下水	采取井场清污分流，分区防渗措施以及表层套管清水钻井减缓影响。	根据现状监测，周边土壤和地下未受钻井明显影响，均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。
2	自211井钻井工程	大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的NOx及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等。 废气排放量少，钻井完成后即消失。	柴油发电机使用合格燃料，废气经排气筒排放。测试放喷天然气不含硫化氢，采用点火燃烧处理，基本转化成 CO_2 和 H_2O。废气产生量少。	污染物排放量少，周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。
		钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、方井雨水和生活污水。	钻井废水、洗井废水、方井雨水经收集预处理后用于配置压裂液。压裂返排液经预处理后优先回用于其他页岩气钻井配置压裂液，不能回用的及时拉运至安德蜀南水处理回注站回注处理。生活污水经旱厕收集后用作农肥。	根据调查，钻井期产生的废水大部分外运至其他钻井平台利用，剩余废水定期外运至安德蜀南水处理回注站回注处理。井场现场无钻井废水外排；生活污水由旱厕收集，无外排。未出现地表水环境污染投诉及环保纠纷
		工程噪声主要为钻作业过程柴油发电机、钻机、振动筛、离心机等设备运行	合理布置主要噪声源，通过设置减振基础、高噪声设备放置在设备房等方式加强各种减噪工程措施，	根据调查，钻井期间钻井设备噪声对周边约300m范围内居民造成轻度影响，影响程度居民表示可以接受，钻井结束后

		产生的机械噪声、压裂作业噪声和完井测试作业噪声等。	并加强与当地居民协调沟通。主要噪声源发电机、柴油机周边设置了隔声墙降噪。	噪声影响消失。未对周边居民产生明显影响。未出现噪声污染投诉及环保纠纷。
		钻井过程中的固体废物主要有废水基泥浆、废油基泥浆、钻井岩屑、废油、废包装材料以及井队员工产生的生活垃圾。	废水基泥浆、钻井岩屑外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用，无外排；油基泥浆段岩屑采用收集罐暂存，完钻后交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制，无外排；废包装材料集中收集后交由就近废品回收站处理；生活垃圾收集后定期交由当地环卫部门进行处置。	根据调查，废水基泥浆、钻井岩屑全部外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用；油基泥浆段岩屑已交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制；废包装材料及生活垃圾交由相应单位处置。现场无固废堆放，无遗留环境问题。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		土壤及地下水	采取井场清污分流，分区防渗措施以及表层套管清水钻井减缓影响。	根据现状监测，周边土壤和地下未受钻井明显影响，均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。
3	自212井钻井工程	大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的NOx及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等。 废气排放量少，钻井完成后即消失。	柴油发电机使用合格燃料，废气经排气筒排放。测试放喷天然气不含硫化氢，采用点火燃烧处理，基本转化成 CO_2 和 H_2O。废气产生量少。	污染物排放量少，周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。
		钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、方井雨水和生活污水。	钻井废水、洗井废水、方井雨水经收集预处理后用于配置压裂液。 压裂返排液经预处理后优先回用于其他页岩气钻井配置压裂液，不能回用的及时拉运至四川瑞利公司18万吨/年气田压裂返排液废水治理项目处理达标排放。 生活污水经旱厕收集后用作农肥。	根据调查，钻井期产生的废水大部分外运至其他钻井平台利用，剩余部分均已外运至四川瑞利公司18万吨/年气田压裂返排液废水治理项目处理达标排放，四川瑞利公司18万吨/年气田压裂返排液废水治理项目运行稳定，已接纳本项目钻井废水，井场现场无遗留钻井废水；生活污水已作农肥施用。未出现地表水环境污染投诉及环保纠纷。

		工程噪声主要为钻作业过程柴油发电机、钻机、振动筛、离心机等设备运行产生的机械噪声、压裂作业噪声和完井测试作业噪声等。	合理布置主要噪声源，通过设置减振基础、高噪声设备放置在设备房等方式加强各种减噪工程措施，并加强与当地居民协调沟通。主要噪声源发电机、柴油机周边设置了隔声墙降噪。	根据调查，钻井期间钻井设备噪声对周边约300m范围内居民造成轻度影响，影响程度居民表示可以接受，钻井结束后噪声影响消失。未对周边居民产生明显影响。未出现噪声污染投诉及环保纠纷。
		钻井过程中的固体废物主要有废水基泥浆、废油基泥浆、钻井岩屑、废油、废包装材料以及井队员工产生的生活垃圾。	废水基泥浆、钻井岩屑外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用，无外排；油基泥浆段岩屑采用收集罐暂存，完钻后交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制，无外排；废包装材料集中收集后交由就近废品回收站处理；生活垃圾收集后定期交由当地环卫部门进行处置。	根据调查，废水基泥浆、钻井岩屑全部外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用；油基泥浆段岩屑已交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制；废包装材料及生活垃圾交由相应单位处置。现场无固废堆放，无遗留环境问题。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		土壤及地下水	采取井场清污分流，分区防渗措施以及表层套管清水钻井减缓影响。	根据现状监测，周边土壤和地下未受钻井明显影响，均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。
4	自213井钻井工程	大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的NOx及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等。 废气排放量少，钻井完成后即消失。	柴油发电机使用合格燃料，废气经排气筒排放。测试放喷天然气不含硫化氢，采用点火燃烧处理，基本转化成 CO_2 和 H_2O。废气产生量少。	污染物排放量少，周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。
		钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、方井雨水和生活污水。	钻井废水、洗井废水、方井雨水经收集预处理后用于配置压裂液。压裂返排液经预处理后优先回用于其他页岩气钻井配置压裂液，不能回用的及时拉运至安德蜀南水处理回注站回注处理。生活污水经旱厕收集后用作农肥。	根据调查，钻井期产生的废水大部分外运至其他钻井平台利用，剩余废水定期外运至安德蜀南水处理回注站回注处理，安德蜀南水处理回注站运行稳定，目前正常接纳本项目钻井废水；井场现场无钻井废水外排；生活污水由旱厕收集，无外排。未出现地表水环

				境污染投诉及环保纠纷。
		工程噪声主要为钻作业过程柴油发电机、钻机、振动筛、离心机等设备运行产生的机械噪声、压裂作业噪声和完井测试作业噪声等。	合理布置主要噪声源，通过设置减振基础、高噪声设备放置在设备房等方式加强各种减噪工程措施，并加强与当地居民协调沟通。井场临主要居民点测设置了隔声墙降噪。	根据对居民环境噪声监测结果可知，居民点昼间、夜间噪声满足2类声环境功能标准，项目钻井期间采取的噪声防治措施有效，未对周边居民产生明显影响。未出现噪声污染投诉及环保纠纷。
		钻井过程中的固体废物主要有废水基泥浆、废油基泥浆、钻井岩屑、废油、废包装材料以及井队员工产生的生活垃圾。	废水基泥浆、钻井岩屑外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用，无外排；油基泥浆段岩屑采用收集罐暂存，完钻后交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制，无外排；废包装材料集中收集后交由就近废品回收站处理；生活垃圾收集后定期交由当地环卫部门进行处置。	根据调查，废水基泥浆、钻井岩屑全部外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用；油基泥浆段岩屑已交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制；（目前正在进行油基泥浆段钻进，无废油基泥浆产生，油基泥浆段岩屑由岩屑罐收集，暂存与清洁化操作平台固废堆放区。）废包装材料及生活垃圾交由相应单位处置。现场无固废堆放，无遗留环境问题。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		土壤及地下水	采取井场清污分流，分区防渗措施以及表层套管清水钻井减缓影响。	根据现状监测，周边土壤和地下未受钻井明显影响，均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。
5	自215井钻井工程、自216井钻井工程	大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的NOx及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等。废气排放量少，钻井完成后即消失。	柴油发电机使用合格燃料，废气经排气筒排放。测试放喷天然气不含硫化氢，采用点火燃烧处理，基本转化成 CO_2 和 H_2O。废气产生量少。	污染物排放量少，周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。
		钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、方井雨水和生活污水。	钻井废水、洗井废水、方井雨水经收集预处理后用于配置压裂液。压裂返排液经预处理后优先回用于其他页岩气钻井配置压裂液，不可回用部分由罐车	根据调查，钻井期产生的废水大部分外运至其他钻井平台利用，剩余废水定期外运至泸县神仙桥临港产业园污水处理厂，泸县神仙桥临港产业园污水处理厂运行稳定，正常接

			拉运至泸县神仙桥临港产业园污水处理厂进行处理达标后排放。生活污水经旱厕收集后用作农肥。	纳本项目钻井废水；井场现场无钻井废水外排；生活污水由旱厕收集，无外排。未出现地表水环境污染投诉及环保纠纷。
		工程噪声主要为钻作业过程柴油发电机、钻机、振动筛、离心机等设备运行产生的机械噪声、压裂作业噪声和完井测试作业噪声等。	合理布置主要噪声源，通过设置减振基础、高噪声设备放置在设备房等方式加强各种减噪工程措施，并加强与当地居民协调沟通。	根据对居民环境噪声监测结果可知，居民点昼间、夜间噪声满足2类声环境功能标准，项目钻井期间采取的噪声防治措施有效，未对周边居民产生明显影响。未出现噪声污染投诉及环保纠纷。
		钻井过程中的固体废物主要有废水基泥浆、废油基泥浆、钻井岩屑、废油、废包装材料以及井队员工产生的生活垃圾。	废水基泥浆、钻井岩屑外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用，无外排；油基泥浆段岩屑采用收集罐暂存，完钻后交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制，无外排；废包装材料集中收集后交由就近废品回收站处理；生活垃圾收集后定期交由当地环卫部门进行处置。	根据调查，废水基泥浆、钻井岩屑全部外运至砖厂资源化利用；废油基泥浆完钻后全部转运至区块其他钻井井场利用；油基泥浆段岩屑已交由有相应资质的危废处理单位处置；废油经油桶收集后用于钻井工程油基钻井液配制；（目前正在进行油基泥浆段钻进，无废油基泥浆产生，油基泥浆段岩屑由岩屑罐收集，暂存与清洁化操作平台固废堆放区。）废包装材料及生活垃圾交由相应单位处置。现场无固废堆放，无遗留环境问题。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		土壤及地下水	采取井场清污分流，分区防渗措施以及表层套管清水钻井减缓影响。	根据现状监测，周边土壤和地下未受钻井明显影响，均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。

（2）地面集输工程

表 2.2-2　地面集输工程污染物排放情况、主要环保措施及环境影响

编号	井站	污染物排放情况	主要环保措施	环境影响
1	自212井建设工程	大气污染物为井场水套加热炉燃烧天然气后产生的废气，该区域内天然气不含硫，因此，天然气燃烧废气主要为	其环评提出通过水套加热炉15m高排气筒排放。	由于该区域天然气不含硫，水套加热炉天然气燃烧产生少量废气，对周边大气环境小。

		NO_x和颗粒物。其环评预测 NO_x：0.07t/a、颗粒物：0.009t/a。		
		废水主要为分离器产生的返排液。其环评预测约为 50m³/d。	其环评提出由站场污水池收集后由专业运输公司采用罐车拉运方式转运至自 23 井或气矿生产区域内环保手续齐全、具有回注空间的回注井进行回注处理，不外排。	返排液经站场污水池收集，定期由罐车拉运至自 23 井回注处理，无返排液外排。对周边地表水环境小。
		噪声主要来源于节流阀、除砂器、计量分离器等产生的噪声和检修、事故时放空所产生的噪声。	采用低噪声设备。厂界达标。	项目设备量少，各设备噪声均较小，对周围居民声环境影响小。
		项目运行过程中产生的固废主要为除砂橇产生砂石、清管废渣，废渣主要成分是铁、机械杂质。	站内集中收集，定期由作业区统一委托单位清运处置。	站内清管废渣定期外运处置，现场无清管废渣排放。影响小。
		地下水、土壤污染源主要为废水池	其环评提出废水池采取重点防渗处理	环评预计影响小。
2	依托的自 201 井站	前期使用水套炉，当井口原料气温度升高并稳定后，停用水套加热炉橇，目前已拆除水套炉		无水套炉废气。未出现大气污染投诉及环保纠纷。
		气田水罐产生少量闪蒸废气,少量的非甲总烃。	产生量很少，无组织排放	周边居民点监测非甲烷总烃达标，影响小。未出现大气污染投诉及环保纠纷。
		废水主要为分离器产生的返排液。约为 5m³/d。	采用 20m³ 废水罐收集并设置围堰。由专业运输公司采用罐车拉运方式转运至自 23 井或气矿生产区域内环保手续齐全、具有回注空间的回注井进行回注处理，不外排。	返排液经站场 20m³ 废水罐收集，定期由罐车拉运至自 23 井回注处理，现场无返排液外排。未出现地表水污染投诉及环保纠纷。
		噪声主要来源于节流阀、除砂器、计量分离器等产生的噪声和检修、事故时放空所产生的噪声。	采用低噪声设备。确保厂界达标。	根据调查，项目设备量少，各设备噪声均较小，根据现状监测，厂界达标，周边居民点达标。声环境影响小。未出现

				噪声污染投诉及环保纠纷。
		项目运行过程中产生的固废主要为除砂橇产生砂石、清管废渣，废渣主要成份是铁、机械杂质。	站内集中收集，定期由作业区统一委托单位清运处置。	外委处置，现场无遗留。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		地下水、土壤污染源主要为废水罐	采用20m³废水罐并设置围堰。避免了废水池的渗漏问题。未出现废水渗漏情况。	现状监测周边地下水、土壤环境均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。
3	依托的自205井站	前期使用水套炉，当井口原料气温度升高并稳定后，停用水套加热炉橇，目前已停用水套炉	已停用水套炉，后期拆除后用作自212井使用。	无水套炉废气。未出现大气污染投诉及环保纠纷。
		气田水池产生少了闪蒸废气，少量的非甲总烷	产生量很少，无组织排放	周边居民点监测非甲烷总烃达标，影响小。未出现大气污染投诉及环保纠纷。
		废水主要为分离器产生的返排液。约为10m³/d。	由站场污水池收集后由专业运输公司采用罐车拉运方式转运至自23井或气矿生产区域内环保手续齐全、具有回注空间的回注井进行回注处理，不外排。	返排液经站场500m³废水池收集，定期由罐车拉运至自23井回注处理，现场无返排液外排。未出现地表水污染投诉及环保纠纷。
		噪声主要来源于节流阀、除砂器、计量分离器等产生的噪声和检修、事故时放空所产生的噪声。	采用低噪声设备。确保厂界达标。	根据调查，项目设备量少，各设备噪声均较小，根据自212建设工程环评的监测数据，厂界达标。声环境影响小。未出现噪声污染投诉及环保纠纷。
		项目运行过程中产生的固废主要为除砂橇产生砂石、清管废渣，废渣主要成分是铁、机械杂质。	站内集中收集，定期由作业区统一委托单位清运处置。	外委处置，现场无遗留。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		地下水、土壤污染源主要为废水罐	废水池重点防渗、液位监控	现状监测周边地下水、土壤环境均达标，未出现土壤、地下水污染投诉及环保纠纷。

（3）自 23 井回注站

表 2.2-3　自 23 井回注站污染物排放情况、主要环保措施及环境影响

编号	井站	污染物排放情况	主要环保措施	环境影响调查
1	自 23 井回注工程	该区域气田水内不含 H_2S，污水池内气田水暂存时会散逸出少量的非甲烷总烃。	少量散逸非甲烷总烃无组织排放。	根据对自 23 井所在地硫化氢、非甲烷总烃监测结果分析，非甲烷总烃及硫化氢均满足相应标准要求，项目未对周边大气环境造成明显影响。未出现大气污染投诉及环保纠纷。
		项目运行过程中产生少量的过滤器清洗废水和井口清洗废水。	清洗废水经污水池收集后由自 23 井回注地下，不外排。	现场无废水外排，以及废水外溢事件，未对地表水环境造成影响。未出现地表水污染投诉及环保纠纷。
		水泵作业产生一定噪声。	采用低噪声设备，将回注泵安置于室内；台基减震，吸水管和出水管采用柔性连接；仅在白天进行回注。	根据对居民环境噪声监测结果可知，居民点昼间、夜间噪声满足 2 类声环境功能标准，项目采取的噪声防治措施有效，未对周边居民产生明显影响。未出现噪声污染投诉及环保纠纷。
		污水池产生少量污泥、过滤器产生过滤废渣。	污水池内污泥以及过滤器产生的废渣由作业区统一安排清理，并拉运至指定地点处理。	污水池内污泥以及过滤器产生的废渣由作业区统一安排清理，现场无外排。未出现固废污染投诉及环保纠纷。
		土壤、地下水污染源主要为废水池。	废水池进行重点防渗，设置 3 座监控井。	根据周边土壤环境监测，均达标，影响小，未出现相关土壤污染投诉。 根据本次地下水监测分析，通过建设单位对 3 个环境监测井的跟踪监测报告（2021 年 4 月 14 日和 2020 年 12 月 4 日）的数据进行分析，各监测因子均达标，铁、锰浓度也达标。 2021 年 5 月 7 日采样 2# 废水池外监控井水质出

				现铁、锰超标，其他因子均达标。周边居民水井1#、3#未出现超标，铁锰浓度远低于2#废水池外监控井。 2#废水池外监控井COD、氯化物、石油类（气田水特征因子）浓度与周边居民水井监测值无明显差异。可以排除铁、锰超标是由废水池渗漏引起。 综合分析，2#废水池外监控井位于水田内。超标原因为委托监测采样前未有效洗井导致。

2.3 各站场环境影响回顾性评价监测、评价

回顾性评价针对监测方案及监测报告能够反映实际影响的监测内容和数据进行分析。具体数据及分析内容见“5.3 环境质量现状”。

表 2.3-1 各站场环境影响回顾性评价现状监测、评价结果

编号	井站	监测方案及监测工况	监测及评价结果
1	自 210 井钻井工程	监测工况：钻井进行中。 监测方案：地下水水质 3 个点。 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。 环境空气：1 个居民点的非甲烷总烃。	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 钻井期间 3 个地下水水质监测点均达标。 钻井期间非甲烷总烃达标，最大占标率 24%。 6 个土壤样均达标。
2	自 211 井钻井工程	监测工况：钻井完成后 监测方案：地下水水质 3 个点。 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。 环境空气：1 个居民点的非甲烷总烃。	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 钻井完成后 3 个地下水水质监测点均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 21.5%。 6 个土壤样均达标。

3	自 212 井钻井工程、地面集输工程	监测工况：钻井完成后、地面集输建设中 监测方案： 地下水：水质 3 个点。 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。 土壤：2 个表层样：1#自 212 井废水池外耕地、2#井场南侧外耕地。监测项目： 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 +pH、石油烃	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 3 个地下水水质监测点均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 21.5%。 2 个土壤样均达标。
4	自 213 井钻井工程	监测工况：钻井进行中 监测方案：地下水水质 5 个点。 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。 环境空气：1 个居民点的非甲烷总烃。 土壤：3 个表层样，3 个柱状样。设 3 个表层样：1#自 213 井井场边缘、 2#井场外耕地、3#井场外耕地。 3 个柱状样：4#废水池旁耕地（0.5m、1.5m、3m）、 5#井场边缘（0.5m、1m、1.5m）、6#井场放喷池旁耕地（0.5m、1m、1.5m）。 噪声：1 个点，1#设置在自 213 井井场周边最近居民点。	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 5 个地下水水质监测点均达标。 6 个土壤样均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 24.5%。 声环境监测点达标。
5	自 215 井钻井工程	监测工况：钻井进行中 监测方案：地下水水质 3 个点。 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。 环境空气：1 个居民点的非甲烷总烃。 土壤：设 3 个表层样：1#自 215 井井场边缘、2#井场外耕地、3#井场外耕地。 3 个柱状样：4#废水池旁耕地（0.5m、1.5m、3m）、5#井场边缘（0.5m、1m、1.5m）、6#井场放喷池（0.5m、1m、1.5m）。 噪声：设 1 个点，1#设置在自 215 井井场周边最近居民点。	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 3 个地下水水质监测点均达标。 6 个土壤样均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 30.0%。 声环境监测点达标。
6	自 216 井钻井工程	监测工况：钻井进行中 监测方案：地下水水质 5 个点。 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 5 个地下水水质监测点均

		挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。 环境空气：1 个居民点的非甲烷总烃。 土壤：设 3 个表层样：1#自 216 井井场边缘、2#井场外耕地、3#井场外耕地。 3 个柱状样：4#废水池旁耕地（0.5m、1.5m、3m）、 5#井场边缘（0.5m、1m、1.5m）、6#井场放喷池（0.5m、1m、1.5m）。 噪声：1 个点，1#设置在自 216 井井场周边最近居民点。	达标。 6 个土壤样均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 28.5%。 声环境监测点达标。
7	自 23 井回注站	监测工况：正常运行 地下水：设 3 个监测点，1#为自 23 井站场西侧水井 ；2#为自 23 井设置的废水池外环境监测井，3#为自 23 井站场南侧水井。 土壤：设 2 个表层样：1#自 23 井站场东侧外耕地、 2#自 23 井站场废水池侧耕地。 环境空气：设 1 个点，位于自 23 井站场外居民点。监测非甲烷总烃、硫化氢。 声环境：设 2 个点，1#设置在自 23 井站场西侧居民点，2#设置在自 23 井站场南侧最近居民点（环境噪声）。	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 通过建设单位对 3 个环境监测井的跟踪监测报告（2021 年 4 月 14 日和 2020 年 12 月 4 日）的数据进行分析，各监测因子均达标，铁、锰浓度也达标。 2021 年 5 月 7 日采样 2#废水池外监控井水质出现铁、锰超标，其他因子均达标。周边居民水井 1#、3#未出现超标，铁锰浓度远低于 2#废水池外监控井。2#废水池外监控井 COD、氯化物、石油类（气田水特征因子）浓度与周边居民水井监测值无明显差异。可以排除铁、锰超标是由废水池渗漏引起。 综合分析，2#废水池外监控井位于水田内。超标原因为委托监测采样前未有效洗井导致。 2 个土壤样均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 51%。硫化氢达标，最大占标率 20%。 声环境监测点达标。

8	自 201 井站	监测工况：正常运行 地下水：设 3 个监测点，1#为自 201 井站场东南侧水井 ；2#为自 201 井站场西侧水井，3#为自 201 井站场北侧水井。 土壤：设 3 个表层样：1#自 201 井站场用地边缘（考虑安全管理要求不能站内取样）、 2#站场外钻井复垦的耕地、3#站场外耕地。 3 个柱状样：4# 气田水罐侧站场用地边缘（0.5m、1.5m、3m）、 5#站场边缘 （0.5m、1m、1.5m）、6#站场边缘（0.5m、1m、1.5m）。 环境空气：设 1 个点，位于自 201 井站场厂界外最近居民点。监测非甲烷总烃。 声环境：设 3 个点，1#设置在自 201 井站场厂界（测厂界噪声），2#设置在自 201 井站场周边最近居民点（环境噪声）。	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 3 个地下水水质监测点均达标。 6 个土壤样均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 26.0%。 厂界噪声达标，声环境监测点达标。
9	自 205 井站	监测工况：正常运行 地下水：设 3 个监测点，1#为自 205 井站场南侧水井 ；2#为自 205 井站场南侧水井，3#为自 205 井站场南侧水井。 土壤：设 2 个表层样：1#自 205 井废水池外耕地、 2#井场北侧外耕地。 环境空气：设 1 个点，位于自 205 井站场外居民点。监测非甲烷总烃。 声环境:引用自 212 建设工程环评厂界结果(昼间 53dB（A），夜间 48dB（A））	详见“5.3 环境质量现状”根据分析评价结果。 3 个地下水水质监测点均达标。 2 个土壤样均达标。 非甲烷总烃达标，最大占标率 56.0%。 厂界噪声达标。

2.4 区域现有工程环境影响整体回顾性评价

（1）区域大气环境影响

根据各单项工程的分析，钻井工程产生少量的柴油发电废气，属于常规因子，属于短期影响，且各井站分散，基本不产生叠加影响，总体影响小。周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。

根据《2019 年自贡市环境状况公报》：2019 年自贡市可吸入颗粒物（PM_{10}）浓度均值为 67.1μg/m³，同比下降 3.3μg/m³（下降 4.7%）；细颗粒物（$PM_{2.5}$）浓度均值为 44.9μg/m³，同比下降 4.2μg/m³（下降 8.6%）；二氧化硫（SO_2）浓度均值为 7.6μg/m³，同比下降 4.6μg/m³（下降 37.7%）；二氧化氮（NO2）浓度均值为 26.2μg/m³，同比下降 2.1μg/m³（下降 7.4%）；臭氧 8 小时（O_3-8h）90 百分位数浓度值为 155.0μg/m³，同比下降 2.0μg/m³（下降 1.3%）；一氧化碳（CO）95 百分位数浓度值为

1.1mg/m³，同比下降 0.1mg/m³（下降 8.3%）。总体环境质量呈现改善趋势。根据特征因子监测表如下：

表 2.4-1　特征因子环境监测结果与评价

监测点位	监测因子	监测时间	评价标准（mg/m³）	监测浓度范围（mg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
自 211 井	非甲烷总烃	2021.5.7～2021.5.13	2	0.23～0.43	21.5	0	达标
自 210 井			2	0.16～0.48	24.0	0	达标
自 201 井			2	0.30～0.52	26.0	0	达标
自 213 井		2021.5.8～2021.5.14	2	0.20～0.49	24.5	0	达标
自 215 井			2	0.37～0.60	30.0	0	达标
自 216 井		2021.5.7～2021.5.13	2	0.26～0.57	28.5	0	达标
自 205 井			2	0.81～1.12	56.0	0	达标
自 23 井	非甲烷总烃		2	0.78～1.02	51.0	0	达标
	硫化氢		0.01	未检出～0.002	20.0	0	达标

纵向比较分析，根据《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》非甲烷总体监测结果（于 2017 年 7 月 24～30 日）占标率为 26.25-36.75%，本次为 20%-56%，总体变化不大，未产生明显影响。

横向比较分析，各钻井工程周边浓度较低，甚至低于原区域监测值，说明钻井基本不产生非甲烷总烃影响，主要是在运行的自 205 井井站和自 23 井回注站的浓度较高，在运行的自 201 井浓度较低。评价分析主要是气田水中闪蒸产生的非甲烷总烃，205 井废水量较高，且采用废水池相对 201 井气田水少，采用密闭废水罐的影响更大。自 23 井硫化氢浓度低，说明主要不含硫气田水，硫化氢的影响确实很小。

综上，现有工程对区域大气环境总体影响小。

（2）区域地表水环境影响

根据各单项工程的分析，钻井废水外委处置，气田水回注，未对周边地表水环境产生直接不利影响。少量生活污水农用施肥，区域旭水河支流监测水质指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，项目所在地地表水环境质量现状较好。总体影响小。

（3）区域地下水环境影响回顾

根据各井站现状地下水水质监测结果，各居民水井水质均达标，影响总体较小可接受。本次评价对选择自 216 井钻井工程、自 215 井钻井工程（下游实施前和钻井中下游点位）地下水监测数据进行对比分，选择自 212 井钻井工程（实施前和完钻后下游点位）进行对比分，选择自 23 井（实施前和投运后下游点位）地下水监测数据进行对比分析。详见表 2.4-2。根据分析结果，考虑监测采样的环境、监测方法差异和实验误差，评价分析总体无明显的污染影响。

根据监测分析地下水中铅含量普遍偏高，评价为了充分了解铅浓度较高的原因，在各站场周边较远区域，未受页岩气开采影响的区域设置了 5 个参照点进行补充监测。根据监测结果参照点的铅浓度均较高。说明铅浓度较高不是由区块开发引起的。评价结合区域土壤中铅含量监测结果（土壤中铅较高），可以说明区域地下水铅含量较高主要是背景浓度较高。

通过建设单位对 3 个环境监测井的跟踪监测报告（2021 年 4 月 14 日和 2020 年 12 月 4 日）的数据进行分析，各监测因子均达标，铁、锰浓度也达标。

2021 年 5 月 7 日采样 2#废水池外监控井水质出现铁、锰超标，其他因子均达标。周边居民水井 1#、3#未出现超标，铁锰浓度远低于 2#废水池外监控井。

2#废水池外监控井 COD、氯化物、石油类（气田水特征因子）浓度与周边居民水井监测值无明显差异。可以排除铁、锰超标是由废水池渗漏引起。

综合分析，2#废水池外监控井位于水田内。超标原因为委托监测采样前未有效洗井导致。。

总体区块开发对区域地下水影响总体较小可接受。

表 2.4-2 区域部分井场开发前后地下水水质对比结果

监测点位			pH	氨氮	硝酸盐	亚硝酸盐	挥发性酚类	氰化物	总硬度	砷	汞	铬（六价）	铅	氟	镉	铁	锰	溶解性总固体	耗氧量	硫酸盐	总大肠菌群	菌落总数	COD	石油类	氯化物	硫化物
自215井	钻井前	3#	7.33	0.02	/	/	未检出	/	/	/	/	未检出	/	/	/	未检出	0.02	/	0.77	/	/	/	/	未检出	25.3	未检出
	钻井中	3#	7.4	0.076	1.07	未检出	未检出	未检出	356	未检出	未检出	未检出	6.6×10^{-3}	0.923	0.0006	未检出	未检出	491	2.62	18.3	<20	20	7	0.01	43.8	0.013
	对比分析		氨氮、石油类、氯化物、硫化物、耗氧量浓度略增加，总体无明显变化。																							
自216井	钻井前	4#	7.99	0.109	/	/	未检出	/	/	/	/	未检出	/	/	/	0.2	0.06	/	0.78	/	/	/	/	未检出	30.6	未检出
	钻井中	2#	7.1	0.044	1.06	未检出	未检出	未检出	434	未检出	未检出	0.005	6.5×10^{-3}	0.578	0.0006	未检出	未检出	491	1.98	8.70	20	20	5	0.02	38.5	0.006
	对比分析		氨氮降低、铁锰降低，石油类、氯化物、硫化物、耗氧量浓度略增加，总体无明显变化。																							
自212井	钻井前	1#	7.18	0.036	0.523	未检出	0.0003	未检出	447	/	/	未检出	/	0.045	/	0.11	0.04	/	1.2	107	/	/	/	未检出	30.5	未检出
	完钻后	3#	7.2	0.123	1.32	未检出	未检出	未检出	189	未检出	0.05	0.005	9.9×10^{-3}	0.591	0.0006	0.03	0.06	311	1.15	30.4	20	20	5	未检出	45.3	0.008
	对比分析		氨氮增加、铁锰、硫酸盐降低，总硬度降低，氯化物增加，氯化物、硫化物浓度略增加，总体无明显变化。																							
自23井	建设前	W07	6.79	0.2	13	0.01	未检出	未检出	366	0.0009	0.00007	0.005	未检出	0.812	未检出	未检出	未检出	578	1.91	46			未检出	未检出	36	未检出
	投运后	3#	7.1	0.356	0.700	未检出	未检出	未检出	306	未检出	未检出	未检出	9.3×10^{-3}	0.913	未检出	未检出	0.01	332	2.62	16.5	<20	20	5	0.01	27.0	未检出
	对比		铅、氟、锰、耗氧量、COD、石油类浓度略增加，总体无明显变化。																							

（4）区域土壤环境影响回顾

根据各井站现状土壤监测结果，各监测样点均达标。土壤影响总体较小接受。

本次评价对选择自 216 井钻井工程、自 215 井钻井工程实施前和钻井中耕地土壤监测点监测数据进行对比分，选择自 212 井钻井工程实施前和完钻后耕地土壤监测点监测数据进行对比分，选择自 23 井实施前和投运后耕地土壤监测点监测数据进行对比分。详见表 2.4-3。根据分析结果，考虑监测采样的环境、监测方法差异和实验误差，评价分析总体无明显的污染影响。

总体区块开发对区域土壤影响总体小可接受。

表 2.4-3 区域部分井场开发前后土壤环境质量对比结果　单位：mg/kg

点位编号			pH	镉	铅	汞	铬	砷	镍	铜	锌	石油烃（C_{10}-C_{40}）
自215井	钻井前	T1（表层土）	5.35	0.21	37	0.286	ND	6.17	48	25	171	ND
	钻井中	废水池外5-4柱状样	7.9	0.20	28.3	0.166	48	1.36	31	21	94	30
	对比分析		总体无明显变化，大部分因子浓度降低，石油烃、铬增加。									
自216井	钻井前	1#（表 层土）	5.73	0.25	11	0.089	ND	8.39	24	26	92	ND
	钻井中	废水池外6-4柱状样	7.7	0.23	20.2	0.316	46	2.37	28	25	53	60
	对比分析		总体无明显变化，部分因子浓度降低，铅、汞、镍、石油烃、铬增加。									

（5）区域生态环境影响回顾

区块现有开发建设主要为 5 个钻井工程和 1 个回注井站和依托 2 个集气站，自 212 井-自 205 井管线约 12.8km 管道在建设中。

1个回注井站和依托2个集气站永久占地约0.8hm^2，5个钻井工程属于临时占地约4hm^2，后期将部分用于站场建设转为永久占地，其他将复垦。自 212 井-自 205 井管线约 12.8km 临时占地约 13.1hm^2。

总体占地面积小，占用的土地类型主要为耕地，占比约 95%，少量林地约占 5%，林地主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林，中以灌木林为主。临时占地在管道建设完

后可复垦。总体占地占评价范围（周边 500m）耕地、林地面积的比例很小，约 0.3%。对区域的土地利用类型影响甚微，未改变评价范围土地利用总体格局。

在建管道临时占地改变土壤结构和土壤养分状况，通过按照土地复垦的相关规范和标准进行土地复垦，土壤质量将会逐渐得到恢复。区块开发未对周边土壤环境造成污染影响。

区块开发主要影响农业栽培植物，通过施工临时占地的复垦措施，影响 1 季度作物，对农业栽培植物影响很小。占地破坏少量自然植被，类型主要为柏树、竹、白茅、黄荆、构树、斑茅、黄茅、小白酒草、车前、酢浆草。未发现破坏重点保护野生植物及名木古树情况。植被类型在周边区域广泛分布，属于区域常见种。影响甚微。未导致区域植物群落的种类数量发生明显变化，未造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的影响很小。

开发区域野生动物分布少，均是广泛分布的物种，适应范围广，迁移能力强，施工占地及开发活动使部分野生动物迁移到周边大量的类似生境。未出现野生动物个体受到明显损害的情况。未出现施工人员人为伤害野生动物情况。更没有出现野生保护动物受伤害的情形。野生动物的种群数量未受明显影响，更未导致野生动物物种从区域消失。

工程建设基本不涉水施工，仅管道建设穿越小部分沟渠、小河沟，涉及水体鱼类少，均是常见普通鱼类，施工完成及恢复河道，未对水生生态造成明显不利影响。

区域以农业生态系统为主，森林生态系统、灌丛和灌草丛生态系统为辅，少量水生生态系统。总体对各生态系统的结构、稳定性和功能均为产生明显不利影响。

总体区块开发的累计影响程度小，对区域生态环境的影响小。

2.5 现有工程主要环境问题及改进措施

表 2.5-1　　现有工程主要环境问题及改进措施

序号	存在的环境问题	改进措施、建议
1	自 211、212 井钻井工程完成后未及时对放喷池等临时占地进行生态恢复。竣工环保验收中。	自 211、212 井钻井工程应及时按照环评要求进行临时占地生态恢复，并尽快完成竣工环保验收。
2	自 212 井、自 201 井和自 205 井放空方式均为直接放空。	参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）“对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。”，建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。

3 项目概况

3.1 项目基本情况

（1）项目名称：自 210 井区区块产能建设工程

（2）建设单位：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿

（3）建设性质：新建、勘探评价井转入试采。

（4）所属气田和探矿权：本项目属于《页岩气发展规划（2016-2020 年）》的重点建产区——威远勘探开发区。所属探矿权为----------（----------）。

（5）建设地点：自贡市荣县、富顺县、贡井区，详见附图 1 地理位置图

（6）产能规模：各井站总体新建产能 34×$10^4m^3/d$。其中天然气产量 18×$10^4m^3/d$，LNG 产品规模为 200m^3/d。

（7）行业类别：陆地天然气开采 B0721

（8）占地面积：本项目永久占地面积约 5.071hm^2，临时占地约 16.335hm^2。

（9）建设周期：预计 2021 年～2022 年，周期 1 年。

（10）开采矿种及特性：页岩气。甲烷含量高，重烃含量低，含少量氦和氢，不含硫化氢。

（11）工程投资：项目总投资 10000 万元，全部由建设单位自筹。其中环保投资 500 万元，占总投资的 5%。

（12）自 210 井区区块现有工程概况：自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井钻井工程（均已单独完成环评审批）。自 212 井站采气站试采规模为 6×$10^4m^3/d$（在建，完成环评审批）。自 212 井～自 205 井站集气管线 12.8km（在建，完成环评审批）。自 23 井回注站，设计回注能力为 200m^3/d。（已开展环评及验收，已投运）。

（13）自 210 井区区块产能建设工程建设内容和规模：新建自 210 井、自 211 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井站共 5 采气站场座。合计产能 34×$10^4m^3/d$。其中自 215 井、自 216 井站含 LNG 撬装装置各 1 套，合计 LNG 产品规模 200m^3/d。新建自 210 井站～自 201 井站、自 215 井站～自 213 井站、自 213 井站～张邓线集输管线合计约 17km。项目新

增页岩气产能 34×10⁴m³/d，其中页岩气产量 18×10⁴m³/d，LNG 产品规模为 200m³/d。本项目实施后自 210 井区总产能规模将达到 40×10⁴m³/d。具体建设方案如下：

①新建自 210 采气井站 1 座，试采规模为 6×10⁴m³/d，新建自 210 井～自 201 井站集气管道，全长约 7.5km，依托自 201 井站。

②新建自 211 采气井站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，配套建设 LNG 撬装装置 1 套，采用 LNG 拉运方案，LNG 产品规模 100m³/d。

③新建自 215 采气井站 1 座,试采规模为 6×10⁴m³/d。新建自 215 井～自 213 井集气管道，全长约 9km。

④新建自 213 采气井站 1 座,试采规模 6×10⁴m³/d，接收自 215 来气 6×10⁴m³/d。新建自 213 井～张邓线原料气管道约 0.5km。

⑤新建自 216 采气井站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，配套建设 LNG 撬装装置 1 套，采用 LNG 拉运方案，LNG 产品规模 100m³/d。

3.2 本项目各站场位置及总体集输方案、产品方案、依托工程

3.2.1 各站场位置

表 3.2-1 各站场地理位置统计表

编号	井站	所属行政区划	经纬度
1	自 210 井站	荣县鼎新镇------	[redacted]
2	自 211 井站	贡井区龙潭镇------	[redacted]
3	自 213 井站	富顺县代寺镇------	[redacted]
4	自 215 井站	富顺县古佛镇------	[redacted]
5	自 216 井站	富顺县怀德镇------	[redacted]

3.2.2 总体集输方案

本项目自 211 井站、自 216 井站，采用 LNG 拉运方案，不涉及集输管道。项目管道布置图见附图 4、5、6。

（1）自 210 井站外输方案

输送到自 201 井站，新建自 210 井～自 201 井站集气管道，全长 7.5km，依托自 201 井站。自 210 井产气输送至自 201 井在自 201 井站出站阀组汇合，依托自 201 井站～自 201H1 井站集气管线（长度 4.61km，设计规模 10×10⁴m³/d，设计压力 8.5MPa，采用 D88.9×5 L245N 无缝钢管），再输送至自 201-1 集气站。线路长度：7.5Km DN100，穿越小河沟 1 次，穿越乐自高速穿越 1 次。示意图如下。

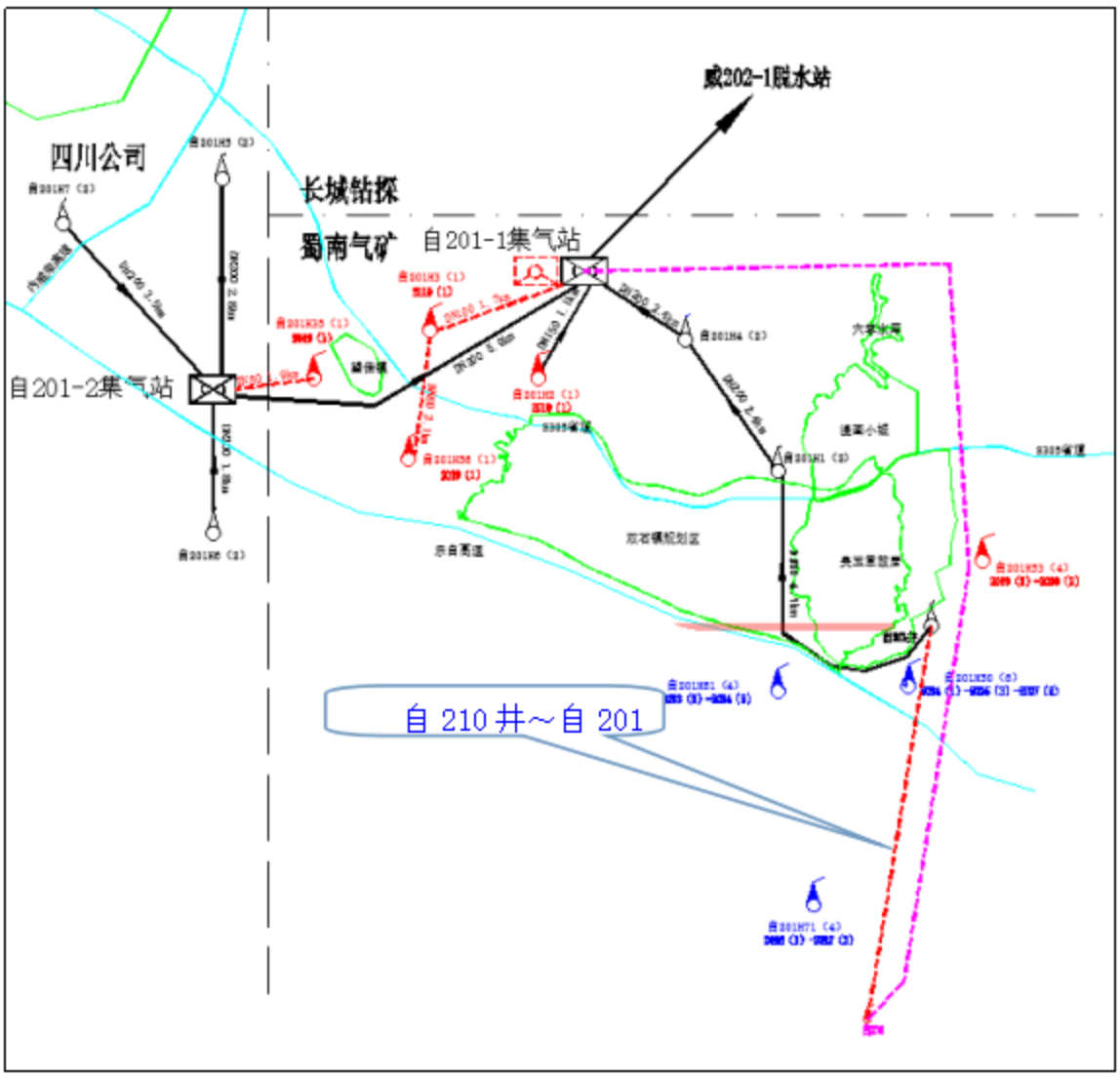


图 3.2-1　自 210 井站外输方案示意图

（2）自 213 井、215 井站外输方案

213 井站产气通过新建 DN100 集输管道 0.5km（输气规模 12×$10^4m^3/d$）；新建 T 接阀室 1 座；T 接到张邓线外输。

新建自 215 井～自 213 站集气管道，全长 9km，自 215 井产气输送至自 213 井在自 213 井站出站阀组汇合，依托新建 DN100 集输管道 0.5km（输气规模 12×$10^4m^3/d$）和新建 T 接阀室 1 座；T 接到张邓线外输。G348 国道穿越 1 次。示意图如下。



图 3.2-1　自 213、215 井站外输方案示意图

3.2.3 产品方案

表 3.2-2　　产品方案表

编号	井站	开采规模	产品（天然气）	产品（LNG）
1	自 210 井站	$6\times10^4m^3/d$	$6\times10^4m^3/d$	/
2	自 211 井站	$8\times10^4m^3/d$	/	$100m^3/d$
3	自 213 井站	$6\times10^4m^3/d$	$6\times10^4m^3/d$	/
4	自 215 井站	$6\times10^4m^3/d$	$6\times10^4m^3/d$	/
5	自 216 井站	$8\times10^4m^3/d$	/	$100m^3/d$

3.2.4 依托工程及可行性

表 3.2-3 本次产能建设工程依托工程及可行性

依托工况概况		生产现状	可行性分析
自201井站及外输管线	：自贡市荣县双石镇。站内包含 1口井，设计产能8×$10^4m^3/d$ 。设计压力为8.5MPa，分离计量撬、除砂阀组、出站阀组、水套加热炉各1套。放散区（放散管高10m)以及站内工艺管道。配套自201井站~自 201H1井站集气管线1条，长度4.61km，设计规模10×$10^4m^3/d$，设计压力8.5MPa，采用 D88.9×5 L245N 无缝钢管。	设计产能8万×$10^4m^3/d$。目前产能2万×$10^4m^3/d$。配套自 201 井站～自201H1井站集气管线1条，长度 4.61km，设计规模10×$10^4m^3/d$，设计压力8.5MPa，采用 D88.9×5 L245N 无缝钢管。	本次站内自201井新增进站阀组撬（清管收球）一套，截断放空模块依托自201井放空系统。接入依托的自201井站~自201H1井站集气管线外输。 自201井放空系统设计规模10×$10^4m^3/d$，满足自210井来气6万×$10^4m^3/d$的放空需要。自201 井站~自201H1井站集气管线设计规模10×$10^4m^3/d$，满足现有 2 万×$10^4m^3/d$和210井来气6万×$10^4m^3/d$的输送。依托可行。
自23井回注工程	自贡市大安区三多寨镇------3组。本项目拟将自23井作为周边气田及自贡等地区页岩气井开发等所产生气田水注井，设计回注能力为200m^3/d，对回注设施设进行修整，并对回注设备进行更新。回注地层为------，设计总容量约 37.4万 m^3。污水池容积约为200m^3。设置高效过滤器3台（过滤网过滤），不涉及其他预处理工艺。自贡等地区页岩气气田水及周边气田水均应处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准后，方可拉运至自23井回注。	自23井回注站2020年8月建成投产，建设回注规模200m3/d,约设计总容积约37.4万方。主要服务于自贡等地区页岩气开发过程中所产生的气田水及蜀南气矿下辖周边等气田所产气田水。自2020年8月运行至2021年2月验收期间，已通过回注泵进行试回注27147.9m3。回注规模平均约120m3/d。剩余能力80m3/d。	同时考虑区块在建自212井废水，自23井的处理能力不满足 2022年回注需要，2022年不能依托 23井的废水量171m3/d需要外运至周边新增钻井平台配置压裂液以及依托周边其他回注站如威43 井回注站等具备剩余处理能力的回注站回注。否则应通过调整各井的投产时序确保废水能够全部有效利用和处置。 **2023及以后废水总量61m^3/d，自23井回注站的回注能力能够接纳，能够满足本工程生产废水回注的要求。**

3.3 项目组成及工程内容、工程量

3.3.1 项目组成

表 3.3-1　　项目组成表

工程类别	建设规模及主要内容			主要可能的环境问题	
				施工期	营运期
主体工程	站场工程	自 210 井站	新建：新建自 210 井无人值守站 1 座，试采规模 6×10⁴m³/d，在站内建设井场一体化撬 1 套（含水套加热炉、高压除砂撬、分离计量橇），站场占地面积 2200 m²。站场内布置放空区（放空立管 DN150 H=10m）。2 利用钻井工程的废水池（500m³）作为分离气田水储存池，占地约 280m²，设置污水装卸区 420m。	扬尘、废水、噪声、固体废物、水土流失	废气、噪声、分离气田水、环境风险
		自 211 井站	新建:①新建自 211 井无人值守采气站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，在站内建设井场一体化撬 1 套（含水套加热炉、高压除砂撬、分离计量橇），采气站占地面积 2200m²，布置放空区（放空立管 DN150 H=10m）。利用钻井工程的废水池（500m³）作为分离气田水储存池，占地约 280m²，设置污水装卸区 420m²。 ②新建天然气试采回收 LNG 撬装装置 1 套，与采气站相邻建设。用地面积约 8100m²。设置原料气预处理单元（进气凝聚过滤器、脱酸橇、脱水脱汞橇各 1 套）、液化单元（预冷压缩机组、主冷压缩机组、LNG 冷箱各 1 套）、BOG 压缩单元(BOG 压缩机、BOG 缓冲罐、BOG 汽化器各 1 套)。站场外布置放空区（放空立管 DN150　H=15m），配套放空汽化器、放散凝液罐各 1 套。配套装车单元、燃料气单元、空氮单元、导热油单元、脱盐水单元。	扬尘、废水、噪声、固体废物、水土流失、植被破坏	废气、噪声、分离气田水、固体废物、环境风险
		自 213 井站	新建：新建自 213 井无人值守站 1 座，试采规模 6×10⁴m³/d，在站内建设井场一体化撬 1 套（含水套加热炉、高压除砂撬、分离计量橇），站场占地面积 2200 m²。站场内布置放空区（放空立管 DN150 H=10m）。利用钻井工程的废水池（500m³）作为分离气田水储存池，占地约 280m²，设置污水装卸区 420m²。 站内新增 215 井进站阀组撬（清管收球）一套，新增线路截断放空模块接入自 213 井放空系统。	扬尘、废水、噪声、固体废物、水土流失	废气、噪声、分离气田水、环境风险
		自 215 井站	新建：新建自 215 井无人值守站 1 座，试采规模 6×10⁴m³/d，在站内建设井场一体	扬尘、废水、噪声、固体	废气、噪声、分离气

			化撬 1 套（含水套加热炉、高压除砂撬、分离计量橇），站场占地面积 2200 m^2。站场内布置放空区（放空立管 DN150 H=10m）。利用钻井工程的废水池（500m^3）作为分离气田水储存池，占地约 280m^2，设置污水装卸区 420m^2。	废物、水土流失	田水、环境风险
		自 216 井站	新建:①新建自 211 井无人值守采气站 1 座，试采规模 8×10^4m^3/d，在站内建设井场一体化撬 1 套（含水套加热炉、高压除砂撬、分离计量橇），采气站占地面积 2200m^2，布置放空区（放空立管 DN150 H=10m）。利用钻井工程的废水池（500m^3）作为分离气田水储存池，占地约 280m^2，设置污水装卸区 420m^2。 ②新建天然气试采回收 LNG 撬装装置 1 套，与采气站相邻建设。用地面积约 8100m^2。 设置原料气预处理单元（进气凝聚过滤器、脱酸橇、脱水脱汞橇各 1 套）、液化单元（预冷压缩机组、主冷压缩机组、LNG 冷箱各 1 套）、BOG 压缩单元（BOG 压缩机、BOG 缓冲罐、BOG 汽化器各 1 套）。站场外布置放空区（放空立管 DN150 H=15m），配套放空汽化器、放散凝液罐各 1 套。配套装车单元、燃料气单元、空氮单元、导热油单元、脱盐水单元.	扬尘、废水、噪声、固体废物、水土流失、植被破坏	废气、噪声、分离气田水、固体废物、环境风险
		自 201 井	依托，站内新增进站阀组撬（清管收球）一套，截断放空模块依托自 201 井放空系统。接入依托的自 201 井站～自 201H1 井站集气管线外输。		噪声、固体废物、环境风险
	管道工程	自 210 井一自 201 井	新建自 210 井～自 201 井站集气管道，全长 7.5km。设计压力 8.5MPa、DN100 无缝钢管，输送规模 6×10^4m^3/d。	施工作业带内植被受到影响和破坏；土壤容量、土体结构、土壤抗蚀指数变化；农作物损失；	环境风险
		自 213 井～张邓线	新建自 213 井～张邓线集气管道，全长 0.5km。设计压力 4MPa、DN100 无缝钢管，输送规模 12×10^4m^3/d。新建 T 接阀室 1 座。		环境风险
		自215井-自 213 井	新建自 215 井～自 213 井站集气管道，全长 9km。设计压力 8.5MPa、DN100 无缝钢管，输送规模 6×10^4m^3/d。		环境风险
临时工程		堆管场	设置 5 个堆管场，位置由施工单位现场确定，临时占地约 2500m^2。	植被受到影响和破坏；土壤容量、土体结构、	/
		施工便道	尽量利用现有道路，在与管道作业带较远的无公路段或穿越工程的施工场地连接		

		必要时设置，总长约 2km，约 4m 宽。	土壤抗蚀指数变化；	
	临时值守生活区	各井站前期有人值守，各井站分别布置临时值守站各 1 座，布置井站外，包括 1 座值班室和高架水箱供水站、生态厕所等，单个占地面积约 150m^2。		/
	管线作业带	作业带宽度：8-10m（旱地为 8m，水田 10m，林地为 8m，经济林 8m）		/
				/
辅助、公用工程	管道防腐	站内地面管道及设备采用涂装外防腐层的方案，埋地管道采用三层 PE 常温型防腐层。集气管道采用外防腐层加阴极保护的联合保护方案；补口和热煨弯管防腐采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。	/	/
	管道标识	管道标识（线路标志桩、警示牌、警示带等）		
	自控工程	①各无人值守井站新建一套 PLC 站控系统。对工艺过程进行监视、控制；数据远传至 中心站、自贡作业区及蜀南气矿等进行监（视）控。井口地面安全系统。井口设置高、低压安全截断阀，井下安全纳入地面控制系统，出站管线上设有紧急截断阀，可在紧急事故工况下截断。各站场设置可燃气体探测器 、可燃气体报警控制器。气田水池雷达液位计。 ②各 LNG 撬装装置区新建 1 套 DCS 系统和 SIS 系统对各个装置、工艺过程参数和设备运行状态进行实时数据采集、监视和控制，完成各种数据采集、控制、通信等功能。本工程设置可燃气体探测报警系统，以实现对全厂可燃气体泄漏检测。在脱酸装置、脱水装置、液化装置、BOG 增压装置、LNG 装车系统、发电系统等可能泄漏和积聚可燃气体的部位设置固定点式气体探测器，对气体泄漏进行连续监测、指示和报警。在站内设置紧急截断系统、放空系统以及压力温度等的显示远传控制系统等，以便及时了解站场工作情况，做到及时防范危害因素。	/	/
	通信工程	各井站新建 SCADA 数据传输系统、工业电视监控系统、语音对讲系统、可视化门禁等。各 LNG 撬装装置区配备对讲机用于通讯；设置 1 套工业电视监控系统用于保障试采回收的正常生产、工作秩序及安全防范。	/	/

	供配电	①各采气站电源拟从就近地方电力部门辖属 10kV 架空线路引接，站内设杆式变电站 1 座，设置 1 台户外型交流电源系统作为应急电源。 ②各 LNG 撬装装置区设置燃气式发电机组（输出电压为 380V）供电。2 台发电机组装置容量合计 2000 kW。 备用户外橇装柴油发电机 1 台。中控室内设置 1 套在线式单机运行 UPS 装置采用阀控铅酸蓄电池，UPS 装置蓄电池后备时间为 2 小时。	/	天然气燃烧废气
	燃料气供应	①各采气站燃料气由本井站提供，回路设置计量、调压设备，满足水套炉燃料气供气及计量要求。 ②各 LNG 撬装装置区从凝聚过滤器中出来的天然气一部分减压至 0.5MPa，和 BOG 压缩机、脱水橇、脱水橇的燃料气管线汇合后一起进入燃气缓冲罐供燃气发电机组、导热油炉用气		天然气燃烧废气
	给排水	给水：各无人值守站前期临时有人值守，项目采用车垃供水。各 LNG 撬装装置区采用当地自来水接入和车拉供水。各 LNG 撬装装置区工艺设备采用全风冷，设置 1 台脱盐水装置（处理量：240Kg/d）。 排水：各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。 各井站分离气田水以及 LNG 撬装装置区分离废水依托各井站钻井期间已建污水池（容积 500m³）作为生产废水暂存池，定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。 雨水、清净下水：各站场雨水通过雨水沟排出，脱盐水装置的浓水作为清净下水排入雨水系统。		废水
环保工程	生活污水：各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。			
	生产废水：各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。各采气站分离气田水以及 LNG 撬装装置区分离废水依托各井站钻井期间已建污水池（容积 500m³）作为生产废水暂存池，定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。			
	废气：各站场、管道全过程应采用密闭工艺流程。			

	各站场针对检修、事故放空废气新建不点火放空立管1套（难以回收）。水套炉、导热油路燃料气采用各井产生的清洁不含硫页岩气，通过不低于8m的排气筒排放。 燃气发电机组采用各井产生的清洁不含硫页岩气。通过不低于8m的排气筒排放。LNG系统闪蒸废气主要为少量 CO_2 和非甲烷总体气体，通过放空区15m放空立管进行排放。		
	各采气站：固废：生活垃圾经袋装收集后交由环卫部门收运处置。清管废渣收集交环卫部门收运处置。抑制剂、废包装物，产生量为1t/a，集中收集储存交原厂家回收作为原始用途利用。废水池产生沉淀污泥约10t/a，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。 抑制剂废包装物，产生量为1t/a，集中收集储存交原厂家回收作为原始用途利用。 LNG撬装装置区： ①生活垃圾 生活垃圾：生活垃圾产生量为 18kg/d（6.57t/a），设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。 ②一般工业固体废物 脱水单元废分子筛以及过滤器，每3年更换一次；每次产生量约1t。由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。 ③危险废物 MDEA单元过滤器（活性炭）每5年更换1次，每次约0.5t，属于危险废物HW49。交由有危废处置资质的单位进行收运处置。 脱汞剂（载硫活性炭）每5年更换1次，每次约1t，属于危险废物HW29，集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。项目运营期压缩机等设备要定期更换机油，废机油及废油桶产生量为1t/a，危险废物类别HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。导热油每3年更换1次，每次约4.5t，属于危险废物HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物，产生量为0.5t/a，危险废物类别HW49。集中收集储存交原厂家回收作为原始用途利用。 各LNG撬装装置区设置危险废物储存间1座约5m^2。		
	生态恢复、水土流失防治：站场和管道沿线护坡堡坎、土地复垦、生态恢复。站内空地进行绿化。	/	

3.3.2 站场工程内容及工程量

（1）站场技术、工艺指标

表 3.3-2　　站场技术、工艺指标表

编号	井站	规模	设计压力	工艺
1	自 210 井站	$6\times10^4m^3/d$	井口针阀后至除砂器橇针阀前设计压力为 26MPa，除砂器橇针阀后设计压力为 8.5MPa。排污系统设计为 8.5MPa，放空系统设计压力 1.6MPa。	井站具有除砂、节流降压、水套加热、分离、计量和发球等功能。井口天然气经井口针阀一级节流降压至 20MPa 以下，进入高压除砂橇，除砂并节流降压至 8.0MPa 以下进入单井分离计量橇，在橇内分离、计量后经出站发球筒橇通过集气管道输至自 201 井。
2	自 211 井站采气站	$8\times10^4m^3/d$	井口针阀后至除砂器橇针阀前设计压力为 26MPa，除砂器橇针阀后设计压力为 8.5MPa。排污系统设计压力为 8.5MPa，放空系统设计压力为 1.6MPa。	井站具有除砂、节流降压、水套加热、分离、计量和发球等功能。井口天然气经井口针阀一级节流降压至 20MPa，进入高压除砂阀组橇，除砂并节流降压至 5～7MPa 左右进入单井分离计量橇。气相在橇内汇集后，输送至 LNG 撬装装置区进行处理后拉运及销售。
3	自 213 井站	$6\times10^4m^3/d$	井口针阀后至除砂器橇针阀前设计压力为 26MPa，除砂器橇针阀后设计压力为 8.5MPa。排污系统设计压力为 8.5MPa，放空系统设计压力为 1.6MPa。	井站具有除砂、节流降压、水套加热、分离、计量和发球等功能。采用三级节流工艺，自 213 井口采出原料气井口压力一级节流至 20MPa 后，经高压除砂橇，经过二级节流阀调压至 4.0MPa以下，原料气进入分离计量橇分离、计量后，进入新建集气管道输送至张邓线 T 接阀室。
4	自 215 井站	$6\times10^4m^3/d$	井口针阀后至除砂器橇针阀前设计压力为 26MPa，除砂器橇针阀后设计压力为 8.5MPa。排污系统设计压力为 8.5MPa，放空系统设计压力为 1.6MPa。	井站具有除砂、节流降压、水套加热、分离、计量和发球等功能。井口天然气经井口针阀一级节流降压至 20MPa 以下，进入高压除砂橇，除砂并节流降压至 8.0MPa 以下进入单井分离计量橇，在橇内分离、计量后经出站发球筒橇通过集气管道输至自 213 井出站阀。
5	自 216 井站采气站	$8\times10^4m^3/d$	井口针阀后至除砂器橇针阀前设计压力为 26MPa，除砂器橇针阀后设计压力为 8.5MPa。排污系统设计压力为 8.5MPa，放空系统设计压力为 1.6MPa。	井站具有除砂、节流降压、水套加热、分离、计量和发球等功能。井口天然气经井口针阀一级节流降压至 20MPa，进入高压除砂阀组橇，除砂并节流降压至 5～7MPa 左右进入单井分离计量橇。气相在橇内汇集后，输送至 LNG 撬装装置区进

				行处理后拉运及销售。
6	自 211 井撬装装置区	100m³/d LNG	设计压力 5-7MPaMPa。	原料气（5.5-7MPa、常温）首先经调压、过滤、计量至 5.0MPa 后，再经脱酸单元脱去 CO_2，脱酸装置采用活化 MDEA 溶剂。湿天然气进入脱汞塔进行脱汞处理，脱汞后天然气进入脱水装置，用分子筛吸附塔吸附 H_2O。脱汞脱水后的天然气经粉尘过滤器过滤，进入液化装置进行液化。液化工艺采用单循环混合制冷工艺，液化装置生产的-162℃的产品经装卸臂装车外运。
7	自 216 井 LNG 撬装装置区	100m³/d LNG	设计压力 5-7MPaMPa。	

（2）平面布置

①单井采气站（自 210 井站、自 213 井、自 215 井站）

根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，场属于五级站场，平面布置时工艺装置防火间距按五级站场设计。本项目各井站采用标准化的平面布置。

站内主要包括：井口区、工艺装置区、仪表风橇、仪控一体化橇、放散管等。井口区留出足够的修井作业场地；工艺装置区靠近井口布置在井场后场；仪表风橇、仪控一体化橇布置在进站道路侧，保证与井口及工艺装置区足够的安全间距。站内设置主大门、混凝土回车场地（利用钻前硬化场地），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。放散管位于井场后方，满足防火间距要求。站内标准用地规模 2200m²，均在原有钻井井场上建设，由临时占地转为永久占地。

站外利用钻井工程的废水池（500m³）作为分离气田水储存池，占地约 280m² 污水装卸区新增建设用地 420m²，均布置在原有井场内，由临时占地转为永久建设用地。

站外租地设置前期有人值守的办公生活房（临时），单井占地约 150m²。均布置在原有井场内，由临时占地转为永久建设用地。

典型采气站平面布置示意图见附图 2。

②依托自 201 井

各站内新增进站阀组撬（清管收球）一套，新增线路截断放空模块依托接入自 201 井系统。依托扩容原有自动控制系统，对新增部分工艺参数和设备运行状况进行采集、控制。均位于原有占地用地范围，不新增用地。

③自 211 井、自 216 井站（含采气站、LNG 撬装装置区）

采气站和 LNG 撬装装置区分开布置，各成 1 套系统。采气站按照单井采站场布置。

A:采气站（按照单井采站场布置）

根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，场属于五级站场，平面布置时工艺装置防火间距按五级站场设计。采用标准化的平面布置。

主要包括：井口区、工艺装置区、仪表风橇、仪控一体化橇、放散管等。井口区留出足够的修井作业场地；工艺装置区靠近井口布置在井场后场；仪表风橇、仪控一体化橇布置在进站道路侧，保证与井口及工艺装置区足够的安全间距。站内设置主大门、混凝土回车场地（利用钻前硬化场地），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。放散管位于井场后方，满足防火间距要求。站内标准用地规模 2200m²，均在原有钻井井场上建设，由临时占地转为永久占地。

利用钻井工程的废水池（500m³）作为分离气田水储存池，占地约 280m² 污水装卸区新增建设用地 420m²，均布置在原有井场内，由临时占地转为永久建设用地。

租地设置前期有人值守的办公生活房（临时），单井占地约 150m²。均布置在原有井场内，由临时占地转为永久建设用地。

B：LNG 撬装装置区

参考《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的站场等级划分规定，属五级站。各 LNG 撬装装置区充分利用现在钻井井场占地布置和相邻的采气站合并布置。同时需要向井场外扩展少量用地。道路依托现有道路。

布置内容有：工艺装置区、工艺辅助装置区（空氮橇、导热油系统）、控制室、配电橇、发电机组、装车区、辅助生产用房等。LNG 撬装装置区与周围建构筑物距离满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求。站外布置放空区 100m2。站场围墙为钢网围栏。在站场南侧设主大门一座，西北角设置事故逃生门一座。钢网围栏、逃生门、防撞墩为承包商自建项目。

防火间距均严格执行中国标准《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）及《液化天然气（LNG）生产、储运和装运》（GB/T20368-2012）。道路布置符合生产、维修、消防等通车的要求。液化站区内道路采用环状布置，符合防火、环保的规定，道路交叉采用正交。道路布置主要遵循《厂矿道路设计规范》（GBJ22-87）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）。道路及场地布置以能满足现场施工和正常生产所需运输及设备检修、保证在火灾发生时消防车能安全迅速到达各防火区域。围墙、大门设置 LNG 撬装装置区围墙为铁栅栏，站场设置 1 个出入口，采用铁栅栏。

单个 LNG 撬装装置区永久建设用地面积约 8100m²。站外临时租用办公生活区用地 300m²。

典型 LNG 撬装装置区平面布置示意图见附图 3。

各站场将利用原有钻井工程新建的井场道路，由原来的临时用地转为建设用地。用地规模合计约 20000m²。

（3）典型站场工程主要工程量表

表 3.3-3 典型站场工程主要工程量表（以 1 个站计）

项目	序号	工程内容			单位	数量	备注
站场	1	采气站	站场征地	井场	m²	2200	布置在原有井场内，由临时占地转为永久建设用地。
				污水池	m²	280	利用钻井工程的废水池
				污水装卸区	m²	420	布置在原有井场内，由临时占地转为永久建设用地。
			工艺装置区		m²	130	含水套加热炉、除砂撬、分离计量撬等
			仪控棚		m²	44	/
			钢网围栏		m	206	
			进站道路		m²	3060	740m，依托各站场将利用原有钻井工程新建的井场道路，由原来的临时用地转为建设用地。
			钢网大门		樘	1	/
			污水池、放空区钢门		樘	3	/
			逃生门		樘	1	/
			风向标		座	2	/
			消防棚		座	2	/
	2	依托自 201 井新增设施	收球撬区（进站阀组）		m²	30	原有站场，不新增占地
	3	LNG 撬装装置区	混凝土车行道		m²	900	
			工艺装置去铺装		m²	880	
			硬化地面破除		m²	1200	
			混凝土车行道		m²	2000	
			排水沟		m	330	
			钢丝网围墙		m	445	
			内压式逃生门		樘	1	
			6m 宽大门		樘	1	

			1.5m宽型钢门	樘	1	
			挖方	m^3	2000	
			填方	m^3	8000	
			建筑垃圾外运	m^3	600	
			需土方	m^3	6000	周边建筑工程购买弃土，不设置取土场
			总用地面积	m^2	8100	
			临时租地	m^2	300	站外生活区

3.3.2 集输管道工程内容及工程量

（1）管道布置

管道走向：

自 210 井～自 201 井站集气管道起于荣县鼎新镇-------的自 210 井，出站后向北敷设，止于自贡市荣县双石镇的自 201 井。管道沿线为丘陵地区，有一定起伏，主要为旱地与水田。**穿越小河沟 1 次，穿越乐自高速穿越 1 次。同时**穿越部分水泥公路、碎石路、小沟渠。全长 7.5km。

自 215 井～自 213 井站集气管道，起于富顺县古佛镇-------自 215 井，出站后向北敷设，止于富顺县代寺镇-------自 213 井。管道沿线为丘陵地区，有一定起伏，主要为旱地与水田。G348 国道穿越 1 次。同时穿越部分水泥公路、碎石路、小沟渠。全长 9km。

自 213 井～张邓线集气管道，起于富顺县代寺镇-------自 213 井，出站后向南敷设，止于富顺县代寺镇-------张邓线。管道沿线为丘陵地区，有一定起伏，主要为旱地与水田。穿越部分水泥公路、碎石路。线路较短 0.5km。

项目管道布置图见附图 4、附图 5、附图 6。

管线沿线地貌区划长度估算见表 3.3-4。

表 3.3-4　管线沿线地貌区划长度估算表

线路	地貌	长度（m）
自 210 井～自 201 井站集气管道	旱地	5000
	水田	2000
	林地	400
	其他（公路、河流等）	100
	小计	7500
	基本农田	约 6000m
线路	地貌	长度（m）

自 215 井～自 213 井站集气管道	旱地	3000
	水田	5300
	林地	500
	其他（公路、河流、沟渠等）	200
	小计	9000
	基本农田	约 7000m
线路	地貌	长度（m）
自 213 井～张邓线集气管道	旱地	350
	水田	140
	林地	0
	其他（公路、河流、沟渠等）	10
	小计	500
	基本农田	约 400m

（2）管道工程主要工程量表

表 3.3-5　　项目主要工程量表

线路	序号	工程内容		单位	数量	备注
自 210 井～自 201 井站集气管道	1	DN100　L245N 无缝钢管		km	7.5	集气管线：集输规模为 $6\times10^4m^3/d$，设计压力 8.5MPa
	2	管线穿越工程	穿越乐自高速	m/处	50/1	顶管穿越
			穿越乡村水泥道路、碎石道路	m/处	若干	顶管穿越、开挖+套管保护
			穿越小河	m/处	10/1	开挖+混凝土稳管
	3	线路标志桩		个	若干	
	4	线路警示牌		个	若干	
	5	地埋警示带		km	7.5	
	6	堆管场		个	2	$500m^2$/个
	7	施工临时用地	施工作业带	10^4m^2	6.42	
			施工便道	m^2	4000	
			堆管场	10^4m^2	0.1	
线路	序号	工程内容		单位	数量	备注
自 215 井～自 213 井站集气	1	DN100　L245N 无缝钢管		km	9	集气管线：集输规模为 $6\times10^4m^3/d$，设计压力 8.5MPa
	2	管线穿越工程	穿越 G348 国道	m/处	30/1	顶管穿越
			穿越乡村水泥道路、碎石道路	m/处	若干	顶管穿越、开挖+套管保护
	3	线路标志桩		个	若干	

管道	4	线路警示牌		个	若干	
	5	地埋警示带		km	9	
	6	堆管场		个	2	500m²/个
	7	施工临时用地	施工作业带	104m²	8.3	
			施工便道	m²	4000	
			堆管场	104m²	0.1	
线路	序号	工程内容		单位	数量	备注
自213井～张邓线集气管道	1	DN100 L245N 无缝钢管		km	0.5	集气管线：集输规模为 12×10⁴m³/d，设计压力 4MPa
	2	管线穿越工程	穿越乡村水泥道路、碎石道路	m/处	2	顶管穿越、开挖+套管保护
	3	线路标志桩		个	若干	
	4	线路警示牌		个	若干	
	5	地埋警示带		km	0.5	
	6	堆管场		个	1	500m²/个
	7	施工临时用地	施工作业带	10⁴m²	0.43	
			堆管场	10⁴m²	0.05	
	8	新建 T 接阀室		1	座	占地 10m²

3.4 施工组织方案

为缩短本项目整体工期，本项目施工时序为各战场及管线分段同时开工，同时开建，最后同步衔接。

3.4.1 站场施工组织方案

站场主要涉及基础建设，设备安装，施工场地全部位于原钻井井场和占地范围内，不新增临时用地。施工现场不设置施工营地，均租住当地农户或旅馆。施工场地均布置在原有钻井井场。施工周期短，约 1-4 月。

3.4.2 管道施工组织方案

根据以往施工经验，本项目属于天然气管道项目，施工现场不设置施工营地，均租住当地农户或旅馆。施工周期短，约 2-6 个月。

（1）施工作业带线路清理

现场勘查确定路由后即进行施工作业带线路的清理，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，应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）一般地段管道开挖及敷设

①一般地段管沟开挖

本工程主要在规划区范围外施工，为确保管道施工质量，不受外力破坏，管线一般地段均采用人工开挖,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3.4-1所示：

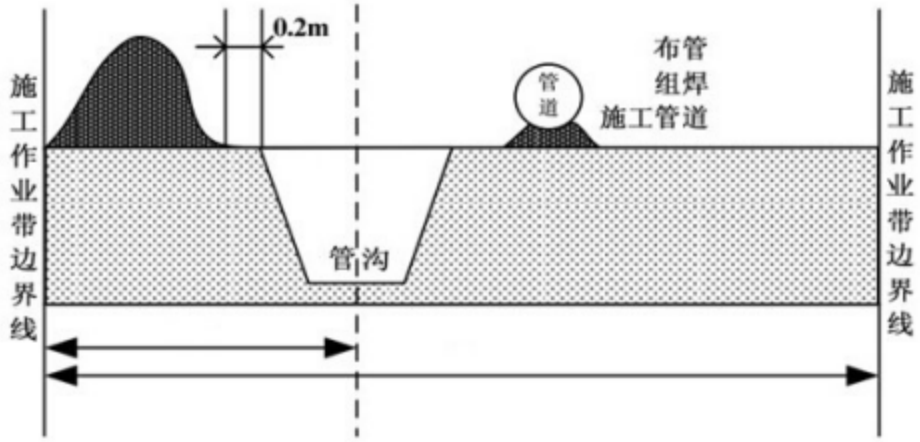


图 3.4-1　管沟开挖剖面示意图

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。

②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，本工程管线管道应有足够的埋设深度,项目管道最小埋设深度(管顶至地面)要求见表3.4-1。

表 3.4-1　　管道最小覆土层厚度表（m）

地区等级 \ 管道埋深		土壤类			岩石类	小河	公路（套管顶距路面）
		旱地	林地	水田			
三级地区	集气管道	0.8	1.2	1.0	0.5	1.0	1.2

③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，才允许用粒径小于 0.1m 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

①穿越现有天然气管线

管线与已建天然气管线交叉穿越时，管沟开挖应先查明其具体位置，施工时不得对已建天然气管线、造成任何危害。在与已建埋地天然气管道交叉时，应从其下方穿过且垂直净距不得小于 0.3m，并在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离，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。本工程集气管道与现有管线交叉穿越断面示意图见图 3.4-5 所示。

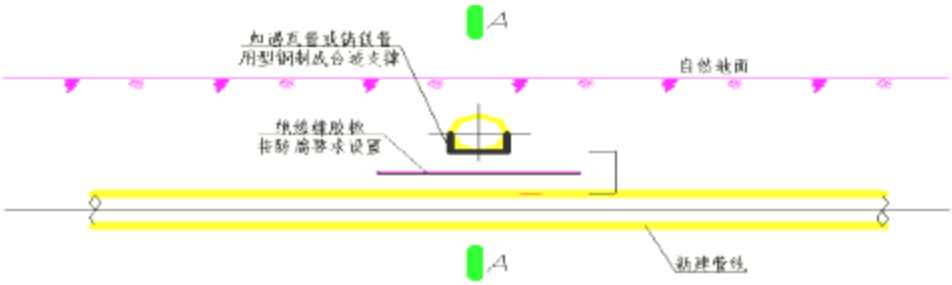


图 5.1-3　　管道与现有管线交叉穿越断面示意图

②顶管施工

管线穿越高速路、国道以及乡村水泥道路中部分采用顶管施工方式，部分乡村水泥道路采用开挖+套管保护施工方式，顶管施工工艺示意图见图 3.4-3。

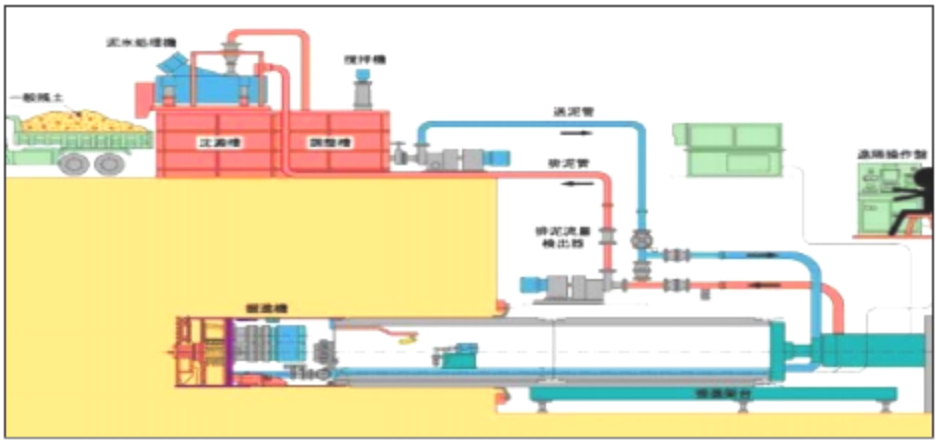


图 3.4-3　　顶管施工方式及工艺示意图

拟建项目顶管穿越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，距公路边沟底面不应小于 1.0m，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。管道穿越公路断面示意图见图 3.4-4。

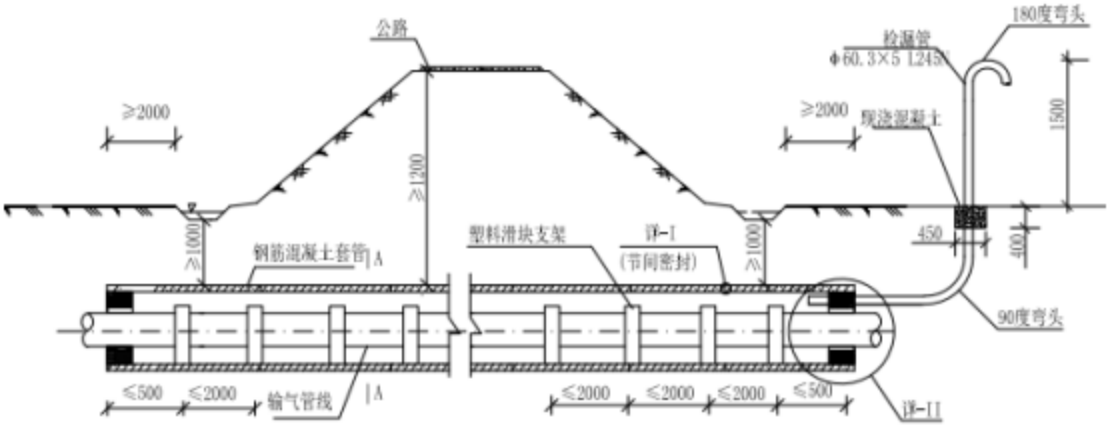


图 3.4-4　　管道穿越公路断面示意图

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。

③大开挖施工

根据拟建工程设计方案，管线穿越 4m 宽水泥道路以及碎石道路施工方式采取大开挖施工，碎石道路采用大开挖加 DRCPIII500×2000 钢筋混凝土套管，水泥道路采用大开挖加 DRCPIII1000×2000 钢筋混凝土套管。

半边路开挖：为保证道路畅通，开挖采用以路为中心为界线分两侧开挖，挖出的土石

方堆放在管沟两侧。下套管：将套管放入管沟，将开挖出的土石方按照要求进行回填，并按照要求恢复路面。另半边路开挖、下套管、回填：按照以上程序开挖，下套管，回填。由于管道穿越施工时间较短，不会对道路交通造成影响。

④河流穿越

本工程管线穿越小河约 1 次穿越剖面示意图见图 5.1-6。

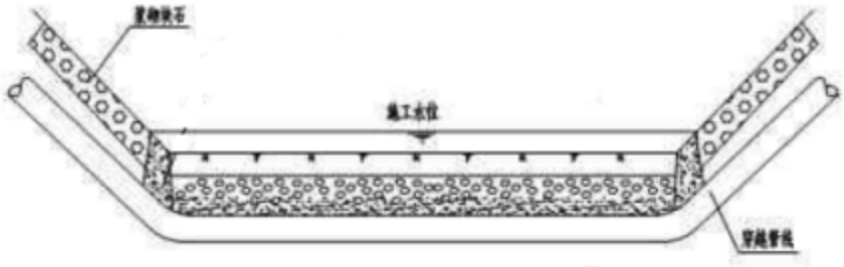


图 3.4-5　　沟渠穿越剖面示意图

本工程管道穿越小河 1 次，穿越宽度约 10m，根据本工程设计方案，小河穿越施工方式采用大开挖围堰方式，根据地质条件，采用现浇混凝土、预制混凝土加重块或散抛石笼稳管。在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 0.5m。无冲刷水域应在河床底大于 1.5m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.5m，现浇混凝土封顶。穿越段两岸做好护坡、护岸措施，与自然地貌衔接好，护岸应置于稳定的地基上。管沟施工方法视各条河详勘时的实际水文、地质和地形情况决定，一般采用围堰引流或直接开挖的方式。

沟渠穿越施工时间尽量选择在枯水期，避开暴雨季节。沟渠穿越只对穿越段水质造成短暂影响。

⑤林地穿越

拟建工程管道沿途断续穿越一般林地。

为避免在林区施工期间发生火灾施工，本次评价做出以下要求：

穿越林区施工时，首先应减小施工作业带宽度，减少对林区的破坏；对于穿越林地的管道施工，应预先编制施工安全预案，确保林地内的施工安全。管沟开挖严禁采用爆破方式进行；管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊采用沟下焊方式；焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如钢板等），防止电弧和火花进入林区；严禁在林边或林内吸烟、引弧；对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区；施工中应配备一定数量的移动灭火器。

⑥水田穿越

水田穿越中，为确保管线埋地敷设的稳定性，需在连续水田段设置重混凝土加重块。水田段管道下沟和回填前须对管沟进行排水和清淤等工作，并确保管顶覆土层厚度达到设计要求。

⑦穿越方式可行性分析

拟建项目采用机械开挖为主、人工开挖为辅的方式，降低项目施工期间对农作物的损失和区域内生态环境的影响程度，也有效地降低了临时占地的面积。因此，拟建项目采用机械开挖为主、人工开挖为辅施工的作业方式可行。

根据穿越点现场情况、车流量及相关部门的对接，对穿越高速公路、国道及部分乡村水泥道路采用顶管方式进行穿越。机耕道平时车流量较少，采用大开挖穿越。施工完毕后，尽快恢复其路面和通车能力，对当地居民的出行影响较小，穿越方式可行。本工程在小河的穿越段断面处较窄，沟渠、小河两岸地形较平坦、开阔，因此采用开挖沟埋的穿越方式可行。本工程集气管线沿线穿越的小河主要水体功能为农灌，不涉及集中式饮用水源保护区，采用开挖的方式仅短期内会对河流水质造成影响，施工结束后即可恢复。

本工程采气管线不涉及大型河流穿越，不涉及集中式饮用水源保护区。

拟建项目在穿越林地、道路时，要加强对周边环境的管理，尽量减少施工范围，减轻对当地生态的破坏，避免人为因素破坏周边植被，做到快速施工，减少扬尘及水土流失量。敷设完毕后设置管道标识桩，以免引起第三方对管道造成破坏。

（5）困难地段及水工防护技术措施

本工程施工困难段的情况主要是沿山间沟谷、斜坡等高线区段。管道沿陡崖及陡坡地段敷设时，陡崖及陡坡处的岩质坚硬，需增加纵向堡坎、截水墙、护坡护面等工作。沿斜坡等高线敷设的区段，管道敷设施工将进行必要的开挖，应做好预防措施，因地制宜，加强支挡、排水等措施。

①管沟开挖、回填

困难段一般情况表土较薄、裸露基岩，为保证管道一次细土回填，可外购土方运输至沟边，用编织袋装土对管道进行包裹保护（厚度>300mm），再采用原土回填。回填土应平整密实。

②敷设方案及防护措施

由于施工扫线对地形、地貌的破坏较大，一方面应对管沟采取严格的水工保护措施，确保管道的运行安全，另一方面，需对施工作业造成破坏的地形、地貌进行必要的水工防

护措施，减小水土流失，促进地貌恢复。水工保护的措施包括：修筑挡土墙、截水墙、护坡、护面、堡坎、排水沟等。

顺坡敷设：顺坡敷设是管道通过地形起伏地区时，管线走向与地形等高线交叉的一种敷设方式。拟建项目主要发生于山地、丘陵和沟谷山地地区，坡面防护主要是避免影响管线安全的边坡遭受雨水冲刷，防止和延缓坡面岩土的风化、碎裂、剥蚀，保持边坡的整体稳定性。工程防护主要包括喷浆护面、草袋护面（含草籽）、草袋护坡（含草籽）、干砌石护坡、浆砌石护坡、浆砌石护面墙、截水墙等。

横坡敷设：横坡敷设是管道通过坡面时，管道基本平行于等高线的敷设方式。为减小坡面汇水冲刷对管沟回填土的影响，通常设置截排水渠、护面、挡土墙等措施进行防护疏导，管线施工可以采用“浅挖深埋”的敷设方式，并在坡体上部进行挡土墙、护坡等坡面防护处理。

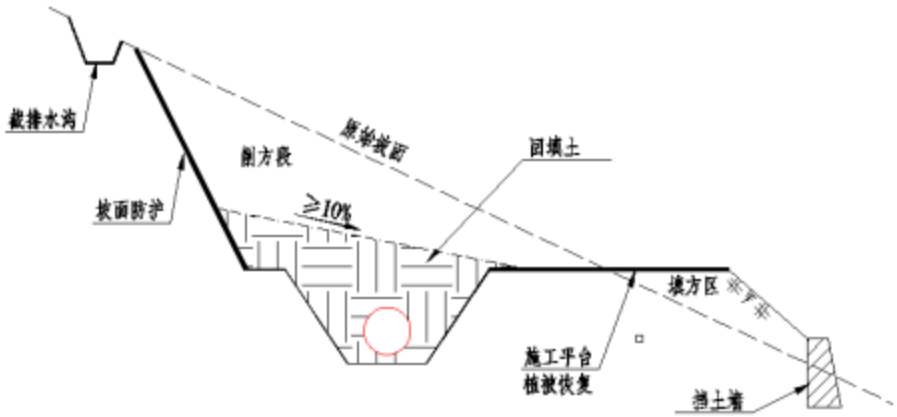
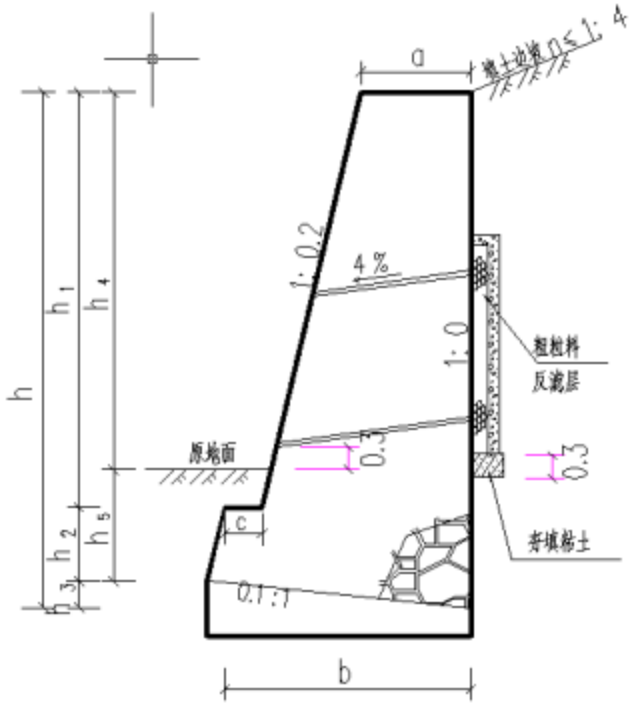


图 3.4-6　横坡敷设浅挖深埋防护示意图

对于劈方内侧坡度 25°～60°的石质坡面，坡体较为破碎的地区根据岩石层理结构进行锚杆加固，采用锚杆挂网植物喷播护面或其他植物措施的形式复绿，与周围环境相协调，促使植被尽快生长。



浆砌石挡土墙剖面图

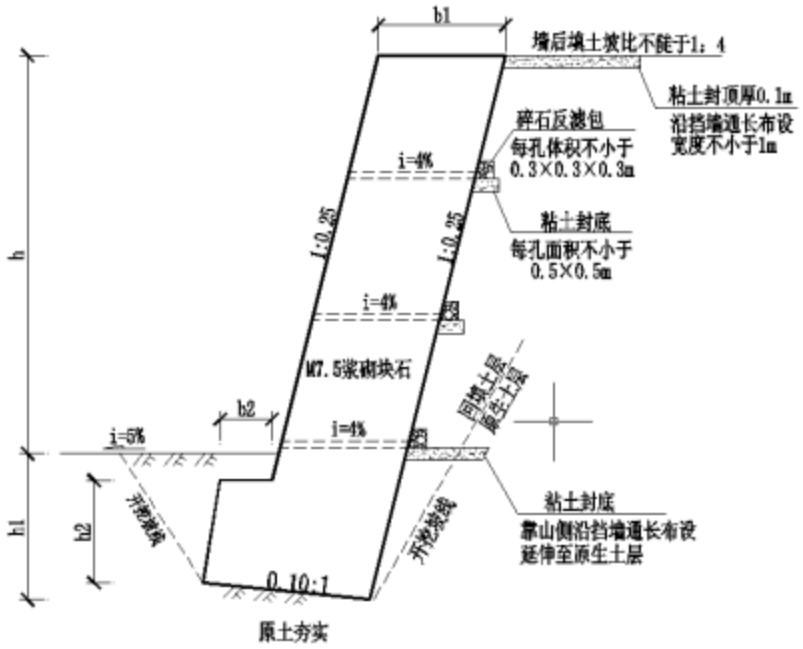


图 3.4-7　浆砌石挡土墙（穿坡坎处）剖面图

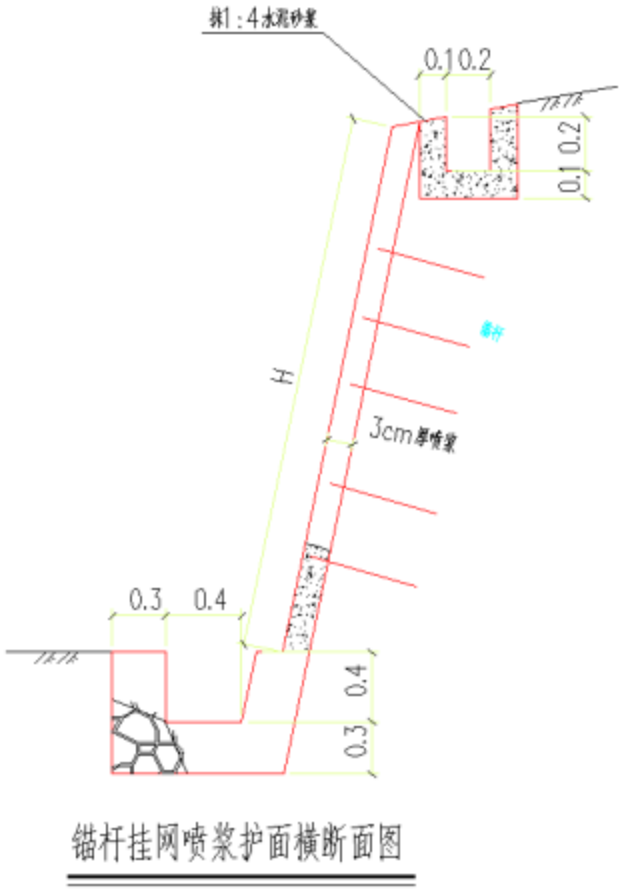
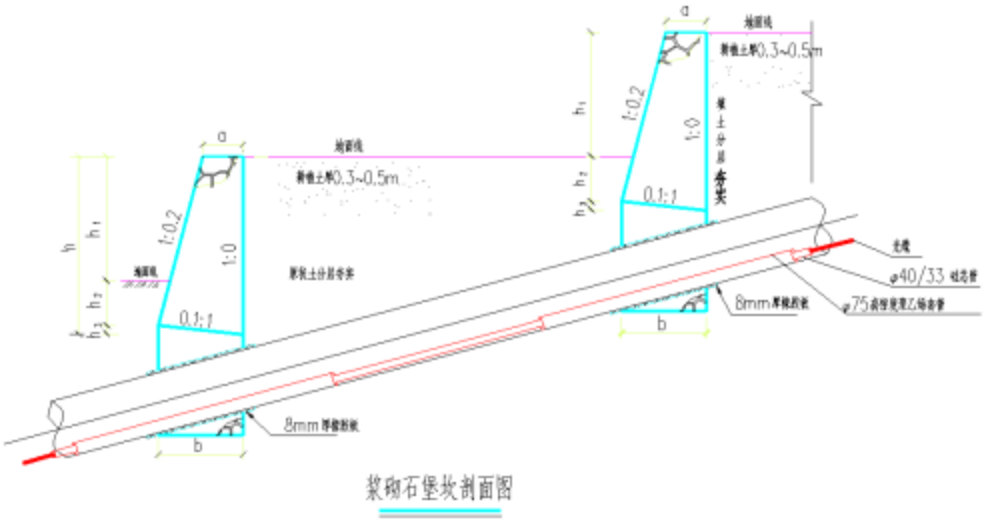


图 3.4-8　挂网喷浆护面横断面图

穿越田坎：管道穿田地坎是指管道敷设于坡面旱田等梯田地段，集中分布于管道沿线的农田、果园段。结合以往工程的成功经验，管道在穿越坡耕地时，采用在管沟内砌筑基础的堡坎措施。堡坎主要形式包括浆砌石堡坎、干砌石堡坎、草袋堡坎等。针对管道在穿越坡耕地地段时，管沟回填土易受到降雨和农田灌溉水冲刷的问题，此次管道工程结合以往工程的经验，采用在管沟内砌筑基础的堡坎措施。从而有效的确保管道设计埋深。



浆砌石堡坎剖面图

图 3.4-9　浆砌石堡坎示意图

（6）管道焊接与检验

①管道焊接

管道焊接前应按《石油天然气金属管道焊接工艺评定》（SY/T0452-2012）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。本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。采气管道环向焊缝均进行 100%超声波探伤。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。探伤作业聘请有资质单位进行，检查标准按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2005）标准执行，达到Ⅱ级为合格。

（7）管道清管、试压

①管道清管

试压前应采用清管器/球进行清管，并不少于两次，以开口端不再排除杂物为合格。

②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：

1.管道安装完毕，清扫合格后，进行强度试验和严密性试验。

2.强度试验介质和严密性试验介质主要采用洁净水。

3.强度试验时，升压应缓慢，压力分别升至试验压力的 30%和 60%时，各稳压 30min，检查管道无问题后，继续升至试验压力（管道设计压力的 1.25 倍）后，稳压不小于 4 小时，以无泄漏、目测无变形、不破裂，压降不大于 1%试验压力值为合格；然后采用洁净水进行严密性试验，试压压力等于设计压力，稳压 24 小时，以管道无渗漏，压降不大于 1%试验压力值为合格。

4.试验合格后，应将管段内的积水清扫干净。

③管道置换

管道投入运行前，须用氮气进行置换空气工作，以保证安全。置换过程中置换气体应排至放空系统放空。放空口应远离交通线和居民点，应以放空口为中心设立半径为 300m 的隔离区。放空隔离区内不允许有烟火和静电火花产生。

（8）管道标识

本工程管道沿线应按照《管道干线标记设置技术规定》（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 0.3～0.5m 处设置地下警示带。警示带宽度不小于管道直径，并标注管道的名称、介质、压力、警示词语、联系电话等信息。

（9）施工便道

管道运输尽量利用已有道路。管道工程施工前。在与管道作业带较远的无公路段或穿越工程的施工场地连接，则需要新建临时运输道路（即施工便道）。管线敷设完工后，施工便道需根据交通需求情况进行生态恢复。

3.5 工程占地及土石方量

3.5.1 工程占地

本次评价结合土地利用现状图进行分析。

（1）站场占地

表 3.5-1　站场及阀室永久占地估算统计表

编号	井站	永久占地面积 m^2	耕地 m^2	林地 m^2	基本农田 m^2	备注
1	自 210 井站	2900	2200	700	2200	原有钻井占地由临时占地转为永久占地。
2	自 211 井站	11000	11000		11000	原有钻井占地由临时占地转为永久占地。井

						场外新增约 4000m2
3	自 213 井站	2900	2900		2900	原有钻井占地由临时占地转为永久占地。
4	自 215 井站	2900	2900		2900	
5	自 216 井站	11000	10500	500	10500	原有钻井占地由临时占地转为永久占地。井场外新增约 4000m2
6	各站场新增道路用地合计	20000	18000	2000	18000	各站场将利用原有钻井工程新建的井场道路，由原来的临时用地转为建设用地。
7	自 213 井~张邓线 T 接阀室	10	10		10	
合计		50710	47510	3200	47510	

表 3.5-2　　站场临时占地统计表

编号	井站	临时占地面积 m^2	一般耕地、空地 m^2	备注
1	单井采气站前期有人值守的办公生活房（临时）	750	750	应避免占用基本农田
2	自 211 井 LNG 撬装装置区办公生活房（临时）	300	300	应避免占用基本农田
3	216 井 LNG 撬装装置区办公生活房（临时）	300	300	应避免占用基本农田
合计		1350	1350	

（2）管道临时占地

表 3.5-3　　管道临时占地类型统计表　单位：m^2

分项		旱地	水田	林地	其他	基本农田
自 210 井~自 201 井站集气管道	管线长度 m	5000	2000	400	100	6000
	管线占地面积 m^2	40000	20000	3200	1000	54000
	堆管场地				1000	
	施工便道	2000			2000	2000
自 215 井~自 213 井站集气管道	管线长度 m	3000	5300	500	200	7000
	管线占地面积 m^2	24000	53000	4000	2000	63000
	堆管场地				1000	
	施工便道	2000			2000	2000
自 213 井~张邓线集气管道	管线长度 m	350	140	/	10	400
	管线占地面积 m^2	2800	1400	/	100	3600
	堆管场地 m^2				500	
合计	占地面积（162000）	70800	74400	7200	9600	124600

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）、《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）明确“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。拟建项目为天然气气田开采配套项目，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，建设单位应按照相关文件要求，尽快办理基本农田征、占用手续。

3.5.2 土石方量

（1）站场工程

站场工程主要在原有井站场地建设，土石方量少，能够就地平衡。LNG撬装装置区需要在站外新增场地，产生一定的土石方工程。

表3.5-4　　站场土石方量统计表

编号	井站	挖方	填方	弃方	借方	备注
1	自 210 井站	200	200	0	0	原有钻井占地由临时占地转为永久占地。
2	自 211 井站	2000	8000		6000	需要来源为周边建设工程弃土购买。不新增取土场。
3	自 213 井站	200	200	0	0	原有钻井占地由临时占地转为永久占地。
4	自 215 井站	200	200	0	0	
5	自 216 井站	2000	8000		6000	需要来源为周边建设工程弃土购买。不新增取土场。
合计		4600	16600		12000	

（2）管道工程

管道工程区土石方来自于管沟开挖，本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。

表3.5-5　　管道工程土石方平衡分析表　　单位：m^3

项目	开挖量	利用量	
		回填量	其他用途利用量
土石方	17000	17000	0
水田清淤量	5000	5000	0
合计	22000	22000	0

拟建项目管道铺设均采用间断推进施工方式，尽量减少挖土石方的堆积量，避免土石方的堆积时间。项目管道在穿越公路地段进行施工时产生的挖方均用于铺设后的回填，无多余土石方产生，因此项目管线施工不需另设堆渣场。

3.6 项目总体实施计划、工期

表 3.6-1　　本项目实施计划表

编号	井站	建设周期	计划完工时间	计划投产时间	产能
1	自 210 井站及集输管道	4 个月	2021 年	2022 年	$6\times10^4m^3/d$（天然气）
2	自 211 井站	4 个月	2021 年	2022 年	$100m^3/d$（LNG）
3	自 213 井站及集输管道	3 个月	2022 年	2022 年	$6\times10^4m^3/d$（天然气）
4	自 215 井站及集输管道	6 个月	2022 年	2022 年	$6\times10^4m^3/d$（天然气）
5	自 216 井站	4 个月	2022 年	2022 年	$100m^3/d$（LNG）

3.7 组织机构及劳动定员、工作制度

各采气站施工人员约 10 人，部分为当地居民。LNG 撬装装置区施工人员约 30 人，部分为当地居民。管道施工人员约 50 人，多数为当地居民。

各采气站前期有人值守人员 2 名。后期为无人值守站。作业区安排专人对集气管线进行巡线。

LNG 撬装装置区单独运营管理，其工艺装置、生产辅助用房等均设置于站区内，由控制室统一操作运行，并监视管理。

表 3.7-1　　LNG 撬装装置区劳动定员表

序号	岗位		定员（人）
1	站长		1
2	技术负责人		1
3	安全负责人		1
4	机修人员		1
5	电、仪操作		2
6	生产技术部	DCS 操作员	1×4
		现场操作员	2×4
合计			18

各站场均为 24 小时运行。

3.8 主要设备

项目主要设备见表 3.8-1。

表 3.8-1　　项目主要设备表

编号	井站	设备名称	规格	数量
1	自 210 井站	高压除砂撬	PN26MPa，DN200	1 台
		单井分离计量撬	PN8.5MPa，DN600	1 台
		水套加热炉	PN60MPa，250kW	1 台
		不点火放空立管	DN150　　H=10m	1 套
2	自 211 井站	高压除砂撬	PN26MPa，DN200	1 台
		单井分离计量撬	PN8.5MPa，DN600	1 台
		水套加热炉	PN60MPa，250kW	1 台
		不点火放空立管	DN150　　H=10m	1 套
3	自 213 井站采气站	高压除砂撬	PN26MPa，DN200	1 台
		单井分离计量撬	PN8.5MPa，DN600	1 台
		水套加热炉	PN60MPa，250kW	1 台
		不点火放空立管	DN150　　H=10m	1 套
		进站阀组撬（收球撬）	PN8.5MPa，DN80	1 套
		节流截止放空阀	PN8.5MPa，DN50	1 套
		无导流孔平板闸阀	PN8.5MPa，DN50	1 套
4	自 215 井站	高压除砂撬	PN26MPa，DN200	1 台
		单井分离计量撬	PN8.5MPa，DN600	1 台
		水套加热炉	PN60MPa，250kW	1 台
		不点火放空立管	DN150　　H=10m	1 套
5	自 216 井站采气站	高压除砂撬	PN26MPa，DN200	1 台
		单井分离计量撬	PN8.5MPa，DN600	1 台
		水套加热炉	PN60MPa，250kW	1 台
		不点火放空立管	DN150　　H=10m	1 套
6	自 211/216 井站 LNG 撬装装置区（2 站设备相同）	**原料气预处理单元：**		
		进气凝聚过滤器	（FT-10101）6500m³/h	1 套
		脱酸撬：活化 MDEA 工艺	**2500m³/h**	**1 套**
		吸收塔		1
		再生塔		1
		贫富液换热器		1
		再沸器		1
		酸气分离罐		1
		胺液闪蒸罐		1
		贫富液换热器		1

		酸气冷却器		1
		贫富液换热器		1
		贫液泵		2（一用一备）
		贫液冷却器		1
		溶液过滤器		1
		MDEA 溶液缓冲罐		1
		脱水脱汞橇：	**2500m³/h**	**1套**
		分子筛脱水塔		2（1 塔吸附，1 塔再生/冷却）
		风冷却器		1
		脱汞塔		1
		电加热器		1
		气液分离器		1
		吸收塔顶分离器		1
		液化装置：混合冷剂循环生产工艺	**6×10⁴Nm³/d**	**1套**
		主冷压缩机	3.0MPa	1组
		预冷压缩机	3.0MPa	1组
		冷箱		1组
		BOG 压缩单元		1套
		BOG 压缩机	265m³/h	1台
		装车单元：		**1套**
		装卸臂		1套
		地衡称重系统		1套
		防冲撞设施		1套
		积液池/围堰		1套
		燃料气单元		**1套**
		燃气缓冲罐	有效容积：2m³	1台
		放散单元		1套
		EAG 气化器		1台
		分液罐		1台
		放散立管	15m	1套
		空压制氮橇	**生产能力为 40m³/h**	**1套**
		空气压缩机		2台
		净化系统		1套
		制氮系统		1套
		缓冲罐		2台
		导热油系统		**1套**
		导热油炉		1台

		燃烧器		1台
		高位导热油槽		1台
		低位导热油槽		1台
		导热油循环泵	40m³/h	2台
		导热油注油泵		1台
7	依托的自201井新增	进站阀组撬（收球撬）	PN8.5MPa，DN80	1套
		节流截止放空阀	PN8.5MPa，DN50	1套
		无导流孔平板闸阀	PN8.5MPa，DN50	1套

3.9 公用工程

（1）供水

各采气站在投产初期，有部分临时驻守人员，有少量生活用水需求，项目采用车垃供水。单个站2人。

各LNG撬装装置区采用当地自来水接入和车拉供水。定员18人。各LNG撬装装置区设置1台脱盐水装置（处理量：240Kg/d）。

表3.9-1　　用水量汇总表（m³/d）

项　目		用水量（m³/d）	排水量（m³/d）
生产用水	自211井LNG撬装装置区脱盐水装置	0.24	/
	自216井LNG撬装装置区脱盐水装置	0.24	/
生活用水	5座采气站早期有人值守生活用水	2.0	1.8
	自216井LNG撬装装置区生活用水	3.6	3.2
	自211井LNG撬装装置区生活用水	3.6	3.2
合计		9.68	8.2

（2）排水

排水：各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。各站场雨水通过雨水沟排出，脱盐水装置的浓水作为清净下水排入雨水系统。

各采气站分离气田水以及LNG撬装装置区分离废水依托各井站钻井期间已建污水池（容积500m³）作为生产废水暂存池，定期由罐车拉运至自23井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。

（3）供电

各采气站电源拟从就近地方电力部门辖属10kV架空线路引接，站内设杆式变电站1座，设置1台户外型交流电源系统作为应急电源。

各LNG撬装装置区设置燃气式发电机组（输出电压为380V）供电。2台燃气发电机

组装置总容量 2000 kW。备用户外橇装柴油发电机 1 台。站内设置箱式配电橇三座（10KV 高压配电橇、低压变配电橇、高压软启电控柜橇），箱式配电橇内设置进线柜、出线柜、工艺成套电控柜等。工艺装置区设置防爆检修箱，并带快速接头，方便日常检修。

为满足仪表橇内自控仪表重要负荷不间断供电要求，在中控室内设置 1 套在线式单机运行 UPS 装置，为自控、通信等设备提供不间断电源。采用阀控铅酸蓄电池，UPS 装置蓄电池后备时间为 2 小时。UPS 备用馈线回路不少于 30%，UPS 设置旁路。

（4）燃气

各采气站燃料气由本井站提供，回路设置计量、调压设备，满足水套炉燃料气供气及计量要求。单井用量约 240Nm³/d。1 年使用时间约 6 个月。

各 LNG 撬装装置区从凝聚过滤器中出来的天然气一部分减压至 0.5MPa，和 BOG 压缩机、脱水橇、脱水橇的燃料气管线汇合后一起进入燃气缓冲罐供燃气发电机组、导热油炉用气。各 LNG 撬装装置区设置 BOG 压缩机 1 台，从冷箱来的 BOG 气，经过 BOG 汽化器，进入 BOG 压缩机增压至 0.5MPa 进入燃料气缓冲罐供燃气发电机、导热油炉用气。燃气发电机用气 750Nm³/h，导热油炉用气 85.5Nm³/h。

3.10 工程拆迁安置

本项目不涉及工程拆迁安置。

3.11 主要原辅材料及能源消耗情况

表 3.11-1　5 座各采气站主要原辅材料及能源消耗情况一览表

名称	单位	数量	备注
水	m^3/a	876	各站临时值守人员，2 人
电	$10^4kw.h/a$	30	自动控制
天然气	$10^4m^3/a$	21.9	来自各井产页岩气，水套加热炉
抑制剂 乙二醇	预留加注口，一般不使用。		预留加注口，一般不使用。乙二醇万方天然气加注约 10L ，进行桶装储存，最大单桶容积约 200L，最大储存量约 1800L(密度 1.2kg/L)

表 3.11-2 自 211 井 LNG 撬装装置区主要原辅材料及能源消耗情况一览表

名称	单位	数量	备注
原料天然气	$10^4m^3/d$	8	来自各井产页岩气
MDEA 溶剂 首次投入量	T	5	45%wt；桶装

MDEA 溶剂消耗量	T/a	1	桶装
活化剂	T/a	0.5	桶装
消泡剂	T/a	0.1	视操作而异；桶装
脱汞剂	T	1	每 5 年更换一次；桶装
分子筛	T	1	每 3 年更换一次；桶装
冷剂首次投入量	T	3	钢瓶装
冷剂消耗量	T/a	3	视操作而异；钢瓶装
导热油	T	4.5	每 3 至 5 年更换一次；桶装
脱盐水	Kg/d	240	～10Kg/h，一次添加
水	m^3/a	1314	18 人
电	$10^4kW \cdot h/a$	800	燃气发电机
燃料气	$10^4m^3/a$	680	燃气发电机、导热油炉，来自各井产页岩气

表 3.11-3 自 216 井 LNG 撬装装置区主要原辅材料及能源消耗情况一览表

名称	单位	数量	备注
原料天然气	$10^4m^3/a$	8	来自各井产页岩气
MDEA 溶剂首次投入量	T	5	45%wt；桶装
MDEA 溶剂消耗量	T/a	1	桶装
活化剂	T/a	0.5	桶装
消泡剂	T/a	0.1	视操作而异；桶装
脱汞剂	T	1	每 5 年更换一次；桶装
分子筛	T	1	每 3 年更换一次；桶装
冷剂首次投入量	T	3	钢瓶装
冷剂消耗量	T/a	3	视操作而异；钢瓶装
导热油	T	4.5	每 3 至 5 年更换一次；桶装
脱盐水	Kg/d	240	～10Kg/h，一次添加
水	m^3/a	1314	18 人
电	$10^4kW \cdot h/a$	800	燃气发电机
燃料气	$10^4m^3/a$	680	燃气发电机、导热油炉，来自各井产页岩气

主要原辅料特性：

（1）MDEA 溶液：MDEA 45±5%（Wt%）、活化剂 2-5%、水 50-60%。

N-甲基二乙醇胺：分子式：CH3-N(CH_2CH_2OH)$_2$ 为无色或微黄色粘性液体，沸点 247℃，易溶于水和醇，微溶于醚。 密度（g/mL，25℃）：1.0377，熔点（°C）：-21 沸点（°C，

常压）：247.2，闪点（°C）：127。兔子皮肤接触，502mgREACTION SEVERITY，轻微反应；急性毒性：大鼠经口 LD50：4780mg/kg； 小鼠腹膜腔 LD50：500mg/kg； 兔子皮肤接触 LD50：5990μL/kg。储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂分开存放，切忌混储。避光保存。配备相应品种和数量的消防器材。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。

（2）活化剂

乙醇胺：乙醇胺亦称“氨基乙醇”。化学式 $HOCH_2CH_2NH_2$。分子量 61.08。无色粘稠液体。易吸湿，有氨的气味。比重 1.0117（25/4℃）。熔点 10.3℃。沸点 170.8℃。折光率 1.4539。与水、甲醇、丙酮互溶，略溶于苯、乙醚，微溶于正戊烷。呈强碱性，离解常数 K=3.39×10-Chemicalbook10（25℃）；25%水溶液 pH 为 12.1，能吸收空气中二氧化碳。其盐酸盐为易吸湿晶体，熔点 75～77℃。工业上由环氧乙烷与氨水反应制得。乙醇胺为重要的化工原料，用以制药品、香料、表面活性剂、涂料、乳化剂等，也是皮革软化剂、农药分散剂；还可用于气体的净化，除去气体中二氧化碳与硫化氢。遇明火、高温、强氧化剂可燃; 遇强酸起反应放热；燃烧排放有毒氮氧化物和氨烟雾。

哌嗪：外观与性状：无色结晶，具有氨的气味，有强吸湿性。熔点（℃）：109.6。沸点（℃）：148.5，分子式:$C_4H_{10}N_2$，分子量:86.14，闪点（℃）：107（O.C）。溶解性：溶于水、甲醇、乙醇，微溶于苯、乙醚。遇明火、高热可燃。燃烧分解时，放出氮氧化物气体。具有腐蚀性。大量接触该品，吸入或经皮吸收，能引起虚弱、视力模糊、共济失调、震颤、癫痫样抽搐。此外，该品能引起高铁血红蛋白血症，影响血液携氧能力，出现头痛、头晕、恶心、紫绀。眼接触引起严重刺激和灼伤。对皮肤有刺激性，可致灼伤。慢性影响:该品粉尘或液体，对皮肤和肺有致敏性，引起皮肤刺痒、皮疹和哮喘。该品可燃，具腐蚀性、刺激性，可致人体灼伤，具致敏性。

（3）制冷剂

由 CH_4、C_2H_4、C_3H_8、N_2、C_5H_{12}组成，钢瓶储存。

（4）抑制剂（乙二醇）

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、抑制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 1.6 g/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。

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。

3.12 主要技术经济指标

拟建项目主要技术经济指标见表 3.12-1。

表 3.12-1　　项目主要技术经济指标表

序号	项目指标	单位	数量	备注
1	永久占地面积	m^2	50710	
2	临时占地面积	m^2	163350	
3	井站数量		5	
3	集输管线长度	km	17	
4	开采矿种		页岩气	不含硫
5	开采规模		$34\times10^4m^3/d$	
6	产品规模			
	页岩气		$24\times10^4m^3/d$	
	LNG		$200m^3/d$	
7	开发计划	/	2021年投产2口井 2022年投产3口井	
8	投资	/	10000万元	
9	开采层位	/	--------页岩气层	

4 工程分析

4.1 施工期工艺流程及环境影响因素分析

4.1.1 站场建设

站场建设环境影响因素示意图如下：

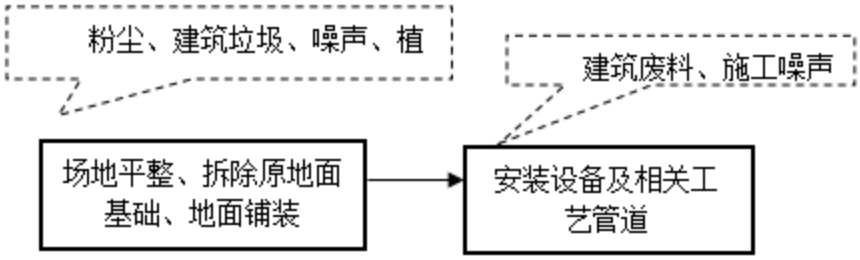


图 4.1-1　　站场建设环境影响因素示意图

站场建设工程中会在挖填方过程中产生水土流失，但挖填方量小，基本能平衡，且有砌石堡坎护坡，水土流失量很小。

各采气站在原有井场占地上建设，不涉及破坏植被，将临时占地变为永久用地，土地利用产生影响。

2 座 LNG 撬装装置区需要在原有井场外新增用地约 8100m^2，主要为耕地，土地利用产生影响。少量普通林地植被产生破坏。

施工期间还会产生施工噪声和建筑废料，同时在施工过程中会产生生活垃圾和生活污水，产生量很少。施工人员多为当地民工，吃住在家，生活垃圾和污水很少，施工噪声小，夜间不施工，影响小，且工程量少，污染物产生量少。

4.1.2 管道建设

（1）管道建设工艺流程及环境影响因素示意图

管道建设工艺流程及环境影响因素示意图见图 4.1-2 所示。

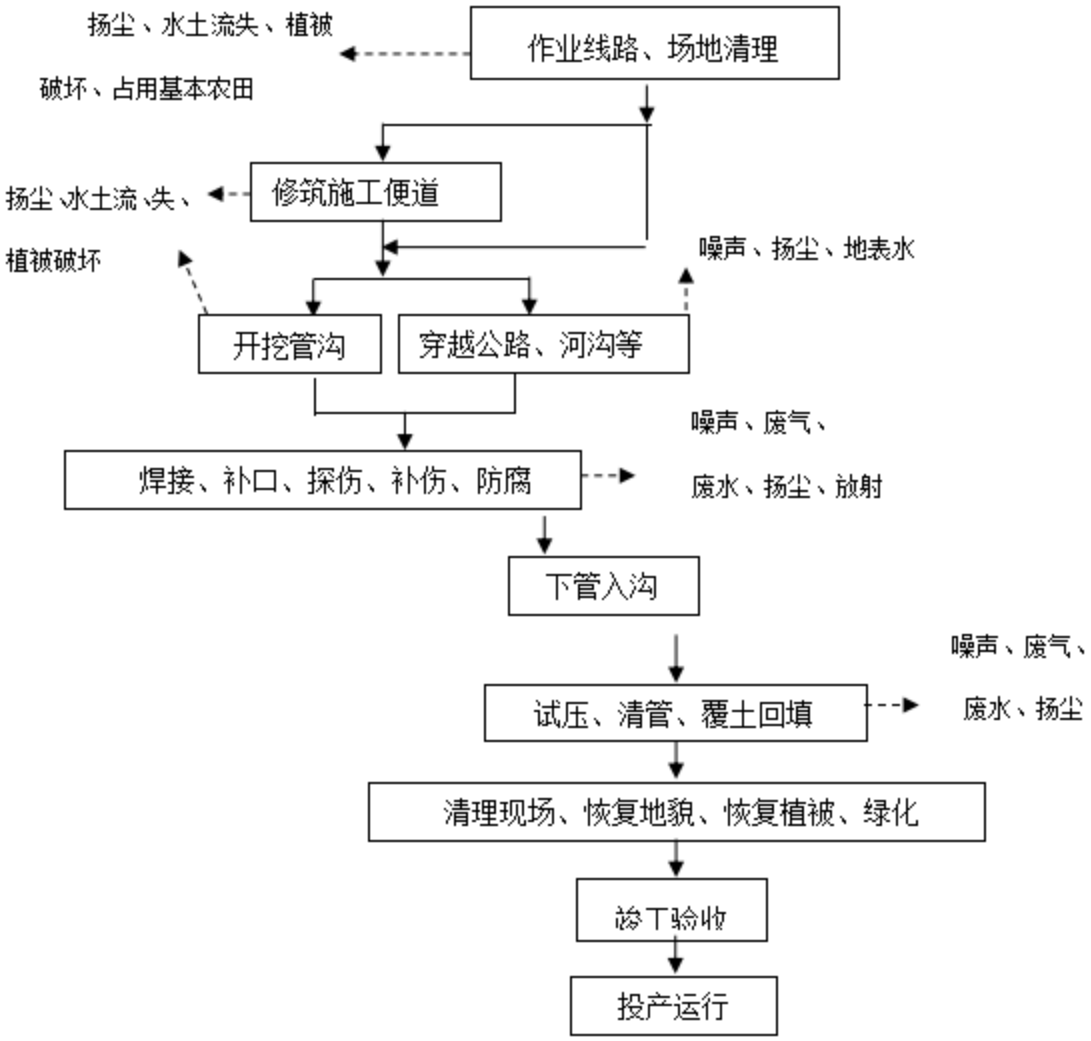


图 4.1-2　项目施工期工艺流程及环境影响因素示意图

（2）生态影响因素分析

管道敷设的作业带清理、施工便道和管沟开挖总是同时进行。施工便道尽量利用现有的村道、县乡级公路整修而成。管线敷设活动，一般会对施工活动区域内的局部生态环境产生一定影响，主要表现在施工临时占地对土壤和植被的破坏，主要集中在管线中心线两侧的施工作业带范围内。施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。由于管线敷设的需要，会对地表造成影响，扰动地表土壤，破坏地表植被，客观上加剧水土流失，从而可能导致开发区域局部生态环境劣化。同时临时占用基本农田，对基本农田产生短期影响。施工作业带和施工便道临时占地只影响基本农田一季的产出功能。施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

（3）产污环节分析

管线敷设时场地平整、开挖管沟以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；管线开挖后进行布管，敷设好后的管道需要进行焊接、补伤、防腐，焊接时产生焊接废气及焊渣，管道补口补伤时产生防腐废气。管道进行强度试压和严密性试验前应先设临时清管设施进行清管，采用分段清管试压，管道清管采用压缩空气作为推动力，管道试压一般采用清洁水为试压介质，清管时产生清管废渣，试压产生试压废水。施工过程产生少量建筑垃圾。

管线施工过程施工机械产生施工噪声。探伤过程涉及放射影响，应按照《GBZ 117-2015 工业 X 射线探伤放射防护要求》作业。

4.2 运营期生产工艺流程及产污环节

4.2.1 5 座采气站

（1）工艺流程及产污环节图

5 座采气站的工艺流程相同。生产工艺流程及产污环节图如下：

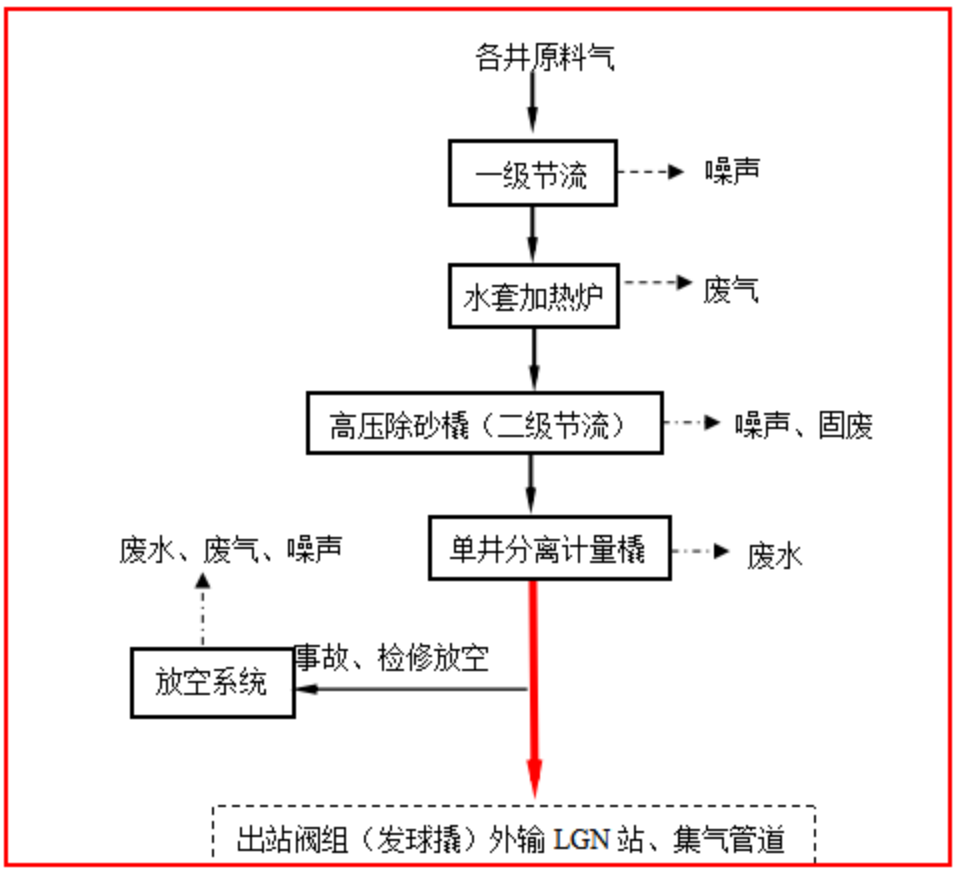


图 4.2-1　5 座采气站工艺流程及产污节点图

（2）工艺流程及产污环节分析

各采气站项目采用常温集输工艺流程，即采出气经加热、节流、气液分离计量后将气相通过新建集气管道输外输和输送到相邻 LNG 撬装装置区。

采气工艺：各井站在钻井工程的完钻阶段，进行了固井作业，安装了采气树，本次工程仅在采气树井口处碰口。原料气通过采气树调节压力及气流量后进入地面系统。站内井口抑制剂加注系统设置在一级节流前，主要在开井初期井口原料气温度较低时采用间歇加注抑制剂工艺加注抑制剂，当井口原料气温度升高稳定后，停止加注。

集输工艺：采用二级节流工艺，井口采出原料气经过一级节流后压力降至 26MPa 以下，先经水套加热炉加热至 55℃，再进行二级节流至 8.5MPa 以下后出水套加热炉，进入高压除砂阀组橇，产生少量砂石固体废物。除屑除砂后进入单井分离计量橇，分离出游离水后干气计量经出站阀组输出。分离计量产生的气田水进入排污管道，排放至钻井工程设置的 500m^3 污水池，定期罐车拉运回注或其他钻井工程配置压裂液。

放空系统：各井站设置 1 套不点火放空系统，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=10m。放空安排在白天。

各井站设置有 1 套安全截断阀，井口设置 1 套完全独立的安全截断系统，在超失压或火灾情况下自动/手动截断气井中，井口截断阀关闭，井下截断阀打开。后期无人值守时可在井站通过 PLC 系统控制，也可在气田控制中心远程控制，以保护气井和地面设施。一级节流后设置高压超压安全阀放空，二级节流后在分离器上设置中压超压安全阀放空，放空采用不点火放空系统。

水套加热炉：在开关井和冬季气温降低时，可在一级节流阀后接入水套加热炉，将节流后原料气加热至 55℃，在进入下游设备；根据以往工程经验，在开井工况和停输再启动工况，井场二级节流后会有水合物形成风险，站场需设置 1 套水套加热炉临时加热以防止水合物形成，项目防止天然气水合物形成所需水套炉加热功率 66.7kW，选用 PN35MPa 240kW 的水套加热炉 1 套。水套加热炉燃料气用气取气点位于气液分离器后。产生燃料燃烧废气。

出站阀组橇、进站阀组撬：出站阀主要功能为清管发球、出站紧急切断，根据各井站数量不同选择相应规格。自 213、201 井设置进站阀组撬，主要功能为清管收球。产生清管废渣。

4.2.2　2 座 LNG 撬装装置区

（1）工艺流程图

2 座 LNG 撬装装置区工艺流程相同。生产工艺流程图如下：

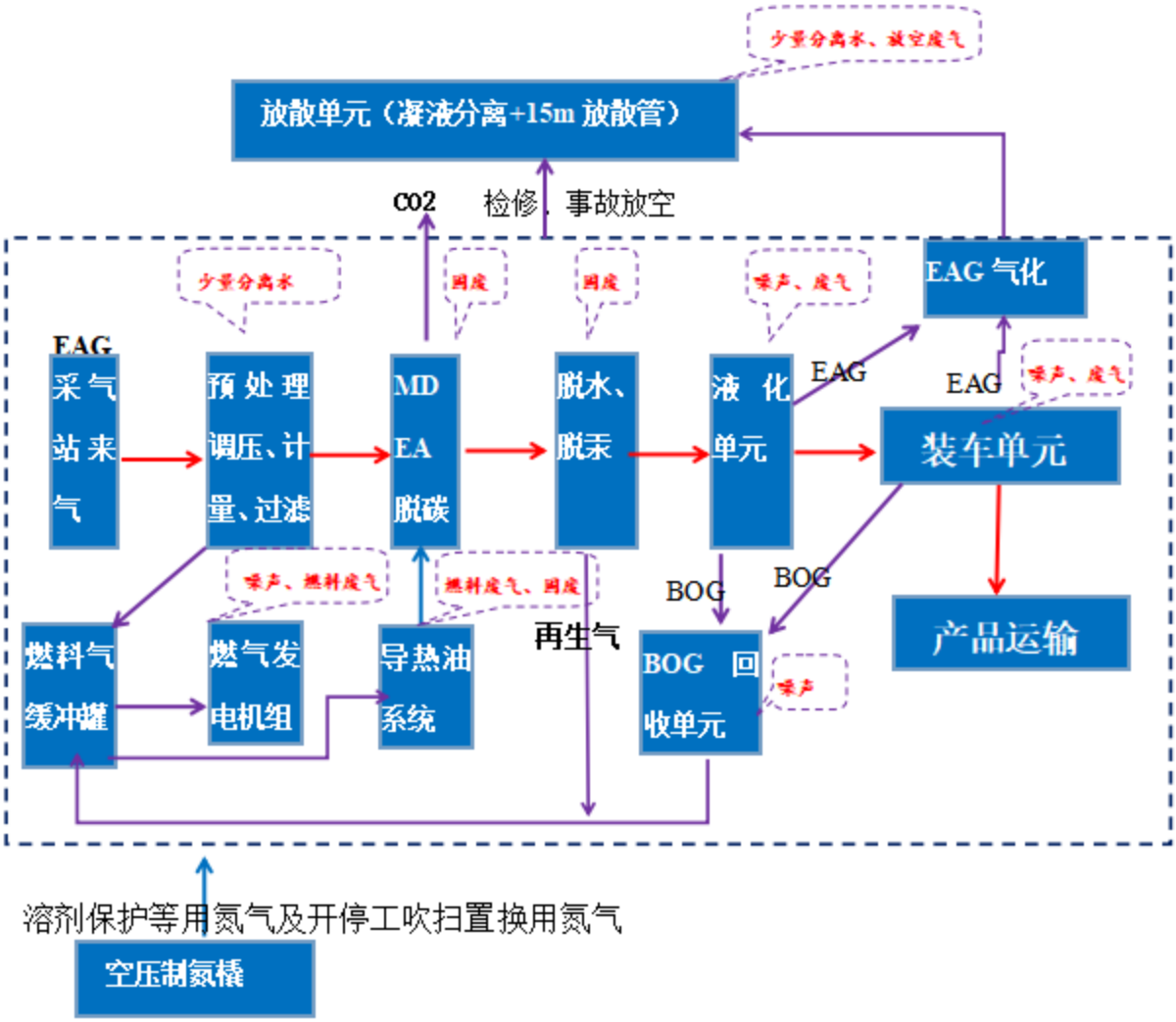


图4.2-2　LNG 撬装装置区工艺流程及产污环节示意图

（2）工艺流程及产污环节分析

① 原料气预处理单元

本项目设置 1 台进气凝聚过滤器，调压过滤计量后进入脱酸单元。凝聚过滤器中除去天然气中夹带的游离水，产生少量过滤废水。**性质类似气田水。依托相邻采气站废水池收集外运回注。**

②脱酸单元

脱酸单元分为天然气吸收部分、MDEA 再生部分、MDEA 储存及补充部分。主要产品为湿净化气（含饱和水），副产品为再生 CO_2。

从原料气预处理单元来的天然气（5.0MPaG，40℃）进入吸收塔底部，由下向上流动与自上而下的 MDEA 贫液逆流接触，MDEA 溶液吸收天然气中的 CO_2（使天然气 CO_2 浓度降低到 50ppm 以下），出塔湿净化气经过湿净化气冷却器冷却到 40℃后进入下游的湿净化气分离器分液并进行脱水。分离出来的胺液则排至胺闪蒸罐，产生少量废气，主要为 CO_2。

吸收了 CO_2 的 MDEA 富液由吸收塔底部流出，经过液位控制阀后和贫富液换器换热后，MDEA 富液由富胺液泵打入再生塔进行解吸再生，再生塔底的 MDEA 贫液经过贫富液换器换热后，经贫液冷却器冷却后再经贫液泵输送至吸收塔或经过滤器过滤后输至存储罐。富液中的 CO_2 酸性气体解析出来，解析出的酸性气体经再生塔顶冷凝器换热降温至 40℃进入**再生塔顶分离器，分离出的 CO_2 气体通过调压阀控制压力后通过再生塔顶排气口排放。**

MDEA 溶液储罐用于储存 MDEA 溶液。MDEA 溶液储罐内的 MDEA 溶液由贫液泵增压后打入吸收塔。

从再生塔底出来的贫液经换热、贫液冷却器降温至 50℃后过滤器过滤进入贫液泵，泵回 MDEA 吸收塔循环使用，**过滤器主要去除再生液中的杂质，采用活性炭吸附，每五年更换一次，产生固体废物 。**

③脱水及脱汞单元

脱碳装置来的湿净化气进入脱汞塔，脱汞塔内吸附剂将组分中汞吸附后，天然气去到脱水塔。天然气脱汞原理是汞与浸硫活性碳中的硫在固定床中反应生成硫化汞实现脱除，该脱除过程可不受 C5+烃以及水的影响。活性炭浸硫后，活性碳表面形成了 C-S 键，对吸附汞有很大的作用。浸硫活性碳对汞的吸附过程包括物理吸附和化学吸附两个过程的叠加。**脱汞吸附剂每 5 年更换 1 次，产生危险废物废弃脱汞剂。**

脱汞后原料气进入两台脱水塔，天然气中水分被塔内的分子筛吸附后成为干燥的成品气，实现干燥功能。干气作为脱水再生气，经压缩机加压至 5.1～5.2MPa，在电加热器升温后，将热量带到吸附塔，使塔内的分子筛温度升高到一定程度，析出已被吸附的水分，由流动的高温干燥气体带走至冷却器， 温度降低至四十度左右，其中的水汽凝结成水，由液气分离器分离，通过排污将水分排出。如此循环往复一定时间，饱和吸水的分子筛被活化再生，再次具备吸附水分的能力，分子筛塔温度降至 50℃视为冷却过程完成。

脱水单元的分子筛前置过滤器和分子筛设计使用寿命为 3 年，每 3 年更换 1 次，产生固废 。

④液化单元

预冷压缩机组将预冷冷剂压缩并冷却后与防冻液进行换热，将防冻液温度降低以后，气相回到预冷压缩机入口。防冻液进入冷箱为天然气提供冷量，然后离开冷箱，回到防冻液箱。主冷压缩机将混合制冷剂压缩至 2.0MPa，通过风冷却器冷却后进入液化冷箱，高压制冷剂在冷箱中依次经过回热换热器获得热量，最后离开液化冷箱后的混合制冷剂返回到压缩机组的入口，完成循环。装车 BOG 来气经冷箱一段复热后去到 BOG 压缩机。经前处理单元处理后的净化天然气进入液化冷箱，在冷箱中依次经过一、二、三级回热换热器，降温液化并最终过冷至-160℃左右，形成产品离开冷箱流入装车单元。

混合冷剂由甲烷、N_2、C_2H_4、C_3H_8、C_5H_{12} 组成，其中甲烷由脱水后的净化气提供，N_2、C_2H_4、C_3H_8、C_5H_{12} 由外购补充。混合冷剂经过活塞压缩机增压，经过循环水冷却器降温到常温，气液混合两相从冷箱顶部进入，冷却到-162℃成为液体，然后节流降压，温度进一步降低，通过冷箱复热到常温变为气态，送往冷剂压缩机继续压缩，循环使用。

⑤BOG（液态蒸发产生闪蒸气）压缩单元

本装置主要用于对来自装车区、冷箱的 BOG（液态蒸发闪蒸气）进行复热、增压，BOG 输送到本单元后进入 BOG 压缩机，增压至 0.5MPa，进入燃料气缓冲罐后作为燃气利用。本装置 BOG 处理规模为 265m^3/h。**少量为收集的挥发无组织排放，产生少量非甲烷总体，主要为甲烷。**

⑥LNG 装车单元

装车系统单元由 2 台装车臂、1 套地衡称重计量组成。产品运输采用全部汽车槽车公路运输方式。装车臂选型为 DN50，同门禁监控系统在本工程建设过程中一次考虑完成。来车与装车鹤管对接后，装车控制系统首先进行氮气吹扫。吹扫气液相对接管线完成后，开启气相控制阀，设置装车流量，关闭液相循环阀，缓慢打开液相装车控制球阀，系统以一定的流量对对接管线以及槽车进行预冷。预冷槽车操作结束后流量调节阀调节流量至最大，以全流量装车。在槽车内充入液体时，气相的天然气通过气相管道返回冷箱。装车臂采用整体橇装供货。

⑦燃料气单元

燃料气单元由 1 台燃料气缓冲罐、1 台电气热器组成。从凝聚过滤器中出来的天然气一部分减压至 0.5MPa，和 BOG 压缩机、脱水橇、脱水橇的燃料气管线汇合后一起进入燃气缓冲罐。

⑧放散管单元

本项目设置放散系统 1 套，满足各工艺单元放散需求。本项目放散系统用来保证所有工艺装置在正常、事故、紧急和非正常工况下产生的易燃气体能够及时、安全、可靠地排放，并满足相关的环保和安全要求。

根据《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》（SH3009-2013），放空系统的能力按照系统内最大排放装置的一次最大排放量和同一事故中几个装置同时泻放的排放量总和中的最大值选取，不考虑同时发生两种事故的工况，对不同事故发生的排放条件不进行组合的原则确定。

装车和冷箱放空的 EAG(**放空低温天然气**)经 EAG 气化器加热后与工艺区放散总管的放散气汇合后进入放散凝液罐，然后在通过放散立管进入放散。**放散凝液罐产生少量污水，与气田水性质类似，依托相邻采气站废水池收集外运回注。**

⑨空氮单元

空压制氮橇共设置 2 台螺杆式空气压缩机，空气压缩机的排气量为 6.8m^3/min， 最高排气压力为 0.8MPa.g。设置 2 套微热再生吸附式干燥系统，与空气压缩机配套使用。设置变压吸附制氮装置 1 套，生产能力为 40m^3/h，与空压机成橇。另设置了 1 个 5m^3 氮气缓冲罐和 1 个 5m^3 的空气缓冲罐。空气缓冲罐的总容量可满足工程全部投产后紧急停电时全厂 15mins 以上的仪表风需求量。

⑩导热油单元

本项目设置导热油橇 1 套满足脱酸橇的导热油需求。供热系统为机械闭式循环系统，导热油为热载体，整个系统采用 180℃作为供油温度，导热油与脱酸装置换热后，产生 150℃回油，经导热油循环泵送至导热油炉重新加热，如此循环往复。供热系统采用高位膨胀罐定压。供热系统通过切换注卸油泵进出口的阀门，可实现系统导热油的加注与卸放。导热油炉为全自动控制，导热油炉设置一台 PLC 就地控制柜，实现供热系统所需的所有控制、监测、报警等功能。

燃料燃烧产生燃料废气。导热油更换周期 3 年，产生废导热油危险废物。

⑪脱盐水单元

本项目设置导脱盐水橇 1 套，满足脱盐水需求。产生浓水作为清净下水排入雨水系统。

4.3 服务期满后工艺流程及产污环节

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终导致天然气井进入退役闭井。按Q/SY XN 0386-2013《天然气井永久性封井技术规范》等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。服务期满，将进行井口封固和搬迁，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。施工产生少量噪声、粉尘和固体废物。

4.4 施工期主要污染源及污染物排放情况、生态影响因素

4.4.1 废气

（1）扬尘

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

① 站场施工和管沟开挖时产生的扬尘；站场挖填方规模小，运输材料少，再加上施工周期短，施工扬尘产生量很少。

② 管道施工开挖产生的临时土石方堆放时产生的扬尘。

拟建项目所挖出的土石方就地回填作为管沟回填土或在周边填洼使用，无弃方。管沟开挖过程中，仅在土石方临时堆放期间产生扬尘，可通过洒水降尘措施及加强施工管理的方式降低临时堆放土石方产生的扬尘量。

根据类比资料施工扬尘的起尘量与许多因素有关，影响起尘量的因素包括：管沟开挖起尘量、进出车辆泥砂量、以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。经类比分析，施工场地扬尘浓度平均值约为 3.5mg/m^3，在距施工场地 50m 处，施工场地产生的扬尘（TSP）≤1.00mg/m^3。

（2）焊接废气

本工程管道采用在预制场作防腐处理，在现场仅补口，补口作业会有少量的焊接废气排放。本工程采用国内应用技术成熟的半自动焊进行焊接工艺，每公里消耗约 400kg 的焊条，根据类比资料分析，每公斤焊条产生的焊烟（焊接烟气成分主要为颗粒物、NOx 等污染物）约 8.0g，则本工程估算焊接烟尘产生量约为 3.2kg/km，则本工程估算焊接烟尘产生量约为 54kg，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。

（3）运输车辆的尾气

由于本工程运输车辆使用较少，其车辆尾气排放量相对较少。

（4）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。

4.4.2 噪声

施工期对环境产生影响较大的噪声源主要是站场土建施工时产生的敲击噪声、电焊机产生的噪声、发电机产生的噪声、开挖管沟时产生的作业噪声以及少量进出施工场地的运输车辆的交通噪声等。

表 4.4-1　主要施工机械噪声值　　单位：dB（A）

序号	噪声源	噪声强度	达标距离
1	电焊机	85	20m
2	柴油发电机	90	40m
3	运输车辆	80	10m
4	作业噪声	75	10m

4.4.3 废水

本工程施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装完毕试压时排放的废水和站场施工废水。

（1）施工人员生活污水

拟建项目管沟敷设施工作业采取分段施工方式，由于项目施工所聘请的员工均来自于当地农户，施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员依托当地农户家吃住，所产生的生活污水均由当地农户旱厕收集后作为农肥使用。

（2）管道试压废水

项目管道组焊并完成稳管后，将采用清洁水对管道进行试压。由于项目集气管线管径小、管线短，类比同类项目，项目试压废水约 100m³。该废水只含少量在施工过程中进入管道的机械杂质、泥沙等，主要污染物为 SS、不含有毒有害物质，属于清净下水，试压完

成后经沉淀处理后就近排入沟渠，对周围地表水环境影响较小。

（3）站场施工废水

站场施工过程会产生少量施工废水，其中含有大量泥沙，SS 浓度高，要求设置沉淀池暂存该废水，使施工废水经沉淀除渣后循环使用，不外排。

4.4.4 固体废物

（1）生活垃圾

由于施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员食宿均依托周边农户，所聘员工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。

（2）工程弃土

站场施工不产生弃土。管道工程区土石方来自于管沟开挖，本工程管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及表土，一般地段回填用管沟挖出的土即可。无多余土石方产生。本工程土石方平衡情况见表 3.5-4，表 3.5-5。

项目建设中按照不同地形地貌和施工工艺，对土石方量进行合理调配。各类施工工艺及各工段土石方平衡主要体现在以下方面：

①管道沿线耕地、林地、经济林开挖时按照土壤层次分层开挖、堆放，管沟回填按照开挖土层顺序填放，保护表土层，表土层用作站场绿化用土。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3～0.5m），多余土方就近平整，无弃方。

②穿越道路产生的泥土和碎石，就近用于地方乡村道路建设填料或道路护坡，无弃方。

③沟渠穿越所产生的少量余方通过在穿越点选择低洼地段、采砂采石坑道进行回填，无弃方。

拟建项目管道铺设均采用间断推进施工方式，尽量减少挖土石方的堆积量，避免土石方的堆积时间。项目管道在穿越公路地段进行施工时产生的挖方均用于铺设后的回填，无多余土石方产生，因此项目管线施工不需另设堆渣场。

（3）建筑垃圾

施工期间产生少量建筑垃圾，主要为钢管材、水泥、砂以及混凝土块、废焊条、废包装材料。产生量较少约 20t。部分施工废料部分由施工单位回收利用，不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。

4.4.5 放射、辐射

管道探伤过程使用 X 射线探伤。可能产生放射影响，应根据《X 射线探伤安全环境管

理规定》、《GBZ 117-2015 工业 X 射线探伤放射防护要求》等相关文件采取防范措施，避免对人体特别是周边居民产生危害，单独办理相关环保手续。

4.4.6 生态影响

永久占地 50710m²，改变土地利用性质，主要为耕地，少量普通林地，破坏少量普通植被，减少农业面积，占用基本农田。

临时占地 163350m²，主要为耕地，少量普通林地，对植被影响，对基本农田和农业生态产生短期影响，通过施工后的生态恢复、复垦措施，可有效减缓影响。 同时施工过程产生水土流失，应按照国家相关水土保持的法律、法规和政策要求单独编制相应的水土保持方案进行水土流失防治。水土流失防治措施应与生态恢复、复垦措施协通统一。

4.5 运营期主要污染源及污染物排放情况

4.5.1 废气

（1）正常工况

①根据项目所提供的设计资料，项目正常生产时，各站场天然气处于完全密闭系统内，无废气产生和排放。

②新建 5 座采气站正常工况下仅有水套炉产生的废气。各站水套加热炉使用站内净化天然气，燃烧后的主要污染物为 NO_X 和颗粒物，通过水套加热炉 8m 高排气筒排放。2 座 LNG 撬装装置区发电机组以及导热油炉使用站内净化天然气，燃烧后的主要污染物为 NO_X 和颗粒物，通过 8m 高排气筒排放。

根据《工业污染源产排污系数手册》（2010 年修订版）、《环境保护实用数据手册》及项目原料天然气气质分析数据计算颗粒物及 NOx 排放量及排放浓度，1 万 m^3 天然气产生 2.4kg 颗粒物的标准计算，天然气燃烧 NOX 产污系数为 18.71kg/10^4m^3。天然气燃烧颗粒物产污系数为 2.4kg/10^4m^3。烟气量系数为 136259.17Nm^3/10^4m^3。

③ 2 座 LNG 撬装装置区发电机组以及导热油炉使用站内净化天然气，燃烧后的主要污染物为 NO_X 和颗粒物，通过自带排气筒排放。内燃发电机采用净化后的页岩气作为燃料，燃烧废气污染物主要为氮氧化物和颗粒物，通过 8m 高排气筒排放。参考《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（2010 年修订），以天然气为燃料的燃气发电机产污系数如下：

表 4.5-1 燃气发电机燃烧废气主要污染物排放系数

污染物指标	单位	产污系数	依据
工业废气量	Nm^3/m^3-原料	24.55	《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册（2010 修订）下册》中燃气发电机
烟尘	毫克/立方米-原料	103.9	
SO_2	毫克/立方米-原料	70.7	
NO_X	克/立方米-原料	1.66	

④ 2 座 LNG 撬装装置区 LNG 系统废气包括脱酸单元 MDEA 闪蒸罐产生的酸性废气（主要为 CO_2 气体和水蒸气）、再生塔产生的酸性废气（主要为 CO_2 气体和水蒸气），再生塔排气口排放。单座 LNG 撬装装置区 CO_2 产生量约为 $300m^3/d$。

⑤各站场气田水进入废水池过程中，闪蒸产生少量的甲烷、非甲烷总烃（乙烷、丙烷）。

非甲烷总烃类（乙烷、丙烷）溶解度常用亨利公式表示：Q＝C×P

式中 Q 为溶解度，表示单位容积中溶解的气体体积（m^3/m^3）；C 为溶解系数或亨利系数（$10\text{-}5m^3/m^3\cdot Pa$）； P 为气体压力（对混合气体计算各组分的溶解度时，为该组分分压）。

乙烷的溶解系数为 0.047（$10\text{-}5m^3/m^3\cdot Pa$），丙烷的溶解系数为 0.037×（$10\text{-}5m^3/m^3\cdot Pa$），气田水排放压力 1.6MPa 降低到常压 0.1Mpa，溶解度减小，产生闪蒸作用，气体逸出。单井气田水量按照初期最大 $50m^3/d$ 计算。

闪蒸非甲烷总烃量计算如下：V非甲烷总烃＝C·P ·V 水={0.047（$10\text{-}5m^3/m^3\cdot Pa$）×（1.5×106 Pa）×0.272%×$50m^3$}+{0.057（$10\text{-}5m^3/m^3\cdot Pa$）×（1.5×106 Pa）×0.009%×$50m^3$}=$0.1m^3/d$，约 50g/d，2.08g/h。

⑥BOG 废气（液态蒸发闪蒸气）

本装置主要用于对来自装车区、冷箱的 BOG（液态蒸发闪蒸气）进行复热、增压回收利用，BOG 输送到本单元后进入 BOG 压缩机，增压至 0.5MPa，进入燃料气缓冲罐后作为燃气利用。

类比同类生产工艺撬装设备运行经验，BOG 产生量按产量的 0.3%计算，单座撬装设备 BOG 产生量为 $180m^3/d$。BOG 回收利用收集效率约 95%计，单座撬装设备装置（液态蒸发闪蒸气）排放量约 $9m^3/d$，只有为甲烷，少量非甲烷总烃。非甲烷总烃含量约为 0.281%，单座撬装设备非甲烷总烃量无组织排放量 0.018kg/d，0.75g/h。

表 4.5-2 拟建项目废气污染物排放情况汇总表

站场	污染源、污染物名称	用气量	烟气	排放方式	排放浓	排放速率	年排放	达

				量		度 mg/m³	kg/h	量 t/a	标情况
自210井站	水套炉燃烧废气	NO_x	240Nm³/d（10Nm³/h）	136 m³/h	8m排气筒排放	140	0.019	0.166	达标
		颗粒物				17.6	0.0024	0.0	
	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃			无组织排放		2.08g/h	0.018	
自211井站采气站	水套炉燃烧废气	NO_x	240Nm³/d（10Nm³/h）	136m³/h	8m排气筒排放	14	0.019	0.166	达标
		颗粒物				17.6	0.0024	0.021	
	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃			无组织排放		2.08g/h	0.018	
自213井站	水套炉燃烧废气	NOX	240Nm³/d（10Nm³/h）	136m³/h	8m排气筒排放	140	0.019	0.166	达标
		颗粒物				17.6	0.0024	0.021 t/a	
	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃			无组织排放		2.08g/h	0.018	
自215井站	水套炉燃烧废气	NO_x	240Nm³/d（10Nm³/h）	136m³/h	8m排气筒排放	140	0.019	0.166	达标
		颗粒物				17.6	0.0024	0.021	
	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃			无组织排放		2.08g/h	0.018	
自216井站采气站	水套炉燃烧废气	NO_x	240Nm³/d（10Nm³/h）	136 m³/h	8m排气筒排放	140	0.019	0.166	达标
		颗粒物				17.6	0.0024	0.02	
	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃			无组织排放		2.08g/h	0.018	
自211井LNG撬装装置区	导热油炉炉燃烧废气	NO_x	85.5Nm³/h	1163 m³/h	8m排气筒排放	138	0.16	1.4	达标
		颗粒物				18.1	0.021	0.184	
	BOG废气（液态蒸发闪蒸气）	非甲烷总烃			无组织排放		0.75g/h	0.0066	
	燃气发电机废气（2台）	NO_x	750Nm³/h	18413 m³/h	8m排气筒排放	68	1.245	10.9	达标
		颗粒物				4.2	0.078	0.683	
自216井LNG	导热油炉炉燃烧废气	NO_x	85.5Nm³/h	1163 m³/h	8m排气筒排放	138	0.16	1.4	达标
		颗粒物				18.1	0.021	0.184	
	BOG废气	非甲烷			无组织排		0.75g/h	0.0066	

撬装装置区	（液态蒸发闪蒸气）	总烃			放				
	燃气发电机废气（2台）	NO_X	750Nm³/h	18413 m³/h	8m排气筒排放	68	1.245	10.9	达标
		颗粒物				4.2	0.078	0.683	

（2）非正常工况

检修时需对检修设备内的天然气进行泄压放空。此外，站场系统运行超压时，需紧急放空，放空时将产生少量废气。

①检修等非正常工况废气

营运期站场检修作业每年进行 1～2 次。检修前为保证检修过程的安全，需排空设备及管道内的残留天然气，残留天然气通过放空立管进行排放。因放空气量较少且原料气不含硫化氢，拟建项目采用不点火放空立管进行检修放空。

根据设计，各采气站检修放空量约 85m³/次。放空立管高度为 10m，放空时间约 30 分钟，各井放空非甲烷总烃含量约为 0.281%，放空产生的非甲烷总烃量约为 0.17kg。

各 LNG 撬装装置区非正常工况装车和冷箱放空的 EAG（放空低温天然气）经 EAG 气化器加热后与工艺区放散总管的放散气汇合后进入放散凝液罐，然后在通过放散立管放散。约 100m³/次。放空立管高度为 15m，放空时间约 30 分钟，放空非甲烷总烃含量约为 0.281%，每次放空产生的非甲烷总烃量约为 0.2kg。

②事故超压放空废气

根据类比同层位天然气组分可知，拟建项目页岩气不含硫化氢，以甲烷为主含少量氦、氮和氢，本次评价放空废气污染物以非甲烷总烃计。如果发生事故，将对管道（超压部分）进行放空，集气管道最大放空的管段长 9km，按压力 8.5MPa 计，天然气最大放空量为 6010m³；放空时间一次为 30 分钟，放空废气通过放空立管排放，每次放空产生的非甲烷总烃量约为 12.1kg。

非正常工况下大气污染物排放量见表 4.5-3。

表 4.5-3　　非正常工况下大气污染物排放量

排放情景	排放源	天然气排放量（m³）	排放高度（m）	非甲烷总烃 （kg）
采气站场检修作业	设备及管道	85	10	0.17
LNG 撬装装置区检修、事故	装车和冷箱放空的 EAG	100	15	0.2
超压放空	管道	6010	10	12.1

参照《石油天然气开采业污染防治技术政策》“站场放空天然气应充分燃烧”和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）“对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放 空的，应报生态环境主管部门备案。”的要求。

评价提出建议：

①自 211 井、自 210 井采气站检修放空天然气应尽量回收用于相邻 LNG 撬装装置区生产 LNG 和燃料气。

②放空页岩气建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。

通过以上建议措施，燃烧后的放空页岩气主要产生水和二氧化碳，减少温室气体甲烷以及非甲烷总烃的排放量。

4.5.2 废水

（1）生产废水

页岩气生产阶段主要分为：排采期、相对稳定期、递减期、低压小产期。根据周边现有页岩气生产井返排规律调查。

排采期：根据试采情况，开井初期，约 45 天，井口返排液液量较大，单井返排液量高，之后逐步递减。 排液量 200 方/天时-300 方/天，采用排采流程，当平台返排液总量降低后，采用地面程正常生产流程，进入正常生产早期。本项目不涉及排采期。

相对稳定期：属于本项目的运营初期，前期 1 年返排量约 20-80 方/天，本次各单井取平均值约 50 方/天。后期 1-3 年返排量约 5-15 方/天。本次各单井取平均值约 10 方/天。统称为气田水。进入废水池暂存外运。

递减期、低压小产期：属于本项目的运营后期期，一般在 3 年以后，由于页岩气井井口压力、产量衰减较快，后期低产低压时，原料气含砂量较少，返排液减少，其返排量约 1-5 方/天。本次各单井取平均值约 3 方/天。统称为气田水。进入废水池暂存外运。

2 座 LNG 撬装装置区原料气过滤以及脱水单元分子筛再生产生少量分离气田水。产生量较少，单站约 0.5 方/天。统称为气田水。依托采气站的废水池暂存外运。

表 4.5-4　　拟建项目生产废产、排情况汇总表

站场	污染源、污染物名称		产生量 m^3/d	储存设施	处置去向	年处置量 m^3/a
自 210	分离器气田	第 1 年	50	利用钻井工程	定期由罐车拉运	18250

井站	水（返排液）	2-4 年	10	配套的 500m³ 废水池（重点防渗）	至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。	3650
		4 年以后	3			1095
自 211 井采气站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m³ 废水池（重点防渗）		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 213 井站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m³ 废水池（重点防渗）		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 215 井站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m³ 废水池（重点防渗）		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 216 井采气站	分离器气田水（返排液）	1 年	50	利用钻井工程配套的 500m³ 废水池（重点防渗）		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 211 井 LNG 撬装装置区	过滤以及脱水单元分子筛再生产生少量分离气田水	1 年	0.5	依托自 211 井的 500m³ 废水池	定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用	183
自 216 井 LNG 撬装装置区	过滤以及脱水单元分子筛再生产生少量分离气田水	1 年	0.5	依托自 216 井 500m³ 废水池		183
投产计划期合计废水	2022 年		201		定期由罐车拉运至自 23 井、其他合规回注站回注以、外运周边钻井平台配置压裂液使用	73365
	2023 年		51		定期由罐车拉运至自 23 井	18615
	2024 年		51		定期由罐车拉运至自 23 井	18615
	2025 年		51		定期由罐车拉运至自 23 井	18615
	2025 年以后		16		定期由罐车拉运至自 23 井	5840

（2）生活污水

各采气站前期临时值守区值守人员生活污水和 LNG 撬装装置区产生生活污水。各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。

采气站初期临时有人值守人员 2 人/d，每人用水量按 200L/d 计算，排水量按 90%计算。LNG 撬装装置区人员 18 人/d，每人用水量按 200L/d 计算，排水量按 90%计算。

表 4.5-5　　拟建项目生活污水废产、排情况汇总表

站场	污染源、污染物名称	产生量 m^3/d	预处理与储存设施	处置去向	年处置量 m3/a
自 210 井站	初期临时有人值守生活区生活污水	0.36m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	131
自 211 井采气站	初期临时有人值守生活区 1 年	0.36m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	131
自 213 井站	初期临时有人值守生活区 1 年	0.36m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	131
自 215 井站	初期临时有人值守生活区 1 年	0.36m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	131
自 216 井采气站	初期临时有人值守生活区 1 年	0.36m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	131
自 211 井 LNG 撬装装置区	办公、生活区生活污水	3.24m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	1183
自 216 井 LNG 撬装装置区	办公、生活区生活污水	3.24m^3/d	环保生态厕所（储存能力 m^3）	转运至周边城镇污水处理厂处理	1183

污废水均进入周边城镇污水处理厂处理，按照《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准核实排放量。

表 4.5-6　　本项目运营期生活污水排放情况一览表

污染源	污染物	处理后排放情况	
		一级 B 标准	
		浓度（mg/L）	排放量（t/a）
生活污 8.28m^3/d（3021m^3/a）	COD	60	0.181
	BOD5	20	0.060
	SS	20	0.060
	NH3-N	8	0.024

4.5.3 噪声

（1）采气站（自 210、自 213、自 215 井站场）

拟建项目各采气站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污染；

各采气站站场噪声主要来源于节流阀、除砂器、计量分离器等产生的噪声和检修、事故时放空所产生的噪声。根据调查，其声级值见表 4.5-7。

表 4.5-7　　各采气站噪声源及声级值

噪声源		声级（dB）	数量	排放规律
各采气站	节流阀	65	1	连续排放
	高压除砂撬	60	1	连续排放
	水套加热炉	60	1	连续排放
	计量分离器	60	1	连续排放
	放空噪声	90	/	突发噪声，放空频率为 1～2 次/a，持续时间短

（2）自 211、自 216 站场（含 LNG 撬装装置）

LNG 撬装装置区运营期噪声主要来自站场机泵、压缩机、发电机组等设备，噪声级范围 75～90dB(A)。根据调查，其声级值见表 4.5-8。

表 4.5-8　　自 211、自 216 站场噪声源及声级值

噪声源		声级（dB）	数量	降噪措施	降噪后源强 dB(A)	排放规律
LNG 撬装装置区	空压制氮撬	85	1	基础减振、隔声，置于集装箱式隔声间。排气管道按照消声器。	65	连续排放
	预冷压缩机	90	1	基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。	70	连续排放
	主冷压缩机	90	1	基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。	70	连续排放
	BOG 压缩机	85	1	基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。	65	连续排放
	LNG 装车泵	85	1	基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。	65	连续排放
	燃气发电机组	90	2	基础减振、隔声、消声。燃气发电机置于集装箱式隔声间，电机排烟系统安装消声器。	70	连续排放

	放空噪声	90	/		90	偶发
采气站	节流阀	65	1	/	65	连续排放
	高压除砂撬	60	1		60	连续排放
	水套加热炉	60	1		60	连续排放
	计量分离器	60	1		60	连续排放
集装箱式隔声间墙体采用2mm厚的国标冷轧钢板，墙体夹层选用防火、环保吸音棉、中密度板和阻燃玻璃网布等。隔声20分贝以上。						

4.5.4 固体废物

拟建项目营运期产生的固废主要是生活垃圾、管道清管产生的清管废渣、检修产生的检修废渣。LNG 系统废分子筛及过滤器、MDEA 吸收塔废过滤器、脱汞单元废脱汞剂以及压缩机等设备废润滑油、废导热油。

（1）各采气站固体废物

①生活垃圾

各采气站为无人值守站，后期无人值守期间无生活垃圾产生。临时值守期间员工将产生少量生活垃圾，生活垃圾按 1kg/人.d 考虑，则本工程生活垃圾总产生量为 2.0kg/d，集中收集后交由当地环卫部门处置；后期无人值守期间，无生活垃圾产生。

②高压除砂橇废渣

各采气站内设 1 台高压除砂橇去除天然气中少量砂石，根据蜀南气矿下属井站日常运行统计进行类比，各采气站高压除砂橇年产生砂石约 40kg/a。收集交环卫部门收运处置。

③清管废渣

自 201 井、自 213 井设清管接收装置。产生清管废渣，废渣主要成分是硫化铁、机械杂质。清管废渣产生量与管径大小和长度等有关，根据类比调查，一般每公里管线清管时产生的废渣量约 2kg，共计约 33kg/次，4 次/年，132kg/a。该固废不属于《国家危险废物名录》所列危险废物，产生量少，收集交环卫部门收运处置。

④废水池沉淀污泥

各采气站废水池产生沉淀污泥，沉渣产生量约 10t/a，定期清理密闭袋装，主要成份是岩屑、机械杂质，属于一般固废，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。

⑤危险废物

抑制剂预留加注口，一般不适用。预计单井抑制剂废包装物产生量为 1t/a，危险废物

类别 HW49，室内存放，由原厂家回收用于原始用途。

（2）LNG 撬装装置区废物

①生活垃圾

生活垃圾：人员 18 人，生活垃圾产生量按 1kg/(人·d)计算，则生活垃圾产生量为 18kg/d（6.57t/a），设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

②一般工业固体废物

脱水单元废分子筛以及过滤器，每 3 年更换一次；每次产生量约 1t。由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。

③危险废物

MDEA 单元过滤器（活性炭）每 5 年更换 1 次，每次约 0.5t，属于危险废物 HW49。交由有危废处置资质的单位进行收运处置。

脱汞剂（载硫活性炭）每 5 年更换 1 次，每次约 1t，属于危险废物 HW29，集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

项目运营期压缩机等设备要定期更换机油，废机油及废油桶产生量为 1t/a，危险废物类别 HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

导热油每 3 年更换 1 次，每次约 4.5t，属于危险废物 HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物，产生量为 0.5t/a，危险废物类别 HW49。集中收集储存由厂家回收用于原始用途。

表 4.5-9　　各采气站固体废物产排放情况统计表

井站	产生环节	固体废物名称	属性	物理性状	年产生量（t/a）	贮存方式	处理处置去向
自213井	收球阀撬	清管废渣	一般工业固废	固态	0.072	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。
	除砂橇	除砂橇废渣	一般工业固废	固态	0.04	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。

	废水池	污泥	一般工业固废	半固态（含水）	10	污水池中，定期清理密闭袋装装车	交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。
	临时值守	一般生活垃圾	生活垃圾	固态	0.73	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理
	预留抑制剂加注撬	抑制剂废包装物	危险废物HW49	固态	1	室内储存	由原厂家回收用于原始用途
自201井	收球阀撬	清管废渣	一般工业固废	固态	0.06	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。
自210井	临时值守	一般生活垃圾	生活垃圾	固态	0.73	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理
	废水池	污泥	一般工业固废	半固态（含水）	10	污水池中，定期清理密闭袋装装车	交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。
	预留抑制剂加注撬	抑制剂废包装物	危险废物HW49	固态	1	室内储存	由原厂家回收用于原始用途
	除砂橇	除砂橇废渣	一般工业固废	固态	0.04	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。
自211井采气站	临时值守	一般生活垃圾	生活垃圾	固态	0.73	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理
	废水池	污泥	一般工业固废	半固态（含水）	10	污水池中，定期清理密闭袋装装车	交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。
	预留抑制剂加注撬	抑制剂废包装物	危险废物HW49	固态	1	室内储存	由原厂家回收用于原始用途
	除砂橇	除砂橇废渣	一般工业固废	固态	0.04	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。

自215井	临时值守	一般生活垃圾	生活垃圾	固态	0.73	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理
	废水池	污泥	一般工业固废	半固态（含水）	10	污水池中，定期清理密闭袋装装车	交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。
	预留抑制剂加注撬	抑制剂废包装物	危险废物HW49	固态	1	室内储存	由原厂家回收用于原始用途
	除砂橇	除砂橇废渣	一般工业固废	固态	0.04	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。
自216井采气站	临时值守	一般生活垃圾	生活垃圾	固态	0.73	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理
	废水池	污泥	一般工业固废	半固态（含水）	10	污水池中，定期清理密闭袋装装车	交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。
	预留抑制剂加注撬	抑制剂废包装物	危险废物HW49	固态	1	室内储存	由原厂家回收用于原始用途
	除砂橇	除砂橇废渣	一般工业固废	固态	0.04	桶装、储存室内	交由当地环卫部门统一处置。

表 4.5-10　　自 211 井 LNG 撬装装置区固体废物产排放情况统计表

产生环节	固体废物名称	属性	物理性状	废物类别	废物代码	危险特性	年产生量（t/a）	贮存方式	处置去向
脱水单元	脱水单元废分子筛以及过滤器	一般工业固废	固态	/	/	/	1t/3a	桶装、袋装室内堆放	由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。
MDEA 单元过滤器	废活性炭	危险废物	固态	HW49	900-041-49	T，I	0.5t/3a	分类桶装暂存危险废物储存间（对废弃脱汞剂	交由具备相应类别危险废物
导热油炉	废导热油		液态	HW08	900-218-08	T，I	4.5/3a		

设备维修保养	废机油		液态	HW08	900-249-08	T，I	0.5	的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。）	资质的单位处置
脱汞单元	废脱汞剂		固态	HW29		T，I	1/3a		
原辅料使用	活化剂、消泡剂、MDEA溶剂废包装物		固态	HW49	900-041-49	T，I	0.5		集中收集储存由厂家回收用于原始用途
员工生活	生活垃圾	生活垃圾	固态	/	/	/	6.57	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理

表 4.5-11　　自 216 井 LNG 撬装装置区固体废物产排放情况统计表

产生环节	固体废物名称	属性	物理性状	废物类别	废物代码	危险特性	年产生量（t/a）	贮存方式	处置去向
脱水单元	脱水单元废分子筛以及过滤器	一般工业固废	固态	/	/	/	1t/3a	桶装、袋装室内堆放	由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。
MDEA 单元过滤器	废活性炭	危险废物	固态	HW49	900-041-49	T，I	0.5t/3a	分类桶装暂存危险废物储存间 （对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中	交由具备相应类别危险废物资质的单位处置
导热油炉	废导热油		液态	HW08	900-218-08	T，I	4.5/3a		
设备维修保养	废机油		液态	HW08	900-249-08	T，I	0.5		
脱汞单元	废脱汞剂		固态	HW29		T，I	1/3a		
原辅料使用	活化剂、消泡剂、MDEA溶剂废包装物		固态	HW49	900-041-49	T，I	0.5		集中收集储存由厂家回收用于原始用途

								毒。）	
员工生活	生活垃圾	生活垃圾	固态	/	/	/	6.57	垃圾桶定点储存	定期交由环卫部门清运处理

4.5.5 运营期污染物排放汇总

采气井站、集气站运营期污染物产生及排放情况统计见表 4.5-12。

表 4.5-12　运营期污染物排放统计表

环境要素	污染源	主要污染物	产生量	污染防治措施	排放量	排放去向
废水	5 座采气站分离器气田水、其他分离气田水	COD、氯化物、石油类、铁、锰	最高 2011m^3/d（73365m^3/a）	利用各站场钻井工程配套的 500m^3 废水池储存，定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。	0	外运回注
	各站场办公生活污水	COD、氨氮、	8.28m^3/d（3021m^3/a）	各井站环保生态厕所储存，转运至周边城镇污水处理厂处理。	COD：0.181t/a 氨氮：0.024t/a	周边城镇污水处理厂处理
废气	5 座采气站水套炉天然气燃烧废气	颗粒物、NOx	烟气 680m^3/h， 颗粒物：0.012kg/h NOx：0.095kg/h	通过 8m 高排气筒有组织排放	烟气 680 m^3/h， 颗粒物：0.012kg/h NOx：0.095kg/h	环境空气
	5 座采气站气田水闪蒸废气	非甲烷总烃	0.0104kg/h	无组织排放	0.0104kg/h	

	2座LNG撬装装置区导热油炉天然气燃烧废气	颗粒物、NOx	烟气2326m³/h，颗粒物：0.042kg/h NOx：0.32kg/h	通过8m高排气筒有组织排放	烟气2326m³/h，颗粒物：0.042kg/h NOx：0.32kg/h	
	2座单LNG撬装装置区燃气发电机废气	颗粒物、NOx	烟气36826m³/h，颗粒物：0.156kg/h NOx：2.49kg/h	通过8m高排气筒有组织排放	烟气36826m³/h，颗粒物：0.156kg/h NOx：2.49kg/h	
	2座LNG撬装装置区BOG废气（液态蒸发闪蒸气）	非甲烷总烃	0.0015kg/h	无组织排放	0.0015kg/h	
噪声	5座采气站设备噪声	/	60~65dB(A)	合理布局、低噪设备等	厂界达标	外环境
	2座LNG撬装装置区	/	75~85 dB(A)	合理布局、低噪设备。基础减振、建筑隔声（将泵组、压缩机、燃气发电机置于隔声间），燃气发电机排烟系统安装消声器	厂界达标	
固废	清管废渣	井内杂屑、机械杂质	0.132t/a	收集交环卫部门收运处置。	0	/
	5座采气站生活垃圾	生活垃圾	3.65t/a	收集交环卫部门收运处置。	0	/
	5座单井抑制剂废包装物	危险废物HW49	5t/a	室内储存，由厂家回收用于原始用途	0	/
	5座采气站气田水罐沉渣	岩屑、机械杂质	50t/a	交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用	0	/
	2座LNG撬装装置区生活垃圾	生活垃圾	13.14t/a	收集交环卫部门收运处置。	0	/
	2座LNG撬装装置区脱水单元废分子筛以及过滤器	废分子筛以及过滤器	2t/3a	由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置	0	
	2座LNG撬装	润滑油	1t/a	交由有危险废物处理资质	0	/

	装置区废机油			的单位处置		
	2座LNG撬装装置区废活性炭	废活性炭	1t/3a		0	
	2座LNG撬装装置区废导热油	废油	9t/3a		0	
	2座LNG撬装装置区废脱汞剂	废脱汞剂	2t/3a		0	
	2座LNG撬装装置区活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂废包装物	废包装物	1t/a	集中收集储存由厂家回收用于原始用途	0	

4.6 服务期满后污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、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 Q/SY XN 0386-2013《天然气井永久性封井技术规范》等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。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。

4.7 项目实施后区块总体污染物排放情况

（1）气田水

主要考虑区块内在建的自 212 井站分离气田水。预计自 212 井，2021 年投产。

表 4.7-1 区块生产废产、排情况汇总表

站场	污染源、污染物名称		产生量 m3/d	储存设施	处置去向	年处置量 m3/a
自 210 井站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m3 废水池(重点防渗)	定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。	18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 211 井采气站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m3 废水池(重点防渗)		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 213 井站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m3 废水池(重点防渗)		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 215 井站	分离器气田水（返排液）	第 1 年	50	利用钻井工程配套的 500m3 废水池(重点防渗)		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 216 井采气站	分离器气田水（返排液）	1 年	50	利用钻井工程配套的 500m3 废水池(重点防渗)		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 212 井采气站	分离器气田水（返排液）	1 年	50	利用钻井工程配套的 500m3 废水池(重点防渗)		18250
		2-4 年	10			3650
		4 年以后	3			1095
自 211 井 LNG 撬装装置区	过滤以及脱水单元分子筛再生产生少量分离气田水	1 年	0.5	依托自 211 井的 500m3 废水池	定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用	183
自 216 井 LNG 撬装装置区	过滤以及脱水单元分子筛再生产生少量分离气田水	1 年	0.5	依托自 216 井 500m3 废水池		183
区块投产计划期合计废水	2021 年		50		定期由罐车拉运至自 23 井	18250
	2022 年		251		定期由罐车拉运至自 23 井、其他合规回注站回注以、外运	91615

					周边钻井平台配置压裂液使用	
	2023年		61		定期由罐车拉运至自23井	22265
	2024年		61		定期由罐车拉运至自23井	22265
	2025年		61		定期由罐车拉运至自23井	22265
	2025年以后		19		定期由罐车拉运至自23井	6935

（2）废气

主要考虑区块内在建的自212井站废气、少量非甲烷总烃。其环评预测NOX：0.07t/a、颗粒物：0.009t/a。少量非甲烷总烃约0.018t/a。

整个区块合计NO_x：25.52t/a、颗粒物：1.85t/a。少量非甲烷总烃约0.122t/a。

5　环境现状调查与评价

5.1 自然环境概况

5.1.1 地形地貌

自贡大地构造系杨子淮地四川台坳、川中台拱、自贡凹陷。北与威远一龙女寺台穹相邻，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。全市低山面积占7.1%，丘陵占83.7%，缓丘平坝占9.2%。

5.1.2 水文地质

（1）地表水水文情况

境内河流分属岷江、沱江两大河流水系。西部越溪河、茫溪河属岷江水系，境内流域面积1207km^2，其余河流属沱江水系，沱江水系在市境内有一级支流釜溪河、二级支流旭水河、威远河、长滩河、镇溪河等重要河流。全市流域面积在5km^{2}以上的河流有142条，其中50km^{2}以上的河流有17条，河流长度在5km以上的152条，其中10 km以上的有73条，河流形状多为羽毛状或树枝状。

境内径流深分布趋势：从东北向西南方向递增，径流深在350～500mm之间。越溪河的西部大于东部，等值线与河道干流平行，旭水河流向也大致与径流深等值线平行，沱江干流则与等值线直交，由北向南递增，径流量，岷江流域小于沱江流域，径流深则是岷江流域大于沱江流域。

受降水补给影响，径流量在年内分配极不均匀，汛期6—9月连续最大四个月径流量占全年径流量的80%左右。

自贡市多年平均地下径流量为 2.05 亿 m^3，其中；沱江流域为 1.36 亿 m^3，占 66.3%。自贡市属低山浅丘区，地下水主要由大气降水补给，多以溪沟、泉眼形式，零星分布，受季节影响较明显，一般不具备集中开采价值，仅作为农村分散的人畜生活饮用水水源之一。

表 5.1-1　　自贡市主要河流特征表

河流	水系	总长度/市内长（km）	境内流域面积（km^2）	多年平均径流量（m/s）
釜溪河	沱江（一级支流）	73.2/-	2350	42.25
旭水河	沱江（二级支流）	118/-	770.2	12.83
威远河	沱江（二级支流）	107.2/22	33.6	
长滩河	沱江（二级支流）	84.7/24	129.3	5.84
镇溪河	沱江（二级支流）	53.8/-	179	6.12
大城河	沱江（一级支流）	33/33	122.9	
越溪河	岷江（一级支流）	245/115	886.3	15.45
沙溪河	岷江（二级支流）	41.6/-	187.8	3.73
芒溪河	岷江（一级支流）		133	3.7

（2）地下水

根据自贡市地下水赋存条件及水力特征，区内地下水分主要为 4 类：松散岩类孔隙水、基岩风化带裂隙孔隙水、砂页岩孔隙裂隙水及碳酸盐岩裂隙溶洞水。

松散岩类孔隙水包括河流堆积漫滩及一级阶地砂卵石层（Q4al）孔隙水、宽缓沟谷两岸的坡洪积粘质砂土（Q4dl+pl）孔隙水。

河流堆积砂卵石层（Q4al）孔隙水：埋藏分布于威远河、旭水河等河流两岸分布的泥砾卵石层孔隙中，地下水具潜水性质，属孔隙潜水，分布零星，含水层厚度小，单井涌水量多小于 $10m^3/d$。水质以重碳酸钙型为主。

坡洪积粘质砂土（Q4dl+pl）孔隙水：主要赋存于丘陵沟谷、平坝中的第四系松散堆积层中，地下水具潜水性质，水位埋深较浅，一般 0.5m～3.0m，含水层厚度小，单井涌水量多小于 5 m^3/d。

风化带孔隙裂隙水广泛分布于自贡市红层丘陵区域，分布区构造微弱，岩层缓倾，仅 10°～20°，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了储集空间，而下部弱风化的岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存

件较好。风化孔隙裂隙水一般为潜水，埋藏于浅部砂、泥岩风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储集为主，孔隙储集次之，兼有溶蚀孔隙、裂隙储水，含水层（带）上部无大范围隔水盖层，仅沟谷低洼处有粘土覆盖，因而，一般属潜水类型。部分微具承

压，与覆盖层性质有关，主要是在宽谷中丘区，由于第四系覆盖层以粘性土为主，基岩顶部强风化层在地下水作用下强烈泥化而具有隔水性，二者共同组成沟谷中的隔水盖层，致使浅层地下水具有微承压性质。

砂页岩孔隙裂隙层间水主要分布于工西北部低山区，属非红层、非丘陵区。地下水要赋存于三叠系须家河组（T3xj）地层的厚层砂岩孔隙裂隙中，以裂隙含水为主。表层普遍为潜水，向下循环至一定深度即变为层间承压水。水化学成分一般为重碳酸钙或钙镁水，矿化度 0.1-0.3g/L。

碳酸盐岩裂隙溶洞水分布于自流井组地层，地貌上为低山地形，有威远河、新场河等横向河谷深切，地形利于地下水汇集，沿河深部地下水排泄通道，含水层为 T1j、T21，由于受力强烈，岩石裂隙比较发育，强风化裂隙在数米之内，弱风化裂隙带可达 40～100m。在威远背斜东南翼，自流井组地层也有局部碳酸盐岩地区，地下水储存于盐酸盐岩的裂隙溶洞之中。地下水类型以岩溶潜水最为普遍，但水量不大。

5.1.3 气候、气象

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°C～18.09°C，受地形影响，由东南逐渐向西北递减，一月平均气温 7.49°C，七月平均气温 27.2°C，极端温度为-6°C 和 42°C。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 17.89C；多年最高气温 40.0°C

多年最低气温-2.6°C；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

多年平均风速 1.7m/s；全年主导风向为 N

静风频率 23%；次主导风向 ES

5.1.4 动植物

自贡市境内高等植物有 71 科、163 属、314 种。其中，乔木 48 科 129 种，灌木 23 科

79 种，藤本 21 种，竹类 13 种，蕨类 30 种，草本 42 种。国家重点保护的野生动物有桫椤、银杏、楠木、油樟、香樟等 18 种，其中桫椤面积 49hm²，达 1.3 万余株。地方树种有杨叶木江子（溪木）和灯台树。

自贡市境内野生动物有 46 科 300 余种，以蛇、蛙、鸟类等有益的野生动物种群数量居多，主要分布在森林较多的丘陵地区。全市有国家二级保护的野生动物水獭、大灵猫、小灵猫、金猫等 17 种；省级重点保护的野生动物有香鼬、豹猫、赤狐等 12 种；此外全市境内鹭鸟数量急剧增加，2013 年已达万只（羽）。

5.2 区域污染源

评价区域为农村地区，无明显的工业污染源，主要为农业面源和农村生活污染源。 同时有少量现有天然气开采的污染源。

5.3 环境质量现状

5.3.1 环境空气现状评价

（1）基本污染物环境质量现状评价、达标区判定

拟建项目位于四川省自贡市，本次评价引用自贡市生态环境局发布的《2019 年自贡市环境状况公报》（2020 年 6 月）中的数据，对项目所在区域环境空气质量进行评价，评价结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　　自贡市 2019 年环境空气现状监测统计及评价结果单位：μg/m³

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	评价标准 μg/m³	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7.6	60	12.7	达标
NO_2		26.2	40	65.5	达标
PM_{10}		61.7	70	88.1	达标
$PM_{2.5}$		44.9	35	128.3	不达标
CO（mg/m³）	第 95 百分位数日均浓度	1.1	4	27.5	达标
O_3	第 90 位百分位数日最大 8h 平均浓度	155	160	96.9	达标

由表 5.3-1 可知，区域环境质量 $PM_{2.5}$ 不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，属于不达标区域。

根据《自贡市大气环境质量限期达标规划》，将以环境空气质量达标为核心，以超标严重、健康危害大的 $PM_{2.5}$ 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。鲨腎一是加大工业源污染治理，实施多污染物协同控制，二是优化能源结构，加强能源清洁化利用（全面推进能源结构供给侧改革，严格管控煤炭新增产能，大力发展非化石能源经济，逐步提高天然气，页岩气消费比重。提高页岩气规模产能。加快发展页岩气钻探、输、配、储、运装制造业，积极推进以天然气为原料和燃料的工业项目及分布式能源项目建设，促进页岩气就地高效转化利用）。三是统筹环境资源，优化产业结构和布局。四是深化扬尘等面源污染治理，大力削减颗粒物排放。五是加强移动源污染防治，推进“车油路管”综合防控。六是推进挥发性有机物综合整治。七是推进农业源大气污染防控。八是推进能力建设，提高精细化管理水平。

拟建项目为天然气开采工程，提高页岩气规模产能。有利于促进页岩气就地高效转化利用。营运期天然气处于完全密闭系统内，无废气产生和排放；正常工况下主要为水套加热炉、导热油炉、燃气发电机产生少量燃烧废气，水套加热炉以净化天然气为燃料，燃烧后污染物量很小，无组织排放非甲烷总烃量很少。因此本项目建设总体符合区域大气环境质量改善目标的管理要求。

（2）其他污染物空气质量现状

为了解项目所在区域非甲烷总烃、硫化氢的现状浓度值，本次环评委托四川锡水金山环保科技有限公司于 2021 年 5 月 7 日～13 日对项目所在地进行了大气环境现状监测，监测结果如下：

① 监测点位

其他污染物补充监测点位见表 5.3-2。

表 5.3-2　　其他污染物补充监测点位基本信息表

序号	监测点名称	相对厂址方向	相对厂界距离	地理位置
1	自 211 井集气站站场外居民点	东南	170m	自贡市贡井区龙潭镇------
2	自 210 井集气站南侧外居民点处	南	70m	自贡市荣县鼎新镇------
3	自 201 井西北居民处	西北	70m	自贡市荣县双石镇蔡家堰村
4	自 213 井站西南侧	西南	250	富顺县代寺镇------
5	自 215 井外南侧处	南	110	自贡市富顺县古佛镇------
6	自 216 井站外最近居民点	西南	220	自贡市富顺县怀德镇------

7	自 205 井站场外居民点	东南	65	自贡市大安区牛佛镇------
8	自 23 井站场外东南侧居民点	东侧	130	自贡市大安区三多寨镇------

② 监测因子及监测时间

监测因子：非甲烷总烃、硫化氢，每天检测 02:00、08:00、14:00、20:00 四次小时浓度值。监测时间：2021 年 5 月 7 日～2021 年 5 月 13 日，连续监测 7 天。

③ 评价标准

非甲烷总烃评价标准参照《河北省地方标准环境空气质量标准 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012），其 1 小时平均浓度现值为 2mg/m³。

硫化氢评价标准参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值，硫化氢 1 小时平均浓度现值 10μg/m³。

④ 评价方法及监测结果

大气环境质量现状评价采用标准指数法。评价模式采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的评价模式。模式如下：

$$I_i=C_i/S_i$$

式中：

Ii——i 种污染物的单项指数；

Ci——i 种污染物的实测浓度（mg/m³ 或μg/m³）；

Si——i 种污染物的评价标准（mg/m³ 或μg/m³）。

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）环境质量现状评价要求，对于超标污染物，计算其超标倍数和超标率。监测及评价结果详见表 5.3-3。

表 5.3-3　　大气环境监测结果与评价

监测点位	监测因子	监测时间	评价标准（mg/m³）	监测浓度范围（mg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
自 211 井	非甲烷总烃	2021.5.7～2021.5.13	2	0.23～0.43	21.5	0	达标
自 210 井			2	0.16～0.48	24.0	0	达标
自 201 井			2	0.30～0.52	26.0	0	达标
自 213 井		2021.5.8～2021.5.14	2	0.20～0.49	24.5	0	达标
自 215 井			2	0.37～0.60	30.0	0	达标
自 216 井		2021.5.7～2021.5.13	2	0.26～0.57	28.5	0	达标
自 205 井			2	0.81～1.12	56.0	0	达标

自 23 井	非甲烷总烃		2	0.78～1.02	51.0	0	达标
	硫化氢		0.01	未检出～0.002	20.0	0	达标

⑤ 评价结果

由表 3.1-3 监测评价结果可知，非甲烷总烃满足参照的《河北省地方标准环境空气质量标准 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）。硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。本项目所在区域环境空气质量现状良好。

5.3.2 地表水环境质量现状监测与评价

根据《2019 年自贡市环境状况公报》。全市流域 2019 年，自贡市主要河流 9 个国、省考核断面总体水质为轻度污染。其中，良（III 类）水质断面共 6 个，占 66.7%，轻度污染（IV类）水质断面 3 个，占 33.3%，无中度污染（V类）、重度污染（劣V类）水质。沱江干流自贡段 4 个断面（釜沱口前、李家湾、怀德渡口、大磨子）均达到III类水质；釜溪河流域 4 个断面中，碳研所断面平均水质类别由去年IV类好转为 III 类，雷公滩、双河口、邓关断面均为IV类水质；越溪河出境两河口断面为III类水质。

釜溪河流域 2019 年釜溪河流域 4 个国、省考核断面总体水质为轻度污染，无劣V类、V类水质断面。主要污染物为总磷、化学需氧量、氨氮。与 2018 年比较，釜溪河流域碳研所断面水质有所好转，氨氮平均浓度同比下降 26.5%，总磷平均浓度同比下降 13.0%，化学需氧量平均浓度同比下降 28.6%，降幅明显。雷公滩、双河口、邓关断面水质类别均无变化，为轻度污染。

沱江（自贡段） 2019 年沱江干流（自贡段）4 个考核断面（釜沱口前、李家湾、怀德渡口、大磨子）平均水质类别均为良好（III 类）。各断面总磷年平均浓度均为 0.16 毫克/升。但也有断面出现总磷超标情况，脚仙村（入境）断面 5 月和 6 月总磷超标，釜沱口前断面 4 月总磷超标，怀德渡口断面 5 月总磷超标。因此，沱江干流自贡段水质总体较好，但还是要继续关注总磷污染情况。

2019 年双溪水库全年水质达标率为 100%，全年达到《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅱ类标准。长葫水库入烈士堰水厂进水口全年水质达标率为 91.7%，除 7 月（硫酸盐超标）以外均达到或优于《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。县级集中式饮用水水源地水质 2019 年富顺县镇溪河、沿滩区碾子滩水库水质达标率均为 100%，水源地水质全部达到《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类。

乡镇集中式饮用水水源地水质　2019 年，自贡市监测的 41 个在用乡镇集中式饮用水源地中达标的共 27 个（其中地表水 22 个，地下水 5 个），达标率为 65.8%。其中自流井区在用 1 个，达标 1 个，达标率 100%；贡井区在用 3 个，达标 3 个，达标率 100%；大安区在用 6 个，达标 6 个，达标率 100%；沿滩区在用 4 个，达标 1 个，达标率 25.0%；荣县在用 19 个，达标 9 个，达标率 47.4%；富顺县在用 8 个，达标 7 个，达标率 87.5%。

为了进一步解评价区地表水环境质量现状，本次评价委托四川锡水金山环保科技有限公司于 2021 年 5 月 7 日～5 月 9 日对项目所在区域进行了地表水环境现状监测。

（1）监测布点：自 210 井场东北侧管线穿越小河沟处；

（2）监测项目：pH、COD、氨氮、石油类、硫化物、氯化物；

（3）监测频次：连续监测 3 天，每天采样 1 次；

（4）监测时间：2021 年 5 月 7 日～5 月 9 日；

（5）评价标准：《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域标准。

（6）评价方法

地表水环境质量现状评价采用单项污染指数法进行评价。

①一般水质因子：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中：$S_{i,j}$——第 i 种污染物在 j 点的评价标准指数；

$C_{i,j}$——第 i 种污染物在 j 点的监测平均值（mg/L）；

C_{si}——第 i 种污染物的评价标准（mg/L）。

②评价 pH 值时采用下述模式：

$pH_j \leq 7.0$ 时：

$$S_{pH_j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$pH_j > 7.0$ 时：

$$S_{pH_j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中：pH_j——j 断面 pH 的实测值；

pH_{sd}——地面水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}——地面水水质标准中规定的 pH 值上限。

S_{pHj}——pH 值的标准指数

计算所得指数>1 时，表明该水质参数超过了规定的标准，说明水体已受到水质参数所表征的污染物污染，指数越大，污染程度越重。

（7）监测结果统计分析

监测数据统计结果见表 5.3-4。

表 5.3-4　地表水现状监测及评价统计结果一览表

监测时	pH	COD	氨氮	石油类	硫化物	氯化物
2021.5.7	7.2	8	0.168	0.01	0.010	18.5
2021.5.8	7.3	8	0.129	0.02	0.006	18.6
2021.5.9	7.2	9	0.129	0.02	未检出	18.5
Ⅲ类水质标准	6~9	20	1.0	0.05	0.2	250
Si	0.15	0.45	0.17	0.40	0.05	0.07

根据表 5.3-4 分析，拟建项目拟穿越河沟监测水质指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，项目所在地地表水环境质量现状较好。

5.3.3 地下水环境质量现状监测与评价

委托重庆索奥检测技术有限公司、四川锡水金山环保科技有限公司对区域地下水环境进行监测。

（1）监测布点

为了解项目所在区域地下水环境质量现状，对各个建设项目场地均进行了水质水位监测，监测布点见表 5.3-5。

表 5.3-5　地下水水质监测布点一览表

编号	位置		与井站上下游关系
1-1	自 211 井	井站外东北侧居民水井 A（1#）	上游
1-2		井站外东北侧居民水井 B（2#）	两侧
1-3		井站外西南侧水井（3#）	两侧
1-4		井站外西南侧 140m 处居民水井 4#（重庆索奥（2020）第川 031 号中的 1# ）	下游
1-5		井站外东南侧 230m 处居民水井 5#（重庆索奥（2020）第川 031 号中的 2#）	下游
2-1	自 210 井	井站外北侧水井（1#）	上游
2-2		井站外西侧水井（2#）	两侧
2-3		井站外东南侧水井（3#）	下游
2-4		井站外东北侧 150m 处居民水井 4#（重庆索奥（2020）第川 039 号中的 1# ）	两侧

2-5		井站外东侧 300m 处居民水井 5#（重庆索奥（2020）第川 039 号中的 2#）	下游
3-1	自 201 井	井站外东南侧居民水井 1#	上游
3-2		井站外西侧居民水井 2#	下游
3-3		井站外西北侧居民水井 3#	下游
4-1	自 213 井	井站外东北侧居民水井 1#	上游
4-2		井站外西北侧居民水井 A 2#	两侧
4-3		井站外西侧水井 3#	下游
4-4		井站外西北侧水井 B 4#	下游
4-5		井站外西南侧水井 5#	两侧
5-1	自 215 井	井站外南侧居民水井 1#	上游
5-2		井站外西侧居民水井 2#	下游
5-3		井站外西北侧居民水井 3#	下游
6-1	自 216 井	井站外南侧居民水井 1#	上游
6-2		井站外西侧居民水井 2#	下游
6-3		井站外西北侧居民水井 3#	下游
6-4		井站外东侧居民水井 A 4#	两侧
6-5		井站外东侧居民水井 B 5#	两侧
7-1	自 212 井	井站外南侧居民水井 1#	上游
7-2		井站外东侧居民水井 2#	两侧
7-3		井站外北侧居民水井 3#	下游
8-1	自 205 井	井站外南侧居民水井 1#	下游
8-2		井站外东南侧居民水井 2#	下游
8-3		井站外西南侧居民水井 3#	下游
9-1	自 23 井	井站外西侧居民水井 1#	上游
9-2		自 23 井废水池外环境监测井 2#	下游
9-3		井站外南侧居民水井 3#	下游

（2）监测因子及频率

基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。

地下水化学类型八大离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}。

特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物。

监测频率：监测一期，连续监测 2 天，每天采样 1 次。

（3）评价标准及方法

参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，COD、石油类参照执行《地

表水环境质量标准》（GB 3838-2002）。

根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境质量现状评价方法采用标准指数法，除 pH 值外，其它水质参数的单项标准指数 S_i 为：

$$S_i=C_i/C_{0i}$$

式中：C_i——第i种污染物实测浓度值，mg/L；

C_{0i}——第i种污染物在GB3838-2002中III类标准值，mg/L；

pH的标准指数S_{pH}为：

当pH≤7.0　S_{pH}=（7.0-pH）/（7.0-pH_{sd}）

当pH≥7.0　S_{pH}=（pH-7.0）/（pH_{sw}-7.0）

式中：pH——实测的pH值；

pH_{sd}——地表水质量标准中规定的pH值下限；

pH_{sw}——地表水质量标准中规定的 pH 值上限。

标准指数>1，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。

（4）监测及评价结果

①地下水环境质量

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-93），以III类水作为划分依据，地下水环境质量监测与评价结果见表 5.3-6。

表 5.3-6　　地下水质量现状监测统计表　　单位：mg/L（pH 除外）

监测点位		pH	氨氮	硝酸盐	亚硝酸盐	挥发性酚类	氰化物	总硬度	砷	汞	铬（六价）	铅	氟	镉	铁	锰	溶解性总固体	耗氧量	硫酸盐	总大肠菌群	菌落总数	COD	石油类	氯化物	硫化物
自211井	1-1	7.3	0.071	1.20	未检出	未检出	未检出	279	未检出	未检出	未检出	5.0×10^{-3}	0.286	未检出	未检出	未检出	390	2.22	20.8	<20	10	4	0.01	27.8	未检出
	1-2	7.1	0.447	0.909	未检出	未检出	未检出	222	未检出	未检出	未检出	5.6×10^{-3}	0.275	0.0005	未检出	未检出	371	1.17	57.4	20	20	5	0.01	48.0	未检出
	1-3	7.2	0.129	1.81	未检出	未检出	未检出	293	未检出	未检出	未检出	5.4×10^{-3}	0.138	未检出	未检出	未检出	390	2.98	30.1	20	40	6	0.02	32.8	未检出
	1-4	7.51	0.20	10.2	0.008	/	/	/	0.00090	0.000033	0.004L	2.5×10^{-3}L	0.3	0.004L	0.0122	0.0005L	888	2.24	113	未检出	/	8	0.01L	47.1	/
	1-5	7.46	0.16	12.2	0.016	/	/	/	0.00080	0.000072	0.004L	2.5×10^{-3}L	0.3	0.004L	0.0049	0.0005L	703	2.17	64	未检出	/	7	0.01L	48.1	/
自210井	2-1	7.1	0.156	1.44	未检出	未检出	未检出	378	未检出	未检出	未检出	未检出	0.732	0.0017	未检出	未检出	464	1.45	24.6	20	20	5	0.01	64.4	未检出
	2-2	7.1	0.120	1.35	未检出	未检出	未检出	437	未检出	未检出	未检出	未检出	0.528	0.0012	未检出	未检出	541	0.74	235	<20	10	6	0.03	60.3	未检出
	2-3	7.2	0.104	6.24	未检出	未检出	未检出	303	未检出	未检出	未检出	9.6×10^{-3}	0.169	0.0009	未检出	未检出	371	1.46	16.8	20	30	5	0.02	52.9	未检出

	2-4	7.38	0.17	12.2	0.017	/	/	/	0.00091	0.000051	0.004L	2.5×10^{-3}L	0.3	0.004L	0.0085	0.0010	816	1.51	12.2	未检出	/	8	0.01L	84.3	/
	2-5	7.44	0.20	11.6	0.015	/	/	/	0.00067	0.000094	0.004L	2.5×10^{-3}L	0.3	0.004L	0.0045L	0.0026	795	1.00	11.6	未检出	/	8	0.01L	59.9	/
自201井	3-1	7.2	0.119	0.377	未检出	未检出	未检出	438	未检出	未检出	未检出	7.9×10^{-3}	0.670	0.0007	未检出	未检出	542	1.73	35.2	20	20	6	0.02	54.4	未检出
	3-2	7.1	0.096	1.11	未检出	未检出	未检出	40	未检出	未检出	未检出	6.6×10^{-3}	0.938	0.0011	未检出	未检出	518	1.34	36.0	<20	10	7	0.01	40.0	未检出
	3-3	7.2	0.112	1.51	未检出	未检出	未检出	381	未检出	未检出	未检出	9.4×10^{-3}	0.940	未检出	未检出	未检出	462	2.92	26.6	20	40	5	0.02	38.2	未检出
自213井	4-1	7.4	0.085	5.02	未检出	未检出	未检出	352	未检出	未检出	0.005	8.6×10^{-3}	0.739	0.0007	未检出	未检出	425	0.83	19.1	<20	10	4	未检出	40.8	未检出
	4-2	7.4	0.068	3.71	未检出	未检出	未检出	436	未检出	未检出	未检出	7.9×10^{-3}	0.579	0.0012	未检出	未检出	528	1.81	25.6	20	30	5	0.01	75.0	未检出
	4-3	7.2	0.049	1.42	未检出	未检出	未检出	440	未检出	未检出	未检出	未检出	0.554	0.0007	未检出	未检出	541	1.35	30.2	<20	10	6	0.03	45.5	未检出
	4-4	7.1	0.071	4.57	未检出	未检出	未检出	323	未检出	未检出	0.004	未检出	0.609	0.0017	未检出	0.08	477	1.34	42.8	<20	10	4	0.02	123	未检出
	4-5	7.3	0.102	1.96	未检出	未检出	未检出	342	未检出	未检出	未检出	8.0×10^{-3}	0.685	0.0008	未检出	未检出	442	1.46	26.3	20	40	6	0.02	48.7	未检出
自215	5-1	7.4	0.129	0.913	未检出	未检	未检	278	未检出	未检出	未检	3.0×10^{-3}	0.619	未检出	未检	未检	344	1.26	16.8	<20	10	6	0.02	14.6	未检出

井						出	出				出				出	出									
	5-2	7.3	0.093	2.94	未检出	未检出	未检出	231	未检出	未检出	未检出	未检出	0.675	未检出	未检出	未检出	285	2.90	13.8	20	40	5	0.01	16.3	未检出
	5-3	7.4	0.076	1.07	未检出	未检出	未检出	356	未检出	未检出	未检出	6.6×10^{-3}	0.923	0.0006	未检出	未检出	491	2.62	18.3	<20	20	7	0.01	43.8	0.013
自216井	6-1	7.2	0.102	0.233	未检出	未检出	未检出	244	未检出	未检出	未检出	9.4×10^{-3}	0.923	未检出	未检出	未检出	294	0.85	12.4	<20	10	4	0.01	12.8	未检出
	6-2	7.1	0.044	1.06	未检出	未检出	未检出	434	未检出	未检出	0.005	6.5×10^{-3}	0.578	0.0006	未检出	未检出	491	1.98	8.70	20	20	5	0.02	38.5	0.006
	6-3	7.3	0.068	0.516	未检出	未检出	未检出	164	未检出	未检出	未检出	9.6×10^{-3}	0.862	未检出	未检出	未检出	244	2.30	17.0	20	30	6	0.02	34.9	未检出
	6-4	7.2	0.077	0.181	未检出	未检出	未检出	243	未检出	未检出	未检出	8.9×10^{-3}	0.572	0.0008	未检出	0.07	315	1.41	9.86	<20	10	4	0.01	21.6	0.008
	6-5	7.3	0.032	0.053	未检出	未检出	未检出	101	未检出	未检出	0.006	5.0×10^{-3}	0.911	未检出	未检出	未检出	424	1.44	16.3	20	40	4	0.01	31.5	未检出
自212井	7-1	7.3	0.150	3.88	未检出	未检出	未检出	202	未检出	未检出	未检出	7.5×10^{-3}	0.872	未检出	未检出	未检出	271	1.09	19.2	20	20	6	0.03	30.9	未检出
	7-2	7.2	0.071	1.11	未检出	未检出	未检出	179	未检出	未检出	0.004	6.8×10^{-3}	0.623	0.0007	0.03	0.05	295	0.95	15.1	<20	10	6	0.02	44.6	0.006
	7-3	7.2	0.123	1.32	未检出	未检出	未检出	189	未检出	0.05	0.005	9.9×10^{-3}	0.591	0.0006	0.03	0.06	311	1.15	30.4	20	20	5	未检出	45.3	0.008
自	8-1	7.0	0.043	1.41	未检	未	未	426	未检出	未检	未	8.5×10^{-3}	0.921	0.001	未	未	51	2.8	30.	20	4	6	0.01	80.	未检

205井					出	检出	检出			出	检出			16	检出	检出	0	5	6		0			5	出
	8-2	7.4	0.066	0.154	未检出	未检出	未检出	345	未检出	未检出	未检出	9.7×10^{-3}	0.671	0.0009	未检出	未检出	422	1.66	30.3	<20	20	6	0.02	76.5	0.006
	8-3	7.3	0.102	0.862	未检出	未检出	未检出	293	未检出	未检出	0.004	3.6×10^{-3}	0.990	未检出	0.06	0.06	321	2.88	19.6	20	50	7	0.01	34.8	0.006
自23井	9-1	7.0	0.488	0.366	未检出	未检出	未检出	285	未检出	未检出	未检出	9.3×10^{-3}	0.616	未检出	0.05	未检出	312	2.87	34.6	20	60	6	0.02	54.2	0.006
	9-2	7.3	0.463	0.087	未检出	未检出	未检出	266	未检出	未检出	0.006	4.6×10^{-3}	0.959	未检出	0.45	0.30	295	1.78	44.2	20	80	7	0.01	21.2	未检出
	9-3	7.1	0.356	0.700	未检出	未检出	未检出	306	未检出	未检出	未检出	9.3×10^{-3}	0.913	未检出	未检出	0.01	332	2.62	16.5	<20	20	5	0.01	27.0	未检出

表 5.3-7　地下水质量现状评价结果一览表

监测点位		pH	氨氮	硝酸盐	亚硝酸盐	挥发性酚类	氰化物	总硬度	砷	汞	铬（六价）	铅	氟	镉	铁	锰	溶解性总固体	耗氧量	硫酸盐	总大肠菌群	菌落总数	COD	石油类	氯化物	硫化物
标准值（mg/L）		6.5～8.5	0.5	20.0	1.00	0.002	0.05	450	0.01	0.001	0.05	0.01	1.0	0.005	0.3	0.10	1000	3.0	250	30	100	20	0.05	250	0.02
自211井	1-1	0.15	0.14	0.06	/	/	/	0.62	/	/	/	0.5	0.29	/	/	/	0.39	0.74	0.08	0.67	0.10	0.20	0.20	0.11	/
	1-2	0.05	0.89	0.05	/	/	/	0.49	/	/	/	0.56	0.28	0.10	/	/	0.37	0.39	0.23	0.67	0.20	0.25	0.20	0.19	/
	1-3	0.1	0.26	0.09	/	/	/	0.65	/	/	/	0.54	0.14	/	/	/	0.39	0.99	0.12	0.67	0.40	0.30	0.40	0.13	/

	1-4	0.26	0.40	0.51	0.01	/	/	0.00	0.09	0.03	0.08	/	0.30	0.80	0.04	0.01	0.89	0.75	0.45	/	/	0.40	0.20	0.19	/
	1-5	0.23	0.32	0.61	0.02	0.00	0.00	0.00	0.08	0.07	0.08	/	0.30	0.80	0.02	0.01	0.70	0.72	0.26	/	/	0.35	0.20	0.19	/
自210井	2-1	0.05	0.31	0.07	/	/	/	0.84	/	/	/	/	0.73	0.34	/	/	0.46	0.48	0.10	0.67	0.20	0.25	0.20	0.26	/
	2-2	0.05	0.24	0.07	/	/	/	0.97	/	/	/	/	0.53	0.24	/	/	0.54	0.25	0.94	0.67	0.10	0.30	0.60	0.24	/
	2-3	0.1	0.21	0.31	/	/	/	0.67	/	/	/	0.96	0.17	0.18	/	/	0.37	0.49	0.07	0.67	0.30	0.25	0.40	0.21	/
	2-4	0.19	0.34	0.61	0.02	/	/	/	0.09	0.05	0.08	/	0.30	0.80	0.03	0.01	0.82	0.50	0.05	/	0.00	0.40	0.20	0.34	/
	2-5	0.22	0.40	0.58	0.02	/	/	/	0.07	0.09	0.08	/	0.30	0.80	0.02	0.03	0.80	0.33	0.05	/	/	0.40	0.20	0.24	/
自201井	3-1	0.1	0.24	0.02	/	/	/	0.97	/	/	/	0.79	0.67	0.14	/	/	0.54	0.58	0.14	0.67	0.20	0.30	0.40	0.22	/
	3-2	0.05	0.19	0.06	/	/	/	0.09	/	/	/	0.66	0.94	0.22	/	/	0.52	0.45	0.14	0.67	0.10	0.35	0.20	0.16	/
	3-3	0.1	0.22	0.08	/	/	/	0.85	/	/	/	0.94	0.94	/	/	/	0.46	0.97	0.11	0.67	0.40	0.25	0.40	0.15	/
自213井	4-1	0.2	0.17	0.25	/	/	/	0.78	/	/	0.10	0.86	0.74	0.14	/	/	0.43	0.28	0.08	0.67	0.10	0.20	/	0.16	/
	4-2	0.2	0.14	0.19	/	/	/	0.97	/	/	/	0.79	0.58	0.24	/	/	0.53	0.60	0.10	0.67	0.30	0.25	0.20	0.30	/
	4-3	0.1	0.10	0.07	/	/	/	0.98	/	/	/	/	0.55	0.14	/	/	0.54	0.45	0.12	0.67	0.10	0.30	0.60	0.18	/
	4-4	0.05	0.14	0.23	/	/	/	0.72	/	/	0.08	/	0.61	0.34	/	0.80	0.48	0.45	0.17	0.67	0.10	0.20	0.40	0.49	/
	4-5	0.15	0.20	0.10	/	/	/	0.76	/	/	/	0.8	0.69	0.16	/	/	0.44	0.49	0.11	0.67	0.40	0.30	0.40	0.19	/
自215井	5-1	0.2	0.26	0.05	/	/	/	0.62	/	/	/	0.3	0.62	/	/	/	0.34	0.42	0.07	0.67	0.10	0.30	0.40	0.06	/
	5-2	0.15	0.19	0.15	/	/	/	0.51	/	/	/	/	0.68	/	/	/	0.29	0.97	0.06	0.67	0.40	0.25	0.20	0.07	/
	5-3	0.2	0.15	0.05	/	/	/	0.79	/	/	/	0.66	0.92	0.12	/	/	0.49	0.87	0.07	0.67	0.20	0.35	0.20	0.18	0.65

自216井	6-1	0.1	0.20	0.01	/	/	/	0.54	/	/	/	0.94	0.92	/	/	/	0.29	0.28	0.05	0.67	0.10	0.20	0.20	0.05	/
	6-2	0.05	0.09	0.05	/	/	/	0.96	/	/	0.10	0.65	0.58	0.12	/	/	0.49	0.66	0.03	0.67	0.20	0.25	0.40	0.15	0.30
	6-3	0.15	0.14	0.03	/	/	/	0.36	/	/	/	0.96	0.86	/	/	/	0.24	0.77	0.07	0.67	0.30	0.30	0.40	0.14	/
	6-4	0.1	0.15	0.01	/	/	/	0.54	/	/	/	0.89	0.57	0.16	/	0.70	0.32	0.47	0.04	0.67	0.10	0.20	0.20	0.09	0.40
	6-5	0.15	0.06	0.00	/	/	/	0.22	/	/	0.12	0.5	0.91	/	/	/	0.42	0.48	0.07	0.67	0.40	0.20	0.20	0.13	/
自212井	7-1	0.15	0.30	0.19	/	/	/	0.45	/	/	/	0.75	0.87	/	/	/	0.27	0.36	0.08	0.67	0.20	0.30	0.60	0.12	/
	7-2	0.1	0.14	0.06	/	/	/	0.40	/	/	0.08	0.68	0.62	0.14	0.10	0.50	0.30	0.32	0.06	0.67	0.10	0.30	0.40	0.18	0.30
	7-3	0.1	0.25	0.07	/	/	/	0.42	/	50.00	0.10	0.99	0.59	0.12	0.10	0.60	0.31	0.38	0.12	0.67	0.20	0.25	/	0.18	0.40
自205井	8-1	0	0.09	0.07	/	/	/	0.95	/	/	/	0.85	0.92	0.23	/	/	0.51	0.95	0.12	0.67	0.40	0.30	0.20	0.32	/
	8-2	0.2	0.13	0.01	/	/	/	0.77	/	/	/	0.97	0.67	0.18	/	/	0.42	0.55	0.12	0.67	0.20	0.30	0.40	0.31	0.30
	8-3	0.15	0.20	0.04	/	/	/	0.65	/	/	0.08	0.36	0.99	/	0.20	0.60	0.32	0.96	0.08	0.67	0.50	0.35	0.20	0.14	0.30
自23井	9-1	0	0.98	0.02	/	/	/	0.63	/	/	/	0.93	0.62	/	0.17	/	0.31	0.96	0.14	0.67	0.60	0.30	0.40	0.22	0.30
	9-2	0.15	0.93	0.00	/	/	/	0.59	/	/	0.12	0.46	0.96	/	**1.50**	**3.00**	0.30	0.59	0.18	0.67	0.80	0.35	0.20	0.08	/
	9-3	0.05	0.71	0.04	/	/	/	0.68	/	/	/	0.93	0.91	/	/	0.10	0.33	0.87	0.07	0.67	0.20	0.25	0.20	0.11	/

由表 5.3-6、表 5.3-7 统计分析可知，自 23 井 2#监测点（自 23 井废水池外环境监测井）水质铁、锰超标。其他各监测井各项监测指标均可达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质标准。

①地下水铅含量普遍偏高，评价为了充分了解铅浓度较高的原因，在各站场周边较远区域，未受页岩气开采影响的区域设置了 5 个参照点进行补充监测。

表 5.3-8　地下水参照点铅检测结果表

编号	监测点位	位置关系	检测项目	监测结果（mg/L）	单项标准指数
1	1 自 213 参照点 105.14649895 29.23927594	上游约 1.2km	铅	8.1×10^{-3}	0.81
2	2 自 212 参照点 104.95005289 29.25974523	上游约 1.3km	铅	7.5×10^{-3}	0.75
3	3 自 205 参照点 104.96167609 29.35226194	上游约 1.1km	铅	5.1×10^{-3}	0.51
4	4 自 23 参照点 104.89220110 29.41970693	两侧约 1.2km	铅	6.5×10^{-3}	0.65
5	5 自 210 参照点 104.54775136 29.32419164	东侧约 2km，中间有河流相隔，不在同一水文地质单元	铅	6.4×10^{-3}	0.64

综上表，参照点的铅浓度均较高，评价结合区域土壤中铅含量监测结果（土壤中铅较高），可以说明区域地下水铅含量较高主要是背景浓度较高。

②自 23 井 2#监测点（自 23 井废水池外环境监测井）水质铁、锰超标。评价为了充分了解超标原因，通过建设单位对 3 个环境监测井的跟踪监测报告（“LH-GJHJ-2020-2236”、“LH-GJHJ-2021-0406”）的数据进行分析。

表 5.3-9　自 23 井环境监测井地下水根据监测结果及分析表

监测点位、时间		pH	氨氮	硝酸盐	钙	总硬度	镁	锶	铬（六价）	溴化物	铁	锰	耗氧量	硫酸盐	石油类	氯化物	硫化物
标准值（mg/L）		6.5～8.5	0.5	20.0	/	450	/	/	0.05	/	0.3	0.10	3.0	250	0.05	250	0.02
2020 年 12 月 4	1#				52		12	1.9							ND	49.4	ND
	2				11		24	0.5							ND	76.	ND

日	#				9											8	
	3#				71		18	1.3							ND	16.4	ND
达标情况															达标	达标	达标
2021年4月14日	1#	7.75	ND	3.06	65	236	18	2.67	ND	0.244	ND	ND	1.14	49.3	ND	10.3	ND
	2#	7.13	0.069	4.85	71	265	21	2.13	ND		ND	0.02	1.30	47.9	ND	ND	ND
	3#	7.60	ND	2.57	57	221	19	2.88	ND		ND	ND	1.38	50.9	ND	10.1	ND
达标情况		达标	达标	达标	/	达标	/	/	达标	/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

通过上表分析，3 个环境监测井的跟踪监测报告（“LH-GJHJ-2020-2236”、“LH-GJHJ-2021-0406”）中各监测因子均达标，铁、锰浓度也达标。

2021 年 5 月 7 日采样 2#废水池外监控井水质出现铁、锰超标，其他因子均达标。周边居民水井 1#、3#未出现超标，铁、锰浓度远低于 2#废水池外监控井。2#废水池外监控井 COD、氯化物、石油类（气田水特征因子）浓度与周边居民水井 1#、3#监测值无明显差异。

可以排除铁、锰超标是由废水池渗漏引起。综合分析，2#废水池外监控井位于水田内。超标原因为委托监测采样前未有效洗井导致。

5.3.4 声环境质量现状监测与评价

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014），拟建项目均位于农村地区，所属声环境功能为 2 类区，现状声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

为全面掌握拟建项目所在区域声环境质量现状情况，本评价委重庆索奥检测技术有限公司、四川锡水金山环保科技有限公司对项目所处区域声环境现状质量进行监测。

（1）监测点位

噪声监测点见下表所示，监测点具体见监测布点图。

表 5.3-10 声环境质量现状监测布点一览表

编号	监测点位	检测项目
1	自 201 井井场东南侧厂界外 1m	厂界噪声
2	自 201 井井场外东南侧居民处	环境噪声
3	自 213 井井场外东侧居民处	环境噪声
4	自 215 井井场外西南侧居民处	环境噪声
5	自 216 井井场西侧居民处	环境噪声
6	自 23 井站场外西侧居民点	环境噪声
7	自 23 井站场外南侧居民点	环境噪声

8	自 211 井井口西南侧 140m 处居民点	环境噪声
9	自 210 井井场外西北侧 115m 处居民点	环境噪声

（2）监测项目

昼、夜等效声级。

（3）监测时间及频率

连续监测 2 天、每天昼夜各监测 1 次，监测时间为 2020 年 11 月 8 日～11 月 9 日。

（4）评价方法

采用噪声值与标准值直接比较法评价项目所在区域声环境质量现状。

（5）监测及评价结果

拟建项目区域声环境质量、厂界噪声监测结果见表 5.3-11。

表 5.3-11　声环境质量现状监测结果一览表　单位：dB（A）

编号	监测时间	监测结果（dB）		执行标准
		昼间	夜间	
1	2021.5.7	52	44	昼间≤60 夜间≤50
	2021.5.8	51	43	
2	2021.5.7	50	41	昼间≤60 夜间≤50
	2021.5.8	54	42	
3	2021.5.8	54	42	
	2021.5.9	53	43	
4	2021.5.8	58	47	
	2021.5.9	59	49	
5	2021.5.8	54	43	
	2021.5.9	55	44	
6	2021.5.7	56	45	
	2021.5.8	54	43	
7	2021.5.7	54	42	
	2021.5.8	52	46	
8	2020.4.7	42	38	
	2020.4.8	41	39	
9	2020.4.7	41	38	
	2020.4.8	39	38	
	2020.4.8	44	38	

监测结果表明：项目所在区域监测点昼、夜间环境噪声值均能满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）中的 2 类标准。自 201 井站场东南侧厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

5.3.5 土壤环境质量现状监测与评价

为了解项目所在地土壤环境现状，本次评价委托重庆索奥检测技术有限公司、四川锡水金山环保科技有限公司对项目所在地土壤质量现状进行采样监测。

（1）监测项目：

井站外采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值的基本项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；

井站内采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目：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

特征因子：石油烃（C10-C40）、pH、全盐量

（2）监测布点：

结合项目周边土地类型、评价工作等级等条件，井场布点详见表 5.3-12。

表 5.3-12　土壤监测布点一览表

井号	编号	分类	监测点位	采样深度	监测因子
自211井	1-1	表层样点	自 211 井井场内	在 0~0.2m 取样	pH、全盐量、石油烃、汞、砷、镉、铅、铜、镍、铬（六价）、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、苯、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、甲苯、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、乙苯、间，对-二甲苯、苯乙烯、邻-二甲苯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、萘、苯并[a]蒽、䓛、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-c,d]芘、二苯并[a,h]蒽、硝基苯、苯胺
	1-2		井场外耕地		pH、石油烃、汞、砷、镉、铅、铜、镍、铬、锌

	1-3		井场外耕地		石油烃
	1-4	柱状样点	自 211 井废水池旁	0.5m、1.5m、3.0m 分别取样	pH、石油烃、汞、砷、镉、铅、铜、镍、铬、锌
	1-5		自 211 井井场内	0.5m、1.0m、2.0m 分别取样	石油烃
	1-6		自 211 井井场内		
自 210 井	2-1	表层样点	自 210 井井场内	在 0~0.2m 取样	pH、全盐量、石油烃、汞、砷、镉、铅、铜、镍、铬（六价）、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、苯、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、甲苯、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、乙苯、间，对-二甲苯、苯乙烯、邻-二甲苯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、萘、苯并[a]蒽、䓛、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-c,d]芘、二苯并[a,h]蒽、硝基苯、苯胺
	2-2		井场外耕地		pH、石油烃、汞、砷、镉、铅、铜、镍、铬、锌
	2-3		井场外耕地		石油烃
	2-4	柱状样点	自 210 井废水池旁	0.5m、1.5m、3.0m 分别取样	pH、石油烃、汞、砷、镉、铅、铜、镍、铬、锌
	2-5		自 210 井井场内	0.5m、1.0m、2.0m 分别取样	石油烃
	2-6		自 210 井井场内		
自 201 井	3-1	表层样点	自 201 井北侧厂界外边缘	在 0~0.2m 取样	pH、全盐量、土壤容重、氧化还原电位、阳离子交换量、渗透性、孔隙度、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃（C10-C40）、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,对-二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、

					2-氯苯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(ah)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘
	3-2		自 201 井井场北侧厂界外耕地		pH、砷、铬、铜、锌、铅、镉、汞、镍、石油烃（C10-C40）
	3-3		自 201 井井场南侧厂界外耕地		
	3-4	柱状样点	自 201 井井场水罐侧厂界外边缘	0.5m、1.5m、3.0m 分别取样	
	3-5		自 201 井井场西侧厂界外边缘	0.5m、1.0m、1.5m 分别取样	
	3-6		自 201 井井场西北侧厂界外边缘		
自 213 井	4-1	表层样点	自 213 井井场边缘 A	在 0～0.2m 取样	pH、全盐量、土壤容重、氧化还原电位、阳离子交换量、渗透性、孔隙度、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃（C10-C40）、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,对-二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(ah)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘
	4-2		自 213 井井场北侧厂界外耕地		pH、砷、铬、铜、锌、铅、镉、汞、镍、石油烃（C10-C40）
	4-3		自 213 井井场南侧厂界外耕地		
	4-4	柱状样点	自 213 井废水池旁	0.5m、1.5m、3.0m 分别取样	
	4-5		自 213 井井场边缘 B	0.5m、1.0m、1.5m 分别取样	
	4-6		自 213 井放喷池旁		
自 215 井	5-1	表层样点	自 215 井外南侧	在 0～0.2m 取样	pH、全盐量、土壤容重、氧化还原电位、阳离子交换量、渗透性、孔隙度、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、

					石油烃（C10-C40）、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,对-二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(ah)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘
	5-2		自 215 井井场北侧厂界外耕地		pH、砷、铬、铜、锌、铅、镉、汞、镍、石油烃（C10-C40）
	5-3		自 215 井井场外西北侧耕地		
	5-4	柱状样点	自 215 井井场外西南侧	0.5m、1.5m、3.0m 分别取样	
	5-5		自 215 井井场外东南侧	0.5m、1.0m、1.5m 分别取样	
	5-6		自 215 井井场外西侧		
自 216 井	6-1	表层样点	自 216 井井场边缘	在 0~0.2m 取样	pH、全盐量、土壤容重、氧化还原电位、阳离子交换量、渗透性、孔隙度、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃（C10-C40）、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,对-二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(ah)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘
	6-2		自 216 井井场外耕地 A		pH、砷、铬、铜、锌、铅、镉、汞、镍、石油烃（C10-C40）
	6-3		自 216 井井场外耕地 B		

	6-4	柱状样点	自216井废水池旁	0.5m、1.5m、3.0m分别取样	pH、砷、铬、铜、锌、铅、镉、汞、镍、石油烃（C10-C40）
	6-5		自216井井场边缘	0.5m、1.0m、1.5m分别取样	
	6-6		自216井井场放喷池旁		
自212井	7-1	表层样点	自212井废水池旁	在0～0.2m取样	
	7-2		自212井井场外南侧耕地		
自205井	8-1	表层样点	自205井废水池外耕地	在0～0.2m取样	
	8-2		自205井场北侧外耕地		
自23井	9-1	表层样点	自23井站场东侧外耕地	在0～0.2m取样	
	9-2		自23井站场废水池侧耕地		

（3）监测频次：取1次样。

（4）评价标准：

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）标准基本项目第二类用地筛选值，《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地风险筛选值基本项目。

特征因子石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）其他项目第二类用地筛选值。

全盐量无相应标准列出监测值。

（5）评价方法：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境质量现状评价方法采用标准指数法，并进行统计分析，给出样本数量、最大值、最小值、均值、超标率等。

（6）土壤环境质量监测结果及评价结果

表 5.3-13　　特征因子监测结果统计表

点位编号	采样点类型	监测因子	监测值	标准值	标准指数值	超标率/%
1-1	表层样	全盐量（g/kg）	0.70	/	小于 2 g/kg	/
2-1			0.50	/		/
3-1			0.70	/		/
4-1			0.51	/		/
5-1			0.74	/		/
6-1			0.85	/		/
1-1	表层样	石油烃(C10-C40)（mg/kg）	81	≤4500	0.018	0
1-2			78		0.017	0
1-3			80		0.018	0
2-1			52		0.012	0
2-2			90		0.020	0
2-3			53		0.012	0
3-1			7		0.002	0
3-2			8		0.002	0
3-3			12		0.003	0
4-1			6		0.001	0
4-2			未检出		/	0
4-3			8		0.002	0
5-1			10		0.002	0
5-2			8		0.002	0
5-3			11		0.002	0

6-1			未检出					/		0	
6-2			10					0.002		0	
6-3			7					0.002		0	
7-1			未检出					/		0	
7-2			未检出					/		0	
8-1			未检出					/		0	
8-2			未检出					/		0	
9-1			6					0.001		0	
9-2			未检出					/		0	
点位编号	采样点类型	监测因子	监测值			最小值	最大值	平均值	标准值	最大标准指数值	超标率
1-4	柱状样	石油烃(C10-C40)（mg/kg）	0.5m	1.5m	3.0m	/	/	/	/	/	/
			84	86	57	57	86	75.7	≤4500	0.019	0
2-4			60	44	56	44	60	53.3		0.013	0
3-4			35	18	未检出	6①	35	19.7		0.008	0
4-4			35	12	未检出	6	35	17.7		0.008	0
5-4			30	14	6	6	30	16.7		0.007	0
6-4			60	33	未检出	6	60	33		0.013	0
1-5			0.5m	1.0m	1.5m	/	/	/	/	/	/
			89	69	69	69	89	75.7	≤4500	0.020	0
1-6			83	66	70	66	83	73.0		0.018	0
2-5			63	48	50	48	63	53.7		0.014	0
2-6			50	35	38	35	50	41.0		0.011	0
3-5			46	19	未检出	6	46	23.7		0.010	0

3-6			30	13	未检出	6	30	16.3		0.007	0
4-5			25	9	未检出	6	25	13.3		0.006	0
4-6			21	7	未检出	6	21	11.3		0.005	0
5-5			24	11	未检出	6	24	13.7		0.005	0
5-6			20	12	未检出	6	20	12.7		0.004	0
6-5			50	24	未检出	6	50	26.7		0.011	0
6-6			52	26	未检出	6	52	28.0		0.012	0
①注：石油烃(C10-C40)未检出按《土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）中检出限 6mg/kg 进行统计分析。											

表 5.3-14　　监测结果统计表（农用地风险筛选值基本项目）　　单位：mg/kg

点位编号		pH	镉	铅	汞	铬	砷	镍	铜	锌
其他用地标准值		5.5<pH≤6.5	0.3	60	1.8	150	40	70	50	200
		pH>7.5	0.6	170	3.4	250	25	190	100	300
1-2 表层样		8.39	0.18	23.6	0.067	96	13.2	39	33	141
1-4	0.5m	5.98	0.19	23.0	0.083	93	14.9	36	37	110
	1.5m	5.55	0.18	22.1	0.091	98	11.4	32	36	101
	3.0m	5.66	0.15	16.8	0.065	67	11.3	29	28	74
2-2 表层样		8.06	0.17	19.5	0.089	84	14.8	33	35	103
2-4	0.5m	8.22	0.18	19.5	0.055	79	15.1	41	35	96
	1.5m	8.30	0.19	23.4	0.052	95	11.3	36	34	107
	3.0m	8.27	0.18	20.4	0.038	77	10.9	34	24	92
3-2 表层样		7.6	0.28	27.7	0.228	39	1.66	34	19	99
3-3 表层样		8.0	0.13	18.9	0.515	52	2.09	30	22	99
3-4	0.5m	8.3	0.31	24.0	0.171	34	1.56	32	20	94

	1.5m	8.1	0.11	22.1	0.210	24	1.47	35	20	97
	3.0m	8.4	0.16	23.8	0.194	49	1.26	35	19	112
3-5	0.5m	7.6	0.28	23.2	0.230	50	2.81	37	22	238
	1.0m	8.1	0.29	21.9	0.244	33	2.36	31	19	212
	1.5m	7.8	0.12	24.3	0.265	52	2.32	33	23	202
3-6	0.5m	8.3	0.26	26.8	0.195	45	2.58	34	24	85
	1.0m	8.4	0.17	26.5	0.170	46	2.27	37	19	102
	1.5m	8.1	0.44	26.0	0.188	46	2.14	32	24	93
4-2 表层样		8.0	0.09	25.4	0.134	44	1.43	34	28	121
4-3 表层样		8.3	0.09	26.1	0.216	47	1.53	33	34	121
4-4	0.5m	7.6	0.07	21.9	0.328	45	1.29	28	28	82
	1.5m	8.1	0.20	23.3	0.57	42	1.06	33	33	135
	3.0m	7.9	0.07	25.3	0.271	38	1.18	32	34	69
4-5	0.5m	8.0	0.10	24.8	0.168	55	1.17	35	29	96
	1.0m	8.2	0.05	23.2	0.172	42	0.91	35	32	106
	1.5m	7.8	0.06	25.5	0.149	38	1.06	38	25	148
4-6	0.5m	7.9	0.18	28.9	/	46	0.52	32	20	121
	1.0m	8.1	0.11	26.0	/	46	0.53	26	19	120
	1.5m	8.2	0.28	32.4	2.85	52	0.51	29	20	126
5-2 表层样		8.3	0.45	27.5	0.164	53	2.06	34	25	114
5-3 表层样		8.0	0.07	27.6	0.223	53	0.87	36	24	116
5-4	0.5m	7.9	0.20	28.3	0.166	48	1.36	31	21	94
	1.5m	8.3	0.29	32.6	0.214	49	1.40	33	22	97
	3.0m	8.1	0.50	29.4	0.202	62	1.59	32	22	80

5-5	0.5m	7.6	0.22	26.4	0.217	61	0.90	36	22	96
	1.0m	8.2	0.39	26.1	0.166	57	1.08	34	24	106
	1.5m	7.9	0.08	28..7	0.208	67	0.97	34	26	104
5-6	0.5m	8.2	0.23	25.1	0.189	54	0.91	30	22	94
	1.0m	7.7	0.08	28.6	0.106	53	0.90	30	24	84
	1.5m	8.2	0.29	27.6	0.108	54	1.17	32	22	94
6-2 表层样		7.9	0.19	26.9	0.194	46	1.77	37	27	51
6-3 表层样		8.1	0.09	21.8	0.290	49	1.98	30	23	48
6-4	0.5m	7.7	0.23	20.2	0.316	46	2.37	28	25	53
	1.5m	8.4	0.26	24.2	0.282	44	2.01	33	26	49
	3.0m	8.1	0.46	25.6	0.181	38	1.79	25	24	35
6-5	0.5m	8.2	0.08	21.6	0.170	46	3.18	28	28	52
	1.0m	8.0	0.21	25.3	0.190	62	2.69	35	32	54
	1.5m	7.6	0.15	17.6	0.207	43	2.55	31	27	47
6-6	0.5m	8.2	0.23	23.2	0.165	37	3.32	33	25	54
	1.0m	8.4	0.18	24.0	0.157	58	2.09	31	29	48
	1.5m	7.6	0.17	23.2	0.121	48	2.06	30	28	52
7-1 表层样		8.1	0.59	21.8	0.584	48	2.68	35	36	138
7-2 表层样		8.3	0.21	30.2	0.633	39	3.62	44	22	102
8-1 表层样		7.6	0.17	23.3	0.543	55	2.64	49	29	142
8-2 表层样		7.9	0.28	24.0	0.710	44	3.05	36	30	116
9-1 表层样		8.2	0.20	26.5	0.223	55	3.24	31	27	117
9-2 表层样		8.4	0.10	29.6	0.339	46	3.18	34	30	159
达标情况		/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

表 5.3-15　监测结果统计表（建设用地风险筛选值基本项目）　单位：mg/kg

序号	污染项目	标准值	监测值						达标情况
			点位编号						
			1-1	2-1	3-1	4-1	5-1	6-1	
1	砷	60	8.73	14.2	1.62	1.7	1.34	2.80	达标
2	镉	65	0.18	0.19	1.11	1.26	0.79	1.09	达标
3	六价铬	5.7	2L	2L	1.3	1.5	1.3	未检出	达标
4	铜	18000	38	31	42	30	20	31	达标
5	铅	800	23.4	19.3	26.7	27.4	23.6	32.5	达标
6	汞	38	0.082	0.027	0.583	0.180	0.168	0.228	达标
7	镍	900	38	35	43	34	28	33	达标
8	四氯化碳	2.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
9	氯仿	0.9	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
10	氯甲烷	37	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
16	二氯甲烷	616	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
17	1，2-二氯丙烷	5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
20	四氯乙烯	53	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标

21	1,1,1-三氯乙烷	840	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
23	三氯乙烯	2.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
25	氯乙烯	0.43	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
26	苯	4	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
27	氯苯	270	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
28	1,2-二氯苯	560	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
29	1,4-二氯苯	20	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
30	乙苯	28	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
31	苯乙烯	1290	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
32	甲苯	1200	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
34	邻二甲苯	640	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
35	硝基苯	76	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
36	苯胺	260	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
37	2-氯酚	2256	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
38	苯并[a]蒽	15	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
39	苯并[a]芘	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
42	䓛	1293	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
43	二苯并[a、h]蒽	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标

45	萘	70	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	达标

根据统计分析可知，项目调查范围内土壤监测点各项指标满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3660-2018）中的风险筛选值标准限值要求。

5.4 水文地质条件调查

5.4.1 区域水文地质条件

评价主要收集 “自贡幅 1：20 万水文地质调查资料”、“泸州幅 1：20 万水文地质调查资料”以及《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》及其抽水、渗水试验结果。 根据相关资料，区域水文地质条件总体如下：

5.4.1.1 区域地质构造、地形地貌

自贡大地构造系杨子淮地四川台坳、川中台拱、自贡凹陷。北与威远一龙女寺台穹相邻，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。全市低山面积占 7.1%，丘陵占 83.7%，缓丘平坝占 9.2%。

5.4.1.2 地层岩性

根据四川省地貌区划图，自贡地区属四川东部盆地之构造剥蚀盆中方山丘陵亚区，根据 1997 年四川省岩石地层划分，自贡市地层区属华南地层大区扬子地层区之上扬子地层分区重庆小区。其岩石地层单元划分如下：

表 5.4-1　自贡地区地层统计表

地层单位				地层代号	地质描述	厚度（m）
界	系	统	组			
新生界	白垩系	上统	夹关组	K2j	为一套河湖相沉积岩。主要为砖红色块状、巨块状不等粒泥质岩屑长石砂岩，大型斜层理及平行层理发育。上部石英含量稍高，夹少许凸镜状泥岩，下部含钙，且含岩屑较多，并夹少许棕红色泥岩及微晶白云岩，普遍夹 3～4 层以石英砾石为主的砾岩凸镜体。底砂岩一般较稳定，底面凹凸不平，与下伏蓬莱镇组呈假整合接触。	200～251

	侏罗系	上统	蓬莱镇组	J3P	为一套内陆河湖相沉积岩。岩性为厚层～块状长石石英砂岩、粉砂岩与泥（页）岩不等厚互层为主，其本色调为紫红及灰紫色，夹黄绿色页岩及生物碎屑灰岩条带，含介形类、叶肢介、轮藻及双壳类化石。据岩石组合、颜色、沉积韵律及接触关系等特征，可将其分为上中下 3 段。 上段（J33SN）：分布于测区外。底部灰色厚层至块状细粒长石石英砂岩；下部紫红、鲜紫红色泥岩、粉砂岩夹灰色中厚至块状细粒长石石英砂岩；中上部为粉红色泥岩夹同色中厚层细粒长石石英砂岩，偶夹灰绿、黄绿色页岩。建组剖面该段厚 189m。 中段（J23SN）：主要分布于西邻之德阳、资阳幅内。测区西南或南部，仅残留该段下部层位或全部缺失。由紫灰、灰色厚层至块状细粒长石石英砂岩与紫红色粉砂质泥岩、泥岩组成不等厚互层。韵律层下部的砂岩厚 7～16m 不等，局部夹凸镜状砾岩，俗称“癞疤石”。砾石为次棱角状泥灰岩，钙质胶结，偶夹炭质页岩或凸镜状煤线。具发育的平行层理或斜层理。 下段（J13SN）：测区内广泛分布。下部为紫灰、灰紫色中层至块状细粒长石石英砂岩与紫红色粉砂岩、泥岩组成 2～3 个不等厚韵律；中上部紫红色中薄层状粉砂岩与同色泥岩互层，夹凸镜状长石石英砂岩和灰绿色砂质条带。底部普遍为一套灰白、紫灰色厚层至块状长石石英砂岩，昔称“蓬莱镇砂岩”，偶含凸镜状砂砾岩，多见灰岩砾石，含泥砾、植物碎片、炭屑等。平行层理、大型斜层理发育。层位稳定，但沿走向有厚薄变化或分叉	780 ～ 1200
			遂宁组	Jsn	为一套内陆河湖相沉积岩。以红、鲜紫红、砖红色泥（页）岩为主，夹同色岩屑长石砂岩、粉砂岩，含介形类、轮藻、叶肢介及双壳类化石。该组在重庆－内江一线以北，根据岩石组合及其颜色、沉积韵律及接触关系等特征，可将其分为上下两段。下段岩性较单一，泥岩占优势，上段砂岩含量增多，韵律互层频繁。以南砂岩含量减少，分段标志不明显。本组由南向北增厚。盆地南部仅 200～300m，北部可达 350～450m。 上段（J13P）：主要由紫灰、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。韵律层的下部砂岩层厚 6～12m，在韵律层上部泥岩中尚夹多层细～粉砂岩，构成 3～6 个次级韵律。该段砂岩具高岭土化，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。	200 ～ 600

			遂宁组	Jsn	下段（J13P）：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～粉砂岩组成。泥、页岩中一般含钙质，局部夹钙质团块或泥灰岩凸镜体，此外普遍含灰绿色钙质粉砂岩团块或条带，局部密集成杂色层，常具水平波状层纹，时见波痕，干裂、虫蛀构造发育。砂质泥岩或泥质粉砂岩与泥页岩构成频繁的厚数十厘米或 1 米左右的韵律层，有“千层岩”之称。细～粉砂岩夹层少且不稳定，多呈凸镜状，底砂岩相对稳定，呈砖红色，可作为该组下伏层上沙溪庙组划分的辅助标志层，一般厚 1～2m，个别地段厚 4～10m，该砂岩一般具发育的细微斜层理或交错层理。	
		中统	上沙溪庙组	J2s2	为一套内陆河湖相红色碎屑岩，主要由黄灰、灰白、灰紫色厚层至块状细～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。韵律层上部泥岩夹多层厚 0.5～2m 的砂岩或粉砂岩，构成多个次级韵律。其特点为多韵律，颜色暗；泥岩普遍含钙质或钙质结构、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。砂岩层及不稳定，呈凸镜状或分叉、尖灭、再现现象屡见不鲜。 该组底砂岩惯称“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，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。	594 ～ 701
			下沙溪庙组	J2s1	为一套内陆河湖相红色碎屑岩，主要由灰、紫灰、灰紫色厚层至块状中～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 个不等厚的韵律层。韵律层上部泥岩中砂岩夹层较多，一般厚度小于 3m，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。 顶部为黄绿色砂质泥岩（“叶肢介页岩”），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夹薄层粉～细粒长石石英砂岩。厚 9～22m。 底部为中粗粒砂岩（“关口砂岩”，即所谓的“凉高山砂岩”）。厚 7～26m。	103 ～ 173
			新田沟组	J2x	为一套内陆河湖相红色碎屑岩，以黄绿色、紫红色夹深灰色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹细砂岩、粉砂岩及生物碎屑灰岩凸镜体，从上而下可分 4 个岩性段。 1：黄绿与紫红色砂质泥岩不等厚互层状夹黄绿色细～粉粒石英砂岩，厚 67m。 2：黄绿色砂质泥岩夹石英粉砂岩，厚 30m。 3：深灰、灰黑色页岩夹泥质石英粉砂岩或灰岩，厚 63m。 4：底为黄褐、灰绿色厚层状细粒石英砂岩，其上以紫红色为主的杂色砂质泥岩夹灰绿、黄绿色石英粉砂岩，厚 40m。	40 ～ 70

		中下统	自流井组	J1-2z	为一套内陆河湖相红色碎屑岩，以紫红及黄绿等色泥（页）岩夹薄层石英细砂岩、粉砂岩、生物碎屑灰岩或泥灰岩为主，常具韵律结构，富含双壳类、叶肢介及介形类化石。从上至下可分为大安寨、马鞍山、东岳庙、珍珠冲、蓬江 5 个岩性段。 大安寨段（J51-2z）：主要由灰色及少量紫灰色薄至中厚层状泥灰岩、灰岩或生物灰岩夹紫红、紫灰色钙质泥岩、页岩组成，顶为厚约 4m 的绿红、灰黄色泥岩。泥灰岩中泥质不均，呈疙瘩状，泥岩具钙质网纹。各地岩相略有变化，或相变为钙质泥岩或以钙质泥岩为主夹中薄层灰岩、扁豆状砂质泥灰岩；或下部为灰岩，上部为紫红色泥岩夹薄层灰绿色石英粉砂岩。厚 40～80m。 马鞍山段（J41-2z）：包括以往称谓之大坟堡粘土、郭家坳砂岩、马鞍山粘土等组成。主要由以紫红色泥岩、钙质泥岩组成，中夹多层黄绿色中～薄层状钙质粉砂岩或砂质页岩，含较多的黄绿色砂质钙质斑点、团块及，并见上部夹 15cm 厚凸镜体状介壳砾屑灰岩，中部偏下夹一套约 4m 厚之黄绿色中层状细粒石英砂岩（“郭家坳砂岩”），较稳定，均见于本段的中偏下部。本段粘土普遍为地方开采利用，作砖瓦粘土或水泥粘土原料。据省水利院相关资料，本段泥岩蒙脱石含量较高，具膨胀性。厚 50～200m。 东岳庙段（J31-2z）：上部黄绿色泥页岩夹石英粉砂岩，中部浅灰、灰色、黄灰色中厚层状生物碎屑灰岩、灰岩，偶夹黄绿色页岩、石英粉砂岩或含黄铁矿，底部为褐黄色厚层状含介壳石英粉砂岩，厚 5～50m。 珍珠冲段（J21-2z）：由紫红色泥岩、砂质泥岩夹黄绿色泥页岩、泥质粉砂岩和薄至中厚层状粉～细粒石英砂岩组成。该组所夹石英砂岩 1-4 层不等，一般有两层，每层厚 4～7 米，层位及厚度不稳定，常沿走向递变为泥岩或石英粉砂岩与泥岩互层。亦有尖灭、分叉，合并等现象。但距底界 20～35m 处石英砂岩夹层相对比较稳定，区内比比可见。本段底部赋存煤、赤铁矿、菱铁矿及耐火粘土等。耐火粘土为灰黑至灰白色粘土岩，层状、似层状或凸镜状，平均厚一般 1.7～2.6m，质量可达III级，可做陶土。据省水利院相关资料，本段泥岩蒙脱石含量较高，具膨胀性。厚 50～260m。 蓬江段（J11-2z）：上下部为灰白色石英砂岩（习称下部为田坝煤系底砂岩，上部为岩愣山砂岩），中部为灰黑等色碳质页岩夹薄煤层、煤线、菱铁矿及赤铁矿，仅发育于重庆、蓬江、江津一段，厚 0～30m。	200～500

	三迭系	上统	须家河组	T3xj	为一套长期遭受剥蚀的古地理基础上沉积的一套河湖、沼泽相含煤岩系。灰色、灰白色、黄灰色厚层块状砂岩与灰黑色、黑色砂质泥岩、泥岩、炭质页岩夹煤等互层组成，顶部为一层块状砂岩，底部为含砾砂岩。 按其岩性特征可分为八层（T3xj1～T3xj8），其中 1、3、5、7 层为含煤段，以粉砂质泥岩、泥岩、炭质页岩夹煤层等软岩为主；2、4、6、8 层以砂岩等硬岩为主。且 1 至 3 段属下亚组，4 至 8 段属上亚组。 上亚组（T13xj），包含 4～8 段。一般由砂岩段-含煤段-砂岩段-含煤段-砂岩段五个岩性段组成。4、6、8 砂岩段，主要为黄灰、灰、灰白色厚层～块状长石石英砂岩、长石砂岩或岩屑长石石英砂岩、岩屑石英砂岩组成，局部夹泥页岩、煤线间粉砂岩构成含煤层凸镜体。砂岩之斜层理、交错层面普遍较发育，且常见菱铁矿结核或少许石英岩、燧石、石英等砾岩，尤其以 4 段砂岩之底，普遍含稀疏的砾石，或为含砾砂岩。6、8 段砂岩中常夹高岭土化砂岩，第 4 段砂岩是自贡地区重要的产卤（黄卤）层。 下亚组（T13xj），包含 1～3 段。一般由含煤段-砂岩段-含煤段组成，1、3 段含煤段主要为绿灰、灰、灰黑色泥页岩、砂质页岩、炭质页岩夹细～粉砂岩及煤线、薄煤层、菱铁矿。2 段为砂岩段，主要为黄灰色或灰白色厚层至块状中细粒长石石英砂岩或长石砂岩，偶夹页岩、煤线或泥质粉砂岩凸镜体。砂岩层中局部含岩屑、泥砾、炭屑、植物茎及钙质砂岩结核等，斜层理、交错层理发育，偶见波痕。自贡地区该段是重要的产卤（黄卤）层之一。	532 ～ 764

全市境内地表出露为三叠系至白垩系地层，第四系仅零星分布，其覆盖层厚度约 6m，中部厚度较大，向西厚度逐渐减薄，最薄处在荣县威远背斜核部，厚度仅有 4m。除三叠系雷口坡组为浅海相沉积外，其余均为陆相河湖沉积。地层从老至新分别为：三叠系雷口坡组、三叠系须家河组、侏罗系自流井组、侏罗系沙溪庙组、侏罗系遂宁一蓬莱镇组，白垩系夹关组和第四系为松散沉积层和堆积层。

其中，侏罗系沙溪庙组地层在本市境内出露最广，分布面积大，在荣县境内约占全市面积 31%，四区境内约占 60%，富顺县境内约占 80%；三叠系雷口坡组是市境内出露最老的地层，主要分布在荣县威远背斜轴部。

5.4.1.3 区域地下水类型及富水性

根据自贡市地下水赋存条件及水力特征，区内地下水分主要为 4 类：松散岩类孔隙水、基岩风化带裂隙孔隙水、砂页岩孔隙裂隙水及碳酸盐岩裂隙溶洞水。

（1）松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水包括河流堆积漫滩及一级阶地砂卵石层（Q4al）孔隙水、宽缓沟谷两岸的坡洪积粘质砂土（Q4dl+pl）孔隙水。

河流堆积砂卵石层（Q4al）孔隙水：埋藏分布于威远河、旭水河等河流两岸分布的泥砾卵石层孔隙中，地下水具潜水性质，属孔隙潜水，分布零星，含水层厚度小，单井涌水量多小于 10 m3/d。水质以重碳酸钙型为主。

坡洪积粘质砂土（Q4dl+pl）孔隙水：主要赋存于丘陵沟谷、平坝中的第四系松散堆积层中，地下水具潜水性质，水位埋深较浅，一般 0.5m～3.0m，含水层厚度小，单井涌水量多小于 5 m^3/d。

（2）风化带孔隙裂隙水

广泛分布于自贡市红层丘陵区域，分布区构造微弱，岩层缓倾，仅 10°～20°，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了储集空间，而下部弱风化的岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条

件较好。风化孔隙裂隙水一般为潜水，埋藏于浅部砂、泥岩风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储集为主，孔隙储集次之，兼有溶蚀孔隙、裂隙储水，含水层（带）上部无大范围隔水盖层，仅沟谷低洼处有粘土覆盖，因而，一般属潜水类型。部分微具承压，与覆盖层性质有关，主要是在宽谷中丘区，由于第四系覆盖层以粘性土为主，基岩顶部强风化层在地下水作用下强烈泥化而具有隔水性，二者共同组成沟谷中的隔水盖层，致使浅层地下水具有微承压性质。

（3）砂页岩孔隙裂隙层间水

主要分布于工西北部低山区，属非红层、非丘陵区。地下水要赋存于三叠系须家河组（T3xj）地层的厚层砂岩孔隙裂隙中，以裂隙含水为主。表层普遍为潜水，向下循环至一定深度即变为层间承压水。水化学成分一般为重碳酸钙或钙镁水，矿化度 0.1-0.3g/L。

（4）碳酸盐岩裂隙溶洞水

分布于自流井组地层，地貌上为低山地形，有威远河、新场河等横向河谷深切，地形利于地下水汇集，沿河深部地下水排泄通道，含水层为 T1j、T2l，由于受力强烈，岩石裂隙比较发育，强风化裂隙在数米之内，弱风化裂隙带可达 40～100m。在威远背斜东南翼，自流井组地层也有局部碳酸盐岩地区，地下水储存于盐酸盐岩的裂隙溶洞之中。地下水类型以岩溶潜水最为普遍，但水量不大。

5.4.2 评价区域水文地质条件

根据“自贡幅 1：20 万水文地质调查资料”、“泸州幅 1：20 万水文地质调查资料”以及本项目设计资料对建设项目场地水文地质勘察情况。

本项目各站场场地及评价范围的水文地质条件较简单，水文地质条件相似。出露地层主要为侏罗系沙溪庙组第四系（Q）、第四系（Q），地下水类型主要为上部填土、粘土层中的松散堆积层孔隙水和红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水，评价区域潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层均为在自贡地区广泛分布的侏罗系沙溪庙组地层（在荣县境内约占全市面积 31%，四区境内约占 60%，富顺县境内约占 80%）。

本项目各站场场地及评价范围的水文地质条件较简单，评价收集“自贡幅 1：20 万水文地质调查资料”、“泸州幅 1：20 万水文地质调查资料”以及《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》及其抽水、渗水试验结果能够反映建设项目与环境敏感区、地下水环境保护目标的位置关系，1:20 万的水文地质资料和其他水文地质资料总体满足本项目二级评价要求“二级评价环境水文地质资料的调查精度要求能够清晰反映建设项目与环境敏感区、地下水环境保护目标的位置关系，并根据建设项目特点和水文地质条件复杂程度确定调查精度，建议一般以不低于 1:50000 比例尺为宜”。

5.4.2.1 地层岩性

根据“自贡幅 1：20 万水文地质调查资料”、“泸州幅 1：20 万水文地质调查资料”以及本项目设计资料对建设项目场地水文地质勘察情况。评价范围出露的地层主要为侏罗系沙溪庙组（J2s），其次为第四系（Q）地层。按地基岩土层的构成自上而下分述如下：

（1）第四系（Q）

①第四系全新统人工填土（Q4ml）：主要分布在道路、水渠及居住院落附近区，具一定压实密度，由砼、人工回填物等组成，成分较复杂，土质不均，厚度

不大，一般小于 1.0m，公路填方段厚度较大。

②全新统耕植土层（Q4pd）：分布于表层，松散，成份为砂粘土含植物根系，土质不均匀，层厚一般在 0.2～0.8m 之间，耕作区段厚度较大，其余地段厚度小。

③全新统残坡积层（Q4el+dl）：主要分布在斜坡上，分布不连续，厚度较小且不均匀，成分多为含碎石粉质粘土，干～稍湿，可塑，底部碎石含量增多，砂、泥岩风化产物，层厚一般在 0.2～0.8m 之间，局部可达 1.0m 以上。

④全新统冲洪积层（Q4al+pl）：主要为粉质粘土，褐红色，稍湿，局部夹少量砾石，成为主要由粉粒与粘粒组成，多呈可塑状态，在农田区段由于受地表水侵润，局部呈软塑状。该层上部呈灰褐色，棕红色，光泽反应弱，土质较均匀，一般厚 1～4m，沟谷中部厚度增加。

（2）沙溪庙组（J2s）：

河相沉积。为一套紫红、暗紫色泥岩、砂质泥岩，夹灰色灰岩。砂岩约占 1/3，单层厚 3～15 米，有六到七层可达 30 米以上。

岩性、岩相纵横向上皆不稳定。可分两段，下段为紫红、棕红色泥岩与黄褐色厚层状长石石英砂岩，顶部叶肢介页岩为区域性标志层，底部为一层中至粗粒长石石英砂岩或含砾砂岩，假整合于自流井组之上。上段上部为紫红色泥岩夹透镜体细砂岩，部分地区层间夹纤维石膏，下部黄灰、紫灰色厚层块状长石石英砂岩与棕红色泥岩互层。

上沙溪庙组（J22s）：为一套内陆河湖相红色碎屑岩，主要由黄灰、灰白、灰紫色厚层至块状细～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。韵律层上部泥岩夹多层厚 0.5～2m 的砂岩或粉砂岩，构成多个次级韵律。其特点为多韵律，颜色暗；泥岩普遍含钙质或钙质结构、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。砂岩层及不稳定，呈凸镜状或分叉、尖灭、再现现象屡见不鲜。该组底砂岩惯称“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，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。

下沙溪庙组（J12s）：为一套内陆河湖相红色碎屑岩，主要由灰、紫灰、灰紫色厚层至块状中～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 个不等厚的韵律层。韵律层上部泥岩中砂岩夹层较多，一般厚度小于 3m，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。顶部为黄绿色砂质泥岩（“叶肢介页岩”），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夹薄层粉～细粒长石石英砂岩。厚 9～22m。底部为中粗粒砂岩（“关口砂岩”，即所谓的“凉高山砂岩”）。厚 7～26m。

5.4.2.2 地下水类型及赋存条件

根据“自贡幅 1：20 万水文地质调查资料”、“泸州幅 1：20 万水文地质调查资料”以及本项目设计资料对建设项目场地水文地质勘察情况。评价区域地下水类型主要为上部填土、粉质粘土层中的上层滞水及风化带孔隙裂隙水。勘察期，在部分钻孔中测得地下水位 1.5-3m，场地地下稳定水位年变化幅度 1m 左右，均位于第四系上层滞水，在项目所在区域未形成开发利用价值。

①上层滞水

上层滞水主要赋存于场地上部人工耕土和粉质黏土层中，靠大气降水补给，水量较小，埋藏较浅，不具承压性质，水位水量有明显的季节变化，有时雨季有水而旱季无水。通过蒸发方式排泄，或通过隔水（弱透水）底板的边缘下渗排泄，补给下伏砂泥岩裂隙水，无统一自由水面。

主要分布于谷地及斜坡中下部，沿谷地及斜坡中下部村庄分布集中，人口密度大，少部分水井（基本井深在 5m 以下），流量小且不稳定，水质差，主要由于生产活动。松散堆积层孔隙水按其富水性，该含水层民井甚少，人工排泄较少。基本上无供水价值。

②风化带孔隙裂隙水

评价区风化带裂隙水主要埋藏于上、下沙溪庙组（J22s、J12s）等。该地层沉积时代相对晚，受构造影响不明显。因地层中普遍夹易溶石膏，风化条件较好，沿层面、层理面以及易溶石膏脉常形成风化裂隙，构成风化带网状裂隙水，是评价区分布最广的一种地下水。风化带裂隙水赋存于风化裂隙中，因此风化裂隙的发育程度及风化带的厚度是影响富水性的一个主要因素，该地层风化带厚度 20～63m 不等，面裂隙率 2.8～4.1%，线裂隙率 0.03～0.14%。调查统计，评价区单井出水量一般 0.3～2 m3/d。

地下水水位随季节性变化较大，据水位调查，风化带孔隙裂隙水水位埋深主要分布在 5～37m。

风化带往上逐渐过渡为以碎砾及粘土为主的残积层；风化带的下界与新鲜基岩

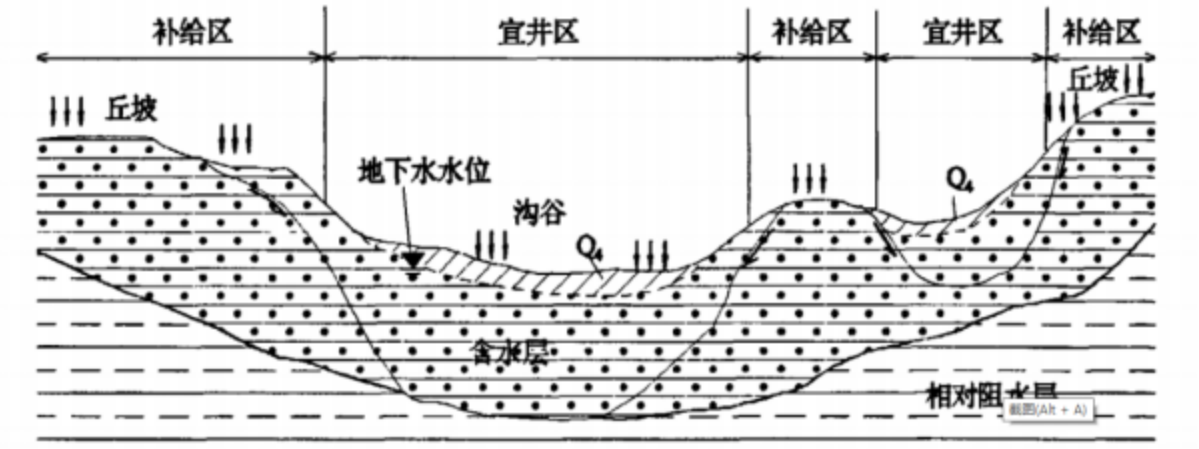
是逐渐过渡的，一般没有确切的分界线，其下部风化裂隙逐渐减少，岩石逐渐完整，构成红层风化裂隙含水带的相对隔水底板。风化带内的表层母岩受到风化、破坏，原有裂隙得到进一步改造，形成分布广泛的风化裂隙网，组成了～个统一的浅层地下水储集网络。为地下水的储存、运移奠定了基础，成为红层地下水的储存、运移空间，形成风化带裂隙含水层。

5.4.2.3 补给、径流及排泄条件

风化带裂隙孔隙水主要接受大气降水的补给，其次是地表溪流和稻田水的补给，就地补给、就近排泄。山岭、丘岭多为地下水补给区。区内红层丘陵地区，村民居住分散，大部分以地下水为生活水源，人工开采为风化带裂隙水的一种排泄方式。

在当地侵蚀基准面和地形、岩层产状的控制下，沿裂隙系统顺岩层倾斜方向径流，部分在达到一定深度后，由于裂隙闭合或砂岩尖灭遇阻而上升，顺砂、泥岩接触界面溢出成泉，其水位、水量的动态变化较大。红层风化裂隙水的分布与地表水系的空间分布与流向是基本一致的，有由三级支流流向二级支流，再由二级支流流向一级支流的流向。由于红层风化裂隙水径流、排泄受控于地形地貌，中、深丘区径流、排泄条件较好，浅丘区径流、排泄条件较差。

地下补给、径流、排泄示意图如下：



综上，评价区内地下水主要接受大气降雨补给、局部受农田、堰塘等地表水入渗补给及地下水径流补给，以井、泉出露、地下水径流与径流补给地表水为主要排泄方式，整体呈现就地补给就近排泄，地下水总体流向与地形坡降近趋一致。

山坡岩层构造裂隙较发育，谷底泥岩风化亦较发育，从而使得地下水补给条件好，径流速度较为缓慢，地下水在谷底甚至半坡富集。评价范围地下水流向局部为两次丘坡向沟谷流动，总体由向在周边地表水汇聚。

5.4.2.4 地下水开发利用现状

经调查，本项目地下水评价范围内无地下水集中式饮用水水源保护区分布，井场周边农户主要使用自来水，但仍有少部门居民自打水井为生活饮用水和生产用水，层位为潜水含水层，地下水类型主要为风化孔隙裂隙水，因此本项目地下水环境保护目标为评价范围内的分散式饮用水水源。主要形成与原有的人工浅井和近年来实施的红层找水机井。

根据实地踏勘，自 210 井评价范围基本使用自来水为饮用水源，地下水主要用于生活杂用水。但由少量居民采用水井作为饮用水源。评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 1 口，位于站场北侧 115m，浅井 5m（人工打井），位于站场上游。

评价范围 200m 外饮用水源井约 10 口，服务居民约 20 户。主要为人工水井浅井约 5-10m 深，少量机井深 20-30m。

自 211 井站评价范围部分居民采用自来水，部分采用水井水为饮用水源。评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 8 口，井约 3-10m 深（人工打井），1 户 1 口。最近水井位于站场西侧 55m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。

评价范围站场 200m 外饮用水源井约 200 口，服务居民约 200 户。主要为人工水井浅井约 5-10m 深，少量机井深 20-30m。

自 213 井评价范围基本使用自来水为饮用水源，地下水主要用于生活杂用水。但由少量居民采用水井作为饮用水源。评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，最近位于站场西南侧 140m，机井 45m，位于站场主导流向侧方向。评价范围 200m 外饮用水源井约 20 口，服务居民约 30 户。主要为机井深 20-40m。少量人工井约 5-10m 深。

自 215 井站评价范围使用自来水为饮用水源，地下水水井主要用于生活杂用水。

自 216 井站评价范围大部分居民采用自来水，少部分采用水井水为饮用水源。评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，井约 20m 深（机井），1 户 1 口。最近水井位于站场北侧 100m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。评价范围站场 200m 外饮用水源井约 20 口，服务居民约 20 户。主要为机井深 20-40m。少量

人工水井浅井约 5-10m。

5.4.2.5 地下水动态变化特征

区内地下水的动态变化主要受补给因素的控制，随补给的变化而变化。地下水主要受大气降水入渗补给，每年的丰水季节地下水位较高，出水量较大；枯水季节，特别是每年二、三月份水位较低，出水量较小，一些井甚至干枯；而遇枯水年水量都会减少。又受地形地貌的影响，浅、中丘区沟谷底部水位动态变化较小，年变化 lm～2m，半坡地带在 3m～4m 之间；深丘低区地下水动态变化较大，一般为 3m-5m，有的达 6m 以上。

调查统计，评价区单井出水量一般 0.3～2 m^3/d。沟谷及丘坡区的水量具有较大的差异，丘坡井单井涌水量小于 0.5m^3/d；谷底及两侧坡脚单井涌水量一般在 0.3-m^3/d，在宽谷和汇水条件较好地区单井出水量 1-2m^3/d。地下水水位随季节性变化较大，风化带孔隙裂隙水水位埋深主要分布在 5～37m，年变幅在 3-5m 之间。

5.4.2.6 地下水污染源

本项目评价范围内经济以农业为主，地下水污染源主要是农业面源污染，其次是零星分布的生活垃圾堆放地、养殖场的点源污染。区内主要居民点主要山坡，水田主要分布于山坡梯田，旱地主要分布于山坡 ，施肥多以化肥为主，农家肥为辅，农药使用亦较为普遍。畜禽养殖以家庭分散养殖为主，规模化养殖较少。地下水污染源主要是农业污染和农村居民生活垃圾污染，且垃圾、牲畜粪便等的堆存地面多未进行防渗处理，污染物经降水淋滤直接进入包气带。表层覆盖有厚度较大的粘性土地带，污染物被部分吸附。同时各站场原有钻井工程产生地下水污染源，主要为钻井过程井筒钻井液漏失、钻井废水的渗漏以及井场部分污染物的跑冒滴漏渗入地下水。

5.4.2.7 地下水化学特征

根据委托监测报告锡环检字（2021）第 0434001 号，地下水八大离子检测结果见及分析结果见表 5.4-2、表 5.4-3。

表 5.4-2 地下水八大离子监测结果统计表单位：mg/L（pH 无量纲）

监测点位	编号	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO^{3-}	C^{l-}	SO_4^{2-}
		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
自 211	1-1	1.84	30.2	116	0.575	未检出	332	27.8	20.8

井	1-2	2.32	40.4	93.3	0.488	未检出	232	48.0	57.4
	1-3	3.97	32.7	116	0.407	未检出	327	32.8	30.1
自 210 井	2-1	4.74	17.8	120	25.7	未检出	401	64.4	24.6
	2-2	4.98	33.6	127	38.1	未检出	495	60.3	23.5
	2-3	1.90	23.2	64.6	36.0	未检出	302	52.9	16.8
自 201 井	3-1	4.35	32.4	141	25.7	未检出	497	54.5	35.2
	3-2	1.73	32.6	130	24.6	未检出	476	40.0	36.0
	3-3	1.15	24.6	107	33.8	未检出	452	38.2	26.6
自 213 井	4-1	2.62	27.4	89.1	31.7	未检出	356	40.8	19.1
	4-2	1.05	34.4	124	35.9	未检出	439	75.0	25.6
	4-3	1.23	35.7	132	28.6	未检出	476	45.5	30.2
	4-4	4.79	43.3	75.1	37.3	未检出	249	123	42.8
	4-5	1.20	28.5	97.6	27.6	未检出	362	48.7	26.3
自 215 井	5-1	1.56	11.0	106	6.99	未检出	329	14.6	16.8
	5-2	2.78	15.1	83.7	4.97	未检出	251	16.3	13.8
	5-3	3.14	39.4	130	12.4	未检出	450	43.8	18.3
自 216 井	6-1	0.82	5.67	74.6	19.2	未检出	299	12.8	12.4
	6-2	1.83	16.9	113	39.4	未检出	479	38.5	8.70
	6-3	4.13	26.9	33.1	19.5	未检出	181	34.9	17.0
	6-4	1.87	23.5	46.3	34.5	未检出	316	21.6	9.86
	6-5	0.68	48.4	26.5	14.6	未检出	203	31.5	16.3

表 5.4-3　　采集水样水化学类型统计表

监测点位	编号	阳离子（毫克当量%）				阴离子（毫克当量%）				水化学类型
		K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO^{3-}	Cl^-	SO_4^{2-}	
		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	
自 211 井	1-1	0.34	9.58	42.32	0.35	0.00	38.45	5.80	3.16	HCO_3.-Ca
	1-2	0.46	13.75	36.53	0.31	0.00	28.84	10.74	9.36	HCO_3.-Ca
	1-3	0.72	10.08	41.10	0.24	0.00	36.78	6.64	4.44	HCO_3.-Ca
自 210 井	2-1	0.68	4.37	33.85	11.93	0.00	35.90	10.38	2.89	HCO_3.-Ca
	2-2	0.60	6.91	30.03	14.83	0.00	37.16	8.15	2.32	HCO_3.-Ca
	2-3	0.35	7.25	23.23	21.30	0.00	34.47	10.87	2.52	HCO_3.-Ca.Mg
自 201 井	3-1	0.53	6.75	33.79	10.14	0.00	37.81	7.46	3.51	HCO_3.-Ca
	3-2	0.23	7.29	33.45	10.42	0.00	38.88	5.88	3.86	HCO_3.-Ca
	3-3	0.16	5.93	29.64	15.41	0.00	39.75	6.05	3.07	HCO_3.-Ca
自 213 井	4-1	0.43	7.67	28.67	16.79	0.00	36.37	7.50	2.56	HCO_3.-Ca
	4-2	0.16	9.06	37.54	17.89	0.00	34.29	10.54	2.62	HCO_3.-Ca
	4-3	0.21	10.35	44.00	15.69	0.00	37.74	6.49	3.14	HCO3.-Ca

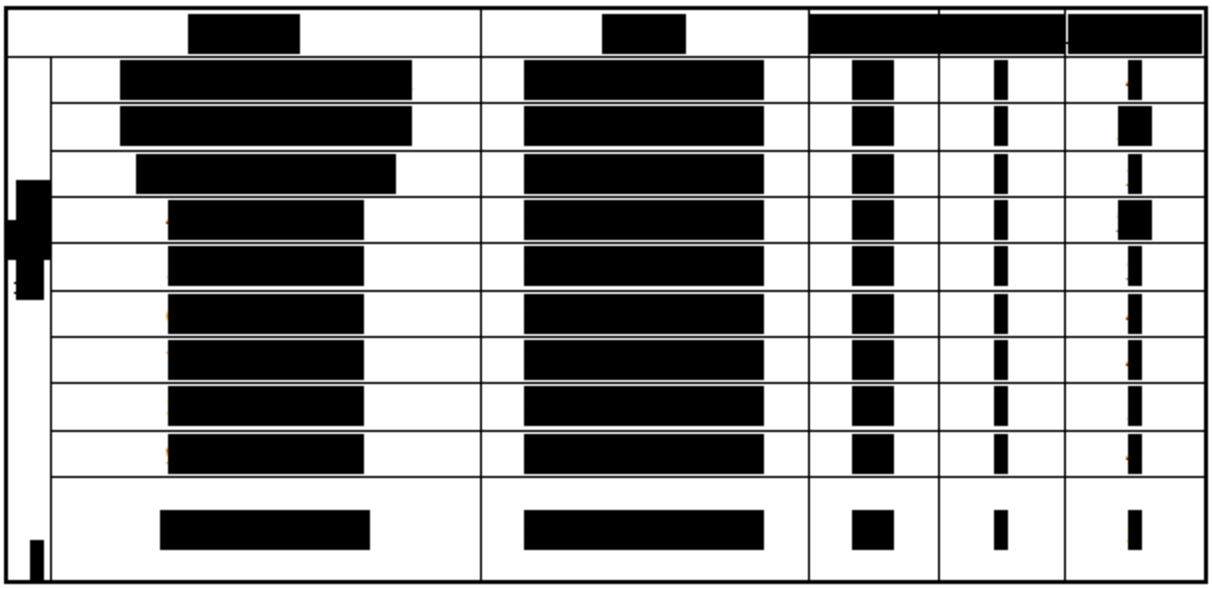
	4-4	0.71	10.95	21.85	17.86	0.00	23.00	20.45	5.19	HCO_3.-Ca
	4-5	0.19	7.69	30.30	14.10	0.00	35.68	8.64	3.40	HCO_3.-Ca
自 215 井	5-1	0.32	3.86	42.80	4.65	0.00	42.17	3.37	2.83	HCO_3.-Ca
	5-2	0.71	6.53	41.60	4.07	0.00	39.61	4.63	2.86	HCO_3.-Ca
	5-3	0.44	9.47	35.93	5.64	0.00	39.49	6.92	2.11	HCO_3.-Ca
自 216 井	6-1	0.19	2.25	34.07	14.43	0.00	43.35	3.34	2.36	HCO_3.-Ca
	6-2	0.25	3.96	30.44	17.47	0.00	40.97	5.93	0.98	HCO_3.-Ca
	6-3	1.21	13.35	18.89	18.32	0.00	32.80	11.38	4.04	HCO_3.-Ca.Mg
	6-4	0.40	8.47	19.19	23.54	0.00	41.58	5.12	1.70	HCO_3.-Mg
	6-5	0.19	23.10	14.54	13.19	0.00	35.37	9.88	3.73	HCO_3.-Na

项目区地下水主要靠大气降水渗入补给，浅部地下水循环交替条件较好。通过本次评价阶段对地下水八大离子实测数据，阳离子以钙离子为主，阴离子以碳酸氢根离子为主，地下水化学类型主要为 HCO_3- Ca 型低矿化度水。

5.4.2.8 地下水水位

水位调查结果见下表。

表 5.4-4　水井水位调查统计表





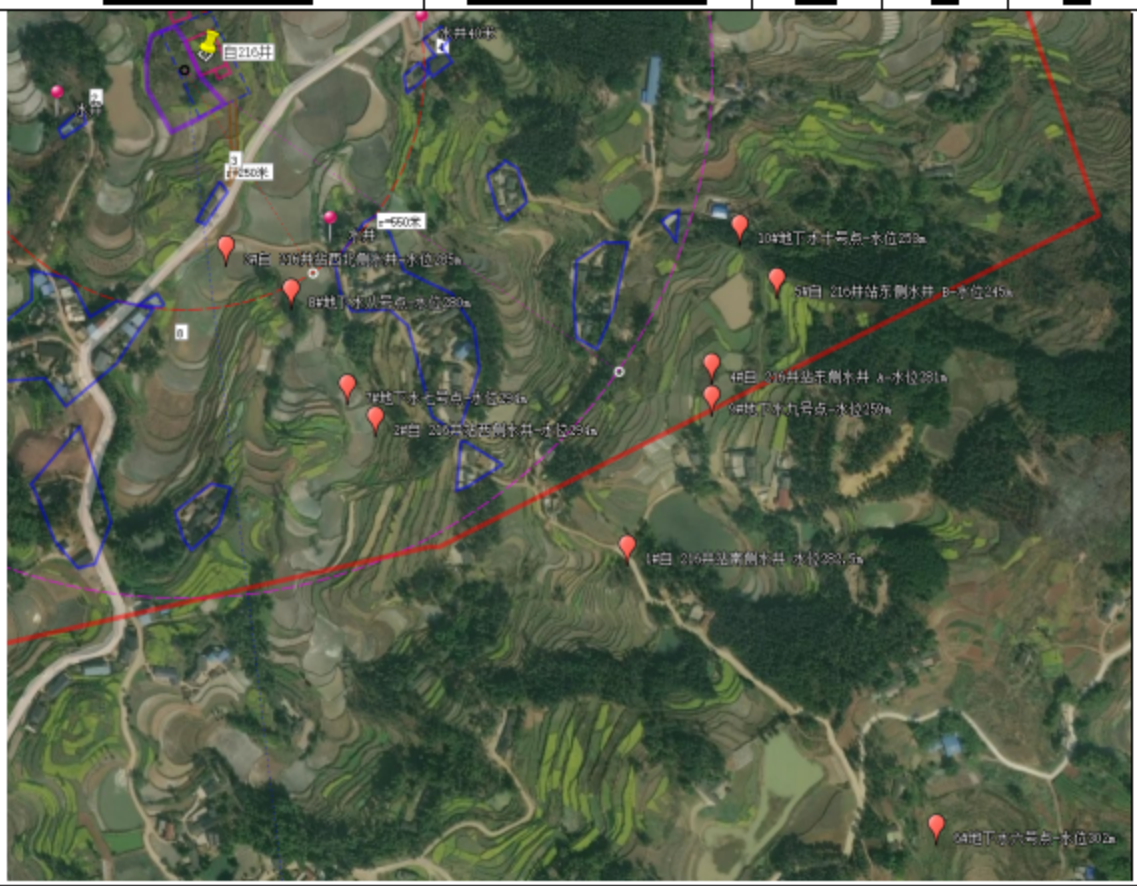




[redacted]



[redacted]


自216井
水井
水井
c=550米
c=550米
10#地下水十号点-水位
5#自 216井站东侧水井 B-水位
4#自 216井站东侧水井 A-水位
9#地下水九号点-水位
1#自 216井站东侧水井 水位
8#地下水八号点-水位



5.4.2.9 水文参数

（1）包气带渗透系数

评价引用《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》中对位于自贡境内丘陵区域渗水试验（IT01-IT09）结果。

表 5.4-5 试坑渗水试验计算渗透系数统计表

试验编号	经度	纬度	土质类型	渗透系数（cm/s）
IT01	104°19'43.2628"	29°23'22.9521"	粉质粘土	7.44×10^{-5}
IT02	104°21'19.1443"	29°24'55.8045"	粘质粉土	1.31×10^{-5}
IT03	104°22'21.9834"	29°26'15.3219"	粉质粘土	5.01×10^{-5}
IT04	104°24'46.8188"	29°24'12.8338"	粉质粘土	5.45×10^{-5}
IT05	104°27'12.6327"	29°23'02.2254"	粉质粘土	1.95×10^{-5}
IT06	104°29'04.5011"	29°22'05.6749"	粘质粉土	6.07×10^{-5}
IT07	104°29'28.7097"	29°27'58.8248"	粘质粉土	3.79×10^{-5}
IT08	104°28'24.5870"	29°30'19.3661"	粘质粉土	3.86×10^{-5}
IT09	104°31'31.5946"	29°29'18.1943"	粘质粉土	6.27×10^{-5}

引用渗水试验为包气带粉质黏土、粘质粉土，与项目场地评价区域包气带岩性相似，可作为本项目解析法模式参数取值依据。

评价按照不利情况，包气带渗透系数参数取最大渗透系数 7.44×10^{-5}cm/s（0.064m/d）。

（2）含水层渗透系数

评价引用《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》中对位于自贡境内丘陵区域的钻孔（ZK01-ZK07）抽水实验结果。

表 5.4-6 风化带裂隙含水层稳定流抽水试验及水文地质参数计算成果表

孔号	试验类型	含水层顶板埋深	含水层厚度	静止水位埋深	降深	涌水量		单位涌水量	渗透系数	影响半径
			H		*S*	*Q*		*q*	*k*	*R*
		m	m	m	m	m^3/d	L/s	L/s.m	m/d	m
ZK01	群孔	10.20	16.10	10.20	13.400	16.82	0.195	0.015	0.108	36.15
					9.300	13.12	0.152	0.016		24.04
					5.000	8.57	0.099	0.020		13.07
ZK03	单孔	3.00	20.60	3.00	12.880	9.17	0.106	0.008	0.050	24.06
					9.150	8.54	0.099	0.011		18.40
					5.000	6.32	0.073	0.015		11.01
ZK04	单孔	6.50	18.10	6.50	15.970	1.51	0.0175	0.0011	0.007	11.23
					13.280	1.45	0.0168	0.0013		9.43
					6.920	1.19	0.0138	0.0020		5.46
ZK05	单孔	4.00	17.00	4.00	13.540	6.53	0.0756	0.0056	0.043	21.81
					9.020	5.87	0.0679	0.0075		15.28
					4.870	4.36	0.0505	0.0104		8.96
ZK07	单孔	12.21	8.79	12.12	6.64	0.43	0.005	0.0007	0.0078	3.48

引用抽水试验为风化带裂隙含水层，与项目场地评价区域含水层相似，可作为本项目解析法模式参数取值依据。

评价按照不利情况，含水层渗透系数参数取最大渗透系数 0.108m/d。

（3）水力坡度、有效孔隙度

根据区域水文地质调查资料,评价区域平均水力坡度取值 0.005；评价结合地下水主要流向上的点位进行校核,根据自 210水位 8号和 4号点位校核计算坡度为 0.0088。根据自 211 水位 2 号和 3 号点位校核计算坡度为 0.006。根据自 211 水位 2 号和 3 号点位校核计算坡度为 0.006。考虑监测的点位距离、水位误差，评价综合认为水力坡度取值 0.005 合理。

根据区域水文地质调查资料，评价区域平均孔隙度取 0.07。

6 相关法律、法规、政策、规划符合性及选址、选线布局合理性

6.1 产业政策的符合性

（1）《产业结构调整指导目录》符合性分析

拟建项目为天然气开采工程，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油类、天然气”第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”、第 3 款“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，拟建项目符合国家有关产业政策。

（2）《页岩气产业政策》符合性分析

拟建项目与《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）相关要求符合性分析见表 6.1-1。

表 6.1-1 《页岩气产业政策》要求符合性分析表

《页岩气产业政策》相关要求	拟建项目情况	符合性
第六条 依靠科技进步，推进井场集约化建设和无水、少水储层改造及水资源循环使用，实现安全、高效、清洁生产，建设资源节约、环境友好、协调发展的页岩气资源勘探开发利用体系。	气田返排液在污水池暂存后外运回注处理，不外排。	符合
第二十四条 坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、节约利用水资源，落实各类废弃物处置措施，保护生态环境。	拟建项目管道工程为临时占地，站场占地面积较小。	符合
第二十五条 钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。鼓励采用先进的工艺、设备，开采过程逸散气体禁止直接排放。	气田返排液在污水池暂存后外运回注处理，不外排。目正常生产时，各站场天然气处于完全密闭系统内，无废气产生和排放。	符合

第二十六条 加强对地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程必须采取各项对地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。	项目污水池采取防渗、防腐措施，站场采取分区防渗等措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。	符合
第二十七条 页岩气勘探开发利用必须依法开展环境影响评价，环保设施与主体工程要严格实行项目建设 “三同时”制度。	项目依法开展环境影响评价工作，建成后将严格落实“三同时”制度。	符合

拟建项目符合《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）相关要求。

6.2 与环保政策、规划符合性分析

6.2.1 规划符合性分析

（1）与当地规划符合性分析

拟建项目位于四川省自贡市荣县、富顺县、贡井区，项目占用的土地类型主要为旱地、水田，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），不涉及生态红线。建设工程选址不在所辖场镇规划范围内。项目建设符合规划要求。

（2）《页岩气发展规划（2016-2020 年）》符合性分析

根据工作基础和认识程度不同，对全国页岩气区块按重点建产、评价突破和潜力研究三种不同方式分别推进勘探开发。对已有产量或评价效果较好的区块，努力推进和扩大产能建设，发挥大幅提高页岩气产量主力军作用；对已获得工业气流发现的区块，加强开发评价和井组实验，适时启动规模开发；对工作基础较浅区块和大量新区块，强化基础地质条件研究和优选评价，力争取得新突破。

重点建产区：威远勘探开发区位于四川省和重庆市境内，包括内江-犍为、安岳-潼南、大足-自贡、璧山-合江和泸县-长宁 5 个区块，目的层为----------富有机质页岩，埋深小于 4000 米有利区面积 8500 平方千米，地质资源量约 3.9 万亿立方米。

本项目属于威远勘探开发区的勘探开发投入试采，属于对已获得工业气流发现的区块，加强开发评价和井组实验，适时启动规模开发；符合规划。

（3）与《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

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

本项目天然气属于威远勘探开发区页岩气产能建设。符合《四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要》要求。

（4）《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》及其规划环评的符合性分析

项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》的符合性分析见表6.2-1。

表6.2-1　与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
优化勘查开发区域布局：成都平原化工建材矿产资源发展区。包括成都、德阳、绵阳、乐山、遂宁、眉山、资阳、雅安8市。加强安岳等地天然气勘探开发。集约节约和综合利用德阳磷矿资源，稳定磷矿开采加工能力，强化马边磷矿的规模开发和集约经营，推进磷化工产业发展。推进芒硝矿开采加工的结构调整和布局优化。控制水泥、玻璃原料开采规模，提高宝兴“蜀白玉”等资源的综合利用与深加工水平，规范开发饰面石灰岩等新型非金属矿产品。	本项目是位于页岩气开发产能建设项目。	符合
确保矿产资源有效供给：能源矿产。加大天然气、页岩气、煤层气、铀矿、地热等勘查开发力度，力争获得重大突破，增强供应基础并加快供应，优化能源开发利用结构，减轻对环境的负面影响；到2020年，天然气、页岩气、煤层气新增地质储量分别达到8000、2000、200亿立方米，年产量分别达到350、100、3亿立方米。	本项目为页岩气开发产能建设项目。	符合

项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表6.2-2 。

表6.2-2 与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》

及审查意见符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
严格保护生态空间，引导优化《规划》空间布局。将自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等环境敏感区及四川省生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，依法实施强制性保护。与生态保护红线存在空间冲突的勘查区、开采区、规划矿区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。	本项目不涉及生态保护红线。本项目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）。	符合
严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、金沙江等水系总磷超标；有色金属矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。	项目为页岩气开发项目，通过采取评价提出的污染防治措施、生态保护措施和风险防范应急措施。可有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。项目的实施后能够改善区域能源结构，对改善区域环境空气质量有积极作用。	符合
加强环境保护监测和预警。结合自然保护区、饮用水水源保护区、重点生态功能区保护要求和土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立完善地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。适时组织开展重点开采区的生态恢复效果评估，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、生态退化等建立预警机制。	评价提出相应的大气、地下水、土壤跟踪监测计划。	符合

综上所述，项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》及其规划环评相符合。

（5）与生态功能区划的符合性

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属于：I 四川盆地亚热带湿润气候生态区 --I 2 盆中丘陵农林复合生态亚区--Ⅰ2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区。农田、城市和水生态系统为主。主要生态问题：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。生态功能：城镇与农业发展，水环境污染控制。生态建设与发展方向：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。

本项目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），不涉及生态红线。项目建设对区域生态功能影响很小，不会造成生态问题的明显恶化。符合《四川省生态功能区划》要求。

（6）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。

综上所述，结合当地规划和 “十三五”规划及环保相关规划政策分析，拟建项目建设符合相关规划要求。

（7）与《长江经济带生态环境保护规划》符合性

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条指出：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提供天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整。

本项目属于页岩气开发项目，符合《长江经济带生态环境保护规划》要求。

6.2.2 与环境保护相关政策符合性分析

（1）《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

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 6.2-3。

表 6.2-3 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》分析表

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	强化生态环境保护措施		
1	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。	项目废水污染物含量低，满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）。	符合

2	油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	危险废物产生量少，提出了无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目挥发性有机废气产生微量，满足达标排放要求，无恶臭气体排放	符合
4	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。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目施工布置要求减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式等；选用低噪声设备，并提出避免噪声扰民方案；提出生态保护措施方案。	符合
5	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	拟建项目为页岩天然气集输项目，属于气田内部集输管道工程。项目选址优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行了深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	符合
6	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。	蜀南气矿制定有制定突发环境事件应急预案，设有监测部门，具有特征污染物监测能力。	符合

拟建项目建设符合《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》要求。

（2）《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 6.2-4　项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	**清洁生产**		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目无国际公约禁用化学物质，符合要求。预留了抑制剂加注装置，主要采用甘醇类抑制剂（常用的主要是乙二醇）。	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。	不涉及	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。	不涉及	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注;对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目气田水全部回注。	
二	**生态保护**		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	项目利用现有井场，减少占地	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。	评提出①自 211 井、自 210 井检修放空天然气应尽量回收用于相邻 LNG 撬装装置区生产 LNG 和燃料气。 ②检修、事故放空废气应经燃烧后放空；确实不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。点火燃烧放空火炬至少 15m 高，布局位置应重新调整以满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的防火间距要求。可减少温室气体排放。 且放空设施不涉及鸟类迁徙通道。	符合
三	**污染治理**		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气	本项目气田水全部回注。	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	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。		
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。	项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）落实防渗措施。	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	评价提出危险废物的分类储存、处置措施	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	评价提出了土壤污染防治措施	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。	建设单位制定有环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位建立套管监测维护计划和制度，防止天然气泄露污染地下水。	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。	评价提出的相应的符环境风险应急预案要求。	符合

综上，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（3）《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性见下表 6.2-5。

表 6.2-5 本项目与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

文件要求	项目情况	符合性
一、选址要求		
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	经核实，不在所辖场镇规划范围内,不在人群	符合

规划和生态环境功能区划。	聚集区。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。	
页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区域、自然保护区的核心区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。因工程条件和自然因素限制，确需在自然保护区实验区、风景名胜区核心景区以外范围、饮用水水源准保护区开发建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证。	拟建项目不涉及四川省生态红线规定的禁止开发区域、自然保护区的核心区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。	符合
在岩溶区从事页岩气开采活动，应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺，以确保岩溶区水环境安全。	本项目所在区不涉及岩溶区，水文地质较简单	符合
二、水污染防治		
钻井废水、废弃钻井液、压裂返排液等废水或废液的收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范和环境影响评价文件的要求采取防渗措施，并定期开展跟踪监测。	拟建项目污水池采取重点防渗处理，提出跟踪监测计划。	符合
三、固体废物处置及综合利用		
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。	拟建项目营运期固体废物按照相关规范收集、储存和处置不造成二次污染	符合
四、环境管理与环境风险防范		
（一）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。	工程建设过程中有严格的管理规章制度及有效的环境管理体系。	符合
（二）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。	提出跟踪监测计划。	符合
（三）建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，对可能产生的突发环境事件做到反应迅速、措施有效、应对及时，避免重大环境损害事件的发生。	针对本项目可能造成的环境风险的突发性事故提出了相应应急预案要求。	符合
（四）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	提出环境信息公开要求。	符合

职能与作用，建立良好的信息沟通机制。		
（五）建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、环境统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立制度，所有工作人员培训上岗	符合

本项目建设与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相符。

（4）与《长江经济带发展负面清单指南（试行）》及《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办[2019]8 号）的符合性分析

“禁止在生态保护红线和永久基本农田范围内投资建设除国家重大战略资源勘查项目、生态保护修复和环境治理项目、重大基础设施项目、军事国防项目以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目以外的项目。选址确实难以避免永久基本农田的，按程序论证后依法依规报批。”

“禁止在生态保护红线范围内投资建设除国家重大战略资源勘查项目、生态保护修复和环境治理项目、重大基础设施项目、军事国防项目以及农牧民基本生产生活等必要的民生 项目以外的项目。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。”

“禁止占用永久基本农田，国家重大战略资源勘查、生态保护修复和环境治理、重大基础设施、军事国防以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目（包括深度贫困地区、集中 连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目），选址确实难以避让永久基本农田的，按程序严格论证后依法依规报批。”

本项目不涉及生态红线，属于油气战略性矿产在试采和取得采矿权后转为开采井，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。本项占用基本农田符合相关文件要求，建设单位应按照自然资源主管部门办理用地手续并按规定补划永久基本农田和复垦。符合《长江经济带发展负面清单指南（试行）》及《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》。

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

本项目位于自贡市，根据《 环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9 号），项目所在地属于川南

经济区，该区域总体生态环境管控要求为：

“优化沿江、临城产业布局，明确岸线 1 公里范围内现有化工等高环境风险企业的管控要求。促进轻工、化工等传统产业提档升级，严控大气污染

物排放。对区域发展产业提出高于全省平均水平的环境准入要求，对白酒产业和页岩气开发提出高水平的环境管控要求。岷江、沱江流域执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。针对内江、自贡等缺水区域，提高水资源利用效率，对高耗水项目提出最严格的水资源准入要求”。

本项目为页岩气开发项目，项目运营过程以净化天然气为燃料、产生少量燃烧废气；气田返排液经站内污水池收集后定期外运回注，污水池采取重点防渗措施，对地下水、土壤影响小。符合区域和行业环境准入要求，评价提出相应的污染防治措施和改进措施。不属于高耗水项目。项目的建设符合《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9 号）生态环境管控要求。

6.3 与自贡市“三线一单”的符合性分析

根据《长江经济带战略环境评价四川省自贡市“三线一单”文本（阶段性成果）》进行符合分析。

（1）与生态保护红线、一般生态空间要求的符合性分析

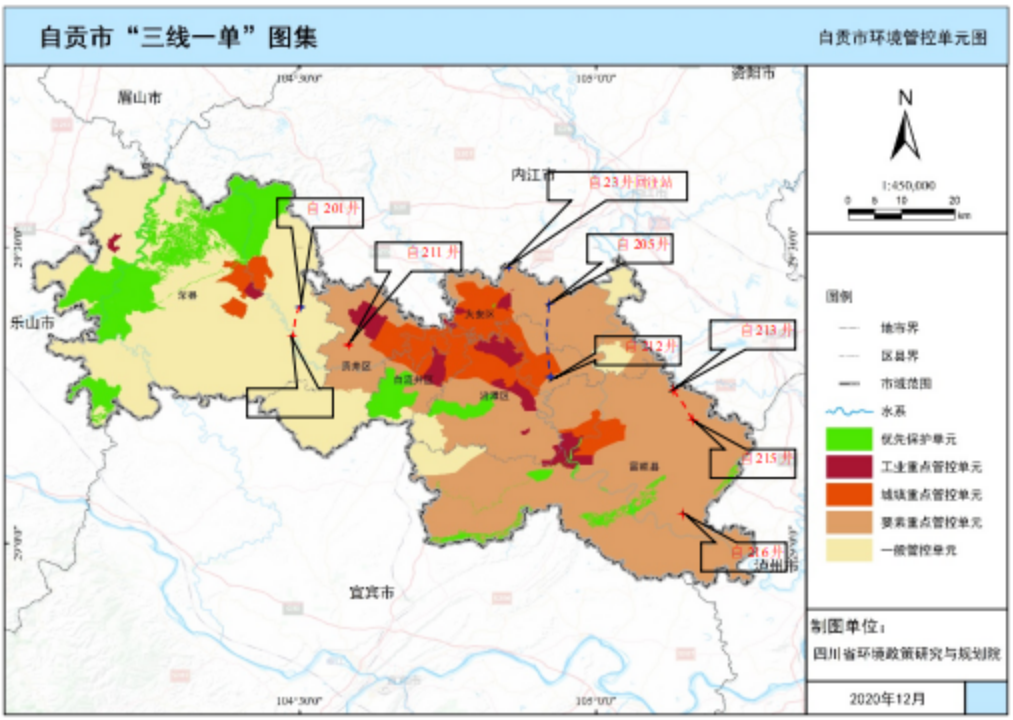
自贡市生态保护红线和一般生态空间总面积为 480.75km^2，占国土面积约 10.97%，其中生态保护红线面积 20.3km^2，占国土面积比例 0.46%；去除重叠面积后，一般生态空间面积为 460.45km^2，占国土面积比例 10.51%。自贡市生态环境控制单元均为生态环境优先保护区，包括生态保护红线和一般生态空间，共 16 个控制单元。生态保护红线共涉及自贡市自流井区、大安区、荣县、富顺县和沿滩区五个区县共 7 个管控单元；生态保护红线以外的一般生态空间涉及自流井、沿滩区、富顺县、荣县四个区县共 9 个管控单元。

本项目以及区块现有项目均不涉及自贡市生态保护红线和一般生态空间。详见附图 14。

（2）环境综合管控单元及准入要求符合性

自贡市共划定环境综合管控单元 33 个。其中优先保护单元 5 个，以生态环境保

护为主，禁止或限制大规模的工业发展、矿产等自然资源开发和城镇建设，当有不同的优先保护区互相重叠的区域，该区域应同时满足各项保护要求；重点管控单元一共 22 个，其中城镇空间重点单元 6 个，工业空间重点单元 11 个，环境要素综合重点单元 5 个。根据各单元特性，以及单元内水、大气、土壤、生态、资源利用等环境要素的质量目标和管控要求，确定综合单元管控要求、准入清单；一般管控单元 6 个，把自贡市除优先保护单元和重点管控单元外的其他区域，按区县划为环境综合一般管控单元，分布在荣县和贡井区。见下图。



本项目不在优先保护单元，位于要素重点管控单元，主要涉及大气环境重点管控区、水环境城镇生活污水重点管控区、水资源重点管控区。

重点管控区管控要求：“严格落实大气污染防治相关法律法规要求，严格执行污染物排放标准，严格环境准入要求，近期以化工、建材行业污染治理、“散乱污”综合整治为重点， 加大工业源减排力度。以石化、化工等行业为重点，全面开展挥发性有机物治理。实施“车油路管”综合治理，以重型货车和非道路移动机械为重点，加强机动车污染整治。深化扬尘源污染防治，切实降低扬尘颗粒物排放。全面加强农业面源污染防治。严格落实重污染天气应急管控要求。 随着末端治理的边际成本提升和减排空间的收窄，未来需要突出协同增效。把降碳作为源头治理的“牛鼻子”，推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产

业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用。”

“工业用水上要采用新工艺新技术，提高工业用水的重复利用率，达到合理高效用水；优化区域工业产业结构，淘汰落后的高耗水产业，发展新型的节水工业，根据各工艺对水质的不同要求实行水的梯级利用、加大再生水利用”。

“加强点源和面源污染的治理与控制。通过多部门协作，加大水污染治理力度。工业企业废污水全部实现达标排放，加快城镇污水管网和处理设施建设，提高污水处理程度和处理水平，减少废污水和污染物的排放量；加强对重要水源地和调水工程沿线水污染防治和水资源保护的力度。同时，要通过提高城镇垃圾和畜禽养殖污染物的收集处理水平与程度，采取有利于生态环境保护的土地利用方式和农业耕作方式，科学使用化肥、农药，农村生态环境综合整治，封山育林、涵养水源，水土流失防治等流域综合治理措施，逐步控制面源污染负荷，减少面源污染物入河量。”

本项目为页岩气开发项目，用水量很少，项目运营过程以净化天然气为燃料、产生少量燃烧废气；气田返排液经站内污水池收集后定期外运回注，污水池采取重点防渗措施，对地下水、土壤影响小。符合重点管控单元的要求。

综上，拟建项目《长江经济带战略环境评价四川省自贡市“三线一单”文本（阶段性成果）》的管控要求。

6.4 项目选址、选线合理性

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

根据（自然资规〔2019〕1 号）：“矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。”

“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。”

本项目属于油气战略性矿产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。本项站场涉及永久占地占用基本农田符合文件要求，建设单位应按照自然资源主管部门办理用地手续并按规定补划永久基本农田。

本工程管道临时占用基本农田，基本农田范围内不修建永久占地，管道敷设后，及时进行覆土复耕，恢复原土地利用类型；建设单位应按照（自然资规〔2019〕1 号）的要求，施工前向当地自然资源主管部门申请临时用地并编制土地复垦方案，经批准后方可临时占用，向自然资源主管部门备案。符合文件要求。

（2）管道选线合理性分析

拟建项目管线经过地属于三级地区，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）、不涉及生态红线。基本农田临时占用符合国家规定。

管道穿越区域无学校、医院、城镇、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区。基本农田保护区的基本农田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 10m，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。

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）站场选址合理性分析

本项目各采气站属于五级站，采气站站场防火间距 30m，放空管防火间距 60m。

LNG 撬装装置区防火间距 45m，放空管防火间距 60m。

本项目各站场距离最近的居民约 63m，放空管距离最近居民约 70m。满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）。

各站场均依托原有钻井井场建设，减少了新占地带来的环境影响，减少了施工期的环境影响，各站场不涉及生态红线和生态环境特殊、重要敏感区。

过采取评价提出的污染防治、风险防范和应急措施，各站场建设总体对环境影响小可接受。因此，各站选址合理。

6.5 平面布置环境合理性

放空区尽量远离居民，有利于减少噪声和废气对周边居民的影响。。采气站场设备噪声小，布置在站内中间，距离居民距离较远，预计厂界达标，居民影响小。LNG 撬装装置区主要噪声设备布置在场地中间，减小与居民间距离，有利于减轻噪声影响。因此，从环境角度，各站场平面布置合理。

6.6 清洁生产分析

（1）生产工艺、设备

各采气站采用无人值守站工艺，采用自动化控制，减少了人员和资源消耗，生产工艺较先进，不属于淘汰工艺。LNG 撬装装置区采用国内的先进工艺。

设置高低压安全截断系统，在检测压力超高或超低状况下均可自动切断气源。出站前设置弹簧式安全阀，在压力超高情况下可自动放散。工艺阀组设有安全泄压和放空装置。将天然气的排放和泄露限制在最低范围内，减轻事故危害。

采用的水套炉、分离器均属于国内较先进的设备，不涉及淘汰类设备。

进站管道上设置了先导式安全阀、高低压报警装置、止回阀，可以在管道出现事故时及时关闭阀门截断气流、放空，减轻事故危害。采用的分离器属于国内较先进的设备，不属于淘汰设备，分离器配备了自动排液系统，实现了分离器高、低液位自动检测、自动放液、自动报警等功能，大大减少了天然气放空次数和放空量。同时具备疏水阀的天气回流工艺，减少了排液带出的天气损耗。总体项目采用的工艺、设备较先进。

（2）原辅材料和资源能源利用

各采气站为无人值守站场，不消耗水、电资源能源，水套炉燃料气直接从该站管道接出，燃料气不含硫化氢和其他有毒有害气体。属于清洁能源。运行期充分依托 钻井的废水池设施，减少了资源能源利用。 永久占地主要利用原站场用地，减少新增用地。

（3）废弃物

该项目天然气分离水全部进行回注处理，不外排。生活污水产生量少，依托外运污水处理厂处置，直接排放。固体废物产生量少，全部收集按规范外委处置。

（4）过程控制、管理

按无人值守采气站模式设计，设置远程终端控制装置 RTU 一套。完成对生产数据采集，设备运行状态等监控并将采数据通过无线网络上传。分离器配备了自动排液系统，实现了分离器高、低液位自动检测、自动放液、自动报警等功能，大大减少了天然气放空次数和放空量。同时具备疏水阀的天气回流工艺，减少了排液带出的天气损耗。

生产过程全部通过自动控制系统作业，自动控制程度高，减少了人工作业的风险和减少放空、检修次数，减少天气的损耗。

项目主管单位建立了比较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE）。具有健全的健康、安全与环保组织机构，制定出了健康、安全与环境作业指导书，并严格按照执行。同时经常性的向职工进行安全、健康、环保方面的教育。项目主管单位的环境管理体系比较完善。

（5）产品产出

本项目产品为天然气，产品不含硫，通过分离后不含水和其他杂质，不含有毒有害气体，用于工业和民用，使用后燃烧废气污染物很少，属于清洁能源。

（6）《石油天然气开采业污染防治技术政策》清洁生产要求符合性

表 6.6-1《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关清洁生产要求符合性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关清洁生产要求	本项目情况	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目属于老气田的补充开发，本项目不新增用地。临时用地进行恢复。废水集中回注，开采天然气通过管道集中输送到气田集中布置的集气站外输利用。	总体符合

2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目无国际公约禁用化学物质，符合要求。无其他化学药剂，预留了抑制剂加注装置，主要采用甘醇类抑制剂（常用的主要是乙二醇）无毒。	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目采用密闭流程集输天然气，分离器采用自动排液系统，减少了天然气的排放和放空排放。集输损耗率远小于 0.5%。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目气田水全部回注。	符合

（7）清洁生产分析结论

综上所述，该项目在生产工艺和设备、原辅材料和资源能源利用、过程控制、管理、废物输出、员工、产品产出等方面达到清洁生产国内先进水平。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关清洁生产要求。

建议主要提高清洁生产水平途径为加强管理和维护，减少风险和事故放空，防止泄露，减少天然气损耗。

7 环境影响预测与评价

7.1 环境空气影响分析

7.1.1 施工期废气影响分析

（1）扬尘

拟建工程站场建设挖填方规模小，运输材料少，再加上施工周期短，施工扬尘产生量少。

施工期产生扬尘的作业主要为管沟开挖时产生的扬尘和开挖土方临时堆放时产生的扬尘，其特点是排尘浓度高，涉及面广；扬尘影响范围主要是施工场地周围 20m，施工场地下风向影响范围增加至 30～50m。应做好扬尘防护工作，避免大风天气作业，定期进行洒水等措施，可使空气中的扬尘量减少 70%以上，有效减少扬尘对附近环境空气的影响。

据调查，项目管线沿线环境空气敏感目标为分散分布的居民点，距离管线的最近距离为 8m，施工过程中可能会受本工程施工扬尘的影响。

根据《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》（川办发[2013]32 号）及《四川省灰霾污染防治实施方案》（2013 年）相关要求，建设单位要加强对建设工地的监督检查，督促施工单位落实降尘、压尘和抑尘措施。

施工过程中推广湿式作业，采取洒水抑尘措施，预计达到《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）。施工扬尘不会对其产生较大影响。且施工期扬尘对环境空气的影响是暂时的，随着施工的结束而消失。

（2）运输车辆尾气

由于本工程运输车辆使用较少，其车辆尾气排放量相对较少。

（3）施工机械尾气

施工期间，运输车辆和穿越施工作业中，由于使用柴油机等设备，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，该类废气不会对周边大气环境造成影响。

（4）施工焊接烟尘

由之前的工程分析可知，本工程产生的焊接烟尘废气量较小，且施工场地分散，

废气污染源具有排放量小、间断分散的特点，该类污染源对大气环境的影响较小。

综上所述，由于拟建项目工程量小、工期短，施工期间产生的废气量也很小，加之四周较为空旷，利于污染物扩散。在采取了相应措施后，项目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。

7.1.2 运营期废气影响分析

（1）正常工况

根据“AERSCREEN”估算模型估算结果。各采气站废水池水、套炉污染物占标率小于 1%，大气评价等级为三级。各采气站不考虑大气评价范围。LNG 撬装装置区各污染物占标率均未超过 10%，NO_X 占标率大于 1%，大气评价等级为二级。均不进行进一步预测与评价。LNG 撬装装置区大气评价范围为站场外 3km。

污染物排放量核算见下表：

表 7.1-1　　大气污染物有组织排放量核算表

站场	排放口、污染物		烟气量	排放方式	排放浓度 mg/m³	排放速率 kg/h	年排放量
自 210 井站	水套炉燃烧废气	NOx	136m³/h	8m 排气筒排放	140	0.019	0.166t/a
		颗粒物			17.6	0.0024	0.021t/a
自 211 井采气站	水套炉燃烧废气	NOx	136m³/h	8m 排气筒排放	140	0.019	0.166t/a
		颗粒物			17.6	0.0024	0.021t/a
自 213 井站	水套炉燃烧废气	NOx	136m³/h	8m 排气筒排放	140	0.019	0.166t/a
		颗粒物			17.6	0.0024	0.021t/a
自 215 井站	水套炉燃烧废气	NOx	136m³/h	8m 排气筒排放	140	0.019	0.166t/a
		颗粒物			17.6	0.0024	0.021t/a
自 216 井采气站	水套炉燃烧废气	NOx	136m³/h	8m 排气筒排放	140	0.019	0.166t/a
		颗粒物			17.6	0.0024	0.021t/a
自 211 井 LNG 撬装装置区	导热油炉炉燃烧废气	NOx	1163 m³/h	8m 排气筒排放	138	0.16	1.4t/a
		颗粒物			18.1	0.021	0.184t/a
	燃气发电机废气（2 台）	NOx	1841 3m³/h	8m 排气筒排放	68	1.245	10.9t/a
		颗粒物			4.2	0.078	0.683t/a
自 216 井 LNG	导热油炉炉燃烧废气	NOx	1163 m³/h	8m 排气筒排放	138	0.16	1.4t/a
		颗粒物			18.1	0.021	0.184t/a
	燃气发电机	NOx	18413	8m 排气筒	68	1.245	10.9t/a

撬装装置区	废气（2 台）	颗粒物	m^3/h	排放	4.2	0.078	0.683t/a
合计		NO_X					25.45t/a
		颗粒物					1.84t/a

表 7.1-2　大气污染物无组织排放量核算表

站场	排放源	污染物	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	浓度限值/（mg/m^3）	
自210井站	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃				0.018
自213井站	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃				0.018
自215井站	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃				0.018
自216井采气站	气田水池闪蒸废气	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	0.018
自216井LNG撬装装置区	BOG废气（液态蒸发闪蒸气）	非甲烷总烃	复热、增压回收利用。			0.007
自211井LNG撬装装置区	BOG废气（液态蒸发闪蒸气）	非甲烷总烃	复热、增压回收利用。			0.007
自211井采气站	气田水池闪蒸废气	非甲烷总烃				0.018
合计						0.104

（2）非正常工况

表 7.1-3　非正常工况污染源排放量核算表

排放情景	排放源	天然气排放量（m^3）	排放高度（m）	非甲烷总烃排放速率 (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次	应对措施
采气站场检修作业	设备及管道	85	10	0.34	0.5	2	回收利用、点火燃烧
LNG 撬装装置区检修、事故	装车和冷箱放空的 EAG	100	15	0.5	0.5	2	
管道超压放空	管道	6010	10	24.2	0.5		

参照《石油天然气开采业污染防治技术政策》和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的要求。

评价提出建议：

①自 211 井、自 210 井采气站检修放空天然气应尽量回收用于相邻 LNG 撬装装置区生产 LNG 和燃料气。

②放空页岩气建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。

燃烧后的放空页岩气主要产生水和二氧化碳，减少温室气体甲烷和非甲烷总烃的排放量。对大气环境影响小。

（3）厨房油烟

各站场工作人员较少，故烹饪时产生的油烟烟气较少，通过设置油烟净化器处理后排放，对环境空气影响小。

7.1.3 环境空气影响分析结论

施工期废气产生量少，主要为扬尘，通过采取评价提出的措施，对环境影响小。运营期废气主要为 NOx，少量颗粒物，少量非甲烷总烃，项目总体排放量少，对周围环境空气影响小，不会改变项目所在区域环境功能。

项目实施整个区块合计 NOX：25.52t/a、颗粒物：1.85t/a。少量非甲烷总烃约 0.122t/a。占整个自贡市的相应污染物排放比例约 0.12%、0.0068%、0.0009%，占比很小。本项目符合《自贡市大气环境质量限期达标规划》中的优化能源结构，加强能源清洁化利用（逐步提高天然气，页岩气消费比重。提高页岩气规模产能，促进页岩气就地高效转化利用）的达标战略。本项目建设总体符合区域大气环境质量改善目标的管理要求。大气环境影响可接受。

7.2 声环境影响分析

7.2.1 施工期噪声影响分析

项目施工对声环境的影响主要由电焊机、发电机和运输车辆等产生。拟建项目管沟主要采用人工开挖施工方式，焊接时使用电焊机及发电机，管线入沟、回填均采用人力施工作业，这些施工均为白天作业，并随施工位置变化移动；站场建设期间所涉及的产噪设备主要为发电机、电焊机及敲击噪声等，这些施工均为白天作业，且噪声影响是暂时的，站场建设完成后随之消失。管线沿线两侧 200m 范围内有少量民房，这些敏感点施工期时会受到施工噪声的影响。但由于施工噪声是短暂的且具有分散性，且施工仅在白天进行。因此，管线施工噪声对周围居民的生活影响较小。为减小施工期噪声对管线两侧和站场周边环境敏感点的影响，采取的噪声治理措施如下：

① 合理安排作业时间，敏感点附近尽量避免午间 12:00～14:00 和夜间 22:00～6:00 施工；

② 施工现场的运输车辆应安排专人指挥，场内禁止运输车辆鸣笛，采取限速行驶；合理安排施工车辆进出路线；

③ 在站场施工时，要求施工方加强施工过程中的管理工作，尽量采用低噪声设备，确保施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求；

④ 加强施工人员的管理和教育，减少不必要的金属敲击声和人为噪声。

采取以上措施后，可有效降低施工期噪声对周围环境影响。

综上所述，由于本工程施工期较短，施工机械使用较少，同时，项目施工噪声影响是暂时的，将随着施工期的结束而消失，在采取限制车辆行驶速度、合理安排作业时间、采用低噪声设备，优化设备布设等措施后，项目施工不会对评价范围内声环境产生明显不利影响。

7.2.2 运营期声环境影响分析

（1）预测模式

本次噪声影响评价选用点源的噪声预测模式，在声源传播过程中，经过距离衰减和空气吸收后，到达受声点，其预测模式如下：

A、点声源模式，在预测点的贡献值计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20\lg(\frac{r}{r_0}) - \Delta L_A$$

若声源处于半自由声场，且已知声源声功率级，则公式等效为：

$$L_A(r) = L_{Aw}(r_0) - 20\lg(\frac{r}{r_0}) - 8$$

式中：$L_A(r)$——距声源 r 处的声级值，dB(A)；

$L_A(r_0)$——参考位置 r_0 处的声级值，dB(A)；

$L_{AW}(r_0)$——参考位置 r_0 处的声功率值，dB；

r——预测点至声源的距离，m；

r_0——参考点至声源的距离，m。

ΔL_A——各种因素引起的噪声衰减量，dB(A)。一般指房间墙壁、室外建筑、绿化带和空气吸声衰减值。

B、多个声源对某预测声能量叠加模式

$$L_{A(合)} = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_{Ai}})$$

式中：L_A－评价区内某预测点的总声级值，dB(A)；

n－某预测点接受声源个数；

L_{Ai}－第 i 个点声源贡献值，dB(A)。

③预测点叠加值：

$$Leq = 10\lg(10^{0.1L_{Ar}} + 10^{0.1L_{Ab}})$$

式中：L_{Ar}—预测贡献值，dB(A)；

L_{Ab}—背景值，dB(A)。

（2）噪声源强

见表 4.5-7、表 4.5-8。

（3）单井采气站（自 210、自 213、自 215 井站）噪声影响预测

①厂界噪声

评价以附图 2 典型采气站站场布置图的距离关系进行厂界预测。 评价采用噪声环评助手 EIAProN 预测，输入各源位置及源强。厂界噪声不考虑背景噪声，预测噪声贡献值等声级线见图 7.2-1。

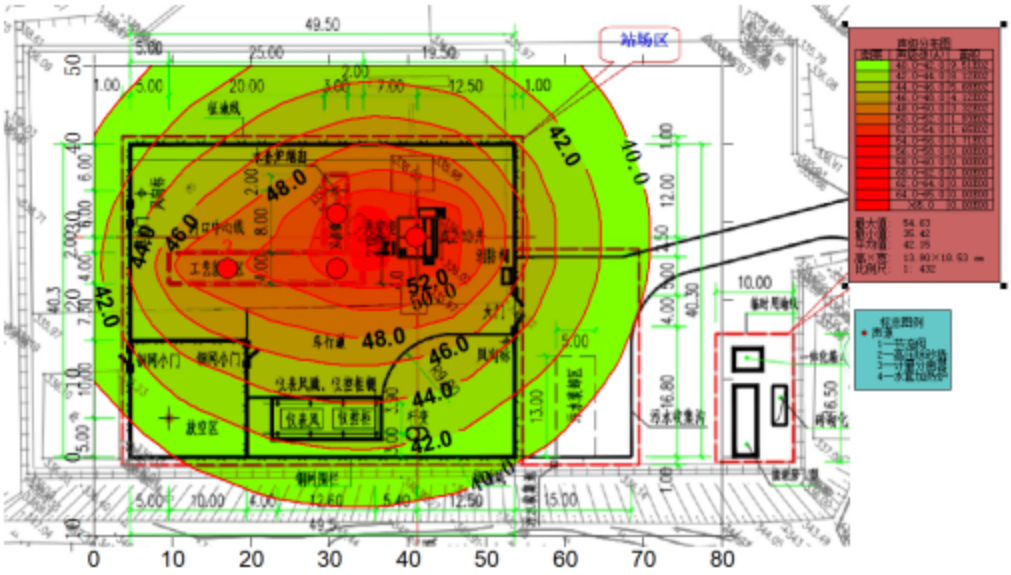


图 7.2-1　采气站噪声贡献值等声级线图

通过预测可知，由于北侧厂界噪声最大约 48dB（A），厂界噪声均小于 50dB（A），预测厂界噪声达标。

②声环境保护目标影响

评价采用噪声环评助手 EIAProN 预测，输入各源位置及源强。昼间背景值取未进行钻井作业的自 211 井背景值，昼间 42dB（A），夜间背景值取 39dB（A）。

预测噪声影响值等声级线见图 7.2-2、图 7.2-3。

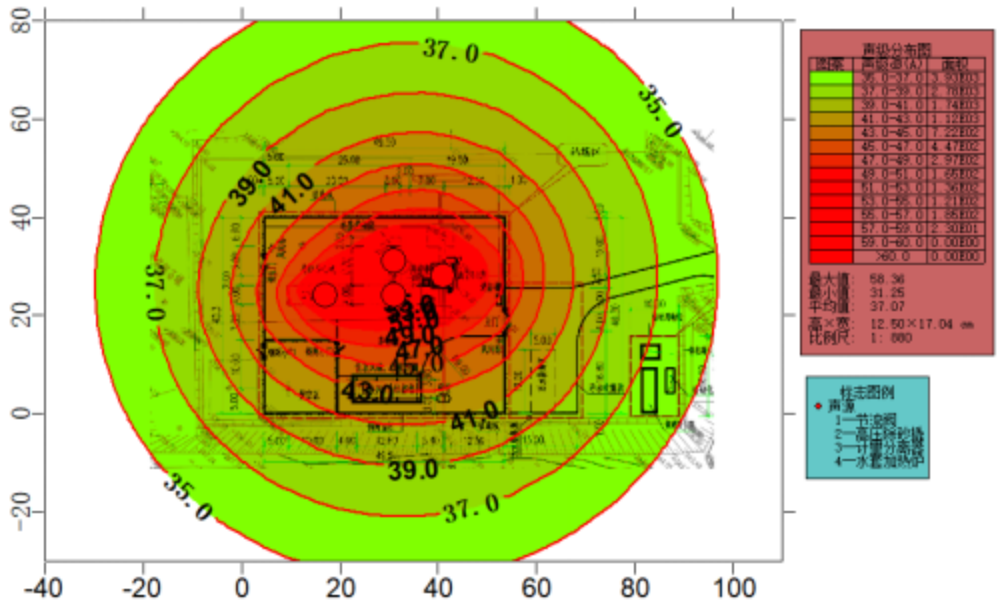


图 7.2-2　昼间等声级线图

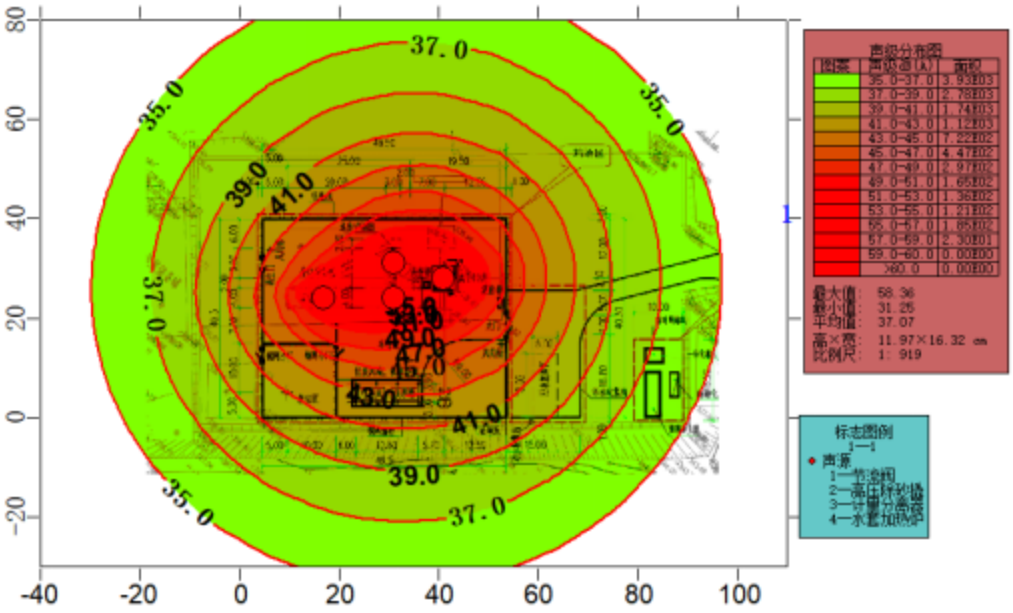


图 7.2-3　夜间等声级线图

根据预测结果，井场内就能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。周边居民点影响很小，能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

（4）自 211、自 216 井站噪声影响预测

①厂界噪声

评价以附图 3　LNG 撬装装置典型布置图的距离关系进行厂界预测。 评价采用噪声环评助手 EIAProN 预测，输入各源位置及源强。厂界噪声不考虑背景噪声，预测噪声贡献值等声级线见图 7.2-4。

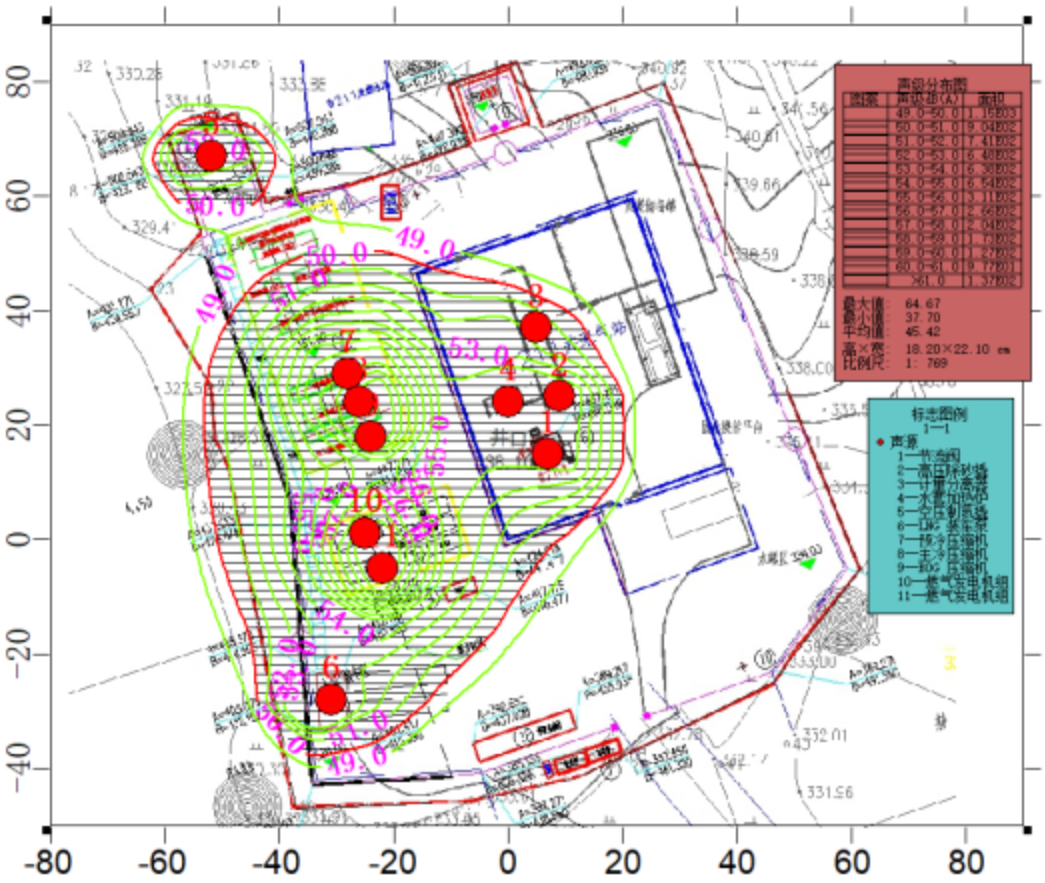


图 7.2-4　　LNG 撬装装置典型站场噪声贡献值等声级线图

自 211、自 216 井站运营期昼间厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，夜间噪声超标，主要是西侧、北侧厂界超标，最大超标约 3dB(A) 。主要 LNG 撬装装置占地面积小，主要噪声设备布局要考虑安全因素，距离厂界近。

②声环境保护目标影响

评价以附图 3　LNG 撬装装置典型站场布置图的距离关系进行厂界预测。 评价采用噪声环评助手 EIAProN 预测，输入各源位置及源强。昼间背景值取未进行钻井作业的自 211 井背景值，昼间 42dB（A），夜间背景值取 39dB（A）。

预测等声级线见图 7.2-5、7.2-6。

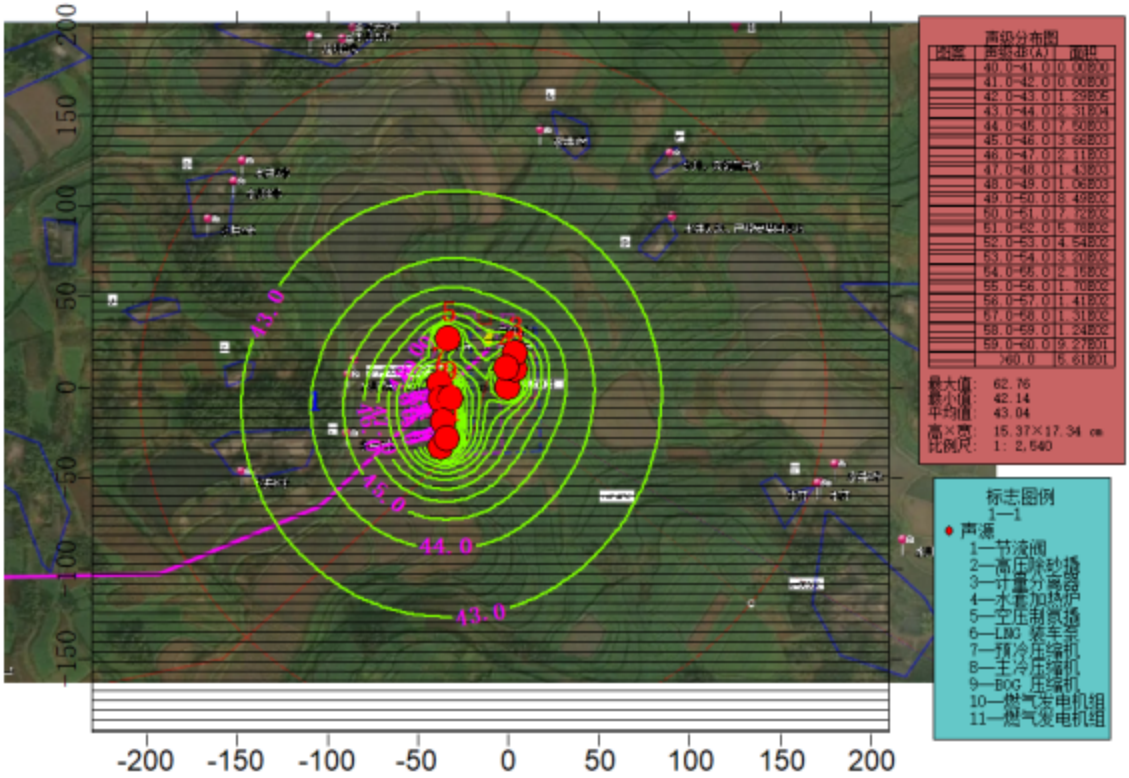


图 7.2-5　　LNG 撬装装置典型站场昼间噪声等声级线图

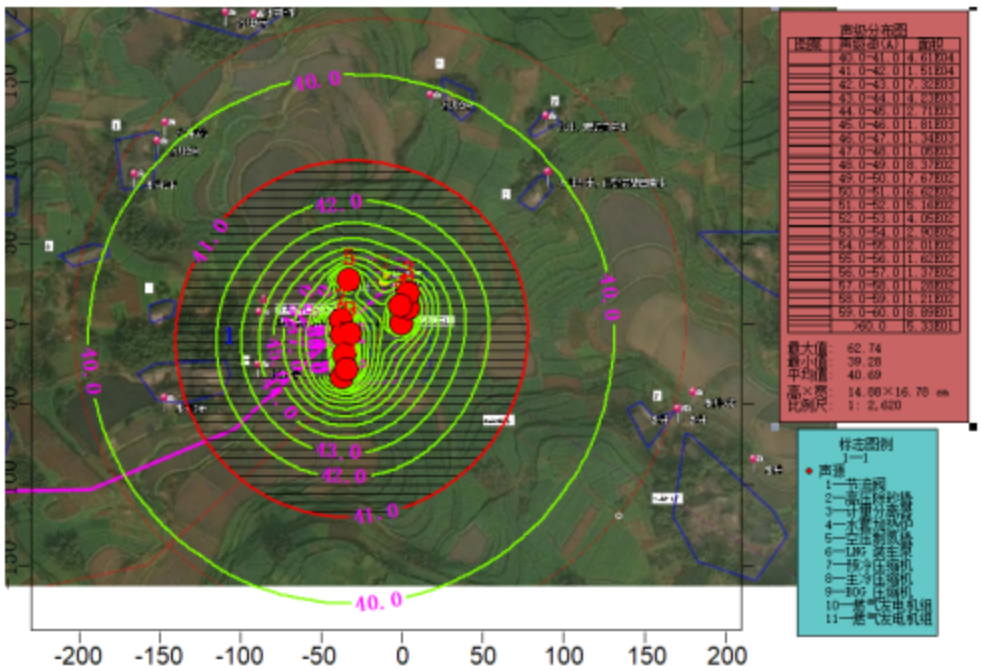


图 7.2-6　　LNG 撬装装置典型站场夜间噪声等声级线图

通过预测可知，通过采取设备降噪措施，周边最近居民点昼夜噪声影响值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准值。

综上，自 211 井、自 216 井站场（含 LNG 撬装装置） 运营期夜间厂界虽然超

标，但对周边居民点的影响值可达标，总体影响较小。

为了进一步减小噪声影响，满足厂界达标要求，运营期应在厂界距离主要噪声设备较近的一侧设置 2m 实体砖墙围墙（位置如**图 7.2-7 所示**），可以隔声 10 分贝以上，降低噪声影响，确保厂界噪声达标。同时对站场周边规划提出反馈意见，站场周边 50m 范围不宜修建农村居民点、学校等声环境敏感建筑。

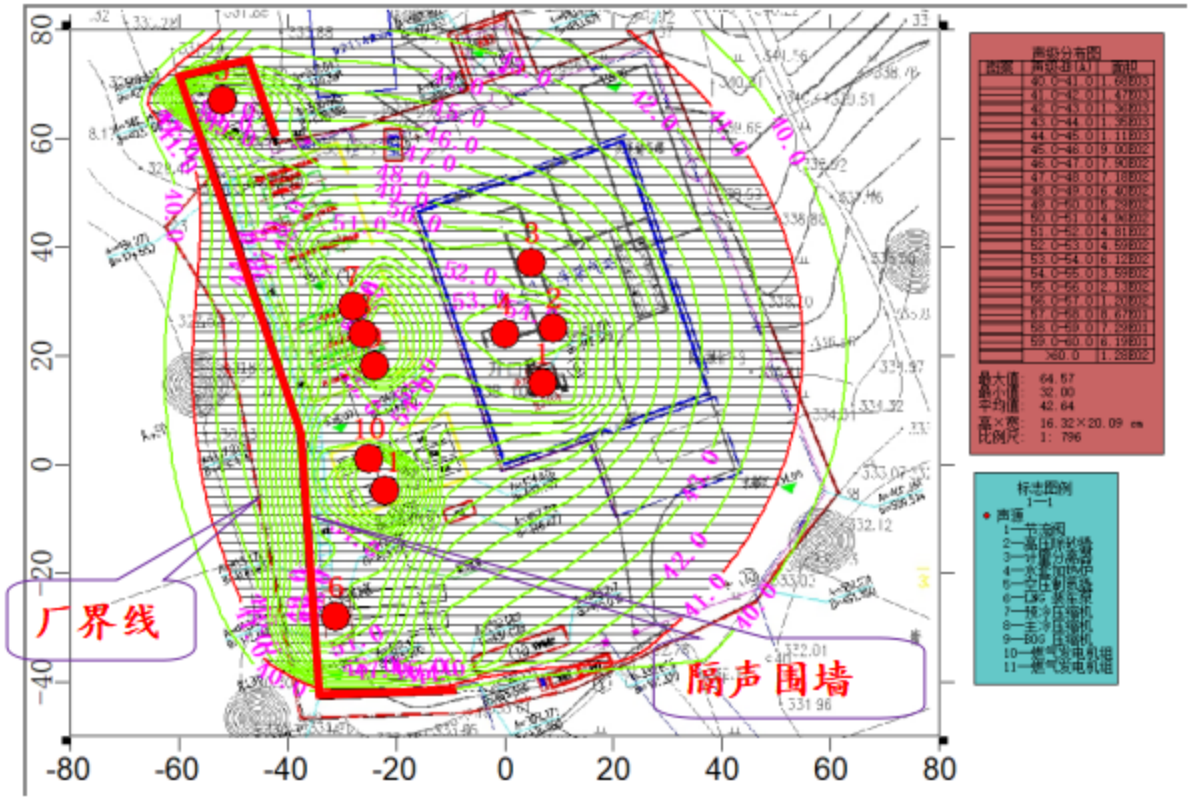


图 7.2-7　　LNG 撬装装置典型站场设置隔声围墙后的厂界夜间噪声等声级线图

（5）放空噪声影响分析

站场运行时，在检修或事故放空时会产生放空噪声，该噪声值较高，约为 100dB（A）。但放空噪声一年出现 1～2 次，属于偶发噪声，不属于正常工况下的噪声。

事故放空时，放空区昼间距声源 60m 以外，夜间距离声源 200m 以外能达到相关标准的要求。因此，本工程场站夜间放空时会对周边 200m 范围内的敏感点造成影响，由于放空时间较短一般不超过 30min，而且放空的频率较小一般为一年 1～2 次，一旦放空结束，噪声对环境的影响立即消失，故不会对该范围内的居民生活造成长期影响。为了进一步减少放空噪声对主要敏感点的影响，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）噪声影响结论

采气站（自 210、自 213、自 215 井站场）噪声源强小，厂界噪声。敏感点噪声能够达标，影响小。自 211、自 216 站场（含 LNG 撬装装置）夜间厂界超标，主要 LNG 撬装装置占地面积小，主要噪声设备布局要考虑安全因素，同时从安全考虑不能采用全密闭降噪。对周边居民的影响值能够达标，总体影响小。

为了进一步减小噪声影响，满足厂界达标要求，运营期应在厂界距离主要噪声设备较近的一侧设置 2m 实体砖墙围墙，可以隔声 10 分贝以上，降低噪声影响，确保厂界噪声达标。同时评价提出站场周边 50m 范围不修建农村居民点、学校等声环境敏感建筑可进一步减轻影响。

放空噪声影响时间段，应尽量避免夜间和午休时间，影响小可接受。

综上，本项目噪声影响小可接受。

7.3 地表水环境影响分析

7.3.1 施工期地表水影响分析

（1）管线敷设及站场施工废水影响分析

根据类比调查，项目站场施工和管线施工过程中所聘人员主要为当地民众，且施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小；施工期所产生的生活污水均依托周边农户旱厕收集后，作为农肥使用。

拟建项目在新建站场施工作业过程中会产生少量施工废水，其中含有大量泥沙，悬浮物浓度较高，根据类比调查，这部分废水经沉淀除渣后可循环使用，不外排。

（2）管道试压废水影响分析

由于拟建项目管线试压时采用的介质为洁净水，产生的试压废水属于清净下水，主要含有泥沙、机械杂质等，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，即使试压时泄漏也不会对环境造成影响，试压废水沉淀后就近排放至周边沟渠，不会对周边环境造成明显不利影响。

（3）河流穿越水文影响

本工程穿越小河 1 次以及若干沟渠，采用开挖沟埋敷设方式穿越。施工完成后，通过修复河床和河岸，同时管线位于河床底下，对地表水水文不产生影响。

（4）河流穿越水质影响

施工期将对河流水质产生局部、短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。影响河段一般不超过 500m，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。影响周期 10 天左右，施工结束后将逐步恢复，总体影响小。不会对当地的地表水环境造成明显不利影响。

综上所述，拟建项目施工期对地表水环境小。

7.3.2 运营期地表水影响分析

根据《环境影响评价技术导则一地表水环境》（HJ 2.3-2018），项目属于三级 B 评价，报告不对地表水环境影响进行预测。

自 210、211、213、215、216 各井站设 1 座容积 500m^{3}的污水池，初期最大平均每天产生返排液 50m^3/d，可一次储存 10 天的返排液，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。依托各废水池均按重点防渗区的要求建设，在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。运行期间的各站场废水主要为气田水（返排液）以及少量放空分离液，定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。

本项目生活污水产生量少，各环保生态厕所设施能满足 10 天以上的储存能力，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。周边乡镇污水处理站已经普及，能够依托。各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。

综上，采取以上措施后，项目营运期对地表水环境影响很小，环境可以接受。

7.4 固体废物环境影响分析

7.4.1 施工期固体废物影响分析

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，所聘员工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。

站场施工不产生弃土。管道工程区土石方来自于管沟开挖，本工程管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及表土，一般地段回填用管沟挖出的土即可。无多余土石方产生。本工程土石方平衡情况见表 3.5-4，表 3.5-5 。

项目建设中按照不同地形地貌和施工工艺，对土石方量进行合理调配。各类施

工工艺及各工段土石方平衡主要体现在以下方面：

①管道沿线耕地、林地、经济林开挖时按照土壤层次分层开挖、堆放，管沟回填按照开挖土层顺序填放，保护表土层，表土层用作站场绿化用土。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3～0.5m），多余土方就近平整，无弃方。

②穿越道路产生的泥土和碎石，就近用于地方乡村道路建设填料或道路护坡，无弃方。

③河流、沟渠穿越所产生的少量余方通过在穿越点选择低洼地段、采砂采石坑道进行回填，无弃方。

拟建项目管道铺设均采用间断推进施工方式，尽量减少挖土石方的堆积量，避免土石方的堆积时间。项目管道在穿越公路地段进行施工时产生的挖方均用于铺设后的回填，无多余土石方产生，因此项目管线施工不需另设堆渣场。

施工期间产生少量建筑垃圾，主要为钢管材、水泥、砂以及混凝土块、废焊条、废包装材料。产生量较少约 20t。部分施工废料部分由施工单位回收利用，不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。

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。

7.4.2 运营期固体废物影响分析

（1）各采气站固体废物

①生活垃圾

各采气站为无人值守站，后期无人值守期间无生活垃圾产生。临时值守期间员工将产生少量生活垃圾，生活垃圾按 1kg/人.d 考虑，则本工程生活垃圾总产生量为 2.0kg/d，集中收集后交由当地环卫部门处置；后期无人值守期间，无生活垃圾产生。

②高压除砂橇废渣

各采气站内设 1 台高压除砂橇去除天然气中少量砂石，根据蜀南气矿下属井站日常运行统计进行类比，各采气站高压除砂橇年产生砂石约 40kg/a。收集交环卫部门收运处置。

③清管废渣

自 201 井、自 213 井设清管接收装置。产生清管废渣，废渣主要成份是硫化铁、机械杂质。清管废渣产生量与管径大小和长度等有关，根据类比调查，一般每公里管线清管时产生的废渣量约 2kg，共计约 33kg/次，4 次/年，132kg/a。该固废不属于

《国家危险废物名录》所列危险废物，产生量少，收集交环卫部门收运处置。

④废水池沉淀污泥

各采气站废水池产生沉淀污泥，沉渣产生量约 10t/a，定期清理密闭袋装，主要成份是岩屑、机械杂质，属于一般固废，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。

⑤危险废物

抑制剂预留加注口，一般不使用。预计单井抑制剂废包装物产生量为 1t/a，危险废物类别 HW49。抑制剂储存区室内存放，储存区满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。由原厂家回收用于原始用途。

（2）自 211、自 216 井站 LNG 撬装装置区

①生活垃圾

生活垃圾：人员 18 人，生活垃圾产生量按 1kg/（人·d）计算，则生活垃圾产生量为 18kg/d（6.57t/a），设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

②一般工业固体废物

脱水单元废分子筛以及过滤器，每 3 年更换一次；每次产生量约 1t。由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。

③危险废物

MDEA 单元过滤器(活性炭)每 5 年更换 1 次,每次约 0.5t,属于危险废物 HW49。交由有危废处置资质的单位进行收运处置。

脱汞剂（载硫活性炭）每 5 年更换 1 次，每次约 1t，属于危险废物 HW29，集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

项目运营期压缩机等设备要定期更换机油，废机油及废油桶产生量为 1t/a，危险废物类别 HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

导热油每 3 年更换 1 次，每次约 4.5t，属于危险废物 HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物,产生量为 0.5t/a,危险废物类别 HW49。集中收集储存由厂家回收用于原始用途。

通过以上措施，拟建项目营运期间的固体废弃物处置妥当，不会对周边环境造成明显不利影响。

7.5 地下水环境影响分析

7.5.1 施工期地下水影响分析

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。 这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填进入环境，将影响地下水质量，施工机械设备跑冒滴漏油类可能造成污染。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对地下水的污染影响很小，类比同类型天然气管道施工，未出现因施工导致地下水环境质量明显影响导致超标的情况。

7.5.2 运营期地下水影响分析

7.5.2.1 正常工况

（1）各采气站场

各采气站场地下水污染物为分离气田水，污染源为气田水水池。拟建项目各采气站依托钻井工程的污水池，已按照重点防渗区进行防渗。防渗措施如下：

池底处理：池底开挖后先用原土夯实、整平，整平后铺设 10cm 厚 C15 混凝土垫层，然后浇筑 10cm 厚的单层双向 C25 防渗钢筋混凝土，防渗等级为 P8。

墙身和基础处理：基础下先用 10cm 厚 C15 混凝土作垫层，基础及墙身均采用 Mu30 条石浆砌，砌筑砂浆为 M7.5 水泥砂浆。然后在池内壁、池底和池墙转脚处采用 1：3 水泥砂浆抹面，厚度 2cm。

最后池底、内壁清洗后，用水泥基防水材料涂刷两遍作防腐、防酸处理。

防渗效果能达到重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≧6.0m，K≤1×10-7cm/s 的要求。正常运行状况对地下水环境小。

（2）各 LNG 撬装装置区

各采气站场地下水污染物为辅料化学药剂、危险废物储存、油料。油料、辅料化学药剂、危险废物采用防渗容器储存，同时设置托盘和围堰。托盘和围堰按照重点防渗区设置。正常运行状况对地下水环境小。

根据对区块回顾性评价中对现有井场及集气站周边水井水质调查结果进行类

比，预计正常工况下不会污染周边农户水井水质。

7.5.2.2 非正常工况预测

各 LNG 撬装装置区油料、辅料化学药剂、危险废物采用防渗容器储存，同时设置托盘和围堰。托盘和围堰按照重点防渗区设置。非正常工况下可将污染物收集在防渗的围堰和托盘内，对地下水的影响小。评价主要预测各采气站气田水池池底出现裂缝的非正常工况渗漏影响。鉴于本项目各采气站气田水池均依托钻井废水池，容积均为 500m³，各站场及评价范围的水文地质条件类似，含水层均属于沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水，第四系（Q）包气带的岩土性能也相似。

因此评价以 1 个采气站的废水池非正常工况作为典型预测。

7.5.2.2.1 预测原则

考虑地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，预测评价将为建设方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

预测的范围、时段和内容根据评价等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求来确定，以废水池破裂渗漏进入含水层污染地下水水质问题为重点，同时给出渗漏状况的预测结果。

7.5.2.2.2 预测方法及范围

该项目地下水预测分析主要进行饱和带污染物迁移预测，评价等级属二级，本次进行预测时，采用解析法计算。污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常工况下污染物运移情况，因此模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水体，最大限度地考虑污染物对研究区水体的影响。

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位以沙溪庙组（J2s）风化带孔隙裂隙水含水层为主。

7.5.2.2.3 预测时段

根据导则要求，地下水环境影响评价预测时段应包括项目建设、生产运行和服务期满后三个阶段。结合本项目实际，对地下水的影响主要在项目运营期，施工期、服务期满后对地下水的影响极小。因此，考虑到项目特征因子，将预测时段定为项目运营期期，同时将地下水环境影响预测时限定为 100 天、1000 天、3650 天。

7.5.2.2.4 预测因子

根据导则要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放的污染物有关的特征因子。根据废水排放中污染物排放量和排放浓度，预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子。

根据废水排放中污染物排放量和排放浓度，本次选取对地下水环境质量影响负荷较大的 COD、石油类和氯化物进行影响预测与评价。预测评价执行《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）中的Ⅲ类水质标准限值，考虑 COD 在《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）没有相应的Ⅲ类水质标准，故本次污染物 COD 预测评价参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准进行影响预测与评价。

因此，本次地下水评价因子 COD、石油类、氯化物超标限值分别设定为 20mg/L、0.05mg/L、250mg/L。

7.5.2.2.5 预测情景

废水池池体破裂泄漏都会对地下水产生一定的污染影响。非正常状况下，池底出现裂缝，将会导致废水进入地下水环境。500m³ 废水池，假定其池底产生裂缝，15 天时间检修时发现，污水通过裂缝渗漏到地下水含水层中，排放形式可概化为点源，排放规律可简化为点源短时泄漏。

7.5.2.2.6 预测源强

本次模拟根据废水池中物质对地下水的影响途径来设定主要污染源的分布位置，选定优先控制的污染物，预测事故工况下污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和浓度变化。

①污染物浓度的确定

本次预测评价的特征污染物为 COD、石油类和氯化物，参考周边同一地层长宁区块页岩气井返排液成分分析表 2.1-6。各环节污染物浓度取值最高值，见表 7.5-1。

②污染物渗漏量的确定

废水池渗漏：根据工程设计，废水池有效容积 500m³。假定由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，废水池池底出现一定面积的渗漏，面积约为池底面积的 10%（15m²）。废水渗透地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q = K\frac{H+D}{D}A$$

式中：Q—为渗入到地下水的污水量（m^3/d）；

K—为地面垂向渗透系数（m/d）， 包气带渗透系数 **0.064m/d**；

H—为池内水深（m），参照设计，本次取 3.0m；

D—为地下水埋深（m），含水层地下水埋深取周边浅井平均约 3m；

A—为废水池的泄漏面积（m^2），本次取 $15m^2$。

根据评价区水文地质参数，废水池渗漏至含水层废水量 $1.92m^3/d$，废水池池底破裂，15 天时间检修时发现，废水泄漏量为 $28.8m^3$。

表 7.5-1　　污染物预测源强

渗漏位置	特征污染物	浓度(mg/L)	渗漏量	渗漏时间	渗漏总体积 m^3
废水池底破裂	COD	2680	5.15kg/d	15d	28.8
	石油类	7.96	0.015kg/d	15d	
	氯化物	8110	15.57kg/d	15d	

7.5.2.2.7 预测模型概化

（1）水文地质条件及模型概化

含水层概化：根据对评价区内水文地质条件及周边勘察钻孔资料分析可知，区内地下水埋深较浅，含水层为沙溪庙组风化带孔隙裂隙含水层，根据区域水文地质资料分析，含水层厚度取较小值 20m。

边界条件概化：根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次水文地质单元的划分主要以地表分水岭、地表水分布范围和地下水流场作为划分依据。本次模拟预测范围为占标周边区域。

模型概化：含有污染物的废水将以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。

建设场地水文地质条件简单，因此污染物在浅层含水层中的迁移在分析污染源特征及可能的污染途径的基础上，预测方法采用解析法，解析公式选用《环境影响评价技术导则 地下水环境》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：废水池底破裂采用点源短时泄漏公式，公式如下所示。

废水池底破裂：瞬时注入示踪剂——平面连续点源公式

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[2K_0(\beta)-W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)\right]$$

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L^2}+\frac{u^2y^2}{4D_LD_T}}$$

式中：x，y—计算点处的位置坐标 m；

t—时间，d；π为圆周率；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—单位时间注入示踪剂的质量，g；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

$K_0(\beta)$—第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$ —第一类越流系统井函数。

（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 n；水流速度 u；污染物纵向弥散系数 DL；污染物横向弥散系数 DT。这些参数主要由本次工作调查资料以及类比区最新的勘察成果资料来确定。

①含水层厚度 M：场区含水层的厚度根据水文地质资料确定为较小值 20m。

②瞬时注入的示踪剂质量 mM：进入地下水的污染物质量，见**表 7.5-1**。

③含水层的平均有效孔隙度 n：根据水文地质资料取值 0.07。

④水流速度 u：评价区地下水含水层主要为风化带孔隙裂隙水，

采用水动力学断面法计算地下水流速：渗流速度 v=KI，水流速度取值 u=v/n

式中，I 为断面间的水力坡度（根据前面分析-取值 0.005）；

K 为断面间平均渗透系数（m/d）（根据前面分析-取值 0.108m/d）；

n 为含水层的有效孔隙度（取值 0.07）；

V 为渗透速度（m/d）；

u 为实际流速（m/d）。

通过计算，确定工程区含水层地下水流速为 0.008m/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以及《考虑可信度的弥散尺度效应分析》，岩性为裂隙介质，观测尺度按污染源至最远评价范围取 1km，采用解析模型：

$$\mathrm{Log}\alpha_L = 0.4251\log L_s + 0.0729$$

可计算纵向弥散度为 22.3m；由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数，DL=α*u =0.18m^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=0.018m^2/d。

表 7.5-2　场地水文地质参数取值

指标	含水层厚度 M（m）	地下水流速 u(m/d)	有效孔隙度 n	纵向弥散系数（m^2/d）	横向弥散系数（m^2/d）	水力坡度	渗透系数 m/d
参数值	20	0.008	0.07	0.18	0.018	0.005	0.108

7.5.2.2.8 地下水预测结果

废水池池底破裂造成地下水污染的影响范围及距离计算结果如下表所示。

表 7.5-3　废水池 COD 泄漏超标及影响范围

污染源泄漏速率	模拟时间（天）	超标距离（m）	超标范围（m^2）	中心迁移距离（m）	中心点处浓度（mg/L）	标准限值（mg/L）
5.15kg/d	100	18	340			20（考虑背景值 8，预测达标值按照 12 导入预测软件）
	1000	44	1450	10	77.3	
	3650	67	1500	30	21.2	

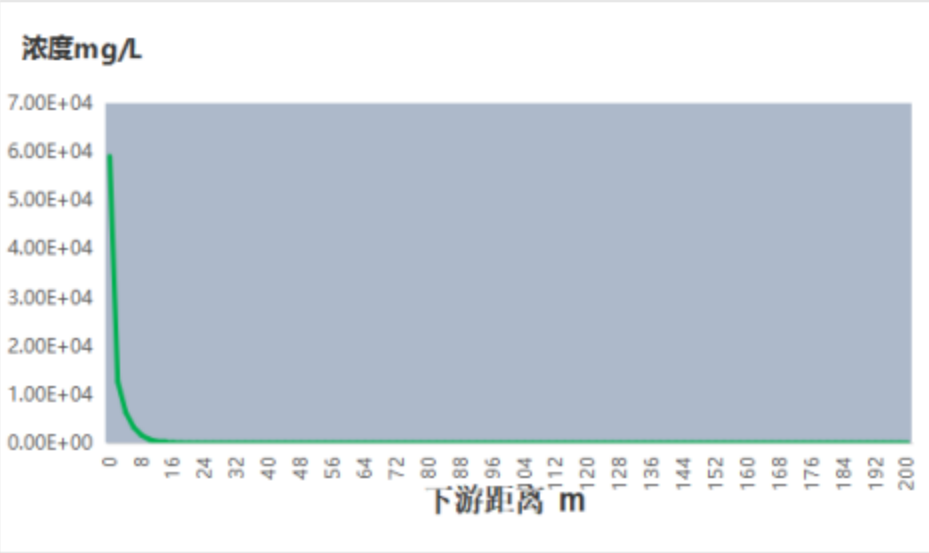


图 7.5-1　污水池泄漏后 100d 水流下游轴向 COD 浓度变化趋势图

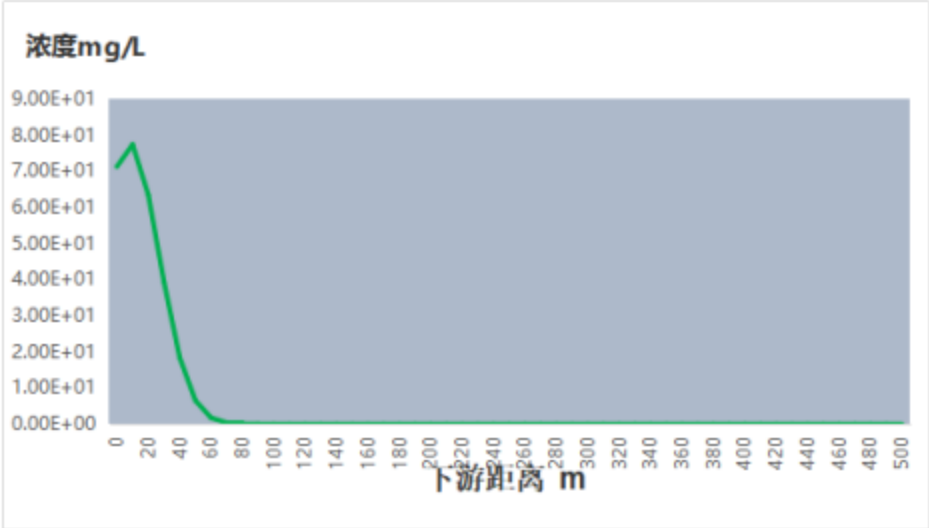


图 7.5-2　污水池泄漏后 1000d 水流下游轴向 COD 浓度变化趋势图

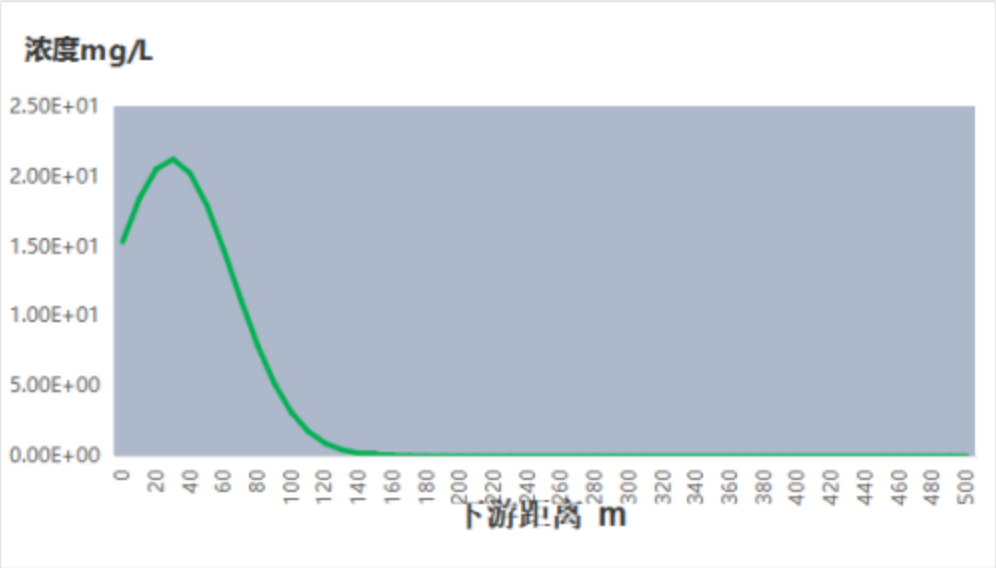


图 7.5-3　污水池泄漏后 3650d 水流下游轴向 COD 浓度变化趋势图

表 7.5-4 废水池石油类泄漏超标及影响范围

污染源泄漏速率	模拟时间（天）	超标距离（m）	超标范围（m^2）	中心迁移距离（m）	中心点处浓度（mg/L）	标准限值（mg/L）
0.015kg/d	100	18	360			0.05（考虑背景值 0.02，预测达标值按照 0.03 导入预测软件
	1000	45	1500	10	0.225	
	3650	72	1850	30	0.0617	

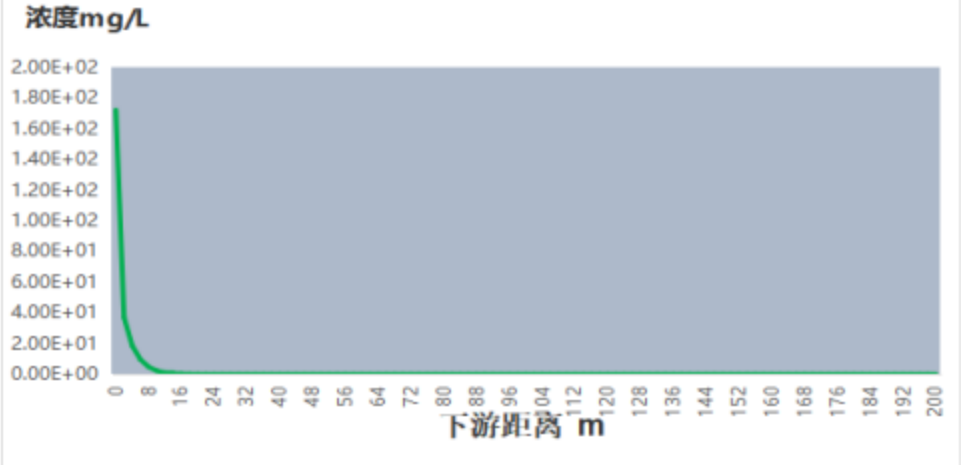


图 7.5-4　污染后 100d 水流下游轴向石油类浓度变化趋势图

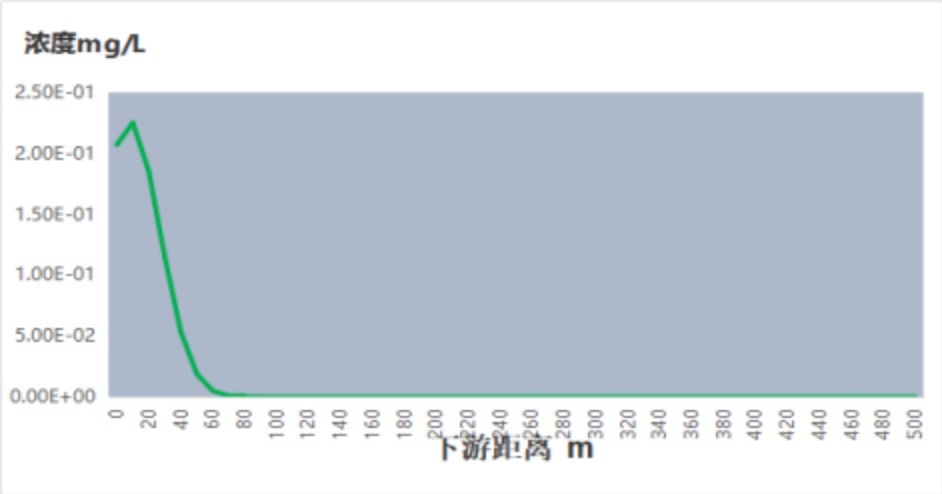


图 7.5-5　污染后 1000d 水流下游轴向石油类浓度变化趋势图

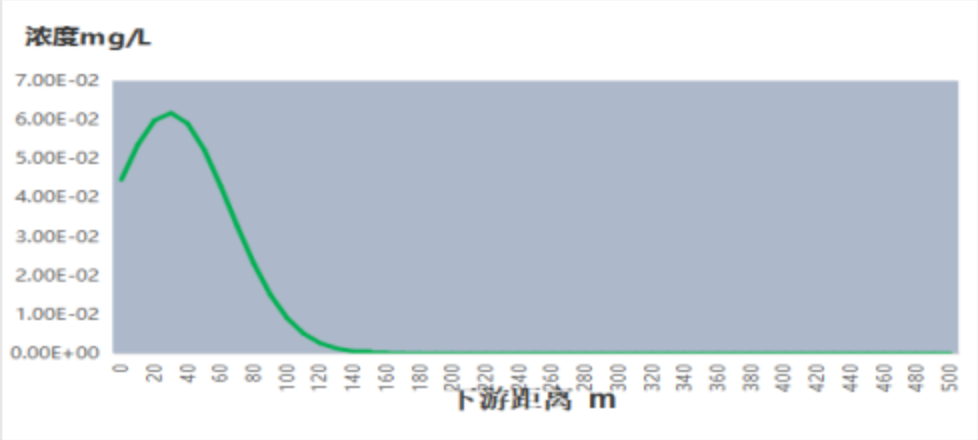


图 7.5-6　污染后 3650d 水流下游轴向石油类浓度变化趋势图

表 7.5-5　　废水池氯化物泄漏超标及影响范围

污染源泄漏速率	模拟时间（天）	超标距离（m）	超标范围（m^2）	中心迁移距离（m）	中心点处浓度（mg/L）	标准限值（mg/L）
15.57 kg/d	100	16	160			250（考虑背景值 123，预测达标值按照 127 导入预测软件）
	1000	28	500	10	234	
	3650	/	/	30	64	

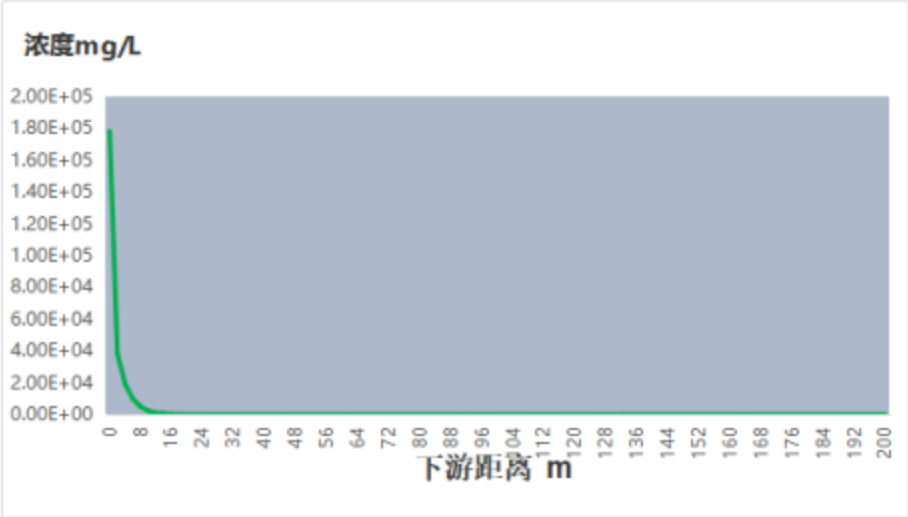


图 7.5-7　泄漏后 100d 水流下游轴向氯化物浓度变化趋势图

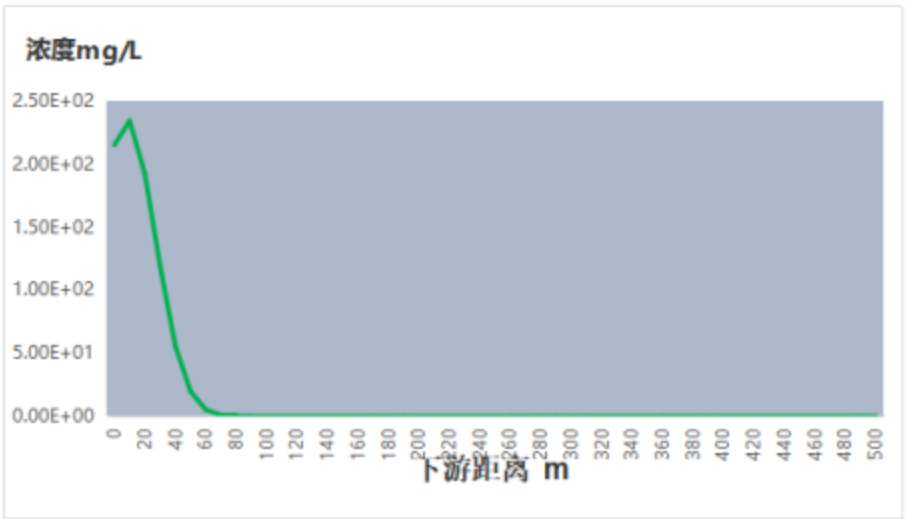


图 7.5-8　泄漏后 1000d 水流下游轴向氯化物浓度变化趋势图

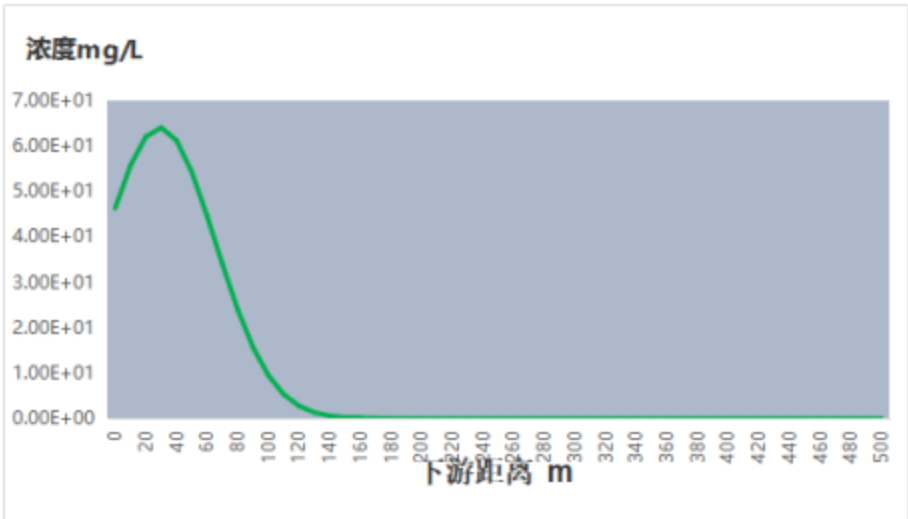


图 7.5-9　泄漏后 3650d 水流下游轴向氯化物浓度变化趋势图

7.5.2.3 非正常工况地下水环境影响评价

（1）影响范围

COD：当泄漏发生 100 天时，地下水中污染物 COD 超标距离为下游 18m；当泄漏发生 1000 天时，地下水中污染物 COD 超标距离为下游 44m；当泄漏发生 3650 天时，地下水中污染物 COD 超标距离为下游 67m。

石油类：当泄漏发生 100 天时，地下水中污染物石油类超标距离为下游 18m；当泄漏发生 1000 天时，地下水中污染物石油类超标距离为下游 45m 处；当泄漏发生 3650 天时，地下水中污染物石油类超标距离为下游 72m。

氯化物：当泄漏发生 100 天时，地下水中污染物氯化物超标距离为下游 16m；当泄漏发生 1000 天时，地下水中污染物氯化物超标距离为下游 28m 处；当泄漏发生 3650 天时，地下水中污染物氯化物的浓度降至标准值以下。

（2）对地下水环境保护目标的影响

评价区在非正常状况下的假设情境下都不可避免的会对站场周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定程度的污染。但由于地下水弥散、稀释作用以及水流的迁移作用，产生的污染物最后会降解消失。根据各类污染物质的性质特征，污染物质在区内迁移速度较慢，影响范围也有限。

根据预测分析结果可知，应急池池体破损各类污染物超标距离最大在下游 67m。会对周边水井产生一定影响，可能导致超标。

根据调查，自 210 井站场周边 200m 内分散式饮用水源井 1 口，位于站场北侧 115m，浅井 5m（人工打井），位于站场上游，废水池非正常工况对周边居民水井影响小。

自 211 井最近水井位于站场西侧 55m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。应急池破裂可能会对下游 72m 范围内水井水质产生一定影响，该范围水井约 2 口。

自 213 井站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，最近位于站场西南侧 140m，机井 45m，位于站场主导流向侧方向。废水池非正常工况对周边居民水井影响小。

自 215 井站场评价范围使用自来水为饮用水源，地下水水井主要用于生活杂用水。废水池非正常工况对周边居民水井影响小。

自 216 井评价范围站场周边 200m 内分散式饮用水源井 2 口，井约 20m 深（机井），1 户 1 口。最近水井位于站场北侧 100m，位于站场下游。地势低于井场约 5m。

废水池非正常工况对周边居民水井影响小。

综上，本项目各站场周边地下水利用程度较低，大部分采用自来水，且自来使用率逐步将增加，非正常工况影响范围小，厂界外小范围超标，影响的居民水井数量少，总体影响轻度。

7.5.3 地下水环境保护措施

7.5.3.1 源头控制措施

（1）保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。

（2）站场抑制剂、LNG 撬装装置区辅助药剂采用对水环境污染小药剂。

（3）加强分离器等废水产生设备以及润滑油、导热油设备的检修，避免跑冒滴漏。

7.5.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）和已颁布污染控制国家标准或防渗技术等行业规范，拟建项目在建设期的防渗技术要求参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）执行，对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，实施分区防渗。

（1）重点防渗区

本项目重点防渗区主要包括各采气站依托的废水池、LNG 撬装装置区的危险废物储存间、LNG 撬装装置区导热油系统围堰区、LNG 撬装装置区油料储存区。

（2）一般防渗区

该项目的一般防渗区主要 LNG 撬装装置区的辅助化学药剂（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）储存间以及采气站抑制剂储存区、生态厕所化粪池、废水装车区。

根据以上原则，结合拟建项目各生产单元的实际情况，拟建项目的分区防渗方案设计如表 7.5-8 所示，分区防渗示意图见附图 25。

表 7.5-8　项目分区防渗方案一览表

分区	防渗系数	装置、单元名称	防渗措施
重点防渗区	等效粘土层≥6m，k≤1×10^{-7}cm/s	LNG 撬装装置区的危险废物储存间	采用 P8 级 C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm
		LNG 撬装装置区导热油	采用 P8 级 C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15

		系统围堰区	混凝土垫层 10cm
		LNG 撬装装置区油料储存区	采用 P8 级 C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm。
		采气站依托的废水池	池底处理：池底开挖后先用原土夯实、整平，整平后铺设 10cm 厚 C15 混凝土垫层，然后浇筑 10cm 厚的单层双向 C25 防渗钢筋混凝土，防渗等级为 P8。墙身和基础处理：基础下先用 10cm 厚 C15 混凝土作垫层，基础及墙身均采用 Mu30 条石浆砌，砌筑砂浆为 M7.5 水泥砂浆。然后在池内壁、池底和池墙转脚处采用 1：3 水泥砂浆抹面，厚度 2cm。最后池底、内壁清洗后，用水泥基防水材料涂刷两遍作防腐、防酸处理。
一般防渗区	等效粘土层 1.5m，k≤1×10^{-7}cm/s	LNG 撬装装置区的辅助化学药剂（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）储存间	桶装储存+钢铁托盘
		采气站抑制剂储存区	桶装储存+钢铁托盘
		生态厕所化粪池、废水装车区。	P6C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm。
重点防渗区均采用抗渗等级 P8 的混凝土、一般防渗区混凝土均采用抗渗等级 P6 的混凝土。			

7.5.3.3 跟踪监测

（1）地下水监测原则

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 164-2004）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下游应至少布设 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；根据各区块地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井；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

非正常工况下污水池可能引起池体周围地下水水质改变。井场有附近分散式地下水井，事故状态下地下水环境风险较大，应制定地下水环境影响跟踪监测计划，以便及时发现问题，采取措施。

在项目各井站场地附近设监控点 3 个，地下水环境监测点位布置见表 7.5-9。

表 7.5-9　地下水环境跟踪监测点位

站场	序号	与项目的方位	监测点功能	备注
自 210 井	1	水流上游，井场西北面水井	背景值监测点	地下水上游方向
	2	水流下游，井场东南水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
	3	水流下游，井场东南水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
自 211 井、LNG 撬装装置区	1	水流上游，井场东北面水井	背景值监测点	地下水上游方向
	2	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
	3	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
自 213 井、LNG 撬装装置区	1	水流上游，井场东北面水井	背景值监测点	地下水上游方向
	2	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
	3	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
自 215 井、LNG 撬装装置区	1	水流上游，井场东南面水井	背景值监测点	地下水上游方向
	2	水流下游，井场西北水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
	3	水流下游，井场西北水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
自 216 井、LNG 撬装装置区	1	水流上游，井场南面水井	背景值监测点	地下水上游方向
	2	水流下游，井场北面水井	污染扩散监测点	地下水下游方向
	3	水流下游，井场北面水井	污染扩散监测点	地下水下游方向

（3）监测项目

监测项目：pH、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铅、镉、耗氧量、石油类及其他气田水特征因子。

（4）监测时段与频次

监测频率:根据区域地下水特性、工程实施情况及污染物随地下水的迁移情况，在本项目验收及环境污染投诉时进行地下水监测，运营期每 1-2 年进行 1 次监测。监测 1 天，每天 1 次。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频次。

7.5.3.5 地下水环境管理措施

（1）加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放，引发环境污染与纠纷。

（2）针对井场各存储池和存储罐，必须按下列要求进行管理：

①应严格按工程设计进行施工，确保各类罐体和池体有足够的容积满足工程建设的需要，应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止废水外溢。

②对储存的废水进行及时转运，减少储存和储存量周期，降低外溢风险，特别在汛期来临前，要腾空污水池。

③为避免突降大雨引起雨水进入污水池，从而引发废水外溢，应在雨季对废水池加盖防雨蓬布或架设雨蓬。在暴雨季节，加强巡查，降低废水外溢的风险。

④现场应设兼职人员进行监督管理，重点是监督各项环保措施的落实情况，确保废水不外溢和渗漏。

⑤各类油料、化学药剂均置于防渗处理的地面上，应加强日常监管，一旦有物料泄漏，可及时发现并采取应急措施。

⑥定期对污水池的渗漏情况进行检查，对池体周边进行观测。

（3）严格执行废水转运“三联单”制度（即出站单据、进站单据和接收量单据），运输车辆安装 GPS，确保废水运输工程的安全性。

（4）用罐车运送返废水时，加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

7.5.3.5 应急响应

一旦发生地下水污染事故，应立即采取相应应急措施。查明并切断污染源，立即将污水、固废、油类等污染源转移，修复事故区。

为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等应急措施，确保居民正常用水的措施。

探明地下水污染深度、范围和污染程度；依据探明的地下水污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染水体进行抽排工作；将抽取的受污染地下水进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；当地下水中污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水并开展土壤修复工作。

7.5.4 地下水环境影响评价结论

通过严格落实本评价提出的地下水分区防控措施和源头控制措施、跟踪监测措

施，正常工况下，对地下水环境影响小可接受。

非正常工况下污水泄漏对浅层地下水的影响是缓慢的，非正常工况下井场周边小范围对地下水将造成轻度影响，应急池池底破裂非正常工况下对地下水将造成一定影响，在小范围出现超标，影响居民水井数量少，约 2 口。因此，通过尽量避免非正常工况的发生，同时加强地下水和跟踪监测、风险防范和应急措施。在事故性污染发生后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响是可控的。总体工程建设对地下水环境影响可接受。

7.6 土壤环境影响分析

7.6.1 施工期土壤污染影响分析

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。 这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，施工机械设备跑冒滴漏油类可能造成污染。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对土壤的污染影响很小，类比同类型天然气管道施工，未出现因施工导致土壤环境质量明显影响导致超标的情况。

7.6.2 运营期土壤影响分析

（1）调查范围

本项目各站场土壤环境影响评价等级为二级。土壤评价范围为各站场占地范围及周边 200m。

（2）理化特性调查

表 7.6-1　　土壤理化特性调查表

井号、点位编号 经纬度	现场记录						实验室测定				
	颜色	结构	质地	砂砾含量（%）	其他异物	氧化还原电位（mV）	pH 值	阳离子交换量（cmol(+)/kg）	饱和导水率（mm/min）	土壤容重（g/cm³）	孔隙度（%）
[redacted]	红棕	团粒	壤土	20	无	271	6.99	19.3	0.90	1.30	25

[redacted]											
[redacted]	红棕	团粒	砂土	15	无	328	8.36	21.7	0.87	1.32	20
[redacted]	红褐色	团块状	壤土	/	少根系	302	7.9	9.9	0.13	1.33	35.7
[redacted]	褐色	团块状	壤土	/	少根系	294	8.2	10.3	0.13	1.35	34.5
[redacted]	红棕色	团块状	壤土	/	少根系	306	7.8	8.9	0.15	1.34	35.6
[redacted]	棕色	团块状	粘土	/	少根系	294	7.6	9.3	0.12	1.33	35.0

（3）土壤污染源调查

本项目采取了有效的防渗措施，正常工况下基本不会对土壤造成影响，主要考虑废水池池破裂，引起事故泄露形成垂直入渗，造成土壤污染的情况。废水池由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，造成池底一定面积的破裂，泄露面积约为池底面积的 10%（15m^2）。

废水池渗漏：根据工程设计，废水池有效容积 500m^3。假定由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，废水池池底出现一定面积的渗漏，面积约为池底面积的 10%（15m^2）。废水渗透地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q = K\frac{H + D}{D}A$$

式中：Q—为渗入到地下水的污水量（m^3/d）；

K—为地面垂向渗透系数（m/d），包气带渗透系数 **0.064m/d**；

H—为池内水深（m），参照设计，本次取 3.0m；

D—为地下水埋深（m），含水层地下水埋深取周边浅井平均约 3m；

A—为废水池的泄漏面积（m^2），本次取 $15m^2$。

根据评价区水文地质参数，废水池渗漏至含水层废水量 $1.92m^3/d$，废水池池底破裂，15 天时间检修时发现，废水泄漏量为 $28.8m^3$。

计算非正常工况下渗漏的石油类量=0.225kg，渗漏的氯化物=233.55kg。

（4）土壤环境影响预测

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》中 E.1.3 中预测方法进行计算。

①单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

表层土壤中游离酸或游离碱浓度增量，mmol/kg；

I_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中游离酸、游离碱输入量，mmol；

L_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中经淋溶排出的游离酸、游离碱的量，mmol；

R_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中经径流排出的游离酸、游离碱的量，mmol；

ρ_b——表层土壤容重，kg/m^3。

A——预测评价范围，m^2。

D——表层土壤深度，一般取 0.2 m，可根据实际情况适当调整；

n——持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：Sb——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

参数选取：

①单位年份表层土壤中某种物质的输入量I_S

根据预测，石油类量=0.225kg，渗漏的氯化物=233.55kg。

② 土壤容重

监测值 1.33t/m^3。

③ 评价范围

以废水池底及周边 10m计算约 1050m^2。

预测ΔS值：采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》中E.1.3 中预测方法及选取的参数，可计算：

土层中石油类增量$\Delta S_{石油类}$=225g /（1330kg/m^3×1050m^2×0.2m）=0.001g/kg；

土层中氯离子增量$\Delta S_{氯离子}$=233550g /（1330kg/m^3×150m^2×0.2m）=0.84g/kg；

预测值S值：根据本次评价阶段的土壤监测数据，土壤石油类（石油烃）浓度为90g/kg，土层中石油类预测值$S_{石油类}$为 90.001g/kg。满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，增加值很小。影响小。

背景值全盐量浓度为 0.85g/kg，土层中石油类预测值全盐量为 1.69g/kg。低于2g/kg，不会产生盐化，影响小。

（5）土壤环境影响类比分析

类比本次对已经运行的自 201 井站、自 205 井站的土壤监测结果，各监测样和监测值均满足标准要求，与其他区域土壤环境质量无明显变化。类比分析本项实施对土壤环境影响小可接受。

（6）土壤环境保护措施与对策

①源头控制

采气站场抑制剂储存、LNG 撬装装置区药剂储存、润滑油储存区、危险废物储存间采用防雨和围堰措施，防止雨水淋滤和流失导致污染物下渗污染进入土壤环境。

②分区防渗

针对渗入影响落实地下水评价提出的防渗分区要求及防渗措施。

③跟踪监测

各站场废水周边耕地各设置 1 个跟踪监测点，5 年 1 次。监测因子为《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目 8 项 ＋pH、石油烃+含盐量。跟踪监测发现土壤受到污染时应查找污染原因，并采取相应措施。

（7）小结

本项目评价范围土壤环境质量现状达标，通过落实设计及评价提出的源头控制和分区防渗措施，预计周边耕地土壤及占地范围内各评价因子满足相关标准要求；本项目对土壤环境影响较小，是可以接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设的可行性。

7.7 碳排放分析

（1）项目实施的二氧化碳总体减排效应

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对煤炭的使用；本项目实施后，实现 34 万 m^3/d 的天然气产能，换算成标煤为 15 万吨，从燃烧产生二氧化碳排放因子角度考虑，每年可减少 16.5 万吨二氧化碳排放。

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。开采后天然气层可作为碳捕捉与封存的潜在去向。

（2）项目实施过程温室气体排放及减缓对策建议

本项目天然气消耗量约 1381.9 万 Nm^3/a，碳排放当量 2.98 万 t/a。由于已经使用清洁能源，难以进一步降低碳排放。

检修等非正常工况直接放空天然气量约 1250m^3/a，主要为甲烷，换算为碳排放当量约 19t/a。相对较少。

为了进一步减少温室气体排放，参照《石油天然气开采业污染防治技术政策》和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的要求。

评价提出建议：

①自 211 井、自 210 井采气站检修放空天然气应尽量回收用于相邻 LNG 撬装装置区生产 LNG 和燃料气。

②放空页岩气建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。

燃烧后的放空页岩气主要产生水和二氧化碳，减少温室气体甲烷和非甲烷总烃的排放量。对大气环境影响小。通过以上措施，可减少碳排放量约 16.3t/a。

8 生态影响评价

8.1 生态环境现状调查与评价

8.1.1 生态环境现状调查方法

根据生态三级评价的要求，本项目生态现状调查主要采用历史调查资料收集、现场调查、遥感影响解译 3 种方式。

主要收集参考资料有《中国植物志》、《四川植物志》、《中国植被》、《四川植被》等专著以及《威远页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》（2017）自贡境内生态调查资料、区域土地利用现状图、中国植被覆盖图（自贡市范围）、《自贡市水土保持规划》。

在收集和分析前人工作的基础上，以遥感（RS）（卫星图片、无人机照片）、和地理信息系统（GIS）等的方法进行评价区生态环境信息的获取和分析。评价采取遥感影像解译、现场调查、地理信息系统分析与统计以及生态分析等方法对评价区植被类型、植被覆盖度、土地利用状况等专题进行解译，为环境影响评价提供科学依据。

在遥感解译的基础上，进行野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况及生存状况等。对重点保护野生动植物、古树名木调查采取野外调查、民间访问和有关部门调查相结合的方法进行。

8.1.2 生态功能区划、生态敏感区、其他敏感区

（1）生态功能区划

根据《全国生态功能区划》，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-01-22 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》，涉及四川省自贡市荣县、富顺县、贡井区。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——Ⅰ2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区。

以农田、城市和水生态系统为主。主要生态问题：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。生态功能：城镇与农业发展，水环境污染控制。生态建设与发展方向：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。

（2）生态红线、生态敏感区

本项目评价范围为农村生态环境，站场周边及管线沿线区域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），评价区域属于生态敏感性一般区域。不涉及生态红线。

本项目最近自 216 井距离青山岭森林公园 5.5km。

（3）其他敏感区

本项目涉及的主要环境敏感区为基本农田和水土流失重点防治区。评价区域主要生态敏感区为基本农田，项目永久占用基本农田 47510m²。临时占用基本农田 124600m2。

根据《自贡市水土保持规划》，本项目自 210 井站场及自 210 井～自 201 井站集气管道不在水土流失重点防治区，其他工程内容均位于水土流失重点防治区。

本项目占用林地不涉及国家级公益林。

8.1.3 土地利用现状

（1）评价范围土地利用现状

本项目评价范围站场周边 500m，管道沿线 500m 范围土地利用类型以耕地绝对主要地位，总面积约为 1511hm²，占总面积的比例约 85%。林地（主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林）约为 89hm²，总面积的比例约 5%。其中以灌木林为主，林地小块、零星分布与耕地、居民区周边。建设用地（主要为道路、农村居民点）及其他用地总面积约为 178hm²，占总面积的比例约 10%。

（2）项目占地土地利用现状

项目新增占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要是站场等，临时占地主要为施工作业带、堆管场、施工便道等。本工程新增总占地面积 21.406hm²，其中永

久占地面积约 5.071hm²，临时占地约 16.335hm²。

根据项目占地情况分析，项目永久性占用的土地类型主要为耕地，占总面积 93.6%，少量林地约占 6.3%，林地主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林，中以灌木林为主。

在临时占地中，主要占地类型仍为耕地，占比为 89.7%，少量林地约占 4.4%，林地主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林，中以灌木林为主。

8.1.4 水土流失现状

据水利部第一次全国水利普查水土保持普查成果，自贡市水蚀面积 2208.88km²，占土地总面积的 50.42%，其中轻度流失面积 735.92km²，占水土流失总面积 33.32%；中度流失面积 835.92km²，占水土流失总面积 37.84%；强度流失面积 341.66km²，占水土流失总面积 15.47%；极强烈流失面积 251.12km²，占水土流失总面积 11.37%；剧烈流失面积 44.26km²，占水土流失总面积 2%；水力侵蚀以中度和轻度为主，占侵蚀面积的 71.16%。根据自贡市水土流失现状图，本次评价范围内主要为微度侵蚀为主，其次为轻度及中度水力侵蚀。

8.1.5 植被现状

8.1.5.1 区域植被

项目评价区植被在《四川植被》的分区体系中，属于“川东盆地及川西南山

地常绿阔叶林地带-川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带-盆地底部丘陵低山植被地区-长江上游低山丘陵植被小区”

位于岷江、沱江下游和长江上游沿岸各地的低山丘陵平原地区。境内主要为紫红色页岩所组成的丘陵地形，海拔高度在 300-500m 之间，相对高山在 100m 左右；唯东北局部地区域川东平行褶皱带系统相连接，因而有侏罗纪的砂岩和白垩纪的灰岩所组成的山地，海拔不超过 1000m。

丘陵地区土壤以紫色土为主，一般微酸性，肥力较好，在山地大部分为黄壤，酸性，肥力较差。本植被区域具有特色的是成片的竹林与亚热带和热带的经济林木。在海拔 400m 以下的河谷缓坡、丘陵台地和浅谷的排水良好的中性或微酸性的深厚砂壤地段分布着热带和亚热带果树，有成片的龙眼、荔枝、甜橙、红桔林。楠竹、硬头黄竹、慈竹斑竹、刺楠竹等竹类在本区域极为常见，这里是四川大型竹类集中

产区。楠竹多分布在山区的酸性或微酸性的紫色土或黄壤上；慈竹多分布在紫色土丘陵区，低山土层深厚的地区也有分布。在河谷沿岸的浅丘地区，多为刺楠竹、硬头黄竹，而硬头黄竹又常与慈竹成混交林。不同竹林的组合成为典型的亚热带湿润型森林景观。

在红紫色页岩的丘陵地区，分布着柏木疏林，林下以马桑、黄荆、麻栎为主。柏木疏林砍伐后形成马桑、黄荆灌丛。这类灌丛进一步破坏后形成以细柄草、黄茅、白茅为主的亚热带草丛。马尾松林在丘陵地不成片，呈斑块状分布于黄壤上，其灌木层以映山红、野牡丹、铁仔、白栎为主，

草本以铁芒萁、白茅、芒为主。植被遭受严重破坏后，又经过长期冲刷作用，致使土层贫瘠，砂岩裸露的地区，其土壤保水能力极差，日照强烈，形成了火棘、金樱子、小果蔷薇、竹叶椒、悬钩子为主的多刺灌丛。由于评价区海拔较低，在评价区内无常绿阔叶林带分布，部分地段种植有湿地松林、杉木林等。

栽培植被以水稻为主，玉米、红苕等作为也较常见。由于河流下切较深，灌溉条件差，冬水田面积大，丘陵台地以水稻一一冬水为主，一年一熟。河谷平坝以水稻一一小麦、油菜轮作，一年二熟。一年三熟的双季稻也有一定的面积。经济林木有桑树、油茶、油桐、乌桕、油橄榄，果树有甜橙、柚子、红桔等。

从本次项目评价区植被现状调查结果来看，评价区植被构成及分布情况大致与上述长江上游低山丘陵植被小区一致。从现场调查情况来看，评价区基本无原生的森林植被，耕地（包括水田和旱地）广泛分布在评价区的平缓洼地和丘陵山丘。人工或次生植被分布于耕地、居民点周围：竹林受人类的管理、利用影响极大，是当地主要的经济林型，经过长期的砍伐、栽植、再砍伐过程，基本成为人工林性质；马尾松林、杉木林、桉树林、白栎林等林型也为次生林或人工林，在评价区分布面积不大，在居民点周围、丘陵山脊有小片分布，分布较为零散的是落叶阔叶灌丛和亚热带草丛植被，分布于林地与耕地间的过渡区域，多为砍伐迹地、撂荒地等逐渐演化而来。

8.1.5.2 评价区植被类型及概况

（1）林地植被

①马尾松林（Form. Pinus massoniana）

马尾松林是四川盆地区针叶林的代表树种，但评价区仅有零星小片分布，在葫

芦口水库周边有连片的分布。马尾松是向阳、喜温暖的树种。多分布于酸性土上。分布区的土壤发育于砂岩、页岩之酸性黄壤、酸性紫色土或石灰岩经淋溶后形成的酸性土壤。分布的海拔幅度 300m 以上均可见。群落外貌翠绿色，林冠整齐。多为次生林或人工林。除部分幼林外，一般树龄差异大，通常树龄不超过 50 年。郁闭度 0.4～0.8。株高 7～12m，胸径 20cm 左右。以纯林为主。林内比较通风透光，较少苔藓等活地被物，层次明显，通常为乔木、灌木、草本三层。

乔木层除马尾松外，偶有杉木（Cunninghamia lanceolata）、柏木、桉树渗入。林下灌木以杜鹃（Rhododendron simsii）、展毛野牡丹（Melastoma normale）、铁仔为优势，其次为油茶（Camellia oleifera）、毛果桐（Mallotus barbatus）、黄荆、盐肤木（Rhus chinensis）等。草本层常以芒萁为优势，或与芒（Miscanthus sinensis）、白茅（Imperata cylindrical）等形成多优势种。其次常见的有野雉尾金粉蕨（Ongchium japonicum）、茅叶荩草、蒿（Artemisia spp.）等。地瓜（Ficus tikous）也常在群落中出现。

②湿地松林（Form. Pinus elliottii）

湿地松是评价区常用的造林树种，目前已经郁闭成林，在人类干扰活动相对较弱的区域目前已经形成较稳定的群落。群落外貌灰绿色，林下干爽。乔木层以湿地松为主，高达 15m，外形挺拔，胸径可达 40cm 以上，形成 0.6-0.7 的郁闭度，群落中常混有少量马尾松，高度 10-13m，能形成 0.1 的郁闭度。群落灌木层与草本层种类与马尾松林相似。灌木以火棘、盐肤木、毛果桐、算盘子、黄荆、展毛野牡丹等为常见，形成 10-20%的盖度，平均高度 2m。草本层以茅叶荩草为优势，芒萁、里白呈团状分布，总盖度约 30%，地上常铺满厚厚的松针，无苔藓层。

③杉木林（Form. Cunninghamia lanceolata）

杉木林在评价区属于人工种植的用材林类型，在评价区居民点周围、山体下部的农地边、荒草坡可见小片零星分布，海拔 280-500m。该群落乔木层以杉木为建群种，郁闭度可达 0.9 以上，杉木冠幅较宽，林下隐蔽，很难见到其他乔木出现在群落中。林下灌木以马桑、杭子稍、胡枝子、山合欢、黄荆、 铁仔为主。

林下草本主要是葛藤（Pueraria lobata）、白茅、茵陈蒿（Artemisia capillaris）、牡 蒿（Artemisia japonica）等以及里白、芒萁、凤尾蕨（Pteris nervosa）等多种蕨类。

③柏木林（Form. Cupressus funebris）

柏木林在评价区丘陵脊部及两侧呈断续片状分布，是评价区常见的植被类型。柏木 为喜温暖湿润的阳性树种。具有喜钙的特点，在土壤深厚、环境湿润之钙质土上，生长繁茂，能较快地成材。酸性土壤上则生长不良，树形奇曲而苍老。土壤发育于紫色页岩、砂岩、石灰岩之钙质紫色土壤或黄壤，或为冲击土。

群落外貌苍绿，林冠整齐。林冠郁闭度 0.6-0.8，以柏木占绝对优势，株高 5-12m，胸径 12-25cm。乔木层常见有马尾松、桤木、女贞（Ligustrum lucidum）、苦树（Pierasma quassioides）、八角枫（Alingum chinense）等，数量很少。 灌木层高低相差悬殊，层次不明显，常见有小叶女贞（Ligustrum quihoui）、光叶铁 仔、黄荆、异叶鼠李（Rhamnus heterophyllus）、十大功劳（Mahonia fortunei）等。草本多蕨类、禾本科和莎草科植物，以茅叶荩草为优势，次为皱叶狗尾草（Setaria plicata）、苔草（Carex spp.）、井栏边草（Pteris multifida）、狗牙根（Cynodon dectylon） 等。在柏木疏林下草本植物则以白茅为主，形成一定盖度。

④楠竹林（Form. Phyllostachys heterocycla var. pubescens）

楠竹林多分布于评价区居民点周围，为人工栽培群落，结构单纯。在阳坡或丘陵底部常形成纯林。乔木层以楠竹占优势，呈单层水平郁闭。在低山常有杨、杉木等树种混生，这些树种树冠突出，多高出楠木林呈岛状分布。纯林一般郁闭度 0.5～0.9 左右，竹杆高 14～20m，胸径多为 14～16cm。

灌木层一般不明显，常见种类有鹅掌柴（Schefflera octophylla）、无花果（Ficus carica）、悬钩子（Rubus spp.）、黄荆、小果蔷薇等。盖度在 20%以下，平均高度 1.5m。草本层发育较好，盖度可达 60～90%，种类有马唐、里白（Hicriopteris glauca）、楼梯草（Elatostema involucratum）、茅叶荩草、蒿、海金沙（Lygodium japonicum）、鸭跖草（Commelina communis）等

⑤慈竹林（Form. Neosinocalamus affinis）

慈竹是评价区内最为常见的竹林类型，栽培历史悠久，评价区居民点周围、河岸、浅丘等地均有团块状分布。慈竹适生于温润肥沃，排水良好的中性和微酸性土壤，特以 山边崖脚、沟谷、宅旁疏松肥土生长最好。

慈竹林结构单纯，林相整齐。竹林高 10～16m，径粗 6～14cm。经人工管理的竹林，林下灌木和草本植物较少。但在粗放经营的情况下，竹林中常混生有阔叶树和针叶树。主要种类有八角枫、黄连木（Pistacia chinensis）、桉树和杉木、柏木等。

有时还有其他 竹类混生其中。 灌木层盖度一般为 30%为左右，主要种类有白栎（Quercus fabri）、柃木、悬钩子等。 草本植物以扁竹兰（Iris confusa）、马唐、海金沙、楼梯草、小白酒草、茵陈蒿等为主，盖度一般不超过 20%，平均高度约 40cm.

⑥麻竹林（Form. Dendrocalamus latiflorus）

麻竹林在评价区的低山、缓丘地带分布较为普遍。平原、坡麓、河岸两旁、村旁、宅旁也有栽培。麻竹生长要求土壤疏松、深厚、肥沃、湿润和排水良好。可选择退耕还林地或山谷地及山坡下部的缓坡地。

麻竹林结构简单，多为纯林，外貌翠绿，竹高可达 20m，径粗 15-30cm，梢端长下 垂或弧形弯曲，盖度可达 70%。 林下灌丛种类常见黄荆、火棘、悬钩子、棕榈等少量种类，盖度一般不到 10%。 草本层盖度低于 20%，组成种类与慈竹林相似。

⑦小果蔷薇、火棘灌丛（Form. Rosa cymosa+ Pyracantha fortuneana）

小果蔷薇、火棘灌丛是石灰岩地区常见的群落，主要分布于评价区内的低山、丘陵、林缘、耕地周围等处，属于次生灌丛类型。该灌丛在评价区各个海拔范围均有分布。土 壤为钙质土，土层瘠薄，多岩石露头和石隙，地表水渗漏现象较严重。

群落中的灌木多具刺，外貌绿色，呈团块状。盖度 60%左右，高 1～2m，丛内多藤 本植物。小果蔷薇、火棘常各占 15～20%的盖度。此外，常见的灌木有黄连木、南天竹（Nandina domestica）、竹叶花椒（Zanthoxylum armatum）、算盘子、盐肤木（Rhus chinensis）、油桐等。

草本植物总盖度 20～30%。主要有苔草、皱叶狗尾草（Setaria plicata）、蜈蚣草（Pteris vittata）、葎草（Humulus scandens）、乌蔹莓（Cayratia japonica）等。在土壤湿润深厚 的地方，蝴蝶花（Iris japonica）常形成优势。

⑧悬钩子灌丛（Form. Rubus spp.）

悬钩子灌丛在评价区多见于溪沟地段及生境较湿润的洼地或路边，群落结构并不稳定，在不同地段悬钩子的优势地位并不相同，一般盖度在 30～50%之间。不同地段在灌木层中出现的物种不尽相同，常见伴生物种有川莓、小果蔷薇、多花蔷薇、中华青荚叶（Helwingia chinensis）、绣球（Hydrangea macrophylla）等。草本层较发达，高度可达 10～50cm，以各种蒿类、鸢尾、黄茅、细柄草（Capillipedium parviflorum）为主。

⑨白茅草丛（Form. Imperata cylindrica）

白茅草丛在评价区呈小块状零星分布，在各个海拔段均可见，在阳性荒草坡、撂荒地分布极为典型。群落无明显层次，总盖度多在 50%以上。白茅常占草丛的主要优势，盖度一般为 30～40%，一些地段盖度可达 80%左右，植株高 40～60cm。除白茅外，金发草、芒萁、凤尾蕨（Pteris nervosa）也常形成 5～10%的盖度。常见的草本植物还有芸香草（Cymbopogon distans）、苔草、野燕麦（Avena fatua）、狗牙根、苦荬菜（Ixeris polycephala）、糯米团（Gonostegia hirta）、风轮菜（Clinopodium chinense）等。

⑩芒草丛（Form. Miscanthus sinensis）

芒草丛少量分布在河流及支沟地带或坡度较大山坡上，群落外貌灰绿色，总盖度 40～60%。芒在草丛中常占绝对优势，高度可达 3m，高于其他草本物种，为群落的建群种，盖度 40%以上。除芒外，斑茅（Saccharum arundinaceum）、五节芒（Miscanthus floridulus）与其高度相当，形成本群落的第一层。白茅在本群落的第二层占据优势，常形成 5-10%的盖度。常见的还有茵陈蒿（Artemisia capillaries）、牡蒿（Artemisia japonica）、艾蒿（Artemisia argyi）、芒（Miscanthus sinensis）、野燕麦、莎草（Cyperus rotundus）、天南星（Acorus consanguineum）等。

⑪蒿草丛（Form. Artemisia spp.）

蒿草丛是指一些由菊科蒿属物种为优势种组成的群落，在评价区内的撂荒地、荒坡和路边可见块状分布，蒿草丛作为次生群落在自然条件下将向灌丛群落演替。

草本层以茵陈蒿、青蒿（Ainsliaea carvifolia）、艾蒿（Artemisia argyi）等多种蒿属

物种为建群种，其他种类可见小白酒草、芒、斑茅、益母草（Leonurus japonicum）、野胡萝卜 （Daucus carota ）、葎草(Humulus scandens) 、空心莲子草（Alternanthera philoxeroides）、尼泊尔酸模(Rumex nepalensis)、东方草莓（Fragaria orientalis）、路边 青（Geum aleppicum）、狗尾草、马唐、牛筋草等。杂草草丛盖度多在 60%-90%，群落 物种组成上也相对丰富一些。除上述物种外，群落中还伴生有 荠菜 (Capsella bursa-pastoris)、蔊菜 (Rorippa montana)、早熟禾（Poa annua）、杠板归(Polygonum perfoliatum)、黄鹌菜（Youngia japomnica）、草木樨(Melilotus officinalis)、蜈蚣草、凤尾 蕨等。

⑫空心莲子草群落（Form. Alternanthera philoxeroides）

该群落主要见于评价区的溪沟边沿、积水洼地、库塘边缘等水湿生境中，是具有代

表性的湿地群落。草本层盖度约 30%，以空心莲子草为优势种，高度约 40cm，其他物种可见水蓼、尼泊尔蓼（Polygonum nepalense）、双穗雀稗（Paspalum paspaloides）、圆叶节节菜（Rotala rotundifolia）、芦苇（Phragmites australis）等。

（2）栽培植物

评价区的人工植被有农田种植植被、经济林和果园，农田植被主要播种于水田和旱 地，经济林、果园主要分布于居民点周围、荒地及退耕地。

①农田种植植被

农田植被在本项目评价区分布极为广泛，除丘陵坡度较大地段外几乎连成片，与村 落、居民点镶嵌分布，农田种植植被是评价区的主要成分。分布海拔遍及河流两岸、丘陵底部、中上部及顶部各种生境，丘陵顶部分布相对较少。大春作物水田以水稻为主，旱地以玉米、红苕、花生为主，小春作物以油菜、小麦、黄豆为主，多为一年两熟类型，一年一熟和一年三熟的类型也在评价区出现。

②人工经济林及果园

经济林是评价区以经济用途为目的的人工栽培经营林型的总称，主要分布在地势平坦，水源条件相对较好的地段，一般靠近居民区。评价区经济林种类有桑、银杏、油茶、 柠檬、香椿、杜仲、樟等。果园树种类型包括桔、橙、柚、梨、李、枇杷、桃、龙眼、 板栗等。林下间种一些蔬菜或荒弃，荒弃地长满杂草，如黄茅、马唐、白茅、牛筋草、 苋草、莎草、蒿、委陵菜、鬼针草等。群落树种单一，结构简单，生物多样性较低。

8.1.5.3 项目占地主要植被类型

根据项目占地情况分析，项目永久性占用的土地类型主要为耕地，约 47510m²，主要为农田种植植被。少量林地约 3200m²，主要为小果蔷薇、火棘灌丛、悬钩子灌丛、人工经济林及果园。其他有少量白茅草丛、芒草丛、蒿草丛

在临时占地中，主要占地类型仍为耕地，约 146550m²，主要为农田种植植被。

少量林地约 7200m²，林地主要为小果蔷薇、火棘灌丛、悬钩子灌丛、人工经济林及果园。其他有少量白茅草丛、芒草丛、蒿草丛、空心莲子草群落。

8.1.5.3 重点保护野生植物和古树名木

评价区农业开发历史悠久、人类活动干扰强度较大，评价区基本没有未受干扰的原生生境分布，调查未发现占地范围、评价区内重点保护野生植物野生保护植物。

通过对项目站场、管线所经过的直接占地影响区的现场调查，未在项目站场占地范围发现有挂牌的古树名木分布，管道沿线初步调查未发现有挂牌的古树名木分布，项目建设不涉及对古树名木的直接侵占影响。但由于集气管线线路长，调查时无法对管线进行全线调查，在确认占地红线时还应对占地区内的古树名木进行核实，如占地区内有古树名木分布应进行合理避让，确难以避让的应进行保护性移植，这样可以保证本项目所有设施建设均不对古树名木产生不利影响。

8.1.5.4 评价区自然植被生物量估算

通过查阅文献资料和《威远页岩气田年----------开发方案环境影响报告书》（2017）对生物量实测结果进行估算。评价区林地（主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林）约为 89hm²，其中以灌木林为主约占 40%，竹林约占 10%，松林、杉木林以及柏木林约占 50%。灌丛平均生物量约 11.3t/ hm²，竹林生物量约 24.8t/ hm²，松林、杉木林以及柏木林的评价生物量约 96.1t/ hm²。计算评价区域自然植被生物量约 4899.5t。

8.1.5.5 评价区植被现状总体评价

总体而言，评价区植被受到区内人类活动的严重干扰，基本成为人工林和次生林，评价区内无原生自然植被分布。上述植被群落均是森林砍伐及长期反复受到人为生产活动的影响而形成的次生或人工群落。评价区植被以农业种植植被为主，水田分布于丘陵地形的低洼处，旱地分布于山丘边缘及山丘的平缓地段；慈竹林、毛竹林、麻竹林在居民点周围有团块分布，是评价区较常见的植被类型；柏木林、马尾松林、灌丛、草丛等其他次生/人工植被分布面积较小，镶嵌于农田生境中，呈片状、块状分布。可见，评价区人口密度大，垦殖指数高，是以农业生产和生活为主，人类生产、生活活动是评价区目前的主要干扰来源，本项目的建设将给评价区带来新的干扰。

8.1.6 陆生野生动物现状

8.1.6.1 两栖动物

（1）根据 《四川两栖类动物原色图鉴》的分类系统，根据文献资料、实地调查和访问，评价区两栖动物共计 9 种，隶属 4 科，均为无尾目物种。蟾蜍科 Bufonidael

种、蛙科 Ranidae6 种、姬蛙科 Microhylidae1 种，其中蛙科种类占优势，其所占比例为 67%。

（2）评价区内未发现有国家重点保护物种、四川省重点保护动物。评价区内有中国特有种 3 种，分别为峨眉林蛙、沼水蛙和花臭蛙，根据《中国物种红色名录》，棘腹蛙（Paa boulengeri）被评为易危（VU）等级，黑斑侧褶蛙（Pelophylax nigromaculata）被评为近危（NT）等级，其均为无危（LC）。根据《“三有”保护动物名录》，评价区内有中国特有种 7 种，为中华蟾蜍、泽蛙、棘腹蛙、沼水蛙、花臭蛙、斑腿泛树蛙和饰纹姬蛙。

（3）根据评价区域内生境特点及两栖类的生活习性，评价区域的两栖类可以划分为以下几种类型：

稻田、水塘类型：活动于稻田、水塘及其附近灌草丛中的种类，有黑斑侧褶蛙、峨眉林蛙和棘腹蛙。

旱地类型：活动于潮湿旱地、泥窝中的种类，有泽蛙、斑腿树蛙和饰纹姬蛙。

灌草丛类型：活动于灌草丛中的种类，有中华蟾蜍。

（4）工程范围涉及到农田、民居、灌草丛、森林等各类生境，以及溪沟、河流、河滩、岸边阶地等水域周边环境，评价区的所有 9 种两栖动物都可能出现在这些区域出现。稻田、水塘类型、旱地类型两栖类为常见物种。从调查情况看，评价区域常见的种类有中华蟾蜍、黑斑侧褶蛙、泽蛙和饰纹姬蛙等，具有一定的种群数量。

8.1.6.2 爬行动物

（1）按《四川爬行类动物原色图鉴》分类系统，根据文献资料、实地调查和访问，评价区有爬行动物 2 目 6 科 14 种，其中龟鳖目 1 科 1 属 1 种，有鳞目 5 科 11 属 13 种。有鳞目有蜥蜴亚目和蛇亚目 2 个亚目，其中蜥蜴亚目包括蜥蜴科 1 属 1 种、壁虎科 1 属 1 种、石龙子科 2 属 2 种，蛇亚目包括游蛇科 5 属 7 种、蝰科 2 属 2 种。各科中以游蛇科种类占优势，其所占比例为 50%。

表 8.1-1 评价区爬行类物种统计表

目		科	种	占全部物种比例%
龟鳖目 TESTUDINES		鳖科 Trionychidae	1	7.14
有鳞目 SQUAM	蜥蜴亚目 LACERTILIA	蛇蜥科 Anguidae	1	7.14
		蜥蜴科 Libamidae	1	7.14

ATA		石龙子科 Scincidae	2	14.28
	蛇亚目 SERPENTES	游蛇科 Colubridae	7	50
		蝰科 Viperidae	2	14.28
合计		**6 科**	**14**	**1000**

评价区的爬行动物中属季风型（E）的有 5 种，为中华鳖（Pelodiscus sinensis）、北草蜥（Takydromus septentrionalis）、赤链蛇（Dinodon rufozonatum）、虎斑颈槽蛇（Rhabdophis tigrinus）和短尾蝮（Gloydius brevicaudus），占评价区爬行动物数量的 35.71%；属南中国型（S）的有 6 种，为蹼趾壁虎（Gekko subpalmatus）、蓝尾石龙子（Eumeceselegans）、翠青蛇（Cyclophiopsmajor）、王锦蛇（Elaphecarinata）、玉斑锦蛇（Elaphemandarina）和原矛头蝮（Protobothrops mucrosqumatus），占 46.15%；属东洋型（W）的有 3 种，铜蜓蜥（Sphenomorphus indicus）、黑眉锦蛇（Elaphe taeniura）和乌梢蛇（Zaocys dhumnades），占 42.868%。属东洋型的有 3 种，为铜蜓蜥（Sphenomorphus indicus）、黑眉锦蛇（Elaphe taeniura）和乌梢蛇（Zaocys dhumnades）。从各分布型的比例上看，评价区的爬行类以南中国型为主，以东洋界成分占绝对优势。

（3）评价区内未发现有国家和四川省级重点保护爬行动物物种。评价区内有中国特有爬行类 3 种，为蹼趾壁虎、北草蜥和蓝尾石龙子。

根据《中国物种红色名录》，被评为濒危等级（EN）的物种有 1 种，为中华鳖；易危（VU）等级的物种有 4 种，包括王锦蛇、玉斑锦蛇、黑眉锦蛇和乌梢蛇。其余 9 种均为无危（LC）。根据《“三有”保护动物名录》，评价区 14 种爬行类除铜蜓蜥外均为“三有”保护物种。

（4）根据爬行类的生活习性，并结合评价区的生境特征，可把评价区内的物种分为以下几种生活类型：

农居环境类型：可以生活在居民房舍及其周围地区，包括蹼趾壁虎、赤链蛇、黑眉锦蛇、虎斑颈槽蛇、原矛头蝮和短尾蝮。

农田及灌草丛类型：生活在农耕地、灌丛及草丛中，包括铜蜓蜥、蓝尾石龙子、短尾蝮、原矛头蝮、翠青蛇、赤链蛇、王锦蛇等。

森林及林缘类型：主要栖息在森林内，并可常在林缘活动，包括王锦蛇、翠青蛇、虎斑颈槽蛇、乌梢蛇和原矛头蝮。

水生类型：主要生活在多种水环境（包括水田、池塘、水坑、河流）及附近的

草丛，主要活动在水环境，少上陆地环境。其种类有中华鳖。

（4）评价区的爬行动物较多，最常见的是蛇类，如蹼趾壁虎、黑眉锦蛇和乌梢蛇等在评价区很容易见到；中华鳖以前比较常见，但现在比较少见。工程范围涉及到农田、民居、道路、荒草坪、灌草丛、森林、溪流、水塘等各类生境，评价区所有的 14 种爬行动物都可能出现。农居环境类型、农田及灌草丛类型爬行类为常见物种。

8.1.6.3 鸟类

根据文献资料、实地调查和访问，评价区有鸟类本项目评价范围内共有鸟类 12 目 20 科 38 种。主要为麻雀、白鹭、金腰燕、白颊噪鹛、小白腰雨燕、黑卷尾、家燕、领雀嘴鹎、白腰文鸟、白鹡鸰、珠颈斑鸠、白头鹎、棕头鸦雀、山斑鸠、红嘴蓝鹊、黄臀鹎、棕背伯劳、喜鹊、虎纹伯劳、乌鶇、红头长尾山雀、灰胸竹鸡、灰鹡鸰、八哥、绿头鸭、暗绿绣眼鸟、苍鹭、大杜鹃、黑枕黄鹂、大山雀、大鹰鹃、小鸊鹈、白腰草鹬、普通翠鸟、北红尾鸲、绿背山雀、普通鸬鹚、董鸡。

评价区未发现有国家级重点保护鸟类；四川省重点保护鸟类有 5 种，分别为小鸊鹈（Tachybaptus ruficollis）、普通鸬鹚（Phalacrocoraxcarbo）、董鸡（Gallicrex cinerea）、大鹰鹃（Cuculus sparverioides）和小白腰雨燕（Apus affinis）。

（3）根据评价区域内生境特点及鸟类的生活习性，评价区域的鸟类可以划分为以下四种。

农田、村落类型：生活在农田、村落环境中的鸟类。如白头鹎、麻雀、家燕（Hirundorustica）、金腰燕（HirundoDaurica）、棕背伯劳（Laniusschach）、白鹡鸰（Motacillaalba）、珠颈斑鸠（Streptopeliachinensis）等。

灌丛类型：生活在灌丛生境中的鸟类。评价区常见的有白头鹎、白颊噪鹛（Garrulaxsannio）、红头长尾山雀（Aegithalosconcinnus）和大山雀（Parusmajor）等。

森林类型：生活在森林生境中的鸟类。如红嘴蓝鹊（Urocissarythrorhyncha）、山斑鸠（Streptopeliaorientalis）、大杜鹃（Cuculuscanorus）、柳莺等。

湿地类型：生活在溪河、水库湿地生境中的鸟类。如小鸊鹈、白鹭（Egretta garaetta）、普通翠鸟（Alcedo atthis）等。

（4）评价区域数量最多的是麻雀、白鹭和金腰燕，它们常常成群活动。其次是

白颊噪鹛、小白腰雨燕和黑卷尾、家燕、领雀嘴鹎、白腰文鸟，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。

8.1.6.4 兽类

（1）根据文献资料、实地调查和访问，通过实地调查，并结合历史资料，按照王应祥（2003）《中国哺乳动物种和亚种分类名录与分布大全》的分类体系，评价区有兽类 5 目 7 科 17 种。在 5 个目中，啮齿目物种数最多，有 1 科 7 种。其次为食肉目，有 1 科 4 种。

表 8.1-2 评价区兽类统计表

目	科	种
食虫目 INSECTIVORA	鼩鼱科 Soricidae	2
翼手目 CHIROPTERA	蹄蝠科 Hipposideridae	1
	菊头蝠科 Rhinolophidae	1
	蝙蝠科 Vespertillonidae	1
食肉目 CARNIVORA	鼬科 Mustelidae	4
啮齿目 RODENTIA	鼠科 Muridae	7
兔形目 LAGOMORPHA	兔科 Leporidae	1
合计	**7**	**17**

（2）评价区未发现有国家重点保护兽类、四川省级重点保护兽类。评价区内未发现有中国特有兽类；主要分布于我国的兽类有 1 种，为短尾鼩（Anourosorex squamipes）。根据《中国物种红色名录》，被评为近危等级（NT）的物种有 3 种，为狗獾（Meles meles）、鼬獾（Melogale moschata）和猪獾（Arctonyx collaris），易危等级（VU）物种 1 种，为喜马拉雅水麝鼩（Chimarrogale himalayica）。

根据《“三有”保护动物名录》，评价区被列入“三有”保护物种名录的兽类有 6 种，为黄鼬、鼬獾、猪獾、狗獾、北社鼠（Niviventer confucianus）和草兔（Lepus capensis）。

（3）根据评价区域内生境特点及哺乳类的生活习性，评价区域的哺乳类可以划分为以下 3 种类型：

农田、村落类型：生活在农田、村落环境中的哺乳类，有大蹄蝠（Hipposideros armiger）、普通伏翼（Pipistrellus pipistrellus）、巢鼠（Micromys minutus）、黄鼬、鼬獾、褐家鼠（Rattus norvegicus）、小家鼠（Mus musculus）、黄胸鼠（Rattus tanezumi）

等。

溪流、水域类型：生活在溪沟及各大小水体附近的种类，有喜马拉雅水麝鼩。

灌丛、森林类型：是生活在灌丛、森林生境中的哺乳类。如鼬獾、草兔等。

（4）评价区域主要以短尾鼩、褐家鼠、北社鼠、草兔和普通伏翼最为常见。黄鼬、猪獾、狗獾，近年来均很少发现其踪迹，数量相对较少。农田、村落类型以及灌丛、森林类型楼兽类为常见、优势种类。

8.1.6.5 陆生脊椎动物多样性现状评价

评价区内分布陆生脊椎动物 20 目 37 科 78 种。脊椎动物中，鸟类物种数占到了 48.7%，两栖、爬行和兽类 3 个类群占比较小。两栖和爬行动物、兽类物种数少，而评价区人为活动强度大，兽类分布受影响大，鸟类所受影响相对较小。评价区地处沱江流域农耕区，人类活动历时很长，生境较单一。评价区的脊椎动物物种多样性不高。

表 8.1-3　评价区脊椎动物物种多样性分析表

类群	目	科	物种数量	物种数比例%
两栖类	1	4	9	11.5
爬行类	2	6	14	18.0
鸟类	12	20	38	48.7
兽类	5	7	17	21.8
合计	**20**	**37**	**78**	**100**

8.1.6.6 珍惜保护动物、特性、栖息地

评价区未发现有国家重点保护兽类、四川省级重点保护兽类、两栖类和爬行类动物。评价区未发现有国家级重点保护鸟类；评价区四川省重点保护鸟类有 5 种，分别为小䴙䴘（Tachybaptus ruficollis）、普通鸬鹚（Phalacrocoraxcarbo）、董鸡（Gallicrex cinerea）、大鹰鹃（Cuculus sparverioides）和小白腰雨燕（Apus affinis）。但在评区域均不常见。

小䴙䴘：以捕捉的小鱼为主，偶尔也会捕捉小虾子或水中的小型节肢动物。性怯懦，常匿居草丛间，或成群在水上游荡，极少上岸，一遇惊扰，立即潜入水中。属于日间活动性的鸟类。除了繁殖期间外，夜晚通常停栖于隐密的水塘或湖泊边的草丛中。营巢于沼泽、池塘、湖泊中丛生芦苇、灯心草、香蒲等地，多在山地小型水面。如果住地冬季结冰，会搬到较暖和的海边或者较大不结冰的湖。生境:营巢于

沼泽、池塘、湖泊中丛生芦苇、灯心草、香蒲等地，多在山地小型水面。

普通鸬鹚：栖息于河流、湖泊、池塘、水库、河口及其沼泽地带。亦常停栖在岩石或树枝上晾翼。野生鸬鹚平时栖息于河川和湖沼中，夏季在近水的岩崖或高树上，或沼泽低地的矮树上营巢。性不甚畏人。常在海边、湖滨、淡水中间活动。常成小群活动。善游泳和潜水，游泳时颈向上伸得很直、头微向上倾斜，潜水时首先半跃出水面、再翻身潜入水下。飞行时头颈向前伸直，脚伸向后，两翅扇动缓慢，飞行较低，掠水面而过。休息时站在水边岩石上或树上，呈垂直坐立姿势，并不时扇动两翅。性不甚畏人。常在海边、湖滨、淡水中间活动。栖止时，在石头或树桩上久立不动。飞行力很强。除迁徙时期外，一般不离开水域。主要食鱼类和甲壳类动物为食。鸬鹚在捕猎的时候，脑袋扎在水里追踪猎物。鸬鹚的翅膀已经进化到可以帮助划水。因此，鸬鹚在海草丛生的水域主要用脚蹼游水，在清澈的水域或是沙底的的水域，鸬鹚就脚蹼和翅膀并用。在能见度低的水里，鸬鹚往往采用偷偷靠近猎物的方式到达猎物身边时，突然伸长脖子用嘴发出致命一击。这样，无论多么灵活的猎物也绝难逃脱。在昏暗的水下，鸬鹚一般看不清猎物。因此，它只有借助敏锐的听觉才能百发百中。 鸬鹚捕到猎物后一定要浮出水面吞咽。繁殖期发出带喉音的咕哝声，其他时候无声。但群栖时彼此间为争夺有利位置发生纠纷时会发出低沉的"咕、咕咕"的叫声。

董鸡：董鸡栖息于水稻田、池塘、芦苇沼泽、湖边草丛和富有水生植物的浅水渠中。董鸡初迁来时栖息在水草丛中或水边农田中，当早稻秧苗长高以后，就迁到秧田中。董鸡在中国为夏候鸟。迁徙的时间因地区而变化。春季于 4 月末至 5 月末迁来；秋季于 10 月至 11 月迁走。性机警，常单独或成对活动。很少见成群。白天通常匿藏在水稻田或水草丛中，晚上才出来活动。有时白天也上到田埂或苇塘边空旷地上活动，见人立刻隐入稻田或苇塘与草丛中。善行走，常在浅水中涉水取食，行走时尾翘起，一步一点头。受惊时迅速奔跑，很快逃进附近草丛或灌丛中匿藏。一般不轻易起飞。在危急时也被迫起飞，但一般飞不多远又落入草丛，潜匿于茂密草丛深处。有时也在水面游泳。多在晨昏活动，阴天时可整天活动。站立姿势挺拔；飞行时颈部伸直，平时很少起飞，善于涉水行走和游泳，雄鸟行走时尾翘起，头前后点动。发情期鸣声很像击鼓，清脆嘹亮，单调低沉，略似“咯-咚”，“咯”音长，“咚”音短，有时数声连鸣，多在清晨和黄昏时鸣叫。杂食性，主要吃种子和绿色

植物的嫩枝、水稻，也吃蠕虫和软体动物、水生昆虫及其幼虫以及蚱蜢等。在苏北于 6-7 月剖验 11 个雄性董鸡的胃，其中植物性食物有眼子菜叶、莎草种子、麦粒、稻谷、荸荠种子及稗粒，动物性食物有鞘翅目的夜行虫、象鼻虫、龙虱幼虫、步行虫，鳞翅目的螟蛾及螟蛾蛹，直翅目的稻蝗、蝼蛄，缨尾目的稻蓟马，半翅目的稻椿象，膜翅目的黄峰，双翅目的蝇类以及蜘蛛、水螺和砂砾，特别爱吃龙虱幼虫，曾在 1 只雄鸟胃中取出 8 条较大的龙虱幼虫，因此董鸡对农业有益。

大鹰鹃：多见于山林中，高至海拔 1600 米，冬天常到平原地带。隐蔽于树木叶簇中鸣叫，白天或夜间都可听到。在中国为夏候鸟。4-5 月迁来，9-0 月迁走。多单独活动于山林中的高大乔木上，有时亦见于近山平原。喜隐蔽于枝叶间鸣叫，繁殖期中，常彻夜狂叫不休。鸣声三声一度，略似“ter-da-a”，故有“打快乐”的俗名，音调先低后高，洪亮有力。先是比较温柔的低音调，随后逐渐增大，音调高亢，终日鸣叫不休，甚至夜间也可以听到它的叫声，但常常闻其声而不见其形，有时会突然从鸣叫处的枝叶间跃飞而出，在一阵快速拍翅飞行后，滑翔一段，加上羽色类似雀鹰，常被误认为雀鹰，可使其他小鸟一时发生慌乱。鹰鹃的食物以昆虫为主。不自营巢，卵大多产于各种画眉的旧巢中。让别的小鸟代孵和喂养；大鹰鹃的幼鸟孵化后；还常把“养母”的卵或雏鸟抛弃于巢外。主要以昆虫为食，特别是鳞翅目幼虫、蝗虫、蚂蚁和鞘翅目昆虫最为喜欢，亦兼吃果类。

小白腰雨燕：主要栖息于开阔的林区、城镇、悬岩等各类生境中。岩壁、洞穴以至城镇等建筑物等处均见。主要栖息于开阔的林区、城镇、悬岩和岩石海岛等各类生境中。成群栖息和活动。有时亦与家燕混群飞翔于空中。飞翔快速，常在快速振翅飞行一阵之后又伴随着一阵滑翔，二者常交替进行。主要以膜翅目等飞行性昆虫为食。多在飞行中捕食。

根据走访调查和现场调查，评价范围内未发现珍稀保护动物栖息地分布。各类保护动物在评价范围的活动主要为飞行、觅食、停歇，均不常见，属于少见物种。但由于集气管线线路长，调查时无法对管线进行全线调查，若施工过程发现保护鸟类的栖息地（生息繁衍的重要区域如巢、穴、洞）应进行合理避让，难以无法避让，应采取易地保护，在周边类似生境进行易地重建栖息地，将保护动物迁移到重建的栖息地。

8.1.7 水生生态现状

拟建项目所在区域属于沱江流域，评价区域主要分布河流有旭水河及其支流，沱江其他支流。项目新建管线穿越河流主要为旭水河支流 1 次。根据旭水河流域相关水生生物调查资料，水生生物分布情况如下：

（1）浮游植物

旭水河及其支流浮游植物 5 门 67 种。其中绿藻门最多，有 29 种；硅藻门次之，有 23 种；蓝藻门 9 种，黄藻门 3 种，裸藻门 3 种。水生植物都是广布种或很常见的普生种。调查河流位于川东低山丘陵区，山势较平缓，河谷较开阔，调查区域河流由于堰坝的修建已部分渠化，河道水流较缓，由于两岸农田和居民生活影响，水体有一定富营养化。

（2）浮游动物

浮游动物以水生细菌和浮游藻类为食，是属于水生生态系统中的消费者和第二营养级，亦称次级生产力，也是所有幼鱼和某些成鱼的饵料生物。经查阅相关资料，区域水域浮游动物的区系由门类 24 种组成，其中轮虫、节肢动物原生动物种类较多，分别为 10 种、11 种。原生动物门 3 中。

（3）底栖动物

底栖无脊椎动物是第三营养级的主要组成，也是原河道形态饵料生物中生物量较大的类群，为江河中多数鱼类的饵料基础，并且与江河鱼类的生态类群和区系组成有密切关系。本次调查点共有底栖动物 3 门 18 种，其中软体动物门 9 种，环节动物 1 种，节肢动物门 8 种。河底多泥沙，软体动物的螺类最多，为优势类群。

（4）水生维管束植物

水生维管束植物是生活在水中的维管束植物的总称，包括水生蕨类植物和水生被子植物，是水体中的生产者，能直接利用太阳能，通过光合作用制造有机养分，使之变成可供草食性水生动物的饵料，同时也是众多粘卵的附着物，在水生生态系统中具有重要作用。调查区域河流在河岸有较多的空心莲子草（Alternanthera philoxeroides）、南艾蒿（Artemisia verlotorum Lamotte）、水蓼（Polygonum hydropiper）、芦苇（Phragmites australis）等湿生植物，部分河道有大漂（Pistia stratiotes）、凤眼莲（Eichhornia crassipes）等浮生植物。

（5）鱼类

A、种类组成

根据调查资料和走访调查，本项目穿越旭水河支流水域鱼类少，主要鱼类有 10 种，彩石鳑鲏、四川华鳊、黑尾鱎、麦穗鱼、鲤、鲫、黄颡鱼、子陵吻鰕虎鱼、食蚊鱼。隶属于 4 科 10 属，其中鲤科 6 属 6 种。

B、珍稀保护及特有鱼类

根据历史资料记载和走访调查，评价河段无珍稀保护及特有鱼类分布。

C、鱼类“三场”

根据历史资料记载和走访调查，评价河段无产卵场、越冬场、索饵场等鱼类重要生境分布。

8.1.7 生态系统现状

评价区的生态系统可划分为农业生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、水域生态系统等。其中，评价区域生态系统以农田生态系统为主。

（1）森林生态系统

①结构和特点

森林生态系统是由乔木为主体的生物群落及其环境组成的系统。与其他陆生生态系统相比，森林生态系统有着相对复杂的结构。

森林生态系统在评价范围内呈斑块状零星分布，在井站周边及管道沿线均有块状林地分布。区域内林地以次生人工林为主，受人为干扰较为严重，森林生态系统主要是针叶林。主要类型为柏木林、马尾松林、湿地松林、杉木林。

森林生态系统林下灌木种类及数量较少；草本植物稍多。

此外，竹林在评价范围内分布较多，但多零散分布，主要为楠竹林、慈竹林、麻竹林。竹林在管线周边分布较多，呈块状分布于居民点周边及河道两旁，长势较好。为人工栽培，林下灌草分布较少。

森林为动物提供了食物资源，也是防御天敌的良好避难所，因此森林生态系统中有相对较多动物物种，单总体不丰富。该区内的大部分动物物种在森林生态系统内均有分布，特别是鸟类、兽类、爬行类。

②功能：森林生态系统服务功能主要包括森林在固氮释氧、涵养水源、保育土壤、积累营养物质、净化空气、水土保持、生物多样性保护及森林游憩等方面提供

的生态服务功能。作为碳循环过程中的重要的汇；提高大气中的氧含量，净化大气环境；为生物提供栖息地；为人类提供防护、木材等功能。

（2）灌丛和灌草丛生态系统

①结构和特点

灌丛生态系统的结构与森林类似，不同的是其主体为灌木或灌草丛。评价区林地以灌木林为主，评价区的灌丛和灌草丛生态系统相对林地分布更广，是区域仅次于农业生态系统的生态系统。 生活在灌丛生态系统中的动物类群与森林生态系统中的较为相似，不同的是物种个体往往较小。包括有少量两栖类，多数的爬行类，鸡形目的雉科、雀形目的鹎科、画眉科、山雀科和鸦科等鸟类，以及以食肉目、啮齿目和兔形目为主的兽类。

在评价区内，灌丛生态系统主要出现在乔木被砍伐的地区、弃耕地、河岸等人类干扰较强的地区，或者是地形不适宜乔木生存的地区。

②功能

灌木生态系统的功能与森林类似。 但灌木生态系统往往不稳定，可能在适宜的环境下演替为森林，也有可能在干扰下退化。与森林生态系统相比，灌丛生态系统的结构层次、动植物物种数量、稳定性均较少较低，综合生物多样性指数较森林低。

（3）水域生态系统

①结构

在评价区中，水域生态系统包括河流、水库、池塘、河滩等区域以及生活在其中的生物群落。其分布特点是以点状（水库、塘等）或线状（河流）为主，人工生态系统多依附于其周边。其植物群落包括挺水的莲，浮水的浮萍、喜旱莲子草、眼子菜等。水域生态系统中的动物类群与其余生态系统相比物种组成差异较大，少有兽类栖 息。常见鸟类有小鸊鹈、普通鸬鹚、白鹭、绿翅鸭、普通翠鸟等。两栖类动物也大多生活其中。由于区域水库、河流较小，受季节影响较大，河流生态系统内生物多样性指数较低。

②功能

水是水域生态系统区别于其他生态系统的关键。水的密度远大于空气，使得生物在水体和陆地之间的移动变得困难。水体的温度变化较小，使得其环境异质性也较小。水对于太阳光有较强的衰减作用，使得水域生态系统中的能量利用率较低。

而水作为一 种良好的溶剂，大量无机和有机物能进入水中，为整个系统提供了丰富的能量和物质来源。同时，水的运动使不同的水体相互联系，使得水域生态系统中能量和物质的流动能力远大于其他生态系统。水域生态系统在调节径流、维持生物多样性、蓄洪防旱、控制污染等方面具有其他生态系统不可替代的作用。

（4）农业生态系统

①结构及特点

农业生态系统属于人工建立的生态系统，其主要特点是人的作用非常关键，人们种植的各种农作物是这一生态系统的主要成员。农业生态系统在评价区中面积最大约为 1511hm^2，占总面积的比例约 85%，广泛分布于河岸、丘陵缓坡、谷底等地。评价区的农业开发历史悠久，农作物品种繁多，包括水稻、冬小麦、玉米、番薯等粮食作物，豆类、瓜类、辣椒、茄子等蔬菜作物，以及各类水果等经济作物。

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，因此农田生态系统中动物种类少。农业生态系统结构（物种组成和各种群的比例）简单，物种多样性贫乏，抗干扰能力差。除按人们的意愿种养的优势物种（农作物和家养动物）外，其他物种通常要予以抑制或排除，导致生物多样性大大减少，群落结构简单。因此，农业生态系统的稳定性比较低，容易受到旱涝灾害和病虫害的影响，需要人为的管理调节。由于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。爬行动物中的灌丛石隙型、住宅型的种类多在农田及周围活动。鸟类在农田生态系统中有一定种类分布。

②功能

农业生态系统的功能是将太阳能转化为人类生存所需的化学能。在农业生态系统中，人起着主导作用。种植哪些农作物，饲养哪些家禽和家畜，都是由人来决定的。这 种生态系统除了利用太阳能外，同时人还要不断地从事喂养、播种、施肥、灌溉、除草、治虫和收割等活动以输入辅助能，只有这样，才能使农业生态系统经济效益最大。由于农作物生长的 季节性，该生态系统的结构还有显著的周期性。 从生态系统功能的观点出发，农业生态系统结构需要人大量输入辅助能才能维持， 辅助能以使用优良品种、耕作、灌溉、施肥、除草、杀虫、防病等形式输入。没有这些辅助能的输入，现有农业生态系统结构将会改变，经济效益将大幅度下降。

8.1.8 主要生态问题、演变趋势

评价区域由于人为活动较多，加上历史原因对森林生态系统的破坏，导致评价区域森林覆盖率低，人口密度较大，耕地垦殖过度，农村面源污染，地表径流水质污染相对比较突出。区域以农业生态系统为主，森林生态系统弱化，导致区域整体生态系统结构（物种组成和各种群的比例）简单，物种多样性贫乏，抗干扰能力差。生态系统的稳定性比较低，容易受到旱涝灾害和病虫害的影响。同时受周边城镇开发对农业、林地生态系统挤站。

区域生态环境发展趋势为城镇周边农业生态系统向城镇生态系统转变。同时由于农村人口的减少，农村荒地面积的增加，部分农业生态系统向灌草丛、林地生态系统转变，有利于提升区域的生物多样性和生态结构的稳定性。

8.1.9 生态现状综合评价

评价区域以农业生态系统为绝对主导，评价区域森林覆盖率低，森林、灌草、水生生态系统分布比较零星分散。评价区植被受到区内人类活动的严重干扰，基本成为人工林和次生林，评价区内无原生自然植被分布。评价区域未发生珍稀保护植物，占地范围未发现古树名木。

评价区动物物种种类相对较少，数量较少，营养层次较简单，生物多样性不丰富，生态系统的稳定性比较低。评价区为发现国家级保护动物，发现有5中四川省重点保护鸟类活动，未在评价区发现保护动物栖息地，各类保护鸟类在评价范围的活动主要为飞行、觅食、停歇。

评价范围水生生物少，极其少量普通鱼类，无珍稀保护类，无鱼类三场。

区域生态环境发展趋势为城镇周边农业生态系统向城镇生态系统转变。同时由于农村人口的减少，农村荒地面积的增加，部分农业生态系统向灌草丛、林地生态系统转变，有利于提升区域的生物多样性和生态结构的稳定性。

8.2 施工期生态影响分析及生态保护、恢复措施

评价结合现状调查各评价对象生态学特性，本项目评价工作等级为三级。采用定量分析与定性分析相结合的方法进行预测与评价。主要采用生态机理分析法、指数法和类比法进行分析评价。

8.2.1 施工期生态影响分析

8.2.1.1 工程建设对土地利用的影响

（1）永久性占地影响

本项永久占地面积约 5.071hm^2，占用的土地类型主要为耕地，占总面积 93.6%，少量林地约占 6.3%，林地主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林，中以灌木林为主。

占用耕地占评价范围的耕地面积比例约 0.3%，占用林地占评价范围的林地面积比例约 0.37%，对区域的土地利用类型影响甚微。总体不会改变评价范围土地利用总体格局。

（2）临时占地影响

项目临时用地为线路施工作业带、堆管场、施工便道等施工用地和站场周边临时房屋用地，共计约 16.335hm^2。占地类型主要为水田、旱地，另外临时占用少量普通林地。

工程临时性占地将在短期内改变土地利用性质。工程结束后，临时占地恢复其原有土地利用方式，工程建设基本不改变工程的土地利用格局。

临时占用耕地在施工结束后进行复垦，只影响一季的生产和土地利用方式。

临时占用少量林地（0.72hm^2）在管道两侧 5m 范围内不能种植深根植物，通过采用草本植物进行恢复，总体土地利用性质不会明显改变。只是少部分林地中的乔木、灌丛被草丛替代。且临时占用林地比例占评价范围林地比例 0.8%。对区域林地的土地利用类型影响甚微。

综上，本项目实施对区域土地利用类型影响小，总体不会改变评价范围土地利用总体格局。

8.2.1.2 对临时占地土壤的影响

拟建工程建设对土壤的影响主要是施工期对土壤的占压和扰动破坏。临时占地在工程结束后 1～2 年耕作可恢复其原有使用功能。但因重型施工机械的碾压、施工人员的践踏、土体的扰动等原因，施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定的影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续 1～2 年，随着时间的推移逐渐消失，最终使农作物的产量和品质恢复到原来的水平。

具体表现如下：

①扰乱土壤耕作层、破坏土壤结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15cm～25cm，是农作物根系生长和发达的层次。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分直接受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。输气管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较芯土层好，其有机、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30～40%，土壤养分将下降 30～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤环境污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。 这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，施工机械设备跑冒滴漏油类可能造成污染。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对土壤的污染影响很小，类比同类型天然气管道施工，未出现因施工导致土壤环境质量明显影响导致超标的情况。

综上分析，临时占地主要改变了土壤结构和土壤养分状况，通过按照土地复垦的相关规范和标准进行土地复垦，土壤质量将会逐渐得到恢复。

8.2.1.3 对植被及物种多样性影响

（1）永久占地对植被的影响

工程永久占地范围内的植物物种和植被将受到直接影响，原有植被被清除，群落中的农业栽培植物、乔木、灌木、草本物种植株死亡。

本项永久占地面积约 5.071hm²，土地类型主要为耕地，占总面积 93.6%，主要破坏农业栽培植物，水田以水稻为主，旱地以玉米、红苕、花生、油菜、小麦 黄豆为主。破坏的农业植物占评价范围的比例很小，影响很小。

本项永久占少量林地约 3200m²，林地主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林，中以灌木林为主，少量经济林和果园。

植被类型主要为柏树、竹、白茅、黄荆、构树、斑茅、黄茅、小白酒草、车前、酢浆草。植被类型在评价区广泛分布，也是评价区的常见种。减少的生物量约 17t，占计算评价区域自然植被生物量（4899.5t）比例约 0.35%。影响甚微。不会导致评价区内植物群落的种类数量发生明显变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。

（2）临时占地对植被的影响

本工程建设临时占地主要为集输管线开挖管沟，沿线植被将因直接侵占而破坏，沿线农田将因侵占而短期无法耕种。同时，施工尘土附着在作物叶片表面，影响植物光合作用，尤其是对作物幼苗生理特性产生影响；施工人员和施工机械设备的践踏、碾压也会对周界作物生产产生不利影响。施工结束后覆土回填，地表受影响植被得以缓慢恢复，工程带来的不利影响降低。影响程度分析见下表。

表 8.2-1　　管线施工对植被和耕地的影响

影响区域		影响程度	持续时间	可否恢复	影响原因
开挖区（管沟中心两侧 2m）	植被	完全破坏	1～3 年	部分可	管沟开挖、土壤结构改变、土石方堆放
	耕地	完全破坏	1 季	可	
施工区（管沟两侧 2～5m）	植被	严重破坏	1～3 年	部分可	管材堆放，施工人员践踏
	耕地	严重破坏	1 季	可	

由上表可以看出，管线施工期对植被的影响主要集中在管沟中心两侧各 2m 的开挖区范围内，植被和耕地由于管沟的开挖造成植被的严重破坏和耕地土体结构的严重破坏，影响的时间主要是在施工期，直接影响持续时间大多在 1～3 个月以内；在管线两侧 2～5m 的范围内，植被和耕地由于施工人员的活动也将受到一定的影响。堆管场、施工便道占地时间约 30d，使用完后立即对其临时占地进行恢复。

①农业栽培植物的影响

临时占地约 16.335hm²，其中农业栽培植物面积约 14.655hm²，占比约 89.7%。

水田以水稻为主，旱地以玉米、红苕、花生、油菜、小麦 黄豆为主。

由于农业种植植被在评价区分布广泛，因此受本项目建设影响面积较大，受侵占面积 14.655hm²，占评价范围的耕地面积比例约 0.3%。可见本项目建设主要影响农田栽培植被，与当地居民生产、生活密切相关。管线敷设完后立即开展复垦，项目建设对农业栽培植物的侵占影响将逐渐减轻，一般影响 1 季度的农作为。总体影响小。

②对林地植被的影响

本项临时少量林地约 7200m²，林地主要为农村分散分布的灌木林、竹林、柏树林，中以灌木林为主，少量经济林和果园。植被类型主要为柏树、竹、白茅、黄荆、构树、斑茅、黄茅、小白酒草、车前、酢浆草。植被类型在评价区广泛分布，也是评价区的常见种。

临时占地破坏林地植被减少的生物量约 38t，占计算评价区域自然植被生物量（4899.5t）比例约 0.78%。影响甚微。不会导致评价区内植物群落的种类数量发生明显变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。

根据生态学次生演替理论，管道施工过程是对植被及其生态系统的扰动是暂时性的，这种扰动一旦结束，则由施工形成的次生裸地便开始向植物群落方向演替。

根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始恢复演替过程。要恢复植被覆盖，草本最先进入，至少需要 1～2 年，灌木侵入需要 5～10 年。采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，2～3 年即可同步恢复草本植被和灌木植被。但是，恢复的含义并非是完全恢复原施工前的植被种类组成和相对数量比例，而只是恢复至种类组成近似，物种多样性指数值近似的状态，但仍有所降低。

由于管道安全的要求，在管沟两侧 5m 内不能种植根深植物，评价提出对凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整、恢复原貌，利用自然草丛恢复和种植采用浅根性草本植物进行恢复相结合，采用本地物种，管道沿线占用的林地将在 1-2 年恢复为草丛。恢复后减少乔木、竹林、灌丛面积约 7200m^2，相应增加草丛约 7200m^2。最终生物量减少约 34t，占计算评价区域自然植被生物量（4899.5t）比例约 0.69%。影响甚微。

（3）对重点保护野生植物及名木古树的影响分析

评价区农业开发历史悠久、人类活动干扰强度较大，评价区基本没有未受干扰的原生生境分布，调查未发现占地范围、评价区内重点保护野生植物野生保护植物。

通过对项目站场、管线所经过的直接占地影响区的现场调查，未在项目站场占地范围发现有挂牌的古树名木分布，管道沿线初步调查未发现有挂牌的古树名木分布，项目建设不涉及对古树名木的直接侵占影响。但由于集气管线线路长，调查时无法对管线进行全线调查，在确认占地红线时还应对占地区内的古树名木进行核实，如占地区内有古树名木分布应进行合理避让，确难以避让的应进行保护性移植，这样可以保证本项目所有设施建设均不对古树名木产生不利影响。施工期对重点保护野生植物及名木古树影响小。

综上，本项目主要影响农业栽培植物，通过施工临时占地的复垦措施，影响 1 季度作物，总体对农业栽培植物影响小。项目占用林地面积小，破坏少量普通林地植被，均属于区域常见、广布种，不影响珍稀保护植物和古树名木，通过对临时占用林地恢复为草丛，总体减少生物量很少。不会导致评价区内植物群落的种类数量发生明显变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。不会导致区域植物物种的消失和濒危物种增加。总体影响小可接受。

8.2.1.4 对野生动物及物种多样性影响

（1）两栖类、爬行类影响

工程占地会使得评价区域内两栖类、爬行类栖息地面积有所减少。两栖类行动较为缓慢，躲避伤害的能力较弱，爬行类行动较缓慢，躲避损伤的能力较弱。

施工机械挖掘、建筑材料堆放等均有可能造成两栖类、个体受伤或死亡，运输车辆也会直接压死个体。如果管理不严，施工人员可能有捕食王锦蛇、黑眉锦蛇、中华鳖等，还可能因畏惧、迷信等原因杀死蛇类。

工程施工期对周边地表水、土壤环境影响小，不会使工程区附近的两栖类、爬行类栖息环境变差，施工噪声振动对两栖类、爬行类栖息环境产生轻度影响。可能导致两栖类、壁虎类、蜥蜴类、蛇类等感知后，将使其远离振动和噪声源。

施工区分布的两栖类、爬行类均属种群数量较大的常见种，主要可能影响是工程施工会使得两栖类、爬行类个体向远离施工现场的适生地段迁移，可能在局部地段的少量个体受到损害。从而导致局部区域两栖类、爬行类分布格局的变化，使其在占地范围内种群短暂消失，但不会造成整个评价区域内这些两栖类、爬行类物种的消失；临时占地通过复垦、生态恢复后可再次作为两栖、爬行动物生境。永久占地少，挤占两栖、爬行动物生境面积小，评价区域有大量类似生境可供替代，影响小。

总的来看，工程施工占地会造成极少部分两栖、爬行类动物生境丧失，但对评价区种群数量影响很小，不会导致物种从评价区消失。

（2）鸟类影响

评价区域麻雀、珠颈斑鸠、黑卷尾、棕背伯劳、棕头鸦雀等鸟类主要栖息于森林和灌草丛生境中，筑巢于树枝、灌丛或树洞之中。工程施工期间，部分森林和灌丛植被受到破坏，使这些鸟类栖息环境缩小，部分鸟巢可能遭受破坏，部分鸟蛋、雏鸟受到损失，工程施工期间，施工人员进入施工现场，如果管理不严，可能出现施工人员捕捉鸟类的现象，可能对其种群数量造成影响。由于鸟类善飞翔、具有极强的迁移能力，因此除人为蓄意捕杀外，工程建设基本不会直接伤害到鸟类个体，通过加强施工人员管理、杜绝偷猎行为.不会使鸟类种群数量发生大的变化，预计影响小。

施工挖掘、运输车辆运行、机械运转等产生的噪声和振动，将使分布于直接破坏区附近的鸟类远离施工区域。据有关研究成果表明，鸟类对声音的感受范围基本

上与人类相似，但通常情况下，其最佳听阈范围约为 1000Hz～5000Hz，而不能像人一样听到低频声，因此有些鸟类对噪声有着很强的忍耐力，并且能很快适应噪声，这也是为什么机场周围仍常有鸟类活动的原因。但是科学研究表明，噪声对鸟类的繁殖会产生一定影响，主要是当噪声达到一定值时，超出鸟类的忍耐限度，会出现鸟类弃巢现象。荷兰学者 Reijnen（1995）花费十年的时间，对四十多种鸟类进行观察和研究，得出"交通噪声可能对鸟类繁殖有较大影响"的结论，他指出，当昼夜 24 小时的等效连续 A 声级 Leq（24h）超过 50dB（A）时，栖息地处的鸟类繁殖密度会下降，下降率为 20%～98%。根据预测和同类项目施工类比分析，拟建项目施工期噪声施工附近 50m 处可以达到背景值（昼间，夜间不施工），据此估计，施工期对鸟类栖息、活动受影响的范围较小。

评价区域内的鸟类以常见鸟类为主。这些鸟类分布地域广，适应环境能力强，工程建设不会造成其种类灭绝。工程所在区域为传统农业耕种区，鸟类已适应了高强度干扰环境，躲避危险环境的能力较强，不易被施工作业损伤和人为捕捉，更不易因施工损伤和人为捕捉造成物种灭绝。此外，由于鸟类能够飞翔，运动能力强，施工一开始，它们就可以迅速离开施工场地。另一方面，施工项目按规划走向呈狭窄的线状分布，评价区鸟类不需要飞行太远距离就能离开施工现场。且施工场地周边有大量的类似生境替代。

工程施工区及其附近区域主要为居民-农耕区，此区域人类活动干扰强烈。居民-农耕区鸟类绝大多数是与人类活动相关的一些物种，如白头鹎、麻雀、家燕（Hirundorustica）、金腰燕（HirundoDaurica）、棕背伯劳（Laniusschach）、白鹡鸰（Motacillaalba）、珠颈斑鸠（Streptopeliachinensis）、白颊噪鹛（Garrulaxsannio）、红头长尾山雀（Aegithalosconcinnus）和大山雀（Parusmajor）等。这些鸟类基本属于大地域和广生境分布，能够适应多种环境，对人类干扰也不是特别敏感。临时占地通过复垦、生态恢复后可再次作为鸟类生境。永久占地少，挤占鸟类生境面积小，评价区域有大量类似生境可供替代，影响小。

综上，工程施工占地会造成极少部分鸟类生境丧失，施工活动对鸟类的影响小，总体对评价区鸟类种群数量影响很小，不会导致鸟类物种从评价区消失。

（3）兽类影响

评价区内短尾鼩、褐家鼠、北社鼠、小家鼠和草兔等兽类主要栖息于森林和灌

草丛生境中。工程施工期间，工程占地使得部分森林和灌丛植被受到破坏，兽类在评价区域内的栖息地面积有所减少，部分兽类物种的种群数量在施工期及其后一段时间可能减少。工程施工期间，如果管理不严，可能出现施工人员偷猎草兔、猪獾等现象。施工机械挖掘、弃渣倾倒等均有可能对工程区附近的食虫类如短尾鼩、啮齿类如北社鼠、巢鼠等造成损伤。 由于兽类具有较强的迁移能力，因此除人为蓄意捕杀外，通过加强施工人员管理、杜绝偷猎行为,工程建设基本不会直接伤害到兽类个体，不会使兽类种群数量发生大的变化，预计影响小。

施工挖掘、运输车辆运行、机械运转等产生的噪声和振动，影响范围一般在周边 50m。将使分布于直接破坏区附近的兽类远离施工区域。机械施工产生的噪音可能 会对翼手类的回声定位产生影响，因此，翼手类可能会暂时回避施工区域。且施工场地周边有大量的类似生境替代。

评价区域内分布的兽类主要是食虫目、翼手目、啮齿目、兔形目的小型动物。这些 动物均是广泛分布的物种，适应范围广，迁移能力强，不会因施工作业而使其物种灭绝。临时占地通过复垦、生态恢复后可再次作为兽类生境。永久占地少，挤占兽类生境面积小，评价区域有大量类似生境可供替代，影响小。

综上，工程施工占地会造成极少部分兽类生境丧失，施工活动对兽类的影响小，总体对评价区兽类种群数量影响很小，不会导致兽类物种从评价区消失。

（4）对保护动物的影响

评价区未发现有国家级重点保护鸟类；评价区四川省重点保护鸟类有 5 种，分别为小鞘鹛（Tachybaptus ruficollis）、普通鸬鹚（Phalacrocoraxcarbo）、董鸡（Gallicrex cinerea）、大鹰鹃（Cuculus sparverioides）和小白腰雨燕（Apus affinis）。

根据走访调查和现场调查，项目站场占地范围内内未发现珍稀保护动物栖息地分布。管道占地范围暂未发现珍稀保护动物栖息地分布。各类保护动物在项目用地范围的活动主要为飞行、觅食、停歇。但由于集气管线线路长，调查时无法对管线进行全线调查，若施工过程发现保护鸟类的栖息地 （生息繁衍的重要区域如巢、穴、洞）应进行合理避让，难以无法避让，应采取易地保护，在周边类似生境进行易地重建栖息地，将保护动物迁移到重建的栖息地。

工程施工过程中，施工占地扰动以及噪声振动会影响这些鸟类的正常活动，由于鸟类活动范围较大，这些动物会迁徙到周边区域活动，评价区域有大量类似生境

可供替代，影响小。且这些鸟类只是偶尔出现在施工区域，通过加强相关法律法规的宣传，加强施工人员管理、杜绝偷猎行为，工程对这些保护鸟类的影响小。

综上，工程施工占地会造成极少部分野生动物生境丧失，施工活动对野生的影响小，总体对评价区野生种群数量影响很小，对保护动物影响小，不会导致野生动物物种从评价区消失。

8.2.1.5 对水生生态的影响

拟建管线共穿越较大河沟 1 次，穿越河流为旭水河支流，宽约 10m。穿越段水域具有季节性特点，管道穿越方式采用开挖和围堰引流方式施工，河底开挖管沟，将管线埋入河底过河，施工周期约 10 天。该施工方式会暂时性阻断河流，增加水质的浑浊度，对水质产生短期小范围影响，一般下游 300m 沉降到原有水平，施工期导流围堰会暂时改变河流的水文情势。但是这种影响是暂时的，管沟回填后，清除多余的土石方，施工完成后，严格按环保要求修复河床和河岸，同时管线位于河床底下，对水质、水文不产生影响。水生生态的影响主要表现在施工期约 10 天。

（1）对浮游生物的影响

施工扰动水短期水质产生影响，进而影响施工区附近浮游动植物的正常生活，导致其密度降低，影响浮游生物(藻类和浮游动物），造成浮游生物种类组成和数量的变化。影响河段一般不超过 500m，影响周期 10 天左右，施工结束后将逐步恢复，总体影响小。因沿线浮游生物在河流环境中广泛分布，从物种特有性的角度看，工程的建设不会导致这些浮游生物的消亡。

（2）对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流、水质的破坏，而蜉蝣目幼虫、毛翅目幼虫和鞘翅目幼虫均为适应栖息于较洁净水体的物种，会造成此类物种的轻度减少，影响范围小，周期短，总体影响小。

施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物将逐渐恢复。

因水生底栖动物在河流环境中广泛分布，从物种特有性的角度看，工程的建设不会导致这些底栖动物的消亡。

（3）对鱼类的影响

施工使水质受到一定程度破坏，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其它地方，施工区域鱼类密度显著降低。施工期在水下作业时，搅动水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到上游或者下游栖息繁殖，使施工区域鱼类密度降低。鱼类的种群结构和数量都会发生一定轻度的减少。影响范围小，周期短，河段有大量类似生境替代，总体影响小。

管道沿线的鱼类组成以鲤科鱼种类最多、分布最广。河流中分布着泥鳅、草鱼、鲫鱼、黄鳝等。本管道工程穿越段不涉及“鱼类三场”。且影响是暂时的，而且范围有限，施工结束后即可恢复，同时对区域内鱼类多样性没有影响。

8.2.1.6 对生态系统的影响

（1）森林生态系统、灌丛和灌草丛生态系统

生态系统物种多样性影响：根据前面分析，项目建设不会导致评价区内植物群落的种类数量发生明显变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。不会导致区域植物物种的消失和濒危物种增加。工程施工占地会造成极少部分野生动物生境丧失，施工活动对野生的影响小，总体对评价区野生种群数量影响很小，对保护动物影响小，不会导致野生动物物种从评价区消失。总体对森林生态系统物种多样性影响很小。

生态系统结构的影响分析：生态系统的结构包括形态结构和功能结构。形态结构即群落结构，功能结构主要是指系统内的生物成分之间通过食物网或食物链构成的网络结构或营养位级。

本项目实施占用少量林地，通过恢复部分临时占地林地由乔木林转变为草丛，总体生物量减少很小。对植物群落、动物群落影响小，总体对区域的形态结构影响程度小，总体破坏植被少，主要是对食物网产生影响小，对功能结构影响小。

通过评价提出的生态保护与修复措施，对系统结构和食物网、生成力产生修复与补偿效果。对生态系统结构影响小可接受。

生态系统稳定性的影响分析： 项目建设将导致自然生态体系生产能力和稳定状况的发生变化。恢复力稳定性是指生态系统在遭到外界干扰因素的破坏以后恢复到原状的能力。一般自然系统的恢复稳定性是根据植被净生产力的多少度量的。根据

前面分析，建设占地，破坏植被及生物量占评价区的比例小，通过生态恢复进行补偿， 区域的植被净生产力量变化程度小，对恢复力稳定性影响小可接受。自然系统的阻抗稳定性是由系统中生物组分异质性的高低决定的。一般来说，组成物种越复杂、生物链越牢固、紧密的生态系统，其抵抗力稳定性越高。通过前面分析，规划实施对物种多样性的影响小，相应的对区域生态系统的抵抗力稳定性影响小可接受。

综上，对生态系统的结构，物种多样性影响小，生态恢复补偿食物网和生产力，相应的种群密度、物种的多样性、食物链的影响小，总体对生态系统的自我调控能力影响小，对生态系统稳定性影响小可接受。

生态系统功能的影响分析：生态系统的基本功能包括能量流动，物质循环和信息传递三个方面。通过前面的分析，总体通过生态保护与恢复，对区域的生态系统的能量流动，物质循环和信息传递三个方面影响小可接受。不会明显改变影响评价区域生态系统功能。

（2）水生生态系统

本项目涉水施工占地区域小，影响周期短，施工结束后对水质、水文不产生影响。水生生态的影响主要表现在施工期约 10 天。对水生生物影响小，对区域内鱼类多样性没有影响。总体对水生生态系统生态系统结构、稳定性和功能影响小可接受。

（3）农业生态系统

农业生态系统属于人工建立的生态系统，项目永久占用耕地面积站评价区的耕地面积小，主要为临时占地，临时占地影响 1 季度栽培植物，通过复垦即可恢复为原有农业生态系统。总体对生态系统结构、稳定性影响小可接受，对生态功能基本无影响。通过类比同类型管道施工项目，一般在施工结束后 1 年内均恢复农作物种植。

8.2.1.7 项目对区域现存主要生态问题的影响趋势

评价区域主要生态问题为：评价区域由于人为活动较多，加上历史原因对森林生态系统的破坏，导致评价区域森林覆盖率低，人口密度较大，耕地垦殖过度，农村面源污染，地表径流水质污染相对比较突出。区域以农业生态系统为主，森林生态系统弱化，导致区域整体生态系统结构（物种组成和各种群的比例）简单，物种多样性贫乏，抗干扰能力差。生态系统的稳定性比较低，容易受到旱涝灾害和病虫害的影响。同时受周边城镇开发对农业、林地生态系统挤站。

项目实施永久占地面积主要为耕地，有利于减缓耕地垦殖过度，农村面源污染的问题。通过临时占地的复垦和生态恢复，总体对森林覆盖率无明显影响，对生态系统结构、稳定性影响小。不会因项目实施加剧生态环境问题的恶化。

8.2.2 施工期生态保护与恢复措施

8.2.2.1 严格控制施工占用土地

（1）对管线占地合理规划，严格控制施工作业带面积，对管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，开挖出的土尽量堆高在同一侧，可以减小施工作业带宽度，降低对土壤扰动和地表植被破坏及裸地和土方暴露面积。划定作业施工范围，施工作业控制在项目用地范围内，避免占用、破坏占地外的植被。

（2）施工便道尽量利用现有的村道、县乡级公路整修而成。杜绝车辆乱碾乱轧；不随意开设便道。确需布设的施工便道的，应尽量避开基本农田和林地，并控制宽度。施工堆管场应尽量位于现有固化地面及荒地上，尽量租用管道沿线居民的硬化院坝堆放施工材料，禁止占用基本农田。

（3）现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得随意在道路以外的地方行驶和作业，保证路外植被不被破坏。

8.2.2.2 控制施工方式、合理布置施工场地

（1）林地区域管道沟槽开挖尽量采用人工开挖，减少破坏林地面积。回填利用管沟挖土，不设置取土场，不设渣场，避免新增占地的影响。

（2）施工材料堆场尽量租用管道沿线居民的硬化院坝堆放施工材料。同时布局在道路沿线人为活动较多区域、野生动物分布较少区域，减轻对野生动物的影响。

（3）租用民房作为施工营地，不新建营地。依托居民的生活污水收集及利用系统。避免施工废水排放的不利影响。施工用电在各施工段分散在就近电网上搭接，减少使用发电机，避免发电机噪声和废气的影响。

（4）本项目部分管道临近河沟，在临河段施工应设置围挡，避免土石方进入河道，禁止弃土进入河道。

8.2.2.3 施工过程中对土壤的保护措施

（1）管道施工中临时占用的耕地和林地采取保护土壤措施。对农业熟化土壤要分层开挖，分层堆放、分层复原的，减少因施工生土上翻耕层养分损失农作物减产的后果，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。对于林地，

要按照森林土壤剖面分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，即最上层是地被物层，往下依次是腐殖质层、淋溶层、母质层，减少因施工对林地立地条件的影响。

（2）临时占用的基本农田的耕作层土壤必须做好表土剥离和表土收集存放。表土在土地复垦工程中起着非常重要的作用，它关系着复垦后土壤的质量和肥力。因此，剥离出来的表土需要妥善存放。为了保持土壤结构、避免土壤板结，应避免雨天剥离、搬运和堆存表土。若表土堆存过程中遇降雨，则需要用防雨布遮挡堆存表土，防止水土流失，带走土壤中的养分，导致土壤肥力下降。

（3）提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（4）施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。 评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。

8.2.2.4 植物保护措施

（1）避让措施、生境替代

由于集气管线线路长，调查时无法对管线进行全线调查，在确认占地红线时还应对占地区内的古树名木进行核实，如占地区内有古树名木分布应进行合理避让，确难以避让的应进行保护性移植，确保本项目所有设施建设均不对古树名木产生不利影响。在施工工程中，如发现有珍稀保护植物，要报告当地林业部门，在专业人员指导下进行保护、保护性移植。施工过程中，尽量对开挖地段的重要植被（主要为乔木）就近培植、移栽。

（2）减缓措施

合理安排施工次序、季节、时间，尽量避开栽培植物物种播种生长季、收获期，根据沿线农作作物栽种情况，合理安排施工次序和时间。

林地区域管道沟槽开挖尽量采用人工开挖，减少破坏林地面积。施工作业期间尽量避免施工机械对林地的破坏。

加强施工人员的管理和教育，建立管理制度，在工地及周边设立野生植物保护的宣传牌，注意对植被保护。宣传贯彻《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》等相关法规，禁止在占地外进行砍伐森林、毁坏草地、破

坏植被等对区域陆生植物不利影响的活动，避免人为破坏植被。

施工期林地穿越施工时严禁烟火，要制定和遵守森林防火规范，严防火灾发生；建立施工区防火及火警警报系统，务必确保工程期内施工区附近区域的自然资源火情安全。

8.2.2.5 野生动物保护措施

（1）保护动物避让措施、生境替代

由于集气管线线路长，调查时无法对管线进行全线调查，若施工过程发现保护鸟类的栖息地（生息繁衍的重要区域如巢、穴、洞）应进行合理避让，难以无法避让，应采取易地保护，在周边类似生境进行易地重建栖息地，将保护动物迁移到重建的栖息地。

（2）减缓措施

在经过林地进行施工时，要优化施工方案，抓紧施工进度，尽量缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类、兽类的繁殖季节。禁止夜间作业。

加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》、-四川省《中华人民共和国野生动物保护法》实施办法等相关法规的宣传教育， 加强施工人员的管理和教育，建立管理制度在工地及周边设立野生动物保护的宣传牌，注意野生动物的保护。

施工区域内禁止猎捕野生动物， 禁止在禁猎区毁巢、取卵、射猎，对于发现的受伤、病弱、饥饿、受困的动物，要积极的采取救护措施。对于偶遇的野生动物，采取避让措施。

施工结束后，及时恢复植被，恢复野生动物生境。

8.2.2.6 水生生态保护措施

①管线以大开挖方式穿越河沟时，应尽量选在枯水季节，土方严禁堆积在河道，施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

②合理安排施工期，应避开鱼类 4 月初～6 月底产卵季节。

③水域附近施工时，禁止非施工需要对大范围扰动水体，避免污染水质，加剧对水生生物的负面影响。

④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。

⑤施工用料堆放应远离水体，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；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。

⑥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。

⑦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。

8.2.2.7 临时占地生态恢复措施

（1）恢复土地利用原有地形、地貌

施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前时的地形地貌。

施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做"分层开挖、分层堆放，分层回填压实"处理，以保护植被生长层、降低对土壤养分的影响、尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

管沟回填进行压实平整，使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（2）耕地的恢复措施

按照《土地复垦条例》，生产建设活动损毁的土地，按照"谁损毁，谁 复垦"的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

对临时占用的耕地总体全面复垦为耕地，耕地复垦率 100%，施工完后进行复垦，施工期约 6 个月，复垦种植恢复期 1 年。复垦土壤采用管沟开挖的表土。对土壤进行翻耕、平整及培肥改良，满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求，为恢复土地的生产能力，可增施肥料，加强灌溉。

（3）林地恢复措施

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”的原则进行补偿。

对施工便道、施工场地临时占用林地的应复垦为乔、灌木林地，人工种植恢复的植被物种采用本地乔、灌物种，建议以邻近区域的乔、灌种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。

对管道沿线占用的林地进行植被恢复，管沟顶部采用表土回填后进行恢复，尽量保证人工恢复植被带与周围背景植被一致性。管线中心线两侧 5m 范围内种植浅根植物，不种植深根植物。人工种植恢复的植被物种采用本地草丛物种，建议以邻近区域的草丛植物种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。

8.3 运营期生态影响分析

运行期不再有新的工程占地对地表植被产生侵占破坏。工程各项施工活动结束后，管线施工遭到破坏的植被、植物物种开始自然或人工恢复。由于评价区域内热量丰富，降雨量较多，植物生长速度快，植被恢复力强。因此经过一定时间，工程对植被及植物的不利影响将逐步恢复，临时占地区的植被覆盖度逐步提升。随着工程占地区及其附近区域自然环境的逐步恢复，生态系统功能也逐渐恢复，稳定增强。因施工期施工影响，暂时迁移的野生动物将逐渐迁回原适生生境，其物种丰富度和种群数量会逐渐恢复。陆生生态呈改善趋势。本项目运营期对水环境影响小，对水生生态基本无影响。

运行期环境影响可以从正常和事故两种工况进行分析。正常工况，场站污染物主要为产生气田水，少量固废和废气。这些废水、固废均不外排，废气排放量少，对区域环境影响小，进一步不会对陆生植物产生影响。事故工况，场站会放散少量的页岩气，主要成分为甲烷等，对周围环境影响较小。

站场噪声影响范围较小，站场周边 100m 范围产生轻度影响，站场周边野生动物少，为常见种，受噪声影响敏感野生动物可迁移到周边类似生境，总体影响小。

综上，本项目运行期对陆生植物的生长和植被群落结构影响极小，对站场周边野生动物影响极小。

8.4 对基本农田的影响及基本农田保护方案

8.4.1 对基本农田的影响分析

本项目永久占地占用基本农田约 47510m²，通过建设单位办理基本农田征、占用手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划。占用的影响可以缓解，总体区域基本农田比例较少，影响小。通过采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，预计站场运营期不会对周边的基本农田环境造成污染影响，总体影响小可接受。

本项目临时占用基本农田约 124600m²，占地面积较大。由于对部分农田开挖，使被开挖地段的土壤层耕作层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产。但这种影响是暂时的；由于管道分段施工、分段恢复，每段的施工周期较短，一般不超过 1 个月，故施工作业带和施工便道等临时占地仅影响永久基本农田一季的产出功能。施工结束后即可对临时征占的永久基本农田进行复垦，恢复生产。

施工尘土附着在周围农作物叶片表面，影响植物光合作用，尤其是会对作物幼苗生理特性产生影响；总体粉尘少，影响小。类比调查类似管道工程，未出现施工区周边农作为因粉尘明显影响的情况。

根据现场调查，项目工程直接影响区的水田以水稻为主，旱地以种植适时玉米、红薯等为主。工程施工对农业带来的损失是暂时的，对一季度粮食身材产生影响，在施工结束后，对临时占用基本农田进行复垦，经过一段时间即可恢复其原有功能，恢复生产。通过类比同类型管道施工项目，一般在施工结束后 1 年内均恢复农作物种植。

综上所述，通过建设单位办理基本农田征、占用手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划。采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，确保站场运营期不对周边的基本农田环境造成污染影响。采取积极的赔偿措施、施工管理，及时对临时占用基本农田进行复垦。项目实施对永久基本农田的影响可接受。

8.4.2 基本农田保护方案

（1）严格执行相关法律、法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》、《土地复垦条例》和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105 号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函（川自然资函〔2019〕197 号）和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4 号）文件中相关基本农田保护规定：。

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。 经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单 位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相 当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、 直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

（2）基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。

①优化管道选线。本工程管线穿越农业耕作区，在优化走向过程中应注意尽量避开基本农田。严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田。施工便道等临时占地应尽量避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。堆管场应禁止占用基本农田。

②合理安排工期。占用农田的施工活动尽量在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

③建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定。按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划。补划的永久基本农

田必须是坡度小于 25 度的耕地，原则上与现有永久基本农田集中连片。建设在单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

④采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，确保站场运营期不对周边的基本农田环境造成污染影响。

⑤永久占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

⑥严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及复垦措施 。

⑦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。本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

⑧对临时占用基本农田应按规定编制土地复垦方案，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力，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。施工结束后应及时复垦恢复原种植条件，并满足相关复垦标准通过验收。

8.5 水土流失及防治对策

（1）水土流失影响

站场建设土石方量少，水土流失少，主要影响为管道施工期。根据《自贡市水土保持规划》，本项目自 210 井站场及自 210 井～自 201 井站集气管道不在水土流失重点防治区，其他工程内容均位于水土流失重点防治区。次评价范围内主要为微度侵蚀为主，其次为轻度及中度水力侵蚀。

由于管道工程的建设对水土保持可能的影响为一等长的带状范围，其影响宽度因各地的地形地貌、土质岩性、地表植被情况不同而不同。

①开挖管沟时，开挖区内土体结构遭到破坏，地表植被基本消失，开挖出的土石方为水蚀创造了条件。在雨季施工过程中对水土流失的影响较大。

②在施工作业区内，由于施工人员的践踏，地表植被及土壤结构将受到破坏，

造成地表裸露，会降低土壤的水土保持功能，加剧水土流失。

③施工作业带内在新植被未形成前有一定影响。

④管道走向纵向通过山坡时的影响范围小于平行或斜穿通过山坡的影响，且与管沟在雨季暴露的时间有关。

⑤工程中临时占用土地，使植被受到破坏，土壤裸露，易被雨水冲刷，发生水土流失。

⑥由于管道敷设完毕后的回填土土质疏松，土壤抗蚀能力低，易被暴雨冲走，形成水土流失。

通过采取水体保持对策措施，预计总体影响可控。

（2）水土流失防治对策措施

该项目应编制水土保持方案并按照方案落实水土保持措施，水保措施应与本项目提出的生态恢复措施结合。恢复植被选择应考虑水土保持功能和生态修复功能。

主要建议措施如下：

①设计和施工措施

在可能条件下，管道尽量多走缓坡，少平行切割陡坡脚和破坏天然植被，必要时局部走向位置服从垂直上下高、长陡坡。调节施工安排，水土流失量大的高陡坡区段宜安排在当地少雨季节施工，避免汛期进行沟渠穿越作业。雨季施工尽量减少已开挖管沟暴露时间，及时开挖、及时组装焊接和回填，回填土应夯实。管道沿等高线垂直铺设时，经过坡耕地时，坡度小于 25°采用坡改梯防护，坡度大于 25°时，采用退耕还林进行植被防护。管道平行等高线开挖，应在堆土一侧修建挡土墙。

②水土保持工程措施

根据管线和地形关系设计不同形式的护坡、平行堡坎或垂直堡坎，平行堡坎顶面应高于原始坡面。 在汇水面较大或较陡的区段，修筑截水沟或分水沟，以减小暴雨的冲刷力和水量。尽量恢复原始地形地貌，疏通原有水沟渠道。管道的直接影响区应恢复原地貌，以满足管道保护和防火的要求。

8.6 生态影响评价结论

评价区域以农业生态系统为绝对主导，评价区域森林覆盖率低，森林、灌草、水生生态系统分布比较零星分散。评价区植被受到区内人类活动的严重干扰，基本

成为人工林和次生林，评价区内无原生自然植被分布。评价区域未发生珍稀保护植物，占地范围未发现古树名木。评价区动物物种种类相对较少，数量较少，营养层次较简单，生物多样性不丰富，生态系统的稳定性比较低。评价区为发现国家级保护动物，发现有5中四川省重点保护鸟类活动，未在评价区发现保护动物栖息地，各类保护鸟类在评价范围的活动主要为飞行、觅食、停歇。评价范围水生生物少，极其少量普通鱼类，无珍稀保护类，无鱼类三场。区域生态环境发展趋势为城镇周边农业生态系统向城镇生态系统转变。同时由于农村人口的减少，农村荒地面积的增加，部分农业生态系统向灌草丛、林地生态系统转变，有利于提升区域的生物多样性和生态结构的稳定性。

通过落实评价提出的生态保护和恢复措施，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生明显变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。不会导致区域植物物种的消失和濒危物种增加。总体影响小可接受。工程施工占地会造成极少部分野生动物生境丧失，施工活动对野生的影响小，总体对评价区野生种群数量影响很小，对保护动物影响小，不会导致野生动物物种从评价区消失。项目实施永久占地面积主要为耕地，有利于减缓耕地垦殖过度，农村面源污染的问题。通过临时占地的复垦和生态恢复，总体对森林覆盖率无明显影响，对生态系统结构、稳定性影响小。不会因项目实施加剧生态环境问题的恶化。

综上，通过落实评价提出的生态保护和恢复措施，对生态系统的结构和稳定性影响小，对区域生态功能影响小。总体对生态环境影响小，可以接受。

9 环境风险评价

9.1 风险调查

（1）风险源调查

①各采气站及集气管道风险源

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）。站场工艺管道、设备及集气管道内在线的风险物质天然气以甲烷等烃类物质为主，属于页岩气，不含硫化氢。主要成分摩尔分数甲烷 97.736%、乙烷 0.272%、丙烷 0.009%。主要特性见下表：

表 9.1-1 页岩气主要成分甲烷物理化学特性表（MSDS）

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane；Marsh gas		
别　名	沼气		
分子式	CH_4	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点：-188℃
熔　点	-182.5℃ 沸点：-161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密　度	相对密度(水=1)0.42 相对密度(空气=1)0.55	稳定性	稳定
危险标记	4(易燃气体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造

1、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 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、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。

2、毒理学资料及环境行为

毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25～30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。

危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。

燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。

3.环境标准

前苏联车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m^3

美国车间卫生标准室息性气体

4.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，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。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。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

二、防护措施

呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)。

眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。

身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。

其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。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：若有冻伤，就医治疗。

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。

灭火方法：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 9.1-2　　乙烷物理化学特性表（MSDS）

国标编号:	21009	CAS:	74-84-0
中文名称:	乙烷		
英文名称:	ethane		
别 名:			
分子式:	C2H6；CH3CH3	分子量:	30.07
熔 点:	-183.3℃ 沸点：-88.6		
密 度:	相对密度(水=1)0.45；		

蒸汽压:	<-50℃		
溶解性:	不溶于水，微溶于乙醇、丙酮，溶于苯		
稳定性:	稳定		
外观与性状:	无色无臭气体		
危险标记:	4(易燃液体)		
用 途:	用于制乙烯、氯化烯、氯乙烷、冷冻剂等		

2.对环境的影响:
一、健康危害
侵入途径：吸入。
健康危害：高浓度时有单纯性窒息作用。空气中浓度大于 6%时，出现眩晕、轻度恶心、麻醉等症状；达 40%以上时，可引起惊厥，甚至窒息死亡。
二、毒理学资料及环境行为
毒性：属微毒类。
急性毒性：人吸入 61.36mg/m³ 无明显毒害
亚急性和慢性毒性：大鼠吸入 11.5g/m³,1 年，生长发育与对照组有差别。
危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。
燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。
3.现场应急监测方法:
4.实验室监测方法:
气相色谱法《空气中有害物质的测定方法》(第二版)，杭士平编
5.环境标准:
前苏联 车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m³
美国 车间卫生标准 窒息性气体
6.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，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。如有可能，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。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
二、防护措施
呼吸系统防护:一般不需要特殊防护,但建议特殊情况下,佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)。
眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。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
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。
灭火方法：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 9.1-3　丙烷物理化学特性表（MSDS）

国标编号:	21011	CAS:	74-98-6
中文名称:	丙烷		
英文名称:	propane		
别 名:			
分子式:	C_3H_8；$CH_3CH_2CH_3$	分子量:	44.10
熔 点:	-187.6℃ 沸点：-42.1		
密 度:	相对密度(水=1)0.58/-		
蒸汽压:	-104℃		
溶解性:	微溶液于水,溶液于乙醇、乙醚		
稳定性:	稳定		
外观与性状:	无色气体,纯品无臭		
危险标记:	4(易燃液体)		
用 途:	用于有机合成		

2.对环境的影响:
一、健康危害
侵入途径：吸入。
健康危害：本品有单纯性窒息及麻醉作用。人短暂接触 1%丙烷，不引起症状；10%以下的浓度，只引起轻度头晕；高浓度时可出现麻醉状态、意识丧失；极高浓度时可致窒息。
二、毒理学资料及环境行为
毒性：属微毒类。
急性毒性：LD505800mg/kg(大鼠经口)；20000mg/kg(兔经皮)
刺激性：家兔经眼：3950μg，重度刺激。家兔经皮开放性刺激试验：395mg，轻度刺激。
致突变性：细胞遗传学分析：制酒酵母菌 200mmol/管。
危险特性：易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触会猛烈反应。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。
燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。
3.现场应急监测方法:
4.实验室监测方法:
空气中丙烷含量的测定：用可燃气体计量器测定(NIOSH 法)
气相色谱法，参照《分析化学手册》(第四分册，色谱分析)，化学工业出版社
5.环境标准:
前苏联 车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m3
美国 车间卫生标准 窒息性气体
6.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，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。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。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
二、防护措施
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具(半面罩)。
眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。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
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。
灭火方法：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。

根据特性分析，甲烷、乙烷、丙烷的特性类似，结合页岩气中以甲烷为主，且甲烷、乙烷、丙烷的终点浓度相近，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。

各单井分离气田水(返排液)成分见“表 2.1-6 周边页岩气井返排液成分分析表”。评价分析总体气田水主要污染物为 COD、氯化物、石油类。

不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，不需要计算 Q 值；但污染物浓度较高，对地表水环境、地下水环境有一定危害，为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对分离气田水（返排液）进行环境风险定性分析，并提出风险管控措施。

各站场预留水合物抑制剂加注口，一般不使用。主要为乙二醇,进行桶装储存，最大单桶容积约 200L，最大储存量约 1800L(密度 1.2kg/L)，乙二醇,不属于《建设项目环境风险评价技术导则》中的风险物质，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但泄漏进入环境对地表水、地下水有一定危害，本次仍进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

②各 LNG 撬装装置区

LNG 撬装装置区原料气为页岩气属于风险物质，以甲烷等烃类物质为主，甲烷、乙烷、丙烷的特性类似，结合天然气中以甲烷为主，且甲烷、乙烷、丙烷的终点浓度相近，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。

LNG 撬装装置区辅料主要涉及制冷剂，属于风险物质，由 CH_4、C_2H_4、C_3H_8、

N_2、C_5H_{12}组成。甲烷、丙烷、异戊烷的终点浓度相近，乙烯的终点浓度较高，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。

LNG 撬装装置区油类物质主要为导热油、润滑油和废油。属于风险物质，风险物质临界量均为 2500t。

LNG 撬装装置区的其他辅料（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）不属于《建设项目环境风险评价技术导则》中的风险物质，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但泄漏进入环境对地表水、地下水有一定危害，为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对各类化学品辅料进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

同时将 LNG 撬装装置区危险废物储存间作为风险源进行定性分析，并提出风险管控措施。

（2）环境敏感目标概况

根据分析，拟建项目各采气站场和集输管道环境风险评价工作等级为简单分析。主要调查站场周边 500m 保护目标和管道沿线 200m 保护目标。环境敏感目标见“表 1.8-1 、表 1.8-2 、表 1.8-3、表 1.8-4 、表 1.8-5 、表 1.8-6 ”。

根据分析评价，本项目不涉及地表水、地下水环境风险物质，地表水、地下水环境风险评价等级为简单分析。

本次风险评价主要调查 自 211 井站、自 216 井站大气风险评价范围(周边 3km)的环境敏感目标。见“表 1.8-7 、表 1.8-8 。

9.2 风险潜势初判

环境风险潜势是对建设项目潜在环境危害程度的概化分析表达，是基于建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地环境敏感程度的综合表征。

危险物质及工艺系统危险性等级 P 由 Q 和 M 两项因子确定，通过定量分析危险物质数量与临界量比值 Q，并评估工艺系统危险性 M，对照矩阵表确定等级 P。

本项目为不含硫页岩气的采气及集输，通过风险源调查确定本次评价涉及的危险物质包括集输过程中涉及的易燃易爆、有毒有害物质页岩气（以 CH_4计）和 LNG 撬装装置区的制冷剂（以 CH_4计）以及油类物质。

本项目涉及多个站场，相当于多个厂区，评价分别计算各站场的 Q 值，并分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。本项目涉及独立的多段管线，分别计

算各段管线的 Q 值，并分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C 可知：在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当企业只涉及一种环境风险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当企业存在多种环境风险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q1，q2，…，qn——每种环境风险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn——每种环境风险物质的临界量，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 9.2-1　　环境风险物质数量与临界量的比值 Q 统计表

各独立站场和管道		风险物质	设备、管道容积	压力	最大存在总量 t	Qn，临界量 t	Q
自 210 井站		页岩气（以甲烷计）（大气风险物质）	7.5m³	8.5MPa	0.46	10	0.046
自 213 井站			7.5m³	8.5MPa	0.46	10	0.046
自 215 井站			7.5m³	8.5MPa	0.46	10	0.046
自 211 井站	采气站	页岩气（以甲烷计）（大气风险物质）	10m³	8.5MPa	0.61	10	0.061
	LNG 撬装装置区	页岩气（以甲烷计）大气风险物质）	50m³	5MPa	1.79	10	0.179
		制冷剂 （以甲烷计）大气风险物质）			3	10	0.3
		油类物质（导热油、润滑油、废油）（大气、地表水、地下水风险物质）			10	2500	0.004
	合计						**2.794**
自 216 井站	采气站	页岩气（以甲烷计）（大气风险物质）	10m³	8.5MPa	0.61	10	0.061
	LNG 撬装装	页岩气（以甲烷计）大气风险物质）	50m³	5MPa	1.79	10	0.179

	置区	制冷剂（以甲烷计）大气风险物质）			3	10	0.3
		液化天然气（槽车）	50m³		22.5	10	2.25
		油类物质（导热油、润滑油、废油）（大气、地表水、地下水风险物质）			10	2500	0.004
	合计						**2.794**
自 210 井一自 201 井管道		页岩气（以甲烷计）大气风险物质）	58.9	8.5MPa	3.58	10	0.358
自 215 井～自 213 井管道		页岩气（以甲烷计）大气风险物质）	70.7	8.5MPa	4.29	10	0.429
自 213 井～张邓线管道		页岩气（以甲烷计）大气风险物质）	3.93	8.5MPa	0.24	10	0.024

根据上表计算结果，各采气站和集气管道的 Q 值小于 1，环境风险潜势为Ⅰ，评价等级为简单分析。自 216 井站、自 211 井站 1≤Q＜10，风险物质主要为甲烷。地表水、地下水风险物质的 Q 值小于 1，地表水、地下水环境风险潜势为Ⅰ。

（2）行业及生产工艺（M）

表 9.2-2　建设项目 M 值确定表

序号	工艺单元名称	生产工艺	数量/套	M 分值
1	自 216 井站	石油、天然气、页岩气开采	1	10
2	自 211 井站	石油、天然气、页岩气开采	1	10
M 划分为 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），确定自 216 井站、自 211 井站危险物质及工艺系统危险性等级 P 为 P4。

表 9.2-3　危险物质及工艺系统危险性等级判断表

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

（4）环境风险潜势判断

根据环境风险潜势划分原则，拟建项目相应的环境要素的环境潜势划分结果表 9.2-4。

表 9.2-4　拟建项目环境风险潜势划分

工程	环境敏感性		危险物质及工艺系统危险性（P）	环境风险潜势划分
自 211 井站	大气	E2	P4	II
	地表水	E2		I
	地下水	E2		I
自 216 井站	大气	E2	P4	II
	地表水	E2		I
	地下水	E2		I
自 210 井站				I
自 213 井站				I
自 215 井站				I
自 210 井一自 201 井管道				I
自 215 井～自 213 井管道				I
自 213 井～张邓线管道				I
自 210 井一自 201 井管道				I

根据（HJ169-2018）导则 6.4“建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级的相对高值”，则拟建项目环境风险潜势为 III。

9.3 评价等级及评价范围

拟建项目环境风险潜势确定为 III，但本项目涉及多个独立站场，相当于多个厂区，分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。本项目涉及独立的多段管线，分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）进行项目环境风险评价工作等级划分，划分等级见表 9.3-1。

表 9.3-1　评级工作等级划分表

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
自 210 井站				简单分析 a

自 213 井站					简单分析 a
自 215 井站					简单分析 a
自 210 井一自 201 井管道					简单分析 a
自 215 井~自 213 井管道					简单分析 a
自 211 井站	大气			三级评价	
	地表水				简单分析 a
	地下水				简单分析 a
自 216 井站	大气			三级评价	
	地表水				简单分析 a
	地下水				简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。见附录 A。					

大气环境风险评价范围：自 216 井站场 3 km； 自 216 井站场 3 km。

9.4 各采气站及集气管道风险分析——简单分析

9.4.1 环境敏感目标概况

各采气站环境敏感目标见“表 1.8-1 、表 1.8-2 、表 1.8-3、表 1.8-4 、表 1.8-5 ”。管道沿线环境敏感目标见“表 1.8-6 ”。

各井站周边 500m 范围无居民集中区、医院、学校等环境敏感区，主要分布分散农村居民。

各采气站周边地表水体均为Ⅲ类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。下游 10km 范围不涉及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；风景名胜区等水环境敏感区。

各采气站周边地下水分布少量分散式居民水井，不涉及地下水集中式水源地。

各管道沿线 200m 范围分布农村分散居民，不涉及集中居民区、医院、学校等环境敏感区。

9.4.2 环境风险识别

9.4.2.1 物质危险性识别

各采气站和管道主要大气风险物质为设备、管道中的页岩气。页岩气主要成为甲烷，根据特性分析，甲烷、乙烷、丙烷的特性类似，结合页岩气中以甲烷为主，

且甲烷、乙烷、丙烷的终点浓度相近，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。甲烷具有易燃危险特性。属微毒类，有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25～30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。

查询导则附录 H 可知，甲烷大气毒性终点浓度-1 为 260000mg/m^3，大气毒性终点浓度-2 为 150000mg/m^3，甲烷的特性见表 9.1-1。

同时分离气田水（返排液）气田水不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1）。但污染物浓度较高，具有水环境危害特性。根据“表 2.1-6 周边页岩气井返排液成分分析表”，总体气田水主要污染物为 COD（最高 2680mg/L）、氯化物（最高 8110mg/L）、石油类（最高 7.96mg/L）。

9.4.2.2 生产系统危险性识别

（1）危险单元及风险源

各采气站管道进出站均设置有紧急切断（截断）功能，根据本项目各站场切断（截断）情况以及导则关于危险单元的划分原则及方法。

本项目将各采气站场分布作为 1 个危险单元，各独立的集气管道分别作为 1 个危险单元。

表 9.4-1　危险单元划分表

危险单元		风险源
自 210 井站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
自 211 井站采气站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
自 213 井站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
自 215 井站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
自 216 井站采气站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
自 210 井—自 201 井管道		输气管道
自 215 井~自 213 井管道		输气管道

采气站危险单元分布图如下：

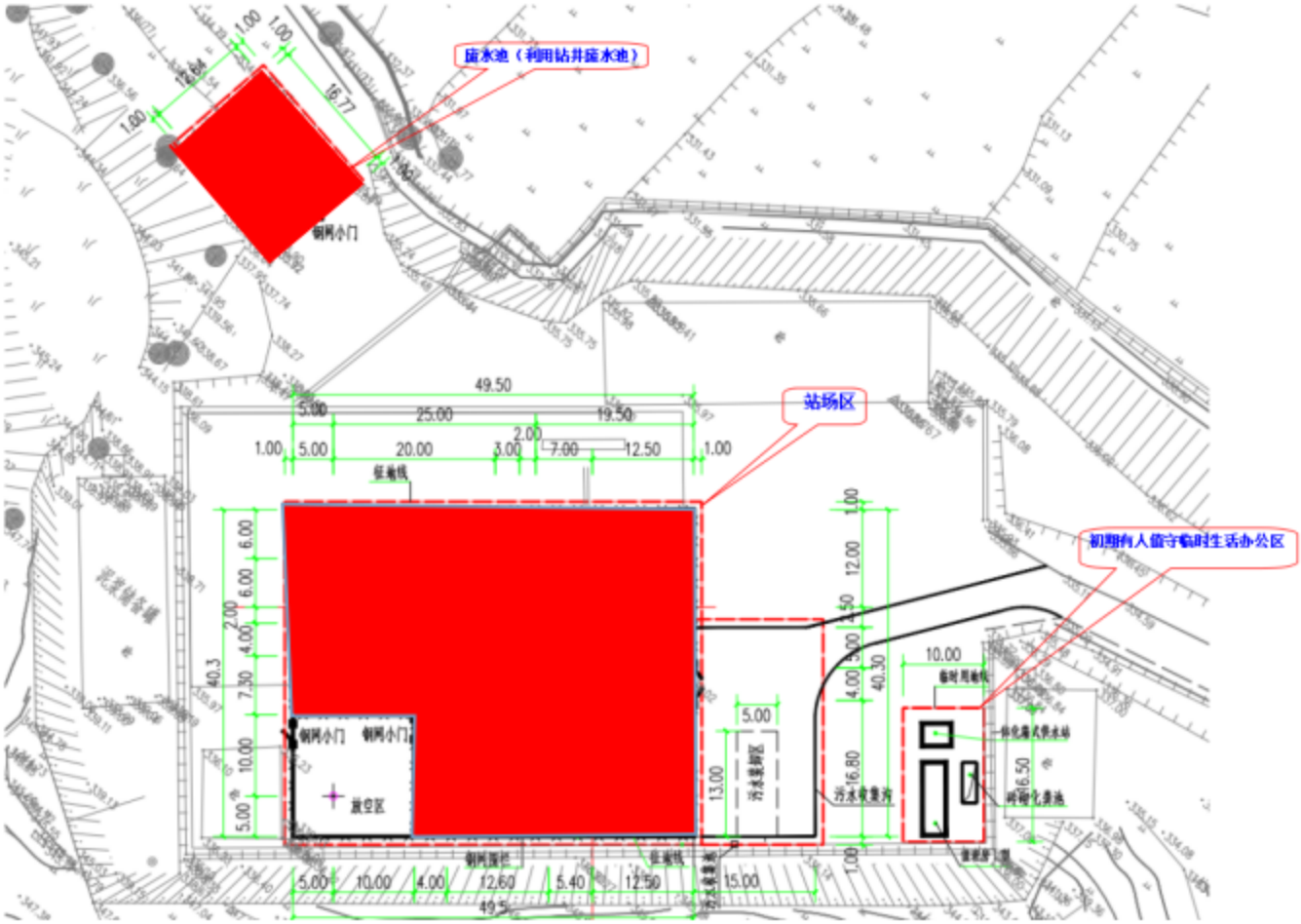


图 9.4-1 典型采气站危险单元分布图

（2）风险因素

根据天然气开采相关资料统计分析，诱发输气管道、站场工艺管道和压力设备出现事故的因素有如下几个方面。

① 设计不合理：a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满足强度要求，管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

② 管材及施工缺陷：管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等，这些缺陷大多数是由于焊工责任心不强、工作不认真以及违反焊接工艺规程所造成的。制管质量事故多出现于有缝钢管（多见于螺旋缝钢管）。我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长，输送页岩气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点，但它的焊缝长度具有应力集中现象，因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。施工不良还表现在以下方面：管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做；管道下沟动作粗鲁以及回填作业草率，使泥土、岩石冲击防腐层，造成防腐层破坏；阴极保护没有与管道埋地同时进行；还有管道搬运时不仔细，管道产生疲劳裂纹。

③ 腐蚀、磨蚀：本工程管道所经土壤腐蚀性较强。腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚，导致过度变形或爆破，也有可能导致管道穿孔，引发漏气事故。另外，如果管道的阴极保护系统故障或受到人为破坏，使被保护管段短时失去保护，也可能导致管线腐蚀。在管输工艺过程中，若页岩气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除，同时管输页岩气的流速较高，会冲击、磨蚀管道或设备材料表面，在管线转弯处尤为严重，从而可能导致局部减薄、刺漏。

④ 疲劳失效：管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致页岩气泄漏或火灾、爆炸事故。

⑤ 外部干扰：人为偷盗油气造成的管道损伤以及管道沿线修筑道路、建筑施工、农民耕地等活动引起的管道损伤等。在管道和站场附近进行工程活动，易改变管道及站场附近区域的土壤结构，引起管道涂层退化、漏气，以及管道破裂；管道穿越公路，可能会因超重车辆挤压影响，导致管道破裂；在输气管道警戒线内和站场附

近非法施工（取土、填方等土建行为），也能引起管道破裂。但外部干扰的各种活动可通过强化管理避免，因此外部干扰导致管道破裂的事故不常见。面对外部干扰破坏情况，2010 年 1 月中华人民共和国主席令（第三十号）颁发了《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，这对确保石油天然气管道安全起到了积极作用，是打击和遏制第三方破坏的有效依据。

⑥操作不当：大量游离水进入输气管道、站场工艺管道和设备，可能形成大量的天然气水合物附在工艺管道和设备的内壁上，是管径和设备相对变厚，减少了输气半径，增加管道的截面负荷，局部管段形成憋压，天然气中CO_2等酸性气体遇水形成弱酸物质，会加速管道、设备腐蚀，引起管道、设备破裂。管道、设备维修时有空气进入，则天然气与空气在管道中混合会发生爆炸。管道和设备长时间负荷发生变化会引起疲劳现象，使管道产生裂纹或破裂。其他动火等操作失误可能诱发事故。

⑦废水池垮塌或遇暴雨溢流将引起地表水、地下水、土壤污染。污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。

（3）同类工程事故调查

进入 90 年代，我国在西部地区建设了以陕京线、靖西线和靖银线为代表的标志着我国 90 年代输气管道建设技术水平的三条管道。其中 1997 年建成的陕京线是目前国内陆上长度、规模、投资最大的天然气长输管道工程。以上三条管道从 1997 年投产以来，共发生了 2 次事故，均由洪水引发并发生在地质灾害比较多的黄土高原地区。其事故发生率约为 0.42×10^{-3} 次/（km•a）。

根据文献报道，西南油气田分公司所在地四川省和重庆市是我国天然气主要生产基地，输气管道遍布川渝各地。下表对四川省和重庆市的一类管道（管径在φ159～φ508mm，壁厚 6～14mm）进行了事故统计，纳入统计的天然气事故是指由于各种原因导致管道破损，造成天然气泄漏并影响正常输气的意外事故。

表 9.4-2　　原料气输气管道事故统计（1989-1999 年）

事故原因	次数	百分比（%）
局部腐蚀	41	52.6
施工缺陷及材料失效	21	26.9
外部影响	4	5.1
不良环境影响	11	14.1
其他	1	1.3

合计	78	100

由上表可见，在川渝地区各类输气管道中，因腐蚀引起的管道事故均居各类事故之首，这也是原料气管道事故率远高于净化气管道事故率的主要原因。其次是材料失效及施工缺陷，这两项占输气管道事故的 80%左右。根据统计，川、渝输气干线的事故率约为 3.21 次/10^3km·a 。这一统计结果与国外统计结果有相类似的地方，同样表明腐蚀及施工和材料缺陷是影响管道安全运行的主要因素。

9.4.2.3 环境风险类型及危害分析

①站场工艺管道和设备泄漏以及集气管道泄漏，甲烷等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分产生少量的一氧化碳。

②废水池废水主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

③污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能沿途河流、耕地引起水体、土壤、地下水污染。

④站场工艺管道和设备以及集气管道发生泄漏、火灾爆炸事故时，防火喷水、灭火喷水产生消防废水，由于站场和管道沿线不涉及危害水环境安全的风险物质。防废水污染物含量总体较小，中主要污染物为 SS，进入水环境会在短时间内使得水环境中的 SS 浓度显著上升，随着时间的推移 SS 会逐步沉降，影响也逐步消除。

9.4.2.4 环境风险识别结果

表 9.4-3　　各采气站及集气管道环境风险识别表

序号	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
1	各采气站场	天然气	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流
		气田水池、气田水运输车	气田水（返排液）	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、分散式居民水井、河流
2	各集气管道	天然气	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流

9.4.3 环境风险分析

9.4.3.1 页岩气泄漏风险影响分析

（1）各采气站站场工艺管道和设备泄漏

各采气站均设置井口地面安全截断系统，井口设置高、低压安全截断阀，井口安全截断阀具备在超压或失压情况下自动快速切断功能，发生风险泄漏可在 60s 内截断。

结合导则的统计数据知，泄漏孔径为 10%孔径的机率为 2.00×10^{-6}/（m·a），全管径泄漏机率为 3.00×10^{-7}/（m·a），均较低。

评价以不利情况全管径泄漏进行分析，截断阀启动前 60s，泄漏量为输气量；截断阀启动后，泄漏量为管道和设备内的在线量，泄漏速率按照最大。

评价以规模最大的自 211 井站（$8\times10^{4}m^{3}/d$）为典型进行分析，截断阀启动前 60s，泄漏速率为 $0.9259m^{3}/s$、0.661kg/s。截断阀启动后泄漏总量约 0.61t，时间约 1848s，平均速率约 0.33kg/s。

通过 EIAProA2018 软件计算，计算甲烷的烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数。扩散计算采用 AFTOX 模式。源强按照最大泄漏速率 0.661kg/s，时间按照最长时间 1908s 预测。在风速 F 类稳定度、风速 1.5m/s 下。最大浓度 $50889.3mg/m^{3}$，出现在下风向 20m。最大浓度低于毒性终点浓度 1（$260000mg/m^{3}$）和毒性终点浓度 2（$150000mg/m^{3}$）。事故发生对周边居民的影响较小。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。

（2）集气管道泄漏

出站管线上设有紧急截断阀，可在紧急事故工况下截断。出站紧急截断阀的可靠程度对于系统的安全生产非常关键，采用具备紧急截断功能的气动球阀，并与管线系统的压升和压降速率联锁，当压升、压降速率超过设定值时自动截断管线系统，亦可由控制中心远程控制关闭。发生风险泄漏可在 150s 内截断。

结合导则的统计数据知，泄漏孔径为 10%孔径的机率为 2.00×10^{-6}/（m·a），全管径泄漏机率为 3.00×10^{-7}/（m·a），均较低。

评价以不利情况全管径泄漏进行分析，截断阀启动前 150s，泄漏量为输气量；截断阀启动后，泄漏量为管道内的在线量，泄漏速率按照最大。

评价以规模管道最长的自 215 井～自 213 井管道 9km 为典型进行分析，输气规

模（$6\times10^4m^3/d$），截断阀启动前 150s，泄漏速率为 $0.6944m^3/s$、0.496kg/s。截断阀启动后泄漏总量约 4.29t，时间约 17298s，平均速率约 0.248kg/s。

通过 EIAProA2018 软件计算，计算甲烷的烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数。扩散计算采用 AFTOX 模式。源强按照最大泄漏速率 0.496kg/s，时间按照最长时间 17448s 预测。在风速 F 类稳定度、风速 1.5m/s 下。最大浓度 $37815.35mg/m^3$，出现在下风向 20m。最大浓度低于毒性终点浓度 1（$260000mg/m^3$）和毒性终点浓度 2（$150000mg/m^3$）。事故发生对周边居民的影响较小。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。

9.4.3.2 火灾、爆炸——次生污染物、消防废水影响分析

（1）燃烧次生污染物

本项目页岩气不含硫，燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。项目周边居民不在受限空间内，发生 CO_2 浓度过高产生窒息的几率微小。

（2）消防废水

防火、灭火过程产生消防废水。由于各采气站场和管道沿线不涉及危害水环境安全的风险物质。防废水污染物含量总体较小，中主要污染物为 SS，进入水环境会在短时间内使得水环境中的 SS 浓度显著上升，随着时间的推移 SS 会逐步沉降，影响也逐步消除。 总体对地表水、地下水的影响小。

9.4.3.3 气田水事故影响分析

（1）废水池环境风险影响分析

拟建项目废水池为半地下式结构，废水池在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起水体、土壤、地下水污染。该项目池体垮塌的机率一般较小，主要风险为大雨天可能导致废水池溢流引起水体污染。

气田水主要污染物为 COD（最高 2680mg/L）、氯化物（最高 8110mg/L）、石油类（最高 7.96mg/L）。

事故发生时可能直接对地势低于废水池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量。其中石油类含量低于污水综合排放标准一级标准，总体影响可控。

根据各站场周边水体调查，自 210、211、213、215 井周边距离地表水河流较远，废水主要进入周边农田，进入河流的几率小，且废水中石油类含量低于污水综合排

放标准一级标准，通过河流的稀释，总体影响可控。

气田水进入周边农田、土壤通过渗漏对地下水产生影响，大部分截留在农田内可通过收集外运处置，总体渗入量不大，属于短期渗入，可能对周边小范围含水层水质产生短期影响。通过立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响可控。

主要的风险为自 216 井距离小河沟（沱江支流约 40m），废水池事故进入该小河沟的机率较高。废水中石油类含量低于污水综合排放标准一级标准，通过河流的稀释，总体影响较小。主要可能造成该河流部分段 COD 超标，按照不利情况按照不利情况 300m^3 气田水进入小河沟，该小河沟枯水期宽约 10m，深约 1m，流速约 0.5m/s，流量约 5m^3/s。采用地表水瞬时模式进行估算，形成 1 个污染带。污染带的浓度逐步降低，北向南流经约 12m 汇入沱江，汇入沱江前的污染带 COD 浓度最高约 49.8mg/L，污染带长度约 1600m。影响河段不涉及饮用水源。汇入沱江后通过混合稀释，对沱江水质总体影响轻度。对地表水的影响总体不大。

池体垮塌、溢流的机率一般较小，评价提出相应的风险防范和应急措施，采用二级应急截流措施。总体对地表水环境影响可控，产生轻度影响。

（4）废水外运过程事故影响分析

本项目废水罐车运至自 23 井回注。根据各井站分布和区域路网分布，不涉及水库、地下水等水源地，主要可能影响旭水河备用饮用水源保护区河段。

发生翻车泄漏的机率小，且气田水（**返排液**）无剧毒物质。田水主要污染物为 COD（最高 2680mg/L）、氯化物（最高 8110mg/L）、石油类（最高 7.96mg/L）。事故发生时可能直接对地势低于废水池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量。其中石油类含量低于污水综合排放标准一级标准。

罐车输送的量约 20t/车，单次运输量不大。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长，渗漏对地下水轻度影响，由于一车水量 20t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处截留、围堵等措施，能更小的控制影响到面积。

罐车污水若直接进入旭水河备用饮用水源保护区，罐车污水进入河流水混合稀

释，泄漏后约 30 分钟可稀释浓度达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类水域水质标准。超标影响范围为泄漏点下游 1000m 左右，不会危及取水口水质超标，且属于备用水源，短期影响，总体影响程度轻度。

废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性很小，通过评价提出相应的风险防范和应急措施。总体风险可控。

（5）抑制剂(乙二醇)风险分析

抑制剂(乙二醇)储存区采取重点防渗，设置围堰，泄漏可有效收集。可有效防止对土壤、地下水的污染。总体影响可控。

9.4.4 环境风险防范措施及应急要求

（1）环境风险防范措施

①严格按照(1)《QSY 1858-2015 页岩气地面工程设计规范》、《NBT 14006-2015 页岩气气田集输工程设计规范》、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）、《气田集输设计规范》(GB50349-2015) 、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423－2015）、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

②各采气站应按照规范要求设置井口地面安全截断系统，井口设置高、低压安全截断阀，出站管线上设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的页岩气泄漏量。

③各站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。场站应安装可燃气体报警仪，并定期检查报警系统工作是否正确，通过自动控制系统进行监控、报警。

④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。

⑤各站场为无人值守站场，在通过自动控制进行监控、报警、控制的前提下，应设置站场巡查制度，定期人工巡查，发现问题及时进行维护、保养、更换，防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏。

⑥严格按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《石油天然气管道保护条例》对站场、管道进行保护。 禁止在防火间距新建住房和其他重要设施。对周边居民进行防火安全教育。管道建成后，设永久性标志，并对易遭车辆碰撞和人畜破坏的局部管道采取防护措施，设置标志；严格执行管道运输技术操作规程和安全规章制度；对管道设施定期巡查，设立管道巡线员定期对管道沿线进行巡查，发现安全隐患及时上报上级主管部门及时排除隐患，同时负责对管道沿线居民进行管道保护法律和安全知识的宣传、教育。

严禁个人从事下列危及管道设施安全的活动：

a、移动、拆除、损坏管道设施以及为保护管道设施安全而设置的标志、标识；b、在管道中心线两侧各 5 米范围内，取土、挖塘、修渠、修建养殖水场，排放腐蚀性物质，堆放大宗物资，采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈、修筑其他建筑物、构筑物或者种植深根植物； c、在管道中心线两侧或者管道设施场区外各 50 米范围内，爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程； d、在埋地管道设施上方巡查便道上行驶机动车辆或者在地面管道设施、架空管道设施上行走；危害管道设施安全的其他行为。e、在管道中心线两侧各 50 米至 500 米范围内进行爆破的，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。

配合当地人民政府向管道设施沿线群众进行有关管道设施安全保护的宣传教育；配合公安机关做好管道设施安全保卫工作。

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。

⑦利用现有钻井废水池前应对废水池的结构安全、防渗系统进行检查，确保安全。各废水池应设置液位自动监控、报警系统，加强平时管理，保证池体液有 1m 的空余容积，水位达到池体 1m 时前应组织外运。 并定期开展池体防渗系统和结构安全的检查、维护。

⑧废水外运应建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障信息畅通。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。加强罐车装载量管理，严禁超载。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。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，平稳安全通过，防止车祸、人为等原因造成的废水外溢，污染地表水体。废水转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等导致路况变差的季节。

⑨抑制剂(乙二醇)储存区采取一般防渗，设置围堰。

（2）环境风险应急措施

①环境风险应急关键措施

站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m 的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

②防火、灭火

发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。

③消防废水应急措施

将消防废水收集在现有的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④废水池事故、废水外运过程事故应急措施

在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处理，泄漏设置一级截流措施——在废水池周边农田、堰塘设置围挡，利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件可敷设临时防渗膜。将泄漏废水尽量控制在农田内，尽量避免进入河流。

立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

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。

废水外运过程应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。废水运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游影响水质。同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门用水进行管理，并积极配合生态环境部门抢险统一部署。

同时应及时上报所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构、当地生态环境部门、农业部门等相关部门进行用水管理，并积极配合所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构进行应急抢险。

（3）环境应急监测

各站场配备可燃气体检测仪。泄漏事故，应设置观察点，定时取样，测定站场以及周边 500m、管道泄漏口以及周边 500m 主要居民点、学校、城镇设置监测点监测甲烷含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。着火情况下，应设置观察点，定时取样，测定测定站场以及周边 500m、管道泄漏口以及周边 500m 主要居民点设置监测点监测一氧化碳、二氧化碳浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。发生消防废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测 COD、石油类。发生气田废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测 COD、石油类、氯化物。

气田水泄漏立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

采用固定、便携式监测仪器和外委环境监测结合。应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、自贡市环境监测中心站帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010) 进行监测。

（4）环境风险应急预案要求

建设单位、施工单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》

制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应结合本评价要求，结合行业特点编制。应与所在区县突发环境事件应急预案有效联动。可纳入现有蜀南气矿、作业区环境风险应急预案体系。应急预案调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式。

9.4.5 分析结论

综上所述，通过严格按照行业规范进行设计、施工和作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。本项目各采气站及集气管道环境风险是可防控的。

9.4.6 环境风险简单分析内容表

表 9.4-4　　风险简单分析内容表

建设项目名称		自 210 井区区块产能建设工程			
建设地点		四川省	自贡市	富顺县、荣县、贡井区	
地理坐标	自 210 井站	经度	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	自 211 井站采气站		[redacted]		[redacted]
	自 213 井站		[redacted]		[redacted]
	自 215 井站		[redacted]		[redacted]
	自 216 井站采气站		[redacted]		[redacted]
	自 210 井一自 201 井管道		[redacted]		[redacted]
	自 215 井~自 213 井管道		[redacted]		[redacted]
	自 213 井~张邓线管道		[redacted]		[redacted]
主要危险物质及分布		各采气站场设备及工艺管道中的甲烷。各集气管道输送的甲烷。 各采气站气田水池中的气田水。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）		各采气站甲烷泄漏最大浓度 50889.3mg/m^3，出现在下风向 20m。最大浓度低于毒性终点浓度 1（260000mg/m^3）和毒性终点浓度 2（150000mg/m^3）。 各输气管道甲烷泄漏最大浓度 37815.35mg/m^3，出现在下风向 20m。最大浓度低于毒性终点浓度 1（260000mg/m^3）和毒性终点浓度 2（150000mg/m^3）。 （3）根据各站场周边水体调查，自 210、211、213、215 井周边距离地表水河流较远，废水主要进入周边农田，进入河流的几率小，且废水中石油类含量低于污水综合排放标准一级标准，通过河流的			

	稀释，总体影响可控。主要的风险为自 216 井距离小河沟（沱江支流约 40m），废水池事故进入该小河沟的机率较高。废水中石油类含量低于污水综合排放标准一级标准，通过河流的稀释，总体影响较小。主要可能造成该河流部分段 COD 超标，按照不利情况按照不利情况 300m^3 气田水进入小河沟，该小河沟枯水期宽约 10m，深约 1m，流速约 0.5m/s，流量约 5m^3/s。采用地表水瞬时模式进行估算，形成 1 个污染带。污染带的浓度逐步降低，北向南流经约 12m 汇入沱江，汇入沱江前的污染带 COD 浓度最高约 49.8mg/L，污染带长度约 1600m。影响河段不涉及饮用水源。汇入沱江后通过混合稀释，对沱江水质总体影响轻度。对地表水的影响总体不大。 （4）气田水进入周边农田、土壤通过渗漏对地下水产生影响，大部分截留在农田内可通过收集外运处置，总体渗入量不大，属于短期渗入，可能对周边小范围含水层水质产生短期影响。通过立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响可控。
风险防范措施要求	（1）环境风险防范措施 ①严格按照行业相关规范设计、施工和作业。 ②采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的页岩气泄漏量。 ③ 通过自动控制系统进行监控、报警。 ④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志。 ⑤设置站场巡查制度，定期人工巡查，发现问题及时进行维护、保养、更换，防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏。 ⑥严格按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《石油天然气管道保护条例》对站场、管道进行保护。 配合当地人民政府向管道设施沿线群众进行有关管道设施安全保护的宣传教育；配合公安机关做好管道设施安全保卫工作。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。 ⑦利用现有钻井废水池前应对废水池的结构安全、防渗系统进行检查，确保安全。各废水池应设置液位自动监控、报警系统，加强平时管理，保证池体液有 1m 的空余容积，水位达到池体 1m 时前应组织外运。 并定期开展池体防渗系统和结构安全的检查、维护。 ⑧建立废水转运风险防范制度。 （2）环境风险应急措施 ①应急撤离：站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m 的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤

	离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。 ②防火、灭火：发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。 ③将消防废水收集在现有的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。 ④应急截流：在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处理，泄漏设置一级截流措施——在废水池周边农田、堰塘设置围挡，利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件可敷设临时防渗膜。将泄漏废水尽量控制在农田内，尽量避免进入河流。立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。 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。 环境风险应急预案要求 建设单位、施工单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应结合本评价要求，结合行业特点编制。应与所在区县突发环境事件应急预案有效联动。可纳入现有蜀南气矿、作业区环境
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：	

9.5 自 211 井站、自 216 井站环境风险评价

自 211 井站、自 216 井站采气站（含废水池）和 LNG 撬装装置区独立布置，分别有独立的风险管理系统。属于 2 个风险单元。采气站（含废水池）的风险评价及风险防范、应急措施见“9.4 各采气站及集气管道风险分析——简单分析”，不再评价。主要评价各站场 LNG 撬装装置区的环境风险。

9.5.1 环境风险识别

9.5.1.1 物质危险性识别

①甲烷

LNG 撬装装置区主要大气风险物质为 LNG 撬装工艺区内设备、管道中的页岩气。页岩气主要成为甲烷，根据特性分析，甲烷、乙烷、丙烷的特性类似，结合页岩气中以甲烷为主，且甲烷、乙烷、丙烷的终点浓度相近，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。甲烷具有易燃危险特性。属微毒类，有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25～30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。

查询导则附录 H 可知，甲烷大气毒性终点浓度-1 为 260000mg/m^3，大气毒性终点浓度-2 为 150000mg/m^3，甲烷的特性见**表 9.1-1** 。

②LNG 产品

各 LNG 撬装装置区站场内不设固定式储罐，无储罐区，主要靠槽车在线生产装车的形式，LNG 产品储存在槽车中。LNG 是即液化天然气(liquefied natural gas)。主要成分是甲烷。LNG 无色、无味且无腐蚀性，其体积约为同量气态天然气体积的 1/625，LNG 的重量仅为同体积水的 45%左右，热值为 52MMBtu/t（1MMBtu=2.52×10^8cal）。由于 LNG 汽化后密度很低，只有空气的一半左右，稍有泄漏立即飞散开来，不致引起爆炸。燃点较高-自燃温度约为 590℃ ，爆炸范围较窄（5% ～15% ）轻于空气、易于扩散。在泄漏或溢出的地方，会产生明显的白色蒸气云。蒸气云的形成，是空气中的水蒸气被溢出的 LNG 冷却所致。当 LNG 转变为气体时，其密度为 1.5kg/m。气体温度上升到－107℃时，气体密度与空气的密度相同。即 LNG 气化后温度高于－107℃时，气体的密度比空气低，容易在空气中扩散。当 LNG 与水接触时，LNG 会迅速气化，体积瞬时扩大 600 倍，即产生快速相变。尽管不发生燃烧，但是这种现象具有爆炸的特征，危害可能很严重。

LNG 低压泄漏会蒸发形成蒸气云扩散，遇到明火，将火灾。火焰温度高、辐射热强，易形成大面积火灾，并具有复燃、复爆性。天然气与空气混合，当体积分数达到爆炸极限时，如遇明火将发生爆炸，这是 LNG 事故中危害最大的一种。

一旦发生 LNG 泄漏，应及时启动消防系统，并在其表面喷淋泡沫，防止 LNG 快速挥发、扩散。泄漏气化后的物质仍然为以甲烷为主的天然气。甲烷大气毒性终点浓度-1 为 260000mg/m^3，大气毒性终点浓度-2 为 150000mg/m^3，甲烷的特性见**表 9.1-1** 。

表 9.5-1　　LNG 理化性质表

第一部分 化学品及企业标识

化学品中文名：液化天然气

化学品英文名：Liquefied Natural Gas

产品推荐及限制用途：用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。

第二部分 危险性概述

紧急情况概述：易燃气体。

GHS 危险性类别：根据化学品分类和标签规范系列标准 GB3000-2013，该产品属于易燃气体-1,加压气体-液化气体。

标签要素：

象形图：



警示词：危险

危险信息：极易燃气体; 含压力下气体，如受热可爆炸。

防范说明：

【预防措施】

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。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。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。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。

【应急响应】

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。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。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。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

【安全储存】

远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用产生火花的机械和工具.储区应备有泄漏应急处理设备。

【废弃处置】

本品及容器的处置应遵循地方/国家法规规定。物理化学危险：易燃，与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。健康危害：单纯性窒息剂;空气中浓度达 25%~30%时可出现窒息前症状，表现为头晕、呼吸加快、脉速、乏力，继续吸入出现头痛、烦躁、意识障碍、共济失调、昏迷，进一步呼吸心跳停止;皮肤接触液化气引起冻伤。

环境危害：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。

第三部分 成分/组成信息

√物质　　混合物

危险组分 浓度或浓度范围 CAS No.

天然气 96% 74-82-8

第四部分 急救措施

急救：

皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38-42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。

眼睛接触：一般不需要急救措施。

吸　　入：迅速脱离现场空气新鲜处。保持呼吸通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，进行人工呼吸。立即就医。

食　　入：无资料。

第五部分 消防措施

特别危险性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。

灭火方法和灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

灭火注意事项及措施：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。

第六部分 泄漏应急处理

作业人员防护措施、防护装备和应急处置程序：消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压式自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。

环境保护措施：防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。

泄漏化学品的收容、清除方法及所使用的处置材料：喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。隔离泄漏区直至气体散尽。

第七部分 操作处置与储存

操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。

储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。

第八部分 接触控制/个体防护

接触限值：中国 MAC(mg/m3）：250。

生物限值：无资料。

监测方法：色谱法。

工程控制：生产过程密闭，全面通风。

呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具。

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。

皮肤和身体防护：穿防静电工作服。

手 防 护：戴一般作业防护手套。

其他防护：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触。进入限制空间或其它高浓度区作业须有人监护。

第九部分 理化特性

外观与性状：无色无臭气体。

pH 值（指明浓度）：无资料　熔点/凝固点(℃): -182.6

沸点、初沸点和沸程：-161.5(℃)　引燃温度：537(℃)

相对蒸气密度(空气=1): 0.6　相对密度(水=1): 0.42(-164℃)

燃烧热(kJ/mol): 890.8　饱和蒸气压(kPa):53.32（-168.8℃）

临界压力(MPa): 4.59　临界温度(℃): -82.25

闪点 (℃): -218　n-辛醇/水分配系数: 1.09

分解温度(℃): 537　爆炸上限[%(V/V)]:15

爆炸下限[%(V/V)]:5

易燃性：易燃。
溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
第十部分 稳定性和反应性
稳定性：稳定。
禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素。
避免接触的条件：无资料。
危险反应：与氧化剂等接触发生剧烈化学反应甚至引起火灾爆炸。
危险分解产物：一氧化碳、二氧化碳、水等。
第十一部分 毒理学资料
急性毒性：LC50:50%（小鼠吸入，2h）。
皮肤刺激或腐蚀：无资料。
眼睛刺激或腐蚀：无资料。
呼吸或皮肤过敏：无资料。
生殖细胞突变性：无资料。
致癌性：无资料。
生殖毒性：无资料。
特异性靶器官系统毒性——一次性接触：无资料。
特异性靶器官系统毒性——反复接触：无资料。
吸入危害：无资料。
第十二部分 生态学资料
生态毒性：无资料。
持久性和降解性：空气中，当羟基自由基浓度为 5.00×105 个/cm3 时，降解半衰期为 6a（理论）。
潜在的生物累积性：无资料。
迁移性：无资料。
第十三部分 废弃处置
废弃处置方法：
产品：建议用焚烧法处置。
不洁的包装：把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。

②制冷剂

制冷剂的主要成分为甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷、氮气。主要风险物质为甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷。甲烷的特性见**表 9.1-1** 。丙烷特性见**表 9.1-3。乙烯、戊烷特性见下表 9.5-2、表 9.5-3。**制冷剂中甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷的终点浓度相近，均较高，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。

表 9.5-2　　乙烯的理化性质表

物质名称：乙烯				英文名称：ethylene	
危险性类别：第 2.1 类易燃气体		危险货物编号：21016		UN 编号：1962	
物化特性					
熔点（℃）	-169.4	沸点（℃）	-103.9	溶解性	不溶于水，微溶于乙醇、酮、苯，溶于乙醚。

相对密度（空气=1）	0.98	饱和蒸气压（kPa）	4083.40（0℃）	燃烧热（kJ/mol）	1409.6
相对密度（水=1）	0.61	外观与气味	无色气体，略具烃类特有的臭味。		

火灾爆炸危险数据					
闪点（℃）	无意义	爆炸极限（%）	上限 36.0；下限 2.7		
临界温度（℃）	9.2	临界压力（Mpa）	5.04	燃烧性	本品易燃
灭火剂	雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。				
灭火方法	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。				
危险特性	易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火，高热或氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。				

反应活化数据		
有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害数据		
急性毒性	LD50：无资料	LC50：无资料

健康危害：具有较强的麻醉作用。急性中毒：吸入高浓度乙烯可立即引起意识丧失，无明显的兴奋期，但吸入新鲜空气后，可很快苏醒。对眼及呼吸道粘膜有轻微刺激性。液态乙烯可致皮肤冻伤。慢性影响：长期接触，可引起头昏、全身不适、乏力、思维不集中。个别有胃肠道功能紊乱。

泄漏紧急处理：
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制进出。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

运输注意事项：
采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。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、卤素等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

储存注意事项：
储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应具有泄漏应急处理设备。

操作注意事项：
密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。

接触控制/个体防护			
中国 MAC（mg/m³）：	未指定标准	前苏联 AC（mg/m³）：	100
TLVTN：	ACGIH 窒息性气体	TLVWN：	未指定标准
监测方法：	无资料	工程控制：	生产过程密闭，全面通风。
呼吸系统防护：	一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。		
眼睛防护：	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）		
身体防护：	穿防静电工作服。		
手防护：	戴一般作业防护手套		
其他防护：	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。		

表 9.5-3　　异戊烷的理化性质表

物质名称：异戊烷				英文名称：isopentane		
危险性类别：第 3.1 类低闪电易燃气体		危险货物编号：31002		UN 编号：1265		
物化特性						
熔点（℃）	-159.4	沸点（℃）	27.8	溶解性	不溶于水，微溶于乙醇、乙醚等多数有机溶剂。	
相对密度（空气=1）	2.48	饱和蒸气压（kPa）	79.31（21.1℃）		燃烧热（kJ/mol）	3504.1
相对密度（水=1）	0.62		外观与气味		无色透明的易挥发液体，有令人愉快的芳香气味。	
火灾爆炸危险数据						
闪点（℃）	-56	爆炸极限（%）	上限 7.6；下限 1.4			
临界温度（℃）	187.8	临界压力（Mpa）	3.33	燃烧性	本品极度易燃	
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、沙土。用水灭火无效。					
灭火方法	喷水冷却容器，可能的话从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。					
危险特性	极易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火，高热极易燃烧爆炸。与氧化剂接触发生强烈反应，甚至引起燃烧。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。					
反应活化数据						
有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。						
健康危害数据						
急性毒性	LD50：无资料		LC50：1000mg/m³（小鼠吸入）			
健康危害：主要有麻醉及轻度刺激作用。可引起眼和呼吸道的刺激症状，重者有麻醉症状，甚						

至意识丧失。慢性影响：眼和呼吸道的轻度刺激。皮肤长期接触可以发生轻度皮炎。
泄漏紧急处理： 迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压呼吸器，穿防经静电工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，洗液稀释后收入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
运输注意事项： 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生的静电。严禁与氧化剂等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋、防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。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。公路运输时要按照规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
储存注意事项： 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应具有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。
操作注意事项： 密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。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。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。

接触控制/个体防护			
中国 MAC（mg/m³）：	未指定标准	前苏联 AC（mg/m³）：	未制定标准
TLVTN：	未制定标准	TLVWN：	未指定标准
监测方法：	无资料	工程控制：	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
呼吸系统防护：	空气中浓度较高时，应佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）		
眼睛防护：	必要时，戴化学安全防护眼镜。		
身体防护：	穿防静电工作服。		
手防护：	戴橡胶耐油手套。		
其他防护：	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		

③油料物质

LNG 撬装装置区油类物质主要为导热油、润滑油和废油。属于风险物质，风险物质临界量均为 2500t。

表 9.5-4　　导热油性质表

外观与性状	琥珀色 室温下液体
气味	矿物油特性
pH 值	不适用的
熔点/凝固点	没有数据
初沸点及沸程	估计值 > 280 ° C / 536 ° F
闪点	典型 216 ° C / 421 ° F (COC)
燃烧上下极限	典型 1%- 10%(V)
蒸气压力	估计值 < 0.5 Pa （20 ° C / 68 ° F ）
蒸气密度(空气=1)	> 1 (估计值)
密度	典型 890 kg/m3 （15 ° C / 59 ° F ）
溶解性	可忽略的
分配系数：正辛醇/水	> 6 (基于类似产品数据）
自燃温度	> 320 ° C / 608 ° F
分解温度	没有数据
评鉴基础	所提供的信息以类似产品的组份及毒性数据为基础。
急性毒性 经口急性毒性 皮肤急性毒性 呼吸急性毒性	预期毒性低： LD50 > 5000 mg/kg 预期毒性低： LD50 > 5000 mg/kg 在正常使用状况下，不认为存在吸入危险。
皮肤刺激或腐蚀	预期会感到轻微刺激。长期或持续接触皮肤，而不适当清洗，可能会阻塞皮肤毛孔，导致油脂性粉刺／毛囊炎等疾病。
眼睛刺激或腐蚀	预期会感到轻微刺激。
呼吸或皮肤过敏	吸入蒸气或粉雾可能会引起刺激。
生殖细胞突变性	认为没有诱变危险。
致癌性	成份是否具有致癌性，尚不可知。
生殖毒性	不应是有害的物料。
特异性靶器官系统毒性 一次性接触 反复接触	没有数据。
吸入危害	吸入蒸气或粉雾可能会引起刺激。
暴露控制	必需的保护级别和控制措施类型依潜在的接触条件而有所不同。根据对当地状况的风险评估来选择控制措施。适当的措施包括： 通风充足，足以控制气体浓度。 本品在加热、喷洒或成雾后更有可能集结在空气中。

个人保护设备	个人保护设备（PPE）应符合建议的国家标准。请查询 PPE 供货商。
呼吸保护措施	在正常使用条件下，一般不需戴呼吸保护用具。良好的工业卫生惯例说明应采取能防止吸入本品的措施。如果工程控制设施未把空气浓度保持在足以保护人员健康的水平，选择适合使用条件及符合有关法律要求的呼吸保护设备。请呼吸保护装备供应商核实。如需戴安全过滤面罩时，请选择合适的面罩与过滤器组合。选择一种适用于颗粒/有机气体及蒸气[沸点>65 ° C (149 ° F)]的混合物的过滤器。
手防护	在手可能接触产品的情况下，为得到适当的化学保护，应使用符合有关标准（如欧洲：EN374，美国：F739）并用以下材料制成的手套： 聚氯乙烯、氯丁或丁腈橡胶手套. 手套的合适性和耐用性取决于如何使用，例如接触的频率和时间长度，手套材料的 耐化学性，手套的厚度及灵巧性。应始终向手套供应商寻求建议。应更换受污染的手套。 个人卫生是有效护理手部的主要方法。必须仅在双手洗干净后，才能戴手套。使用手套后，必须彻底清洗及烘干双手。建议使用非香型保湿霜。
眼睛防护	如可能发生溅泼 ，请戴安全护镜或全脸面罩。
防护衣服	一般而言，除了普通的工作服之外不需特殊的皮肤保护措施。
监测方法	需要对工人的呼吸区域或一般工作场所的各种物质的浓度进行监测，以确认是否符合 OEL 及接触控制的适当性。对于某些物质，也可以采用生物监测。
环境暴露风险控制措施	减少对环境的排放。必须进行环境评估以确保符合当地的环境法规。
特定的危险	危险燃烧物品可能包括：气载固体与液体微粒及气体（烟）的复杂混合物。一氧化碳。未被识别的有机、无机化合物。
适当的灭火介质	泡沫，洒水或喷雾。干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土仅宜用于小规模火灾。
不适用的灭火物	切勿喷水。
消防人员保护设备	合适的保护装置包括 在密封空间内接近起火点时 必需配戴的呼吸装置。
保护措施	避免沾及皮肤及眼睛。 使用合适的防扩散措施以免污染环境。用沙、泥土或其它适合的障碍物来防止扩散或进入排水道、阴沟或河流。
清除方法	溢出后，地面非常光滑。为避免事故，应立即清洁。 用沙、泥土或其它可用来栏堵的材料设置障碍，以防止扩散。直接回收液体或存放于吸收剂中。用粘土、沙或其它适当的吸附材料来吸收残余物，然后予以适当的弃置。
额外建议	应将无法处理的严重溢漏事件通知地方当局。

④LNG 撬装装置区的其他辅料（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）

不属于《建设项目环境风险评价技术导则》中的风险物质，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但泄漏进入环境对地表水、地下水有一定危害，为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对各类化学品辅料进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

9.5.1.2 生产系统危险性识别

（1）危险单元及风险源

表 9.5-5　　危险单元划分表

危险单元		风险源
自 211 井站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
	自 211 井 LNG 撬装装置区	LNG 撬装工艺区设备和管道
		LNG 装车区槽车
		导热油系统
		MDEA 溶剂 、活化剂、消泡剂储存区
		危险废物储存间
自 211 井站	采气站	工艺管道、设备
	废水池	气田水池、罐车
	自 211 井 LNG 撬装装置区	LNG 撬装工艺区设备和管道
		LNG 装车区槽车
		导热油系统
		MDEA 溶剂 、活化剂、消泡剂储存区
		危险废物储存间

自 211 井站、自 216 井站采气站（含废水池）和 LNG 撬装装置区独立布置，分别有独立的风险管理系统。属于 2 个风险单元。采气站（含废水池）的风险评价及风险防范、应急措施见“9.4 各采气站及集气管道风险分析——简单分析”，不再评价。主要评价各站场 LNG 撬装装置区的环境风险。

自 211 井站、自 216 井站典型危险单元分布图如下：



图 9.5-1 自 211 井站、自 216 井站典型危险单元分布图

（2）风险因素

① 设计不合理：a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满足强度要求，管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

② 管材及施工缺陷：管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等，这些缺陷大多数是由于焊工责任心不强、工作不认真以及违反焊接工艺规程所造成的。制管质量事故多出现于有缝钢管（多见于螺旋缝钢管）。

③ 疲劳失效：管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致泄漏或火灾、爆炸事故。

④ 腐蚀、磨蚀：LNG 撬装工艺区页岩气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除，同时页岩气的流速较高，会冲击、磨蚀管道或设备材料表面，在管线转弯处尤为严重，从而可能导致局部减薄、刺漏。

⑤ 外部干扰：站场周边修筑道路、建筑施工、农民耕地等活动引起的管道、设备损伤等。在站场附近进行工程活动，易改变站场附近区域的土壤结构，引起管道涂层退化、漏气，以及管道、设备破裂；但外部干扰的各种活动可通过强化管理避免，因此外部干扰导致管道破裂的事故不常见。

⑥操作不当：违反操作规程造成的操作事故可能引发严重的事故，造成泄漏事故的发生，造成人员伤亡和财产损失。由于装置操作期间的误操作，使工艺流程切换错误而产生超压，从而出现危险。

（3）同类工程事故调查

案例一：1944 年，美国第一批国家商用 LNG 设施之一发生事故，由于储气罐的设计失误造成 LNG 泄漏，从而引起火灾，导致 128 人死亡。这次事故引起了公众对 LNG 的恐慌，其影响一直持续到现在。截至 2003 年，自 1944 年事故后世界范围还发生了 10 次以上直接与 LNG 相关的严重事故。除了 LNG 的火灾和爆炸危险之外，一些意外和人为事件也将增强 LNG 的危险。美国能源经济中心（CEE）将 LNG 危险归纳为四类：恐怖主义袭击、地震、海上事故和操作事故，其中操作事故主要是指人为事故和设备失灵造成的事故。就目前来看，操作事故依然是 LNG 火灾的重要原因。

案例二：2004 年 1 月 19 日，阿尔及利亚的斯基克达一个 LNG 生产厂的蒸气锅炉发生爆炸，引发了一系列大规模蒸气云爆炸和火灾，持续了 8h。爆炸

和火灾摧毁了部分工厂，并造成了工厂周边区域的死伤及财产损失。调查显示引起爆炸的原因很可能是操作事故，而非蓄意破坏。

9.5.1.3 环境风险类型及危害分析

①LNG 撬装工艺区工艺管道和设备泄漏，甲烷、制冷剂等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分产生少量的一氧化碳。

②LNG 槽车泄漏，LNG 低压泄漏会蒸发形成蒸气云扩散，遇到明火，将火灾。火焰温度高、辐射热强，易形成大面积火灾，并具有复燃、复爆性。天然气与空气混合，当体积分数达到爆炸极限时，如遇明火将发生爆炸，这是 LNG 事故中危害最大的一种。甲烷等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分产生少量的一氧化碳。

③导热油系统的导热油泄漏进入环境，主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。通过设置围堰可控制在围堰范围内。

④MDEA 溶剂 、活化剂、消泡剂储存区药剂泄漏，主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。通过设置围堰可控制在围堰范围内。

⑤危险废物储存间的废油等危险废物泄漏，主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。通过设置围堰可控制在围堰范围内。

⑥LNG 撬装工艺区、槽车发生泄漏、火灾爆炸事故时，防火喷水、灭火喷水产生消防废水，由于站场涉及危害水环境安全油类风险物质。消防废水污染物可能含油，进入水环境会在短时间内使得水环境中的石油类浓度显著上升。

9.5.1.4 环境风险识别结果

表 9.5-6　各 LNG 撬装装置区环境风险识别表

序号	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
1	各 LNG 撬装装置区	LNG 撬装工艺区	甲烷、制冷剂	泄漏，燃烧伴生/次生废气、	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流

				消防废水		
		LNG 槽车	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流
		导热油系统	导热油	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、河流、居民水井
		MDEA 溶剂 、活化剂、消泡剂储存区	药剂	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、河流、居民水井
		危险废物储存间	废油等危险废物	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、河流、居民水井

9.5.2 风险事故情形分析

（1）风险事故情形设定

风险事故触发因素具有不确定性。在不能包含全部可能环境风险的情况下，为了加强风险管理，为风险管理提供科学依据，在风险识别结果的基础上，首先根据危险物质、扩散途径等将识别的事故总结划分为不同类型，再筛选出对环境影响较大并具有代表性的事故类型，即为风险事故情形。风险事故情形的设定应体现在危险物质、环境危害、影响途径等方面的代表性。

结合前面风险识别，选取对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。详见表 9.5-7。

表 9.5-7　风险事故情形设定表

风险事故情形	危险单元	风险源	危险物质	环境风险类型	环境影响途径
情形 1 LNG 槽车泄漏	LNG 撬装装置区、槽车运输	LNG 槽车	甲烷等烃类物质（以甲烷计）	泄漏	大气
情形 2 站场、槽车着火、灭火——燃烧次生污染物、消防废水	LNG 撬装装置区、槽车运输	LNG 撬装装置区撬装区、槽车	燃烧次生物质、消防废水	次生污染	大气、地表水

泄漏是本次环境风险评价需考虑的主要事故类型。本次评价考虑压力容器及其连接的工艺管道断裂泄漏。依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）

附录 E，泄漏事故概率见下表。

9.5.3 风险事故源项分析

9.5.3.1 情景 1　LNG 槽车泄漏——甲烷泄漏量

LNG 液体泄漏进入大气环境将全部蒸发成气体，按气体泄漏考虑。根据导则，未设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 30 min。泄漏速率按照全部泄漏完的平均泄漏时间计算。泄漏速率约 12.5kg/s，总泄漏量 22.5t。

当 LNG 泄漏后，应利用导液槽将 LNG 收集到集液池中，用高倍数泡沫将其覆盖，控制 LNG 的气化速率。在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。

为防止火灾爆炸，可采用喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。 隔离泄漏区直至气体散尽。消防废水基本不含有毒有害物质，对环境的影响小。

9.5.3.2 情景 2 站场、槽车着火、灭火——燃烧次生污染物、消防废水

（1）燃烧次生污染物

页岩气、LNG 产品燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，本次不进行量化分析，CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。井场周边居民不在受限空间内，发生 CO_2 浓度过高产生窒息的几率微小。

（2）消防废水

灭火过程产生消防废水。槽车运输途中事故一般消防废物不含有毒有害物质，对环境的影响小。

站场火灾事故主要为槽车和工艺区，消防废水一般不产生有毒有害物质，但可能存在导热油、化学药剂和危险废物进入消防废水的可能性。产生量根据实际控制情况难以定量，一般废水量在 500m^3 以下。应在利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件时可敷设临时防渗膜。

9.5.3.3 源强汇总

表 9.5-8　建设项目源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率/(g/s)	释放或泄漏时间/h	最大释放或泄漏量/t
1	情景 1 LNG 槽车泄漏——甲烷泄漏量	LNG 槽车	甲烷	大气	12.5kg/s	0.5	22.5
2	情景 2 站场、槽车着火、灭火	井口	CO	大气	由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，本次不进行量化分析		
			消防废水	地表水	站场火灾事故主要为槽车和工艺区，消防废水一般不产生有毒有害物质，但可能存在导热油、化学药剂和危险废物进入消防废水的可能性。产生量根据实际控制情况难以定量，一般废水量在 500m3以下。应在利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件时可敷设临时防渗膜。		

9.5.4 风险预测与评价

9.5.4.1 LNG 槽车泄漏风险预测

（1）预测模型选取

通过 EIAProA2018 软件计算，计算甲烷的烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数。扩散计算采用 AFTOX 模式。

（2）预测范围与计算点、预测时段

预测范围 3 km。特殊计算点为 3km 内大气环境敏感目标，一般计算点设置 50m 间距。预测时段：[0，3600s]60s，预测时间 1 小时，间隔 60 秒。

（3）事故源参数

源高度 H 取 1m

源温度：取温度 25℃

源面积：压力容积泄漏计算甲烷源面积约 0.5m^2

甲烷释放速率：12.5kg/s，泄漏量 22.5t

持续泄漏时间：0.5 小时

污染物基本物性参数：

表 9.5-9 污染物基本物性参数表

污染物	蒸气定压比热容 CPS (J/Kg.K)	常压沸点 TBP(℃)	沸点时的汽化热 DHE(J/Kg)	液体比热容 CPSL (J/Kg.K)	液体密度 RHOSL (Kg/m3)	饱和压力常数 SPB(--)	饱和压力常数 SPC(K)

甲烷		81.6				-1	0

（4）气象参数

最不利气象条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25 ℃，相对湿度 50%。

（5）预测模型主要参数汇总

表 9.5-10　大气风险预测模型主要参数表（以自 211LNG 撬装装置区为例）

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/(°)	[redacted]
	事故源纬度/(°)	[redacted]
	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	0.2
	是否考虑地形	否

（6）大气毒性终点浓度值选取

表 9.5-11　　大气毒性终点浓度标准　　单位：　mg/m³

污染物 \ 取值时间	毒性终点浓度 1/（mg/m³）	毒性终点浓度 2/（mg/m³）
甲烷	260000	150000

（7）预测结果

通过 EIAProA2018 软件计算结果如下：

①下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度

表 9.5-12　下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度、终点浓度范围

下风向距离（m）	甲烷浓度（mg/m³）
11	993412.1000
50	348222
100	143839
150	78811
200	50327
250	35250

300	26251
350	20419
400	16405
450	13514
500	11357
550	9700
600	8397
650	7352
700	6500
750	5795
800	5205
850	4705
900	4277
950	3908
1000	3587
1050	3307
1100	3059
1150	2840
1200	2645
1250	2471
1300	2314
1350	2172
1400	2044
1450	1934
1500	1849
1550	1770
1600	1697
1650	1629
1700	1565
1750	1506
1800	1450
1850	1398
1900	1350
1950	1304
2000	1260
2500	936.0991
3000	733.9544
终点浓度范围	终点 1：65m

	终点 2：100m

② 影响范围及敏感点综合预测结果

综上预测分析结果，**自 211LNG 撬装装置区达到**大气毒性终点浓度 1 级（甲烷 260000mg/m³）的范围 65m 内无居民。但有可能对站场周边 65m 内活动的人群造成生命威胁。**达到**大气毒性终点浓度 2 级（甲烷 150000mg/m³）的范围 100m 内有 6 户约 24 人。可能对周边居民造成不可逆的伤害。

综上预测分析结果，**自 216LNG 撬装装置区达到**大气毒性终点浓度 1 级（甲烷 260000mg/m³）的范围 65m 内无居民。但有可能对站场周边 65m 内活动的人群造成生命威胁。**达到**大气毒性终点浓度 2 级（甲烷 150000mg/m³）的范围 100m 内有 6 户约 24 人。可能对周边居民造成不可逆的伤害。

因此，评价提出发现泄漏对周边 500m 居民进行撤离。

9.5.4.2 情景 2 站场、槽车着火、灭火燃烧次生污染物

页岩气不含硫，燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，影响小。

CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。井场周边居民不在受限空间内，发生 CO2 浓度过高产生窒息的几率微小。

通过泄漏后以及燃烧，对周边 500m 范围内居民的进行撤离。天然气燃烧次生污染物对周边居民的影响可控。

9.5.4.2 情景 2 消防废水环境风险影响分析

灭火过程产生消防废水。槽车运输途中事故一般消防废物不含有毒有害物质，对环境的影响小。

站场火灾事故主要为槽车和工艺区，消防废水一般不产生有毒有害物质，但可能存在导热油、化学药剂和危险废物进入消防废水的可能性。产生量根据实际控制情况难以定量，一般废水量在 500m³ 以下。应在利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件时可敷设临时防渗膜。通过有效收集消防废水，对地表水环境的影响总体可控。

若未能及时有效收集，消防废水发生泄漏、外溢时，废水根据地形坡度进入农田、地表水中。 该废水中主要可能的污染物为石油类、COD，由于站场油料物质总体较少，存在罐体内，且设置有围堰，进入消防废水量少。事故发生时可能直接对

地势低于站场的农田产生轻度污染。风险泄漏废水进入农田，通过在农田截流，影响的范围小。进一步通过农田渗漏对地下水产生轻度影响。

如农田未有效截流，部分进入地表水，总废水量 500m³，按照不利情况 200m³ 进入地表水。含污染物的量较少，水质相对较好，通过与地表水的水混合稀释后，预计对地表水水质总体影响轻度。

9.5.5 其他环境风险影响分析

（1）LNG 撬装装置区的其他辅料（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）风险分析

化学药剂储存区采取重点防渗，设置围堰，泄漏可有效收集。可有效防止对土壤、地下水的污染。总体影响可控。消防一般采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，一般不产生消防废水。

（2）危险废物储存间风险分析

危险废物储存间采取重点防渗，设置围堰，危险废物泄漏可有效收集。可有效防止对土壤、地下水的污染。总体影响可控。消防一般采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，一般不产生消防废水。

（3）导热油、润滑油事故影响分析

导热油系统内导热油 3t，定期外运更换，现场不储存更换的导热油。导热油除储存在导热油炉、导热油槽中。评价提出在导热油炉、导热油槽下方设置围堰，围堰容积不低于 6m³,地面进行重点防渗。润滑油通过桶装储存，储存量 0.2t，评价提出在润滑油储存区设置托盘式围堰。

导热油、润滑油发生大量泄漏的几率很小，泄漏可有效进行收集。可有效防止对土壤、地下水的污染。总体影响可控。

导热油量少，发生燃烧产生的次生大气污染物少，对环境影响总体可控，消防一般采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，一般不产生消防废水。若喷水，产生废水大部门可收集在围堰内，对环境影响总体可控。少了进入环境，通过前面分析消防废水的影响分析，截流措施，总体影响可控。

润滑油消防一般采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，一般不产生消防废水。

9.6 LNG 撬装装置区环境风险防范措施及应急措施

（1）环境风险防范措施

①严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）、《液化天然气设备与安装陆上装置设计》（GB/T22724-2008）等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

② 自 211、自 216 井采气站输入到 LNG 撬装装置区的进站管线设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的原料气泄漏量。在站内设置紧急截断系统、放空系统以及压力温度等的显示远传控制系统等，以便及时了解站场工作情况，做到及时防范危害因素。

③各 LNG 撬装装置区站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。LNG 撬装装置区应在天然气易泄漏处，设置可燃气体报警器，且报警信号接到站内控制系统，一旦天然气泄漏就会发出警告，以做到防患于未然。

④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。在检修时，应对设备和管道置换后再检修并按照石油工业“HSE”要求，制定防火、防爆等安全措施。

⑤工作人员进行液化天然气的相关操作时应穿戴好绝热手套、防护服等。防护服应采用棉质材料，需穿长裤，不得穿裙子、短裤进行操作，鞋底不得有铁钉，长裤不得卷起，应盖住鞋帮开口；手套应完好、干燥等。

⑥对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

⑦ 建立严格的规章制度和操作规程，完善岗位培训上岗制，加强职工的安全教育，提高安全防范风险的意识。针对运营中可能发生的异常现象和存在的安全隐患，设置合理可行的技术措施，制定严格的操作规程。对易发生泄漏的部位实行定期的

巡检制度，及时发现问题，尽快解决。严格执行防火、防爆、防雷击、防毒害等各项要求。建立健全安全、环境管理体系，制定严格的安全管理制度。编制应急救援预案，建立应急救援组织，定期进行预案演练。

⑧LNG 槽车运输单位、人员应具备相应的资质和能力，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。执行运输规程。加强对槽车司机的安全教育，定期对槽车进行安全检查，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。加强对槽车的管理，防止人为原因造成的风险事故。

⑨导热油炉、导热油槽下方设置围堰，围堰容积不低于 6m³。润滑油储存区设置托盘式围堰。化学药剂储存区采取重点防渗，设置围堰。危险废物储存间采取重点防渗，设置围堰。

⑩在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。

（2）环境风险应急措施

①环境风险应急关键措施

LNG撬装装置区、槽车发生泄漏事故、燃烧事故应及时组织撤离周边 500m的居民，撤离路线应根据站场风向标，槽车事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

②防火、灭火

LNG撬装装置区发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护装置，防止着火或事故继续恶化。

在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。当 LNG

泄漏后，应利用导液槽将 LNG 收集到集液池中，用高倍数泡沫将其覆盖，控制 LNG 的气化速率。为防止火灾爆炸，可采用喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。 隔离泄漏区直至气体散尽。

③消防废水应急措施

将各 LNG 撬装装置区消防废水收集在相邻集气站场的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④ 导热油等油类物质、危险废物、化学药剂等应急措施

将泄漏物料收集在围堰内，防止外溢，将风险影响控制在站内。消防尽量采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，尽量避免含油消防废水。将泄漏的油类收集交有资质单位处置。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置。

（3）环境应急监测

站场配备固定、便携可燃气体检测仪。泄漏事故，应设置观察点，定时取样，测定站场各处以及站场周边 500m主要居民点、学校、城镇设置监测点监测甲烷含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

着火情况下，应设置观察点，定时取样，测定站场各处以及站场周边 500m主要居民点设置监测点监测一氧化碳、二氧化碳浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

发生消防废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测 COD、石油类。如消防废水严重污染存在污染地下情况，应在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

采用固定、便携式监测仪器和外委环境监测结合。应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、自贡市环境监测中心站帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010) 进行监测。

9.7 LNG 撬装装置区环境风险应急预案

建设单位、运营单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办

法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，尤其是涉及项目风险影响范围的镇政府以及村委会。各 LNG 撬装装置区应单独编制环境风险应急预案。应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应根据本评价提出的应急措施要求，结合专业特点编制。应与当地区县《突发环境事件应急预案有效联动。评价提出应急预案主要原则要求如下表：

表 9.7-1　　应急预案编制原则要求

序号	项目	内　容　及　要　求
1	预案适用范围	分别适用于自 211 井 LNG 撬装装置区、自 216 井 LNG 撬装装置区。各 LNG 单独编制。
2	环境事件分类与分级	分为 3 级：按环境突发事件可控性、严重程度和影响范围。 一般（Ⅲ级）：环境风险事故控制在站场范围内。 较大（Ⅱ级）：其他环境风险事故导致外环境污染。 重大（Ⅰ级）： 槽车、撬装工艺区发生泄漏、燃烧事故。
2	组织机构与职责	明确组织体系的构成及其职责。一般包括应急指挥部及其办事机构、现场处置组、环境应急监测组、应急保障组以及应急组织撤离组。 企业应急组织机构以 LNG 运营单位及其上级主管部门为主。 同时应将所在镇政府以及村委会纳入应急组织撤离组的协作部门。一般（Ⅲ级）事故指挥权限为企业应急组织机构。 较大（Ⅱ级）、重大（Ⅰ级）时应将指挥权交企业上级应急组织机构、所在区县突发环境事件应急预案的组织结构。企业应急组织机构进行协调、配合处置、参与应急保障。
3	监控和预警	通过设置可燃气体监控报警设施、压力监控系统进行风险监控、预警。
4	应急响应	环境风险应急关键措施：站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m 的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。
5	应急保障	总体按照行业规范和应急预案要求配备应急设施和人员。配备可燃气体监测仪、灭火器等风险监控和应急物资、人员。站场应配备高音喇叭、防爆灯具、风向标、通讯设备等便于疏散公众是设施、设备。
6	善后处置	说明事后恢复的工作内容和责任人，重点做好人群安置、医疗检查和救护。重点做好现场污染物的后续处理；做好环境应急相关设施、设备、场所的维护；配合开展环境损害评估、赔偿、事件调查处理等。
7	预案管理与演练	动联系当地政府，组织人员对站场周边 500m 的居民宣传风险的危害及相关知识。可通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、应急救护

		措施。现场应按应急处置方案所涉及内容和人员组织演练。应将站场周边500m 的居民纳入应急演练人员。

9.8 环境风险评价结论

9.8.1 项目危险因素

（1）各采气站以及集气管道

各采气站场工艺管道和设备泄漏以及集气管道泄漏，甲烷等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分产生少量的一氧化碳。

各单井废水池废水主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

各单井污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能沿途河流、耕地引起水体、土壤、地下水污染。

各采气站场工艺管道和设备以及集气管道发生泄漏、火灾爆炸事故时，防火喷水、灭火喷水产生消防废水，由于站场和管道沿线不涉及危害水环境安全的风险物质。防废水污染物含量总体较小，中主要污染物为 SS，进入水环境会在短时间内使得水环境中的 SS 浓度显著上升，随着时间的推移 SS 会逐步沉降，影响也逐步消除。

表 9.8-1　　各采气站及集气管道环境风险识别表

序号	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
1	各采气站场	天然气	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流
		气田水池、气田水运输车	气田水（返排液）	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、分散式居民水井、河流
2	各集气管道	天然气	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流

（2）各 LNG 撬装装置区

LNG 撬装工艺区工艺管道和设备泄漏，甲烷、制冷剂等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分

产生少量的一氧化碳。

LNG 槽车泄漏，LNG 低压泄漏会蒸发形成蒸气云扩散，遇到明火，将火灾。火焰温度高、辐射热强，易形成大面积火灾，并具有复燃、复爆性。天然气与空气混合，当体积分数达到爆炸极限时，如遇明火将发生爆炸，这是 LNG 事故中危害最大的一种。甲烷等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分产生少量的一氧化碳。

LNG 撬装装置区导热油系统的导热油泄漏进入环境，主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。通过设置围堰可控制在围堰范围内。

LNG 撬装装置区 MDEA 溶剂 、活化剂、消泡剂储存区药剂泄漏，主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。通过设置围堰可控制在围堰范围内。

LNG 撬装装置区危险废物储存间的废油等危险废物泄漏，主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。通过设置围堰可控制在围堰范围内。

LNG 撬装工艺区、槽车发生泄漏、火灾爆炸事故时，防火喷水、灭火喷水产生消防废水，由于站场涉及危害水环境安全油类风险物质。消防废水污染物可能含油，进入水环境会在短时间内使得水环境中的石油类浓度显著上升。

表 9.8-2　各 LNG 撬装装置区环境风险识别表

序号	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
1	各 LNG 撬装装置区	LNG 撬装工艺区	甲烷、制冷剂	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流
		LNG 槽车	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流
		导热油系统	导热油	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、河流、居民水井

		MDEA 溶剂 、活化剂、消泡剂储存区	药剂	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、河流、居民水井
		危险废物储存间	废油等危险废物	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、河流、居民水井

9.8.2 环境敏感性及事故环境影响

（1）各采气站及集气管道

各采气站环境敏感目标见“表 1.8-1 、表 1.8-2 、表 1.8-3、表 1.8-4 、表 1.8-5 ”。管道沿线环境敏感目标见“表 1.8-6 ”。各井站周边 500m 范围无居民集中区、医院、学校等环境敏感区，主要分布分散农村居民。各采气站周边地表水体均为Ⅲ类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。下游 10km 范围不涉及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；风景名胜区等水环境敏感区。各采气站周边地下水分布少量分散式居民水井，不涉及地下水集中式水源地。各管道沿线 200m 范围分布农村分散居民，不涉及集中居民区、医院、学校等环境敏感区。

各采气站甲烷泄漏最大浓度 50889.3mg/m3，出现在下风向 20m。最大浓度低于毒性终点浓度 1（260000mg/m^3）和毒性终点浓度 2（150000mg/m^3）。

各输气管道甲烷泄漏最大浓度 37815.35mg/m3，出现在下风向 20m。最大浓度低于毒性终点浓度 1（260000mg/m^3）和毒性终点浓度 2（150000mg/m^3）。

（2）各 LNG 撬装装置区

各 LNG 周边 500m 范围无居民集中区、医院、学校等环境敏感区，主要分布分散农村居民。500-3000m 范围分布少量的学校、城镇和居民集中区，距离较远。各 LNG 周边地表水体均为Ⅲ类地表水环境功能区（农灌、养殖），不涉及饮用水源保护区。下游 10km 范围不涉及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；风景名胜区等水环境敏感区。各 LNG 周边

地下水分布少量分散式居民水井，不涉及地下水集中式水源地。

综上预测分析结果，自 211LNG 撬装装置区槽车泄漏达到大气毒性终点浓度 1 级（甲烷 260000mg/m³）的范围 65m 内无居民。但有可能对站场周边 65m 内活动的人群造成生命威胁。达到大气毒性终点浓度 2 级（甲烷 150000mg/m³）的范围 100m 内有 6 户约 24 人。可能对周边居民造成不可逆的伤害。

综上预测分析结果，自 216LNG 撬装装置区槽车泄漏达到大气毒性终点浓度 1 级（甲烷 260000mg/m³）的范围 65m 内无居民。但有可能对站场周边 65m 内活动的人群造成生命威胁。达到大气毒性终点浓度 2 级（甲烷 150000mg/m³）的范围 100m 内有 6 户约 24 人。可能对周边居民造成不可逆的伤害。

因此，评价提出发现泄漏对周边 500m 居民进行撤离。总体对周边居民影响可控。

9.8.3 各采气站和集气管道环境风险防范措施和应急预案

（1）环境风险防范措施

①严格按照（1)《QSY 1858-2015 页岩气地面工程设计规范》、《NBT 14006-2015 页岩气气田集输工程设计规范》、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）、《气田集输设计规范》(GB50349-2015) 、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423－2015）、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

②各采气站应按照规范要求设置井口地面安全截断系统，井口设置高、低压安全截断阀，出站管线上设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的页岩气泄漏量。

③各站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。场站应安装可燃气体报警仪，并定期检查报警系统工作是否正确，通过自动控制系统进行监控、报警。

④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。

⑤各站场为无人值守站场，在通过自动控制进行监控、报警、控制的前提下，

应设置站场巡查制度，定期人工巡查，发现问题及时进行维护、保养、更换，防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏。

⑥严格按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《石油天然气管道保护条例》对站场、管道进行保护。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。

⑦利用现有钻井废水池前应对废水池的结构安全、防渗系统进行检查，确保安全。各废水池应设置液位自动监控、报警系统，加强平时管理，保证池体液有 1m 的空余容积，水位达到池体 1m 时前应组织外运。 并定期开展池体防渗系统和结构安全的检查、维护。

⑧废水外运应建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障信息畅通。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。

（2）环境风险应急措施

①环境风险应急关键措施

站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

②防火、灭火

发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。

③消防废水应急措施

将消防废水收集在现有的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④废水池事故、废水外运过程事故应急措施

在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处

理，泄漏设置一级截流措施——在废水池周边农田、堰塘设置围挡，利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件可敷设临时防渗膜。将泄漏废水尽量控制在农田内，尽量避免进入河流。

立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

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。

废水外运过程应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。废水运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游影响水质。同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门用水进行管理，并积极配合生态环境部门抢险统一部署。

同时应及时上报所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构、当地生态环境部门、农业部门等相关部门进行用水管理，并积极配合所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构进行应急抢险。

（3）环境应急监测

各站场配备可燃气体检测仪。泄漏事故，应设置观察点，定时取样，测定站场以及周边 500m、管道泄漏口以及周边 500m主要居民点、学校、城镇设置监测点监测甲烷含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。着火情况下，应设置观察点，定时取样，测定测定站场以及周边 500m、管道泄漏口以及周边 500m500m主要居民点设置监测点监测一氧化碳、二氧化碳浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。发生消防废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测COD、石油类。发生气田废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测COD、石油类、氯化物。

气田水泄漏立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影

响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

采用固定、便携式监测仪器和外委环境监测结合。应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、自贡市环境监测中心站帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010) 进行监测。

（4） 环境风险应急预案要求

建设单位、施工单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应结合本评价要求，结合行业特点编制。应与所在区县突发环境事件应急预案有效联动。可纳入现有蜀南气矿、作业区环境风险应急预案体系。应急预案调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式。

9.8.4 各 LNG 撬装装置区环境风险防范措施和应急要求

（1）环境风险防范措施

①严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）、《液化天然气设备与安装陆上装置设计》（GB/T22724-2008）等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

② 自 211、自 216 井采气站输入到 LNG 撬装装置区的进站管线设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的原料气泄漏量。在站内设置紧急截断系统、放空系统以及压力温度等的显示远传控制系统等，以便及时了解站场工作情况，做到及时防范危害因素。

③各 LNG 撬装装置区站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。LNG 撬装装置区应在天然气易泄漏处，设置可燃气体报警器，且报警信号接到站内控制系统，一旦天然气泄漏就会发出警告，以做到防患于未然。

④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟

花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。在检修时，应对设备和管道置换后再检修并按照石油工业“HSE”要求，制定防火、防爆等安全措施。

⑤工作人员进行液化天然气的相关操作时应穿戴好绝热手套、防护服等。防护服应采用棉质材料，需穿长裤，不得穿裙子、短裤进行操作，鞋底不得有铁钉，长裤不得卷起，应盖住鞋帮开口；手套应完好、干燥等。

⑥对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

⑦ 建立严格的规章制度和操作规程，完善岗位培训上岗制，加强职工的安全教育，提高安全防范风险的意识。针对运营中可能发生的异常现象和存在的安全隐患，设置合理可行的技术措施，制定严格的操作规程。对易发生泄漏的部位实行定期的巡检制度，及时发现问题，尽快解决。严格执行防火、防爆、防雷击、防毒害等各项要求。建立健全安全、环境管理体系，制定严格的安全管理制度。编制应急救援预案，建立应急救援组织，定期进行预案演练。

⑧LNG 槽车运输单位、人员应具备相应的资质和能力，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。执行运输规程。加强对槽车司机的安全教育，定期对槽车进行安全检查，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。加强对槽车的管理，防止人为原因造成的风险事故。

⑨导热油炉、导热油槽下方设置围堰，围堰容积不低于 6m^3。润滑油储存区设置托盘式围堰。化学药剂储存区采取重点防渗，设置围堰。危险废物储存间采取重点防渗，设置围堰。

⑩在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。

（2）环境风险应急措施

①环境风险应急关键措施

LNG撬装装置区、槽车发生泄漏事故、燃烧事故应及时组织撤离周边 500m的居

民，撤离路线应根据站场风向标，槽车事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

②防火、灭火

LNG撬装装置区发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护装置，防止着火或事故继续恶化。

在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。当 LNG 泄漏后，应利用导液槽将 LNG 收集到集液池中，用高倍数泡沫将其覆盖，控制 LNG 的气化速率。为防止火灾爆炸，可采用喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。 隔离泄漏区直至气体散尽。

③消防废水应急措施

将各 LNG 撬装装置区消防废水收集在相邻集气站场的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④ 导热油等油类物质、危险废物、化学药剂等应急措施

将泄漏物料收集在围堰内，防止外溢，将风险影响控制在站内。消防尽量采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，尽量避免含油消防废水。将泄漏的油类收集交有资质单位处置。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置。

（3）环境应急监测

站场配备固定、便携可燃气体检测仪。泄漏事故，应设置观察点，定时取样，测定站场各处以及站场周边 500m主要居民点、学校、城镇设置监测点监测甲烷含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。着火情况下，应设置观察点，定时取样，测定站场各处以及站场周边 500m主要居民点设置监测点监测一氧化碳、二氧化碳浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。发生消防废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境

监测，主要监测COD、石油类。如消防废水严重污染存在污染地下情况，应在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

采用固定、便携式监测仪器和外委环境监测结合。应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、自贡市环境监测中心站帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010) 进行监测。

（4）LNG 撬装装置区环境风险应急预案要求

建设单位、运营单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，尤其是涉及项目风险影响范围的镇政府以及村委会。各 LNG 撬装装置区应单独编制环境风险应急预案。应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应根据本评价提出的应急措施要求，结合专业特点编制。应与当地区县《突发环境事件应急预案有效联动。

9.8.5 环境风险评价结论与建议

综上所述，通过严格按照行业规设计、施工和作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。 自 210 井区区块产能建设工程环境风险是可防控的。

建议加强风险事故应急监测，根据监测情况适当扩大撤离范围，最大限度减轻风险事故影响。

10 环境保护措施技术经济论证

10.1 大气污染防治措施

10.1.1 施工期大气污染防治措施

根据《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》(川办发[2013]32号）及《四川省灰霾污染防治实施方案》（2013 年）相关要求，建设单位要加强对建设工地的监督检查，督促施工单位落实降尘、压尘和抑尘措施。主要从以下几方面做好扬尘控制：

站场施工设置围挡，硬化进出口并采取冲洗、洒水等措施控制扬尘。设置车辆冲洗设施对驶出工地的车辆进行冲洗。对露天堆放河沙、石粉、水泥、灰浆、灰膏等易扬撒的物料予以覆盖。对开挖施工作业面（点）洒水降尘。临时渣土堆放洒水、覆盖降尘。密闭运输渣土、砂石等易撒漏扬散物质，并对撒落在路面的渣土尽快清除。禁止在大风天进行渣土堆放作业，当出现风速过大或不利天气状况时应停止施工作业。

管沟施工过程中，应采用分段施工，管沟开挖产生的土方待管道敷设完毕后应及时回填，尽量缩短其堆存时间，使其保持一定量的含水率，从而减少扬尘产生量。禁止在大风天进行渣土堆放作业，当出现风速过大或不利天气状况时应停止施工作业。

对于施工机械排放的尾气，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。

以上措施总体较简单可操作，各项环保措施预计费用约 20 万元，投资较小，经济技术可行。

10.1.1 运营期大气污染防治措施

（1）新建 5 座采气站水套加热炉使用站内净化天然气，燃烧后的主要污染物为NOX和颗粒物，通过 8m高排气筒排放。

（2）2 座LNG撬装装置区发电机组以使用站内净化天然气，燃烧后的主要污染物为NOX和颗粒物，通过 8m高排气筒排放。

（3）2 座LNG撬装装置区导热油炉使用站内净化天然气，燃烧后的主要污染物为NOX和颗粒物，通过 8m 高排气筒排放。

（4）2 座LNG撬装装置区办公人员生活产生餐饮油烟通过油烟净化器处理后排放。

（5）LNG撬装装置区/BOG废气（液态蒸发闪蒸气）配套建设BOG回收单元，减少废气排放，纳入工程投资。

以上措施总体较简单可操作，在油气田开发广泛采用，类比同类型站场的，采用天然气的水套炉、导热油炉、发电机组能够达标排放。主要纳入工程投资，新增环保投资预计费用约 5 万元，投资较小，经济技术可行。

10.2 噪声防治措施

10.2.1 施工期噪声防治措施

合理安排作业时间，敏感点附近尽量避免午间 12:00～14:00 和夜间 22:00～6:00 施工；施工现场的运输车辆应安排专人指挥，场内禁止运输车辆鸣笛，采取限速行驶；合理安排施工车辆进出路线； 在站场施工时，要求施工方加强施工过程中的管理工作，尽量采用低噪声设备，确保施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求；加强施工人员的管理和教育，减少不必要的金属敲击声和人为噪声。

10.2.1 运营期噪声防治措施

（1）单井采气站（自 210、自 213、自 215 井站）采用低噪声设备，合理布局，厂界达标。

自 211、自 216 井站 LNG 撬装装置区主要噪声设备空压制氮撬基础减振、隔声，置于集装箱式隔声间，排气管道按照消声器。预冷压缩机、主冷压缩机、BOG 压缩机、LNG 装车泵基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。燃气发电机组基础减振、隔声、消声。燃气发电机置于集装箱式隔声间，电机排烟系统安装消声器。集装箱式隔声间墙体采用 2mm 厚的国标冷轧钢板，墙体夹层选用防火、环保吸音棉、中密度板和阻燃玻璃网布等。隔声 20 分贝以上。采取以上措施预计自 211、自 216 井站运营期昼间厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，夜间噪声超标，主要是西侧、北侧厂界超标，最大超标约 3dB(A) 。主要 LNG 撬装装置占地面积小，主要噪声设备布局要考虑安全因素，距离厂界近。但对

周边居民点的影响值可达标，总体影响较小。

（3）为了进一步减小噪声影响，满足厂界达标要求，运营期应在自 211、自 216 井站 LNG 撬装装置区厂界距离主要噪声设备较近的一侧设置 2m 实体砖墙围墙，可以隔声 10 分贝以上，降低噪声影响，确保厂界噪声达标。同时对站场周边规划提出反馈意见，站场周边 50m 范围不宜修建农村居民点、学校等声环境敏感建筑。

（4）放空应尽量避免夜间和午休时间。

以上措施总体较简单可操作，在油气田开发广泛采用，类比同类型站场的，单井采气站（自 210、自 213、自 215 井站）可厂界达标。自 211、自 216 井站可满足周边居民点影响值达标。环保投资预计费用约 60 万元，投资较小，经济技术可行。

10.3 水污染防治措施

10.3.1 施工期水污染防治措施

（1）施工期所产生的生活污水均依托周边农户旱厕收集后，作为农肥使用。站场施工少量施工废水经沉淀除渣后可循环使用，不外排。

（2）管线试压废水沉淀后就近排放至周边沟渠。

（3）工程穿越河流、沟渠段选择在枯水期进行施工，并采用围堰导流的方法分段进行开挖。管道入沟后，覆土复原，并采取稳管措施，及时恢复河道原貌；施工结束后，对河道内可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。在河道施工过程中严禁施工废水和生活污水排入河道中，严禁在河道内清洗施工机具、倾倒废水；尽量缩短涉水施工工期，减轻对河道和河流水质的影响。

（4）施工期全程禁止向水体内排放污染物，施工时所产生的废油等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。

以上措施总体较简单可操作，在油气田开发广泛采用， 主要为管理措施，环保投资预计费用约 1 万元，投资较小，经济技术可行。

10.3.2 运营期水污染防治措施

（1）生活污水

各采气站前期临时值守区值守人员生活污水和 LNG 撬装装置区产生生活污水。各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。

各采气站初期临时有人值守生活区环保生态厕所储存能力 5m³ 共计 5 座，LNG 撬装装置区生活区环保生态厕所 50m³ 共计 2 座。

本项目生活污水产生量少，各站场设置环保生态厕所设施能满足 10 天以上的储存能力，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。周边乡镇污水处理站已经普及，能够依托。

（2）生产废水

运行期间的各站场废水主要为气田水（返排液）以及少量放空分离液，依托钻井工程配套的 1 座容积 500m³的污水池储存。各依托废水池在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。

定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。

①暂存可行性分析

自 210、213、215 井各井站设 1 座容积 500m³的污水池，初期最大平均每天产生返排液 50m3/d，可一次储存 10 天的返排液，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。

自 211、216 井站各井站设 1 座容积 500m³的污水池，污水池同时要储存 LNG 撬装装置区废水，初期最大平均每天产生返排液 50m3/d，LNG 撬装装置区废水 0.5m3/d，合计 50.5m3/d，可一次储存 9 天的返排液，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。

各废水池均按重点防渗区的要求建设，因此，本工程依托该污水池暂存是可行的。但应在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。

②依托自 23 井回注站可行性分析

根据回顾性分析，自 23 井回注站 2020 年 8 月建成投产，建设回注规模 200m3/d，约设计总容积约 37.4 万方。主要服务于自贡等地区页岩气开发过程中所产生的气田水及蜀南气矿下辖周边等气田所产气田水。自 2020 年 8 月运行至 2021 年 2 月验收期间，已通过回注泵进行试回注 27147.9m³。回注规模平均约 120m³/d。剩余能力 80m3/d。

同时考虑区块在建自 212 井废水，自 23 井的处理能力不满足 2022 年回注需要，2022 年不能依托 23 井的废水量 171m³/d 需要外运至周边新增钻井平台配置压裂液以及依托周边其他回注站如威 43 井回注站等具备剩余处理能力的回注站回注。否则

应通过调整各井的投产时序确保废水能够全部有效利用和处置。

2023 及以后废水总量 61m³/d，自 23 井回注站的回注能力能够接纳，能够满足本工程生产废水回注的要求。

根据自 23 井回注工程环评要求：自贡等地区页岩气气田水及周边气田气田水均应处理达到 《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准后，方可拉运至自 23 井回注。根据“表 2.1-6 周边页岩气井返排液成分分析表”类比分析，本项目各采气站分离气田水通过废水池沉淀后，含油量小于 30mg/L，经沉淀后 SS 满足小于 50mg/L，可直接拉运到自 23 井回注。且自 23 井已经通过了运行、验收，采气分离气田水可直接拉运回注。符合其水质控制要求。

③威 43 井回注站可行性分析

2022 年不能依托 23 井的废水量 171m³/d 需要外运至周边新增钻井平台配置压裂液以及依托周边其他回注站如威 43 井回注站等具备剩余处理能力的回注站回注。

威 43 井回注站位于威远县新场镇丰田村 19 社。于 2016 年 8 月 1 日取得威远县环境保护局下达的补充报告环评批复（威环审批[2016]107 号），根据该批复，威 43 井功能调整为为气田水、试油废水、酸化压裂废水、压裂返排液、钻井废水等钻井废水、采气废水回注服务，并于 2016 年 9 月 12 日取得威远县环境保护局下达的补充报告验收批复（威环验函[2016]49 号）。根据回注井资料，该井震旦系灯影组储积空间达到 310 万 m3，年运行 310 天，设计回注年限为 10 年，设计回注规模为 1000m³ /d，实际回注规模约 400m³ /d。具有 600m³ /d 的空余能力，空余能力满足本项目 2022 年不能依托 23 井的废水量 171m³/d 的处理要求。

④废水转运保障性措施

为保障返排液运输途中不发生泄漏及人为偷排现象，应执行中石油西南油气田分公司建立的专门的气田水运输保障的“五联单”制度（即出站单据、进站单据和回注量单据等）。同时，建设方还应对拉运车辆加设了 GPS 监控设施，严格监控拉运车辆的运输路由。严格要求运输作业，加强对司机的环境管理要求，加强对运输人员的培训教育，增强其安全环保意识；在拉运前应对罐车车体和罐体进行全面检查，特别是对罐体的密封性和车辆安全性检查。在行驶过程中司机应提高注意力，缓慢行驶，遵守不超载、不超速、行车安全第一的要求。严防发生交通事故，严禁

运输途中发生偷排、漏排的情况。该制度在各地广泛使用，具有良好的可操作性和实用性，可确保回注水运输的安全性。

综上，本项目运营期的废水防治措施技术上可行，在气田广泛采用，技术成熟。新增环保投资约 10 万元，投资较小，经济技术可行。生活污水年运输、处理费用约 7 万元，初期气田水年运输费用约 300 万元，后期显著降低。占项目总体产值比例很小，经济上可行。

10.4 固体废物处置措施

10.4.1 施工期

施工人员食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。

施工期间产生少量建筑垃圾，产生量较少约 20t。部分施工废料部分由施工单位回收利用，不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。

以上措施总体较简单可操作，在油气田开发广泛采用，环保投资预计费用约 2 万元，投资较小，经济技术可行。

10.4.2 运营期

（1）各采气站固体废物

①生活垃圾

临时值守期间员工将产生少量生活垃圾，集中收集后交由当地环卫部门处置。

②高压除砂橇废渣

各采气站高压除砂橇年产生少量砂石，收集交环卫部门收运处置。

③清管废渣

自 201 井、自 213 井设清管接收装置。产生少量清管废渣，收集交环卫部门收运处置。

④废水池沉淀污泥

各采气站废水池产生沉淀污泥，定期清理密闭袋装，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。

⑤危险废物

抑制剂预留加注口，一般不使用。预计单井抑制剂废包装物产生量为 1t/a，危险废物类别 HW49，抑制剂储存区室内存放，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。

由原厂家回收用于原始用途。

（2） LNG 撬装装置区废物

①生活垃圾

则生活垃圾产生量为 18kg/d(6.57t/a)，设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

②一般工业固体废物

脱水单元废分子筛以及过滤器，每 3 年更换一次；由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。

③危险废物

各 LNG 撬装装置区设置危险废物储存间 1 座约 5m²，按照《危险废物贮存污染控制标准 GB18597-2001（2013 年修订）》要求建设，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。分类储存各类危险废物。

MDEA 单元过滤器（活性炭）每 5 年更换 1 次，每次约 0.5t，属于危险废物 HW49。交由有危废处置资质的单位进行收运处置。

脱汞剂（载硫活性炭）每 5 年更换 1 次，每次约 1t，属于危险废物 HW29，集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

项目运营期压缩机等设备要定期更换机油，废机油及废油桶产生量为 1t/a，危险废物类别 HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

导热油每 3 年更换 1 次，每次约 4.5t，属于危险废物 HW08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物，产生量为 0.5t/a，危险废物类别 HW49。集中收集储存由厂家回收用于原始用途。

综上，本项目运营期的固废收集、处置措施技术上可行，在气田广泛采用，技术成熟。环保投资约 22 万元，投资较小，经济技术可行。固废年处置费用约 2 万元，占项目总体产值比例很小，经济上可行。

10.5 生态保护与恢复措施

10.5.1施工期生态保护措施

（1） 严格控制施工占用土地

合理规划，严格控制施工作业带面积，减小施工作业带宽度，降低对土壤扰动和地表植被破坏及裸地和土方暴露面积。划定作业施工范围，施工作业控制在项目用地范围内，避免占用、破坏占地外的植被。

施工便道尽量利用现有的村道、县乡级公路整修而成。杜绝车辆乱碾乱轧；不随意开设便道。确需布设的施工便道的，应尽量避开基本农田和林地，并控制宽度。施工堆管场应尽量位于现有固化地面及荒地上，尽量租用管道沿线居民的硬化院坝堆放施工材料，禁止占用基本农田。

现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得随意在道路以外的地方行驶和作业，保证路外植被不被破坏。

（2）控制施工方式、合理布置施工场地

林地区域管道沟槽开挖尽量采用人工开挖，减少破坏林地面积。回填利用管沟挖土，不设置取土场，不设渣场，避免新增占地的影响。

施工材料堆场尽量租用管道沿线居民的硬化院坝堆放施工材料。同时布局在道路沿线人为活动较多区域、野生动物分布较少区域，减轻对野生动物的影响。

租用民房作为施工营地，不新建营地。本项目部分管道临近河沟，在临河段施工应设置围挡，避免土石方进入河道，禁止弃土进入河道。

（3）施工过程中对土壤的保护措施

对农业熟化土壤要分层开挖，分层堆放、分层复原，减少因施工生土上翻耕层养分损失农作物减产的后果，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。对于林地，要按照森林土壤剖面分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，即最上层是地被物层，往下依次是腐殖质层、淋溶层、母质层，减少因施工对林地立地条件的影响。

临时占用的基本农田的耕作层土壤必须作好表土剥离和表土收集存放。

提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（4）植物保护措施

在确认占地红线时还应对占地区内的古树名木进行核实，如占地区内有古树名木分布应进行合理避让，确难以避让的应进行保护性移植。在施工工程中，如发现有珍稀保护植物，要报告当地林业部门，在专业人员指导下进行保护、保护性移植。施工过程中，尽量对开挖地段的重要植被（主要为乔木）就近培植、移栽。

合理安排施工次序、季节、时间，尽量避开栽培植物物种播种生长季、收获期，根据沿线农作作物栽种情况，合理安排施工次序和时间。林地区域管道沟槽开挖尽量采用人工开挖，减少破坏林地面积。施工作业期间尽量避免施工机械对林地的破坏。

加强施工人员的管理和教育，建立管理制度，在工地及周边设立野生植物保护的宣传牌，注意对植被保护。宣传贯彻《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》等相关法规，禁止在占地外进行砍伐森林、毁坏草地、破坏植被等对区域陆生植物不利影响的活动，避免人为破坏植被。

施工期林地穿越施工时严禁烟火，要制定和遵守森林防火规范，严防火灾发生；建立施工区防火及火警警报系统，务必确保工程期内施工区附近区域的自然资源火情安全。

（5）野生动物保护措施

若施工过程发现保护鸟类的栖息地（生息繁衍的重要区域如巢、穴、洞）应进行合理避让，难以无法避让，应采取易地保护，在周边类似生境进行易地重建栖息地，将保护动物迁移到重建的栖息地。

在经过林地进行施工时，要优化施工方案，抓紧施工进度，尽量缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类、兽类的繁殖季节。禁止夜间作业。

加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》、-四川省《中华人民共和国野生动物保护法》实施办法等相关法规的宣传教育， 加强施工人员的管理和教育，建立管理制度在工地及周边设立野生动物保护的宣传牌，注意野生动物的保护。

施工区域内禁止猎捕野生动物， 禁止在禁猎区毁巢、取卵、射猎，对于发现的受伤、病弱、饥饿、受困的动物，要积极的采取救护措施。对于偶遇的野生动物，采取避让措施。

施工结束后，及时恢复植被，恢复野生动物生境。

（6）水生生态保护措施

管线以大开挖方式穿越河沟时，应尽量选在枯水季节，土方严禁堆积在河道，施工结束后要尽快恢复河道的畅通。合理安排施工期，应避开鱼类 4 月初～6 月底产卵季节。水域附近施工时，禁止非施工需要对大范围扰动水体，避免污染水质，加剧对水生生物的负面影响。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；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。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。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）基本农田保护方案

①优化管道选线。本工程管线穿越农业耕作区，在优化走向过程中应注意尽量避开基本农田。严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田。施工便道等临时占地应尽量避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。堆管场应禁止占用基本农田。

②合理安排工期。占用农田的施工活动尽量在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

③建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定。按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划。补划的永久基本农田必须是坡度小于 25 度的耕地，原则上与现有永久基本农田集中连片。建设在单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

④采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，确保站场运营期不对周边的基本农田环境造成污染影响。

⑤永久占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

⑥严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及复垦措施 。

⑦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。本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

⑧对临时占用基本农田应按规定编制土地复垦方案，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力，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。施工结束后应及时复垦恢复原种植条件，并满足相关复垦标准通过验收。

（8）水土流失防治对策措施

该项目应编制水土保持方案并按照方案落实水土保持措施，水保措施应与本项目提出的生态恢复措施结合。恢复植被选择应考虑水土保持功能和生态修复功能。

在可能条件下，管道尽量多走缓坡，少平行切割陡坡脚和破坏天然植被，必要时局部走向位置服从垂直上下高、长陡坡。调节施工安排，水土流失量大的高陡坡区段宜安排在当地少雨季节施工，避免汛期进行沟渠穿越作业。雨季施工尽量减少已开挖管沟暴露时间，及时开挖、及时组装焊接和回填，回填土应夯实。管道沿等高线垂直铺设时，经过坡耕地时，坡度小于 25°采用坡改梯防护，坡度大于 25°时，采用退耕还林进行植被防护。管道平行等高线开挖，应在堆土一侧修建挡土墙。

根据管线和地形关系设计不同形式的护坡、平行堡坎或垂直堡坎，平行堡坎顶面应高于原始坡面。 在汇水面较大或较陡的区段，修筑截水沟或分水沟，以减小暴雨的冲刷力和水量。尽量恢复原始地形地貌，疏通原有水沟渠道。管道的直接影响区应恢复原地貌。

10.5.2 临时占地生态恢复措施

（1）恢复土地利用原有地形、地貌

施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前时的地形地貌。

施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做“分层开挖、分层堆放，分层回填压实”处理，以保护植被生长层、降低对土壤养分的影响、尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

管沟回填进行压实平整，使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

（2）耕地的恢复措施

按照《土地复垦条例》，生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁 复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

对临时占用的耕地总体全面复垦为耕地，耕地复垦率 100%，施工完后进行复垦，施工期约 6 个月，复垦种植恢复期 1 年。复垦土禳采用管沟开挖的表土。对土壤进行翻耕、平整及培肥改良，满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求，为恢复土地的生产能力，可增施肥料，加强灌溉。

（3）林地恢复措施

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”的原则进行补偿。

对施工便道、施工场地临时占用林地的应复垦为乔、灌木林地，人工种植恢复的植被物种采用本地乔、灌物种，建议以临近区域的乔、灌种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。

对管道沿线占用的林地进行植被恢复，管沟顶部采用表土回填后进行恢复，尽量保证人工恢复植被带与周围背景植被一致性。管线中心线两侧 5m 范围内种植浅根植物，不种植深根植物。人工种植恢复的植被物种采用本地草丛物种，建议以临近区域的草丛植物种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。

以上措施总体较简单可操作，技术成熟，在油气田开发广泛采用，技术可行 。水土保持工程措施纳入工程投资，环保投资主要为管道生态恢复措施费用，预计费用约 200 万元，投资较小，经济技术可行。

10.6 地下水、土壤污染防治措施

10.6.1 施工期地下水、土壤污染防治措施

施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。主要为管理措施，经济技术可行。

10.6.2 运营期地下水防治措施

（1）源头控制措施

保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。

站场抑制剂、LNG撬装装置区辅助药剂采用对水环境污染小药剂。加强分离器等废水产生设备以及润滑油、导热油设备的检修，避免跑冒滴漏。

（2）分区防控措施

重点防渗区：本项目重点防渗区主要包括各采气站依托的废水池、LNG撬装装置区的危险废物储存间、LNG撬装装置区导热油系统围堰区、LNG撬装装置区油料储存区。防渗要求：等效粘土层≥6m，$k \leqslant 1\times10^{-7}$cm/s。

一般防渗区：该项目的一般防渗区主要LNG撬装装置区的辅助化学药剂（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）储存间以及采气站抑制剂储存区、生态厕所化粪池、废水装车区。防渗要求，等效粘土层 1.5m，$k \leqslant 1\times10^{-7}$cm/s。

表 10.6-1　项目分区防渗方案一览表

分区	防渗系数	装置、单元名称	防渗措施
重点防渗区	等效粘土层≥6m，$k \leqslant 1\times10^{-7}$cm/s	LNG 撬装装置区的危险废物储存间	采用 P8 级 C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm
		LNG 撬装装置区导热油系统围堰区	采用 P8 级 C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm
		LNG 撬装装置区油料储存区	采用 P8 级 C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm。
		采气站依托的废水池	池底处理：池底开挖后先用原土夯实、整平，整平后铺设 10cm 厚 C15 混凝土垫层， 然后浇筑 10cm 厚的单层双向 C25 防渗钢筋混凝土，防渗等级为 P8。墙身和基础处理：基础下先用 10cm 厚 C15 混凝土作垫层，基础及墙身均采用 Mu30 条石浆砌，砌筑砂浆为 M7.5 水泥砂浆。然后在池内壁、池底和池墙转脚处采用 1：3 水泥砂浆抹面，厚度 2cm。最后池底、内壁清洗后，用水泥基防水材料涂刷两遍作防腐、防酸处理。

一般防渗区	等效粘土层 1.5m，k≤1×10^{-7}cm/s	LNG 撬装装置区的辅助化学药剂（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）储存间	桶装储存+钢铁托盘
		生态厕所化粪池、废水装车区。	P6C25 混凝土土层 10cm 防渗+C15 混凝土垫层 10cm。
		采气站抑制剂储存区	桶装储存+钢铁托盘
重点防渗区均采用抗渗等级 P8 的混凝土、一般防渗区混凝土均采用抗渗等级 P6 的混凝土。			

（3）跟踪监测

非正常工况下污水池可能引起池体周围地下水水质改变。井场有附近分散式地下水井，事故状态下地下水环境风险较大，应制定地下水环境影响跟踪监测计划，以便及时发现问题，采取措施。在项目各井站场地附近设监控点 3 个。

（4）应急响应措施

一旦发生地下水污染事故，应立即采取相应应急措施。查明并切断污染源，立即将污水、固废、油类等污染源转移，修复事故区。为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等应急措施，确保居民正常用水的措施。探明地下水污染深度、范围和污染程度；依据探明的地下水污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染水体进行抽排工作；将抽取的受污染地下水进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；当地下水中污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水并开展土壤修复工作。

10.6.3 运营期土壤污染防治措施

采气站场抑制剂储存、LNG 撬装装置区药剂储存、润滑油储存区、危险废物储存间采用防雨和围堰措施，防止雨水淋滤和流失导致污染物下渗污染进入土壤环境。

针对渗入影响落实地下水评价提出的防渗分区要求及防渗措施。

各站场废水周边耕地各设置 1 个跟踪监测点，5 年 1 次。监测因子为《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目 8 项 + pH、石油烃+含盐量。跟踪监测发现土壤受到污染时应查找污染原因，并采取相应措施。

综合，以上地下水、土壤防治措施总体较简单可操作，技术成熟，在油气田开发广泛采用，技术可行。废水池已经按重点防渗区建设，需要进行检查维护。环保投资费用约 30 万元，投资较小，经济技术可行。

10.7 风险防范和应急措施

10.7.1 各采气站及集气管道环境风险防范措施及应急要求

（1）环境风险防范措施

①严格按照（1）《QSY 1858-2015 页岩气地面工程设计规范》、《NBT 14006-2015 页岩气气田集输工程设计规范》、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）、《气田集输设计规范》(GB50349-2015）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423－2015）、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

②各采气站应按照规范要求设置井口地面安全截断系统，井口设置高、低压安全截断阀，出站管线上设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的页岩气泄漏量。

③各站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。场站应安装可燃气体报警仪，并定期检查报警系统工作是否正确，通过自动控制系统进行监控、报警。

④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。

⑤各站场为无人值守站场，在通过自动控制进行监控、报警、控制的前提下，应设置站场巡查制度，定期人工巡查，发现问题及时进行维护、保养、更换，防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏。

⑥严格按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《石油天然气管道保护条例》对站场、管道进行保护。 禁止在防火间距新建住房和其他重要设施。对周边居民进行防火安全教育。管道建成后，设永久性标志，并对易遭车辆碰撞和人畜破坏的局部管道采取防护措施，设置标志；严格执行管道运输技术操作规程和安全规章制度；对管道设施定期巡查，设立管道巡线员定期对管道沿线进行巡查，发现安全隐患及时上报上级主管部门及时排除隐患，同时负责对管道沿线居民进行管道保护法律和

安全知识的宣传、教育。配合当地人民政府向管道设施沿线群众进行有关管道设施安全保护的宣传教育；配合公安机关做好管道设施安全保卫工作。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。

⑦利用现有钻井废水池前应对废水池的结构安全、防渗系统进行检查，确保安全。各废水池应设置液位自动监控、报警系统，加强平时管理，保证池体液有 1m 的空余容积，水位达到池体 1m 时前应组织外运。 并定期开展池体防渗系统和结构安全的检查、维护。

⑧废水外运应建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障信息畅通。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。加强罐车装载量管理，严禁超载。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。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，平稳安全通过，防止车祸、人为等原因造成的废水外溢，污染地表水体。废水转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等导致路况变差的季节。

⑨抑制剂(乙二醇)储存区采取一般防渗，设置围堰。

（2）环境风险应急措施

①环境风险应急关键措施

站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

②防火、灭火

发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着

火或事故继续恶化。

③消防废水应急措施

将消防废水收集在现有的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④废水池事故、废水外运过程事故应急措施

在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处理，泄漏设置一级截流措施——在废水池周边农田、堰塘设置围挡，利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，有条件可敷设临时防渗膜。将泄漏废水尽量控制在农田内，尽量避免进入河流。

立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

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。

废水外运过程应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。废水运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游影响水质。同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门用水进行管理，并积极配合生态环境部门抢险统一部署。

同时应及时上报所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构、当地生态环境部门、农业部门等相关部门进行用水管理，并积极配合所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构进行应急抢险。

（3）环境应急监测

各站场配备可燃气体检测仪。泄漏事故，应设置观察点，定时取样，测定站场以及周边 500m、管道泄漏口以及周边 500m主要居民点、学校、城镇设置监测点监测甲烷含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。着火情况下，应设置观察点，定时取样，测定测定站场以及周边 500m、管道泄漏口以及周边 500m主要居民点设置监测点监测一氧化碳、二氧化碳浓度，根

据监测情况决定是否扩大撤离范围。发生消防废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测COD、石油类。发生气田废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测COD、石油类、氯化物。

气田水泄漏立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

采用固定、便携式监测仪器和外委环境监测结合。应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、自贡市环境监测中心站帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010）进行监测。

（4） 环境风险应急预案要求

建设单位、施工单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应结合本评价要求，结合行业特点编制。应与所在区县突发环境事件应急预案有效联动。可纳入现有蜀南气矿、作业区环境风险应急预案体系。应急预案调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式。

综合，以上措施总体技术成熟，在油气田开发广泛采用，技术可行。主要措施纳入工程投资，投资费用约 20 万元，投资较小，经济技术可行。

10.7.2 各 LNG 撬装装置区环境风险防范措施和应急要求

（1）环境风险防范措施

①严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）、《液化天然气设备与安装陆上装置设计》（GB/T22724-2008）等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

② 自 211、自 216 井采气站输入到 LNG 撬装装置区的进站管线设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险

事故的原料气泄漏量。在站内设置紧急截断系统、放空系统以及压力温度等的显示远传控制系统等，以便及时了解站场工作情况，做到及时防范危害因素。

③各 LNG 撬装装置区站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。LNG 撬装装置区应在天然气易泄漏处，设置可燃气体报警器，且报警信号接到站内控制系统，一旦天然气泄漏就会发出警告，以做到防患于未然。

④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。 站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。在检修时，应对设备和管道置换后再检修并按照石油工业“HSE”要求，制定防火、防爆等安全措施。

⑤工作人员进行液化天然气的相关操作时应穿戴好绝热手套、防护服等。防护服应采用棉质材料，需穿长裤，不得穿裙子、短裤进行操作，鞋底不得有铁钉，长裤不得卷起，应盖住鞋帮开口；手套应完好、干燥等。

⑥对废弃脱汞剂的更换，必须由厂家专业人员回收或委托有资质的危废处置单位统一处理回收处理，更换下来的脱汞剂禁止在厂内堆放、储存，以防止人员接触中毒。

⑦ 建立严格的规章制度和操作规程，完善岗位培训上岗制，加强职工的安全教育，提高安全防范风险的意识。针对运营中可能发生的异常现象和存在的安全隐患，设置合理可行的技术措施，制定严格的操作规程。。对易发生泄漏的部位实行定期的巡检制度，及时发现问题，尽快解决。严格执行防火、防爆、防雷击、防毒害等各项要求。建立健全安全、环境管理体系，制定严格的安全管理制度。编制应急救援预案，建立应急救援组织，定期进行预案演练。

⑧LNG 槽车运输单位、人员应具备相应的资质和能力，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。执行运输规程。加强对槽车司机的安全教育，定期对槽车进行安全检查，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。加强对槽车的管理，防止人为原因造成的风险事故。

⑨导热油炉、导热油槽下方设置围堰，围堰容积不低于 6m³。润滑油储存区设置托盘式围堰。化学药剂储存区采取重点防渗，设置围堰。危险废物储存间采取重点

防渗，设置围堰。

⑩在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气(LNG)生产、储存和装运》(GB/T20368-2012)对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。

（2）环境风险应急措施

①环境风险应急关键措施

LNG撬装装置区、槽车发生泄漏事故、燃烧事故应及时组织撤离周边 500m的居民，撤离路线应根据站场风向标，槽车事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

②防火、灭火

LNG撬装装置区发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区 ；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护装置，防止着火或事故继续恶化。

在 LNG 装车区设有不燃烧实体防液堤，防液堤内设置集液池，防止槽车泄漏时 LNG 任意外流。严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺区、制冷剂储存装置等可能产生易燃液体泄漏的区域设置于拦蓄区。当 LNG 泄漏后，应利用导液槽将 LNG 收集到集液池中，用高倍数泡沫将其覆盖，控制 LNG 的气化速率。为防止火灾爆炸，可采用喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。 隔离泄漏区直至气体散尽。

③消防废水应急措施

将各 LNG 撬装装置区消防废水收集在相邻集气站场的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田、堰塘等设置临时应急储存池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④ 导热油等油类物质、危险废物、化学药剂等应急措施

将泄漏物料收集在围堰内，防止外溢，将风险影响控制在站内。消防尽量采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，尽量避免含油消防废水。将泄漏的油类收集交有资质单位处置。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置。

（3）环境应急监测

站场配备固定、便携可燃气体检测仪。泄漏事故，应设置观察点，定时取样，测定站场各处以及站场周边500m主要居民点、学校、城镇设置监测点监测甲烷含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。着火情况下，应设置观察点，定时取样，测定站场各处以及站场周边500m主要居民点设置监测点监测一氧化碳、二氧化碳浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。发生消防废水外溢进入地表水环境的，对进入的农田、河流进行地表水环境监测，主要监测COD、石油类。如消防废水严重污染存在污染地下情况，应在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

采用固定、便携式监测仪器和外委环境监测结合。应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、自贡市环境监测中心站帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010）进行监测。

(4)LNG撬装装置区环境风险应急预案要求

建设单位、运营单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，尤其是涉及项目风险影响范围的镇政府以及村委会。各LNG撬装装置区应单独编制环境风险应急预案。应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应根据本评价提出的应急措施要求，结合专业特点编制。应与当地区县突发环境事件应急预案有效联动。

综合，以上措施总体技术成熟，在LNG站场广泛采用，技术可行。主要措施纳入工程投资，环保投资费用约50万元，投资较小，经济技术可行。

10.8服务期满后的环保措施

气井停采后应按Q/SY XN 0386-2013《天然气井永久性封井技术规范》等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。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：

⑴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。

⑵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。

⑶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。

综合，以上措施总体技术成熟，在油气田开发中广泛采用，技术可行。环保投资费用约 50 万元，投资较小，经济技术可行。

10.9 现有工程主要环境问题及改进措施

根据现状回顾性评价分析，现有工程主要存在的问题及改进措施如下表，相应措施纳入现有工程的环境管理和投资。

表 10.9-1　　现有工程主要环境问题及改进措施

序号	存在的环境问题	改进措施、建议
1	自 211、212 井钻井工程完成后未及时对放喷池等临时占地进行生态恢复。竣工环保验收中。	自 211、212 井钻井工程应及时按照环评要求进行临时占地生态恢复，并尽快完成竣工环保验收。
2	自 212 井、自 201 井和自 205 井放空方式均为直接放空。	参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）“对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。”，建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。

10.10 环保措施及投资估算

表 10.10-1　　项目环境保护措施与投资一览表

内容 / 类型	污染类型		主要防治措施	投资（万元）	预期治理效果
水污染防治	施工期	施工废水	生活污水均依托周边农户旱厕收集后，作为农肥使用。站场施工少量施工废水经沉淀除渣后可循环使用，不外排。 管线试压废水沉淀后就近排放至周边沟渠。	1	对环境影响较小
		水体保护	枯水期进行施工，采用围堰导流。稳管措施，及时恢复河道原貌；少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚，严禁施工废水和生活污水排入河道中，严禁在河道内清洗施工机具、倾倒废水；尽量缩短施工工期。 施工期全程禁止向水体内排放污染物。	工程投资、管理措施	对环境影响较小
	运营期	生活污水	各采气站初期临时有人值守生活区环保生态厕所储存能力 5m³ 共计 5 座，LNG 撬装装置区生活区环保生态厕所 50m³ 共计 2 座。各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。	10	符合环保要求
		生产废水	运行期间的各站场废水主要为气田水（返排液）以及少量放空分离液，依托钻井工程配套的 1 座容积 500m3 的污水池储存。各依托废水池在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。	依托	依托可行，符合环保要求
大气污染防治措施	施工期	站场施工扬尘	站场设置围挡，硬化进出口并采取冲洗、洒水等措施控制扬尘。设置车辆冲洗设施对驶出工地的车辆进行冲洗。易扬撒的物料予以覆盖。对开挖施工作业面（点）洒水降尘。临时渣土堆放洒水、覆盖降尘。密闭运输渣土、砂石等易撒漏扬散物质，并对撒落在路面的渣土尽快清除。禁止在大风天进行渣土堆放作业。	20	对环境影响较小
		管道施工扬尘	采用分段施工，管沟开挖产生的土方待管道敷设完毕后应及时回填，尽量缩短其堆存时间，使其保持一定量的含水率，从而减少扬尘产生量。禁止在大风天进行渣土堆放作业。	管理措施	对环境影响较小
		机械废气	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。	管理措施	对环境影响较小
	运营期	燃料废气	5 座采气站水套加热炉、2 座 LNG 撬装装置区发电机组及导热油炉使用站内天然气，通过 8m 高排气筒排放。	工程投资	预计达标，污染物排放量少
		BOG 废气	LNG 撬装装置区/BOG 废气（液态蒸发闪蒸气）配套建设 BOG 回收单元，减少废气排放。	工程投资	预计达标，污染物排放量少
		餐饮油烟	2 座 LNG 撬装装置区办公人员生活产生餐饮油烟通过油烟净化器处理后排放。	5	符合环保要求
固	施	生活垃圾	施工人员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。	2	符合环

体废物	工期	建筑垃圾	部分施工废料部分由施工单位回收利用，不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。		保要求，对环境影响小。
	运营期	生活垃圾	生活垃圾设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。	1	
		一般工业固体废物	①各采气站高压除砂橇年产生少量砂石，收集交环卫部门收运处置。 ②自 201 井、自 213 井产生少量清管废渣，收集交环卫部门收运处置。 ③各采气站废水池产生沉淀污泥，定期清理密闭袋装，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。 ④各 LNG 撬装装置区脱水单元废分子筛以及过滤器，每 3 年更换一次；由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。	1	
		危险废物	①各采气站抑制剂储存区室内存放，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。由原厂家回收用于原始用途。 ②各 LNG 撬装装置区设置危险废物储存间 1 座约 5m2，按照《危险废物贮存污染控制标准 GB18597-2001（2013 年修订）》要求建设，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。分类储存各类危险废物。 ③各 LNG 撬装装置区活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物集中收集储存由厂家回收用于原始用途。 ④各 LNG 撬装装置区的其他各类危险废物在危险废物储存间储存，定期交交由有危废处置资质的单位进行收运处置。	20	
噪声	施工期	施工噪声	合理安排作业时间，敏感点附近尽量避免午间 12:00～14:00 和夜间 22:00～6:00 施工；施工现场的运输车辆应安排专人指挥，场内禁止运输车辆鸣笛，采取限速行驶；合理安排施工车辆进出路线； 加强施工过程中的管理工作，尽量采用低噪声设备，减少不必要的金属敲击声和人为噪声。	管理措施	场界达标，敏感点影响小
	运营期	降噪措施	①单井采气站（自 210、自 213、自 215 井站）采用低噪声设备，合理布局，厂界达标。 ②预冷压缩机、主冷压缩机、BOG 压缩机、LNG 装车泵基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。燃气发电机组基础减振、隔声、消声。燃气发电机置于集装箱式隔声间，电机排烟系统安装消声器。集装箱式隔声间墙体采用 2mm 厚的国标冷轧钢板，墙体夹层选用防火、环保吸音棉、中密度板和阻燃玻璃网布等。隔声 20 分贝以上。 ③为了进一步减小噪声影响，满足厂界达标要求，运营期应在自 211、自 216 井站 LNG 撬装装置区厂界距离主要噪声设备较近的一侧设置 2m 实体砖墙围墙，可以隔声 10 分贝以上，降低噪声影响，确保厂界噪声达标。	60	厂界达标。敏感点影响值达标。
地下水	施工期	土壤、地下水防治	施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。	管理措施	符合环保要求，影响小。

	运营期	源头控制措施	保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。 站场抑制剂、LNG撬装装置区辅助药剂采用对水环境污染小药剂。 加强分离器等废水产生设备以及润滑油、导热油设备的检修，避免跑冒滴漏。	工管理措施	满足防渗要求。
		分区防渗	重点防渗区：主要包括各采气站依托的废水池、LNG撬装装置区的危险废物储存间、LNG撬装装置区导热油系统围堰区、LNG撬装装置区油料储存区。 一般防渗区：主要包括LNG撬装装置区的辅助化学药剂（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）储存间以及采气站抑制剂储存区、生态厕所化粪池、废水装车区。。防渗要求，等效粘土层 1.5m，k≤1×10-7cm/s	30	符合环保要求，对环境影响小。
		跟踪监测	应制定地下水环境影响跟踪监测计划，以便及时发现问题，采取措施。在项目各井站场附近设监控点 3 个。	管理措施	
		应急响应	一旦发生地下水污染事故，应立即采取相应应急措施。查明并切断污染源，立即将污水、固废、油类等污染源转移，修复事故区。为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等应急措施，确保居民正常用水的措施。探明地下水污染深度、范围和污染程度；依据探明的地下水污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染水体进行抽排工作；将抽取的受污染地下水进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；当地下水中污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水并开展土壤修复工作。	管理措施	
土壤污染防治措施	运营期	源头控制	采气站场抑制剂储存、LNG 撬装装置区药剂储存、润滑油储存区、危险废物储存间采用防雨和围堰措施，防止雨水淋滤和流失导致污染物下渗污染进入土壤环境。	纳入固废、风险投资	符合环保要求，对环境影响小。
		防渗	针对渗入影响落实地下水评价提出的防渗分区要求及防渗措施。	纳入地下水的分区防渗措施	
		跟踪监测	各站场废水周边耕地各设置 1 个跟踪监测点，5 年 1 次。	管理措施	
生态保护与恢复	生态保护		包括严格控制施工占用土地、控制施工方式、合理布置施工场地、土壤保护、植被保护、野生动物保护、水生生态保护、基本农田保护方案、水土流失防治对策 。详见“10.5.1 施工期生态保护措施”	工程投资和管理措施	符合环保要求，生态影响小
	生态恢复		①恢复土地利用原有地形、地貌：施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前时的地形地貌。管沟回填进行压实平整，使管沟与周围自然地表形成平滑过度。 ②耕地的恢复复垦：对临时占用的耕地总体全面复垦为耕地，耕地复垦率 100%，施工完后进行复垦，施工期约 6 个月，复垦种植恢复期 1 年。复垦土禳采用管沟开挖的表土。对土壤进行翻耕、平整及培肥改良，满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要	200	符合环保要求，生态影响小

		求，为恢复土地的生产能力，可增施肥料，加强灌溉。 ③林地恢复措施 ：对施工便道、施工场地临时占用林地的应复垦为乔、灌木林地，人工种植恢复的植被物种采用本地乔、灌物种，建议以临近区域的乔、灌种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。对管道沿线占用的林地进行植被恢复，管沟顶部采用表土回填后进行恢复，尽量保证人工恢复植被带与周围背景植被一致性。管线中心线两侧 5m 范围内种植浅根植物，不种植深根植物。人工种植恢复的植被物种采用本地草丛物种，建议以临近区域的草丛植物种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。		
服务期满后污染防治	生态恢复及过程污染防治	①站场清理：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。 ①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。 ②生态恢复：随后根据周边区域的自然现状对其进行生态恢复、复垦，可增施肥料，加强灌溉等。	100	符合环保要求，生态改善
风险防范、应急		具体措施见“1.7.1 各采气站及集气管道环境风险防范措施及应急要求”、10.7.2“各 LNG 撬装装置区环境风险防范措施和应急要求”	主要纳入工程投资，环保投资费用约 50 万元	环境风险可控
合计			500	

综上分析，本项目采取的各项环保措施总体较简单，在气田开发、LNG 站场广泛采用，技术成熟。技术上可行。预计运营期环保费用初期约 309 万元/a，主要为气田水转运运输费，少量固废处置费、生活污水外运处理费用。后期气田水量减少费用约 85 万元/a、33 万元/a。10 年平均约 76 万元/a。项目总投资为 10000 万元，其中环保投资 500 万元，占总投资的 5%。年平均环保费用约约 76 万元/a，站年经济收益比例为 0.31%，占比很小。经济上可行。总体项目环保措施技术经济可行。

11 环境经济损益分析

11.1 经济效益分析

本项目总投资 1 亿元，建成后将产能 34 万 m3/d，以当前市场天然气价格 2 元/m3 计，年产值可达 2.48 亿元，工程具有较好的经济效益。

11.2 环保投资、费用分析

环保投资是与治理，预防污染和生态保护措施有关的所有工程费用的总和，它既包括治理污染、保护环境的设施费用，又包括既为生产所需，又为治理污染服务，但主要目的是为改善环境的设施费用，计算公式为：

$$H_T = \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} X_{ij} + \sum_{k=1}^{Q} A_k$$

式中：X_{ij}：包括“三同时”在内的用于防治污染，“三废”综合利用等项目费用；

A_K：环保建设过程中的软件费用（包括设计费、管理费、环境影响评价费等）；

i：“三同时”项目个数（i=1、2、3……m）；

J： “三同时”以外项目数（j=1、2、3……n）

k：建设过程中软费用类目数（k=1、2、3……Q）

根据上式估算，该项目环保投资为 500 万元，具体分项投资详表表 10.9-1 项目环境保护措施与投资一览表。

根据经济技术可行分析统计，预计运营期环保费用初期约 309 万元/a，主要为气田水转运运输费，少量固废处置费、生活污水外运处理费用。后期气田水量减少费用约 85 万元/a、33 万元/a。10 年平均约 76 万元/a。

项目总投资为 10000 万元，其中环保投资 500 万元，占总投资的 5%。年平均环保费用约约 76 万元/a，站年经济收益比例为 0.31%，占比很小。

11.3 环境效益分析

（1）本项目开采清洁能源的环境效益

天然气替代煤炭、燃油。天然气相对煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃

烧造成的污染大约为原油的1/40，为煤炭的1/800。燃烧天然气排放的CO、NO2、SO2、颗粒物大大低于煤和原油的排放量。本项目的建设将会减少煤炭或者石油的使用，减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量，由此带来的环境效益十分显著。根据研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用1×108m3天然气可减少SO2排放量约1210t，减少NOx排放量约1650t，减少烟尘排放量约4070t。本项目建成后预计总产气量为产能34万m3/d，以此推算，可减少SO2排放量约1502t，减少NOx排放量约2048t，减少烟尘排放量约5051t。

本项目实施后，实现34万m^3/d的天然气产能，换算成标煤为15万吨，从燃烧产生二氧化碳排放因子角度考虑，每年可减少16.5万吨二氧化碳排放。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。开采后天然气层可作为碳捕捉与封存的潜在去向。

可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

（2）本项目环保措施的环境效益

通过评价提出的环保措施，可减少碳排放量约16.3t/a， 平均可以减少约16230m3/a的气田水排入环境。复垦和生态恢复面积163350m3。具有明显的环境效益。

11.4 环境经济损益分析

综上分析，本项目实施的综合环境效益显著。环保投资 500 万元，占总投资的 5%。年平均环保费用约约 76 万元/a，站年经济收益比例为 0.31%，占比很小。环保投资带来了更大的环境效益。工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。项目实施从环境经济角度可行。

12 环境管理和环境监测

12.1 环境管理

（1）环境管理机构

建设单位具有专职环境管理机构，由蜀南气矿安全环保科安排环保人员负责项目建设环境管理工作。负责组织、协调和监督项目建设的环境保护工作，负责环境保护宣传和教育、以及有关环境保护对外协调工作，加强与环保部门的联系。

建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

建设单位应督导施工单位设现场环境管理机构、人员和管理制度。

（2）环境管理职责

贯彻执行国家、地方环境保护法规和标准；负责环保工作的计划安排，加强对废水、废气、噪声、固体废物等的管理，加强对施工过程中对动植物以及基本农田的保护。制度环境管理制度和对施工单位的监督制度。

认真贯彻落实环保“三同时”规定，切实按照环评、设计要求予以实施，以确保环保设施的建设，使环保工程达到预期效果。组织实施污染防治措施和生态保护措施，并进行环保验收。检查环境管理工作中的问题和不足，对发现的问题和不足，提出改进意见。协同当地环保部门处理与项目建设有关的环境问题。

监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

督导施工单位设现场环境管理机构、人员和管理制度。

（3）环境管理制度

项目业主单位是中国石油天然气股份有限公司西南油气分公司蜀南气矿，环境管理上延续西南油气分公司 HSE 环境管理体系。中国石油天然气股份有限公司西南

油气分公司具有较完备的 HSE 管理体系，强化健康、安全与环境的一体化管理。

建设单位应制定运营期相应的废水、废气、噪声和固体污染防治管理制度和风险防范应急管理制度并执行。

应督促施工单位制定并组织实施施工期的环境保护管理制度。

主要依据较完善的《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）作为管理的具体指导。

重点督促施工单位制定落实基本农田保护方案、珍惜保护动植物的保护制度。

重点做好气田水台账记录和转移联单制度。对承包转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳建设方的 GPS 监控系统平台。防止非法排污。

重点做好风险防范和应急管理制度，开展风险评估制定应急预案并备案。

重点做好危险废物的收集、储存、转运、处置的管理制度。

重点做好地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

（4）环境监理建议

为了保障各种环保措施合理有效实施，建议在工程建设中引入环境监理，由环境监理单位负责环保措施的监理工作，确保措施得到全面具体、合理有效的落实。主重点针对场地隐蔽工程（尤其重点防控区的防渗层施工）以及施工生态保护、生态恢复和环境风险防范、应急措施的环境监理。

12.2 污染物排放清单

表 12.2-1　大气污染物排放清单

排放口	生产设施	原辅材料组分要求	排放口基本情况	环境保护措施及主要运行参数	污染因子	排放浓度 mg/m³	排放速率 kg/h	污染物排放量	执行污染物排放标准		
									名称	浓度限制	速率限制
FQ1	自 210 井站水套炉	页岩气不含硫	[redacted]		NO_x	140	0.019	0.166	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	200	
					颗粒物	17.6	0.0024	0.021		20	
FQ2	自 211 井站水套炉	页岩气不含硫			NO_x	140	0.019	0.166	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	200	
					颗粒物	17.6	0.0024	0.021		20	
FQ3	自 213 井站水套炉	页岩气不含硫			NO_x	140	0.019	0.166	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	200	
					颗粒物	17.6	0.0024	0.021		20	
FQ4	自 215 井站水套炉	页岩气不含硫			NO_x	140	0.019	0.166	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	200	
					颗粒物	17.6	0.0024	0.021		20	
FQ5	自 216 井站水套炉	页岩气不含硫			NO_x	140	0.019	0.166	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	200	
					颗粒物	17.6	0.0024	0.021		20	
	自 211 井站	页岩			NO_x	138	0.16	1.4	《锅炉大气污染	200	

FQ6	LNG 导热油炉	气不含硫	[redacted]		颗粒物	18.1	0.021	0.184	物排放标准》（GB13271-2014）	20	
FQ7	自 216 井站 LNG 导热油炉	页岩气不含硫	[redacted]		NO_x	138	0.16	1.4	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	200	
					颗粒物	18.1	0.021	0.184		20	
FQ8	自 211 井站 LNG 燃气发电机组 1#	页岩气不含硫	[redacted]		NO_x	68	0.623	5.45	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准	240	
					颗粒物	4.2	0.039	0.342		120	
FQ9	自 211 井站 LNG 燃气发电机组 2#	页岩气不含硫	[redacted]		NO_x	68	0.623	5.45	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准	240	
					颗粒物	4.2	0.039	0.342		120	
FQ10	自 216 井站 LNG 燃气发电机组 1#	页岩气不含硫	[redacted]		NO_x	68	0.623	5.45	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准	240	
					颗粒物	4.2	0.039	0.342		120	
FQ11	自 216 井站 LNG 燃气发电机组 2#	页岩气不含硫	[redacted]		NO_x	68	0.623	5.45	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准	240	
					颗粒物	4.2	0.039	0.342		120	
	自 210 井站气田水池闪蒸废气		无组织排放	密闭管道集输，排水口埋入池底	非甲烷总烃		0.00208	0.018	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4.0	
	自 211 井站气田水池闪蒸废气		无组织排放		非甲烷总烃		0.00208	0.018		4.0	

	自 213 井站气田水池闪蒸废气		无组织排放		非甲烷总烃		0.00208	0.018		4.0	
	自 215 井站气田水池闪蒸废气		无组织排放		非甲烷总烃		0.00208	0.018		4.0	
	自 216 井站气田水池闪蒸废气		无组织排放		非甲烷总烃		0.00208	0.018		4.0	
	自 211 井站 LGNBOG 废气		无组织排放	BOG 回收利用系统	非甲烷总烃		0.00075	0.0066	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4.0	
	自 216 井站 LGNBOG 废气		无组织排放		非甲烷总烃		0.00075	0.0066		4.0	

表 12.2-2　　废水排放清单

废水排放量	排放去向	排放规律	污染物	依托周边城镇污水处理厂处理后排放情况	
				一级 B 标准	
				浓度（mg/L）	排放量（t/a）
生活污 8.28m³/d（3021m³/a）	依托周边城镇污水处理厂	间隙	COD	60	0.181
			BOD5	20	0.060
			SS	20	0.060
			NH3-N	8	0.024
生产废水 201m³/d（73365m³/a）	定期由罐车拉运至自 23 井、其他合规回注站回注以、外运周边钻井平台配置压裂液使用	连续	COD、氯化物、石油类	/	/

12.3 监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）和相关地下水、土壤导则要求，结合环评预计的环境影响情况，制定监测计划如下。企业自行监测计划制定、实施中可根据跟踪评价和项目实际情况进行优化调整。

12.3.1 污染源达标监测

（1）厂界噪声监测

监测布点：各井站厂界

监测项目：昼夜等效连续 A 声级；

监测频次：竣工环保验收监测 1 次，连续监测 2 天。以后 211 井站、自 216 井站 1 年 1 次。

（2）无组织废气

监测布点： 211 井站、自 216 井站厂界浓度

监测项目： 非甲烷总烃

监测频次： 竣工环保验收监测 1 次。以后 1 年 1 次。

12.3.2 环境质量监测

（1）声环境监测

监测布点：自 211 井站、自 216 井站周边居民点

监测项目：昼夜等效连续 A 声级；

监测频次：竣工环保验收监测 1 次，连续监测 2 天。后期根据达标情况确定自行监测频次。

（2）环境空气

监测布点： 自 211 井站、自 216 井站周边居民点

监测项目： PM10、NOx 、非甲烷总烃

监测频次： 竣工环保验收监测 1 次。 后期根据达标情况确定自行监测频次。

（3）地下水跟踪监测

监测布点：共设置 3 个监测点位。

表 12.3-1　　跟踪监测点位设置情况

站场	序号	与项目的方位	监测点功能	流向	含水层
自 210 井	1	水流上游，井场西北面水井	背景值监测点	上游方向	溪庙

	2	水流下游，井场东南水井	污染扩散监测点	下游方向	组风化带孔隙裂隙水
	3	水流下游，井场东南水井	污染扩散监测点	下游方向	
自 211 井	1	水流上游，井场东北面水井	背景值监测点	上游方向	
	2	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	下游方向	
	3	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	下游方向	
自 213 井	1	水流上游，井场东北面水井	背景值监测点	上游方向	
	2	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	下游方向	
	3	水流下游，井场西南水井	污染扩散监测点	下游方向	
自 215 井	1	水流上游，井场东南面水井	背景值监测点	上游方向	
	2	水流下游，井场西北水井	污染扩散监测点	下游方向	
	3	水流下游，井场西北水井	污染扩散监测点	下游方向	
自 216 井	1	水流上游，井场南面水井	背景值监测点	上游方向	
	2	水流下游，井场北面水井	污染扩散监测点	下游方向	
	3	水流下游，井场北面水井	污染扩散监测点	下游方向	

监测因子:：pH、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铅、镉、耗氧量、石油类及其他气田水的特征污染因子。

监测频率: 根据区域地下水特性、工程实施情况及污染物随地下水的迁移情况，在本项目验收及环境污染投诉时进行地下水监测，运营期每 1-2 年进行 1 次监测。监测 1 天，每天 1 次。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频次。

（4）土壤跟踪监测

监测布点和频次：各站场废水周边耕地各设置 1 个跟踪监测点，5 年 1 次。如遇到特殊情况或发生污染事故，可根据实际情况增加监测频次。

监测因子:《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目 8 项 ＋pH、石油烃+含盐量。

(5)生态监测

表 12. 3-2　　生态环境监测计划

监测项目	监测地点	监测内容	监测频次
生态恢复植被	管道沿线和临时占地	土地复垦率、植被覆盖率	验收一次，后续 1-3 次每年 1 次。

12.4环境信息公开

建设单位应根据《企业事业单位环境信息公开办法》公开相应的环境信息。

按跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，信息公开计划应至少包括建设项目特征因子的地下水环境监测值。

按跟踪监测计划对土壤环境进行跟踪监测后，信息公开计划应至少包括建设项目特征因子的土壤环境监测值。

12.5 竣工验收主要内容及要求

本项目竣工后应根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》、《建设项目环境保护管理条例》开展自主验收，针对各子项目投产周期不同，可针对各子项目分阶段验收。可采用单项工程、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

表 12.5-1 竣工环保验收主要内容及要求一览表

分项	验收项目		环保措施及验收内容	验收要求
环境管理	环境管理		建立了环保组织机构，环保资料和档案齐全，落实废水、固体废物转移联单制度，具备交接清单。	符合环保要求
	环境风险应急预案		具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并实施演练。	
水污染防治	施工期	施工废水	生活污水均依托周边农户旱厕收集后，作为农肥使用。站场施工少量施工废水经沉淀除渣后可循环使用，不外排。 管线试压废水沉淀后就近排放至周边沟渠。	无遗留问题，无环境污染
		水体保护	枯水期进行施工，采用围堰导流。稳管措施，及时恢复河道原貌；少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚，严禁施工废水和生活污水排入河道中，严禁在河道内清洗施工机具、倾倒废水；尽量缩短施工工期。 施工期全程禁止向水体内排放污染物。	
	运营期	生活污水	各采气站初期临时有人值守生活区环保生态厕所储存能力 5m³共计 5 座，LNG 撬装装置区生活区环保生态厕所 50m³共计 2 座。各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处理。	具备协议和转运记录
		生产废水	运行期间的各站场废水主要为气田水（返排液）以及少量放空分离液，依托钻井工程配套的 1 座容积 500m3 的污水池储存。各依托废水池在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。	建立废水转移联单制度，具备交接清单。无生产废水直接排放
大气	施工	站场施工扬尘	站场设置围挡，硬化进出口并采取冲洗、洒水等措施控制扬尘。设置车辆冲洗设施对驶出工地的车辆进行冲洗。易扬撒的物料予以覆盖。对开挖施工作	无遗留问题，无环境污染

污染防治措施	期		业面（点）洒水降尘。临时渣土堆放洒水、覆盖降尘。密闭运输渣土、砂石等易撒漏扬散物质，并对撒落在路面的渣土尽快清除。禁止在大风天进行渣土堆放作业。	
		管道施工扬尘	采用分段施工，管沟开挖产生的土方待管道敷设完毕后应及时回填，尽量缩短其堆存时间，使其保持一定量的含水率，从而减少扬尘产生量。禁止在大风天进行渣土堆放作业。	
		机械废气	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。	
	运营期	燃料废气	5 座采气站水套加热炉、2 座 LNG 撬装装置区发电机组及导热油炉使用站内天然气，通过 8m 高排气筒排放。	水套加热炉、导热油炉满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准要求。发电机组满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级标准
		自 211、216 井挥发性有机废气	LNG 撬装装置区/BOG 废气（液态蒸发闪蒸气）配套建设 BOG 回收单元，减少废气排放。	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织控制标准
		餐饮油烟	2 座 LNG 撬装装置区办公人员生活产生餐饮油烟通过油烟净化器处理后排放。	符合环保要求
固体废物	施工期	生活垃圾	施工人员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。	按照环保要求收集处置，现场无遗留
		建筑垃圾	部分施工废料部分由施工单位回收利用，不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。	
	运营期	生活垃圾	生活垃圾设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。	按照环保要求收集处置，
		一般工业固体废物	①各采气站高压除砂撬年产生少量砂石，收集交环卫部门收运处置。 ②自 201 井、自 213 井产生少量清管废渣，收集交环卫部门收运处置。 ③各采气站废水池产生沉淀污泥，定期清理密闭袋装，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。 ④各 LNG 撬装装置区脱水单元废分子筛以及过滤器，每 3 年更换一次；由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。	按照环保要求收集处置或回收利用。具备相应的协议和转移记录

		危险废物	①各采气站抑制剂储存区室内存放，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。由原厂家回收用于原始用途。 ②各 LNG 撬装装置区设置危险废物储存间 1 座约 5m2，按照《危险废物贮存污染控制标准 GB18597-2001（2013 年修订）》要求建设，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。分类储存各类危险废物。 ③各 LNG 撬装装置区活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物集中收集储存由厂家回收用于原始用途。 ④各 LNG 撬装装置区的其他各类危险废物在危险废物储存间储存，定期交交由有危废处置资质的单位进行收运处置。	危废间满足《危险废物贮存污染控制标准 GB18597-2001（2013 年修订）》具备危废处置协议、建立危险废物废物转移联单制度，具备交接清单。
噪声	施工期	施工噪声	合理安排作业时间，敏感点附近尽量避免午间 12:00～14:00 和夜间 22:00～6:00 施工；施工现场的运输车辆应安排专人指挥，场内禁止运输车辆鸣笛，采取限速行驶；合理安排施工车辆进出路线；加强施工过程中的管理工作，尽量采用低噪声设备，减少不必要的金属敲击声和人为噪声。	无投诉和纠纷或已妥善解决
	运营期	降噪措施	①单井采气站（自 210、自 213、自 215 井站）采用低噪声设备，合理布局，厂界达标。 ②预冷压缩机、主冷压缩机、BOG 压缩机、LNG 装车泵基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间。燃气发电机组基础减振、隔声、消声。燃气发电机置于集装箱式隔声间，电机排烟系统安装消声器。集装箱式隔声间墙体采用 2mm 厚的国标冷轧钢板，墙体夹层选用防火、环保吸音棉、中密度板和阻燃玻璃网布等。隔声 20 分贝以上。 ③为了进一步减小噪声影响，满足厂界达标要求，运营期应在自 211、自 216 井站 LNG 撬装装置区厂界距离主要噪声设备较近的一侧设置 2m 实体砖墙围墙，可以隔声 10 分贝以上，降低噪声影响，确保厂界噪声达标。	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。敏感点影响值达标。
地下水	施工期	土壤、地下水防治	施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。	无投诉和纠纷或已妥善解决。现场无遗留问题。
	运营期	源头控制措施	保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。 站场抑制剂、LNG撬装装置区辅助药剂采用对水环境污染小药剂。 加强分离器等废水产生设备以及润滑油、导热油设备的检修，避免跑冒滴漏。	现场无跑冒滴漏。
		分区防渗	重点防渗区：主要包括各采气站依托的废水池、LNG撬装装置区的危险废物储存间、LNG撬装装置区导热油系统围堰区、LNG撬装装置区油料储存区。 一般防渗区：主要包括LNG撬装装置区的辅助化学药剂（MDEA 溶剂、活化剂、消泡剂、脱汞剂）储存间以及采气站抑制剂储存区、生态厕所化粪池、废水装车区。防渗要求，等效粘土层 1.5m，$k \leq 1\times10^{-7}cm/s$	满足分区防渗要求。

土壤污染防治措施	运营期	源头控制	采气站场抑制剂储存、LNG 撬装装置区药剂储存、润滑油储存区、危险废物储存间采用防雨和围堰措施，防止雨水淋滤和流失导致污染物下渗污染进入土壤环境。	现场无跑冒滴漏。
生态保护与恢复	生态保护		包括严格控制施工占用土地、控制施工方式、合理布置施工场地、土壤保护、植被保护、野生动物保护、水生生态保护、基本农田保护方案、水土流失防治对策 。	符合环保要求。无破坏珍惜保护动植物、古树名木行为或已妥善解决。无投诉和纠纷或已妥善解决。现场无遗留问题。
	生态恢复		①恢复土地利用原有地形、地貌 施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前时的地形地貌。 管沟回填进行压实平整，使管沟与周围自然地表形成平滑过度。 ②耕地的恢复复垦 对临时占用的耕地总体全面复垦为耕地，耕地复垦率 100%，施工完后进行复垦，施工期约 6 个月，复垦种植恢复期 1 年。复垦土壤采用管沟开挖的表土。对土壤进行翻耕、平整及培肥改良，满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求，为恢复土地的生产能力，可增施肥料，加强灌溉。 ③林地恢复措施 对施工便道、施工场地临时占用林地的应复垦为乔、灌木林地，人工种植恢复的植被物种采用本地乔、灌物种，建议以临近区域的乔、灌种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。 对管道沿线占用的林地进行植被恢复，管沟顶部采用表土回填后进行恢复，尽量保证人工恢复植被带与周围背景植被一致性。管线中心线两侧 5m 范围内种植浅根植物，不种植深根植物。人工种植恢复的植被物种采用本地草丛物种，建议以临近区域的草丛植物种类构建恢复区植被种类，禁止引入外来物种。	符合环保要求，临时占地进行了复垦、生态恢复。
风险防范、应急			具体措施见“1.7.1 各采气站及集气管道环境风险防范措施及应急要求”、10.7.2“各 LNG 撬装装置区环境风险防范措施和应急要求”	配建设相关的风险防范措施和应急措施。具备有效的应急预案

12.6 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相关要求，本项目投入生产运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，并依法报生态环境主管部门备案。

13 评价结论和建议

13.1 项目概况

自 210 井区区块产能建设工程位于自贡市荣县、富顺县、贡井区。开采矿种页岩气。项目新建自 210 井、自 211 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井站共 5 采气站场座。合计产能 34×10⁴m³/d。其中自 215 井、自 216 井站含 LNG 撬装装置各 1 套，合计 LNG 产品规模 200m³/d。新建自 210 井站～自 201 井站、自 215 井站～自 213 井站、自 213 井站～张邓线集输管线合计约 17km。

具体内容包括： ①新建自 210 采气井站 1 座，试采规模为 6×10⁴m³/d，新建自 210 井～自 201 井站集气管道，全长约 7.5km，依托自 201 井站。②新建自 211 采气井站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，配套建设 LNG 撬装装置 1 套，采用 LNG 拉运方案，LNG 产品规模 100m³/d。③新建自 215 采气井站 1 座,试采规模为 6×10⁴m³/d。新建自 215 井～自 213 井集气管道，全长约 9km。④新建自 213 采气井站 1 座,试采规模 6×10⁴m³/d,接收自 215 来气 6×10⁴m³/d。新建自 213 井～张邓线原料气管道约 0.5km。⑤新建自 216 采气井站 1 座，试采规模 8×10⁴m³/d，配套建设 LNG 撬装装置 1 套，采用 LNG 拉运方案，LNG 产品规模 100m³/d。

自 210 井区区块现有工程包括：自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井钻井工程（均已单独完成环评审批）。自 212 井站采气站试采规模为 6×10⁴m³/d（在建，完成环评审批）。自 212 井～自 205 井站集气管线 12.8km（在建，完成环评审批）。自 23 井回注站，设计回注能力为 200m³/d。（已开展环评及验收，已投运）。

项目新增页岩气产能 34×10⁴m³/d，其中页岩气产量 18×10⁴m³/d，LNG 产品规模为 200m³/d。本项目实施后自 210 井区总产能规模将达到 40×10⁴m³/d。

项目建设周期为 2021 年～2022 年，周期 1 年。

项目总投资 10000 万元，其中环保投资 500 万元，占总投资的 5%。

各采气站前期有人值守人员 2 名。后期为无人值守站。LNG 撬装装置区单独运营管理，定员 18 人。各站场均为 24 小时运行。

13.2 自 210 井区区块开发现状及回顾性评价

（1）自 210 井区区块现有工程

钻井工程：自 210 井、自 211 井、自 212 井、自 213 井、自 215 井、自 216 井钻井工程（均已单独完成环评审批）。

采气井站：自 212 井站，试采规模为 $6\times10^4m^3/d$。（在建，完成环评审批）。

管线：自 212 井～自 205 井站集气管线 12.8km（在建，完成环评审批）。

回注站：自 23 井回注站，设计回注能力为 $200m^3/d$。（已开展环评及验收，已投运）。

（2）现有工程环境影响整体回顾性评价

根据各单项工程的分析，钻井工程产生少量的柴油发电废气，属于常规因子，属于短期影响，且各井站分散，基本不产生叠加影响，总体影响小。周边大气环境未造成明显影响。未出现大气环境污染投诉及环保纠纷。现有工程对区域大气环境总体影响小。

根据各单项工程的分析，钻井废水外委处置，气田水回注，未对周边地表水环境产生直接不利影响。现有工程对区域地下水环境总体影响小。

根据各井站现状地下水水质监测结果，各居民水井水质均达标，影响总体较小可接受。通过建设单位对 3 个环境监测井的跟踪监测报告（2021 年 4 月 14 日和 2020 年 12 月 4 日）的数据进行分析，各监测因子均达标，铁、锰浓度也达标。2021 年 5 月 7 日采样 2#废水池外监控井水质出现铁、锰超标，其他因子均达标。周边居民水井 1#、3#未出现超标，铁锰浓度远低于 2#废水池外监控井。2#废水池外监控井 COD、氯化物、石油类（气田水特征因子）浓度与周边居民水井监测值无明显差异。

可以排除铁、锰超标是由废水池渗漏引起。综合分析，2#废水池外监控井位于水田内。超标原因为委托监测采样前未有效洗井导致。

总体区块开发对区域地下水影响总体较小可接受。根据各井站现状土壤监测结果，各监测样点均达标。土壤影响总体较小接受。

区块现有工程对区域土壤环境总体无明显的污染影响。总体区块开发对区域土壤影响总体小可接受。

区域以农业生态系统为主，森林生态系统、灌丛和灌草丛生态系统为辅，少量水生生态系统。总体对各生态系统的结构、稳定性和功能均为产生明显不利影响。总体

区块开发的累计影响程度小，对区域生态环境的影响小。

（3）现有工程主要环境问题及改进措施

①自 211、212 井钻井工程完成后未及时对放喷池等临时占地进行生态恢复。竣工环保验收中。

改进措施：自 211、212 井钻井工程应及时按照环评要求进行临时占地生态恢复，并尽快完成竣工环保验收。

②自 212 井、自 201 井和自 205 井放空方式均为直接放空。

改进建议：参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)“对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。”，建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。

13.3 相关法律、法规、政策、规划符合性及选址、选线布局合理性

（1）相关法律、法规、政策、规划符合性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《页岩气产业政策》、《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》、《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）、《四川省主体功能区规划》、《页岩气发展规划（2016-2020 年）》、《四川省矿产资源总体规划》（2016-2020 年）。相项目选址不涉及生态红线，符合《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）、《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》、《长江经济带战略环境评价四川省自贡市“三线一单”》等相关管控要求。

（2）项目选址、选线合理性

本工程管道临时占用基本农田，基本农田范围内不修建永久占地，管道敷设后，及时进行覆土复耕，恢复原土地利用类型；建设单位应按照（自然资规〔2019〕1 号）的要求，施工前向当地自然资源主管部门申请临时用地并编制土地复垦方案，经批准后方可临时占用，向自然资源主管部门备案。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）要求。

拟建项目管线经过地属于三级地区，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）、不涉及生态红线。基本农田临时占用符合国家规定。管道穿越区域无学校、医院、城镇、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区。基本农田保护区的基本农田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 10m，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。

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）站场选址合理性分析

本项目各采气站属于五级站，采气站站场防火间距 30m，放空管防火间距 60m。LNG 撬装装置区防火间距 45m，放空管防火间距 60m。

本项目各站场距离最近的居民约 63m，放空管距离最近居民约 70m。满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）。

各站场均依托原有钻井井场建设，减少了新占地带来的环境影响，减少了施工期的环境影响，各站场不涉及生态红线和生态环境特殊、重要敏感区。

过采取评价提出的污染防治、风险防范和应急措施，各站场建设总体对环境影响小可接受。因此，各站选址合理。

（4）平面布置环境合理性

放空区尽量远离居民，有利于减少噪声和废气对周边居民的影响。。采气站场设备噪声小，布置在站内中间，距离居民距离较远，预计厂界达标，居民影响小。LNG 撬装装置区主要噪声设备布置在场地中间，减小与居民间距离，有利于减轻噪声影响。因此，从环境角度，各站场平面布置合理。

13.4 项目环境敏感性

本项目评价范围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）。本项目不涉及生态红线。

本项目自 216 井距离最近青山岭森林公园 5.5km。详见附图 15。

本项目选址选线均不涉及饮用水源保护区，最近距离在 5km 以外，详见附图 20。

本项目依托的自 201 井距离吴玉章故居文物保护单位约 0.8km。

本项目涉及的主要环境敏感区为基本农田和水土流失重点防治区。项目永久占用基本农田 47510m2。临时占用基本农田 124600m2。

根据《自贡市水土保持规划》，本项目自 210 井站场及自 210 井～自 201 井站集气管道不在水土流失重点防治区，其他工程内容均位于水土流失重点防治区。

本项目占用林地不涉及国家级公益林。

13.5 环境质量现状评价

（1）环境空气

自贡市环境质量 PM2.5 不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，属于不达标区域。制定了《自贡市大气环境质量限期达标规划》。其它因子 H_2S 小时值未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中表 D.1 中其他污染物空气质量浓度参考限值，非甲烷总烃小时值满足参照河北省环境空气质量标准。

（2）地表水环境

根据《2019 年自贡市环境状况公报》。全市流域 2019 年，自贡市主要河流 9 个国、省考核断面总体水质为轻度污染。其中，良（III 类）水质断面共 6 个，占 66.7%，轻度污染（Ⅳ类）水质断面 3 个，占 33.3%，无中度污染（Ⅴ类）、重度污染（劣Ⅴ类）水质。沱江干流自贡段 4 个断面（釜沱口前、李家湾、怀德渡口、大磨子）均达到Ⅲ类水质；釜溪河流域 4 个断面中，碳研所断面平均水质类别由去年Ⅳ类好转为 III 类，雷公滩、双河口、邓关断面均为Ⅳ类水质；越溪河出境两河口断面为Ⅲ类水质。

拟建项目拟穿越河沟监测水质指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，项目所在地地表水环境质量现状较好。

（3）地下水环境质量现状

本项目各站场周边监测井各项监测指标均可达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准。地下水铅含量普遍偏高，评价为了充分了解铅浓度较高的原因，在各站场周边较远区域，未受页岩气开采影响的区域设置了 5 个参照点进行补充监测。参照点的铅浓度均较高，评价结合区域土壤中铅含量监测结果（土

壤中铅较高），可以说明区域地下水铅含量较高主要是背景浓度较高。

（4）声环境质量现状

本项目各站场周边声环境监测点昼、夜间环境噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

项目调查范围内土壤监测点各项指标满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3660-2018）中的风险筛选值标准限值要求。

13.6 环境空气影响评价

（1）施工期

施工期废气产生量少，主要为扬尘，通过采取评价提出的措施，对环境影响小。运营期废气主要为 NOx，少量颗粒物，少量非甲烷总烃，项目总体排放量少，对周围环境空气影响小，不会改变项目所在区域环境功能。

（2）运营期

项目实施运营期整个区块合计 NOX：25.52t/a、颗粒物：1.85t/a。少量非甲烷总烃约 0.122t/a。占整个自贡市的相应污染物排放比例约 0.12%、0.0068%、0.0009%，占比很小。本项目符合《自贡市大气环境质量限期达标规划》中的优化能源结构，加强能源清洁化利用（逐步提高天然气，页岩气消费比重。提高页岩气规模产能，促进页岩气就地高效转化利用）的达标战略。本项目建设总体符合区域大气环境质量改善目标的管理要求。大气环境影响可接受。

13.7 声环境影响评价

（1）施工期

本工程施工期较短，施工机械使用较少，同时，项目施工噪声影响是暂时的，将随着施工期的结束而消失，在采取限制车辆行驶速度、合理安排作业时间、采用低噪声设备，优化设备布设等措施后，项目施工不会对评价范围内声环境产生明显不利影响。

（2）运营期

运营期采气站（自 210、自 213、自 215 井站场）噪声源强小，厂界噪声。敏感

点噪声能够达标，影响小。自 211、自 216 站场（含 LNG 撬装装置）夜间厂界超标，主要 LNG 撬装装置占地面积小，主要噪声设备布局要考虑安全因素，同时从安全考虑不能采用全密闭降噪。对周边居民的影响值能够达标，总体影响小。为了进一步减小噪声影响，满足厂界达标要求，运营期应在厂界距离主要噪声设备较近的一侧设置 2m 实体砖墙围墙，可以隔声 10 分贝以上，降低噪声影响，确保厂界噪声达标。同时评价提出站场周边 50m 范围不修建农村居民点、学校等声环境敏感建筑可进一步减轻影响。放空噪声影响时间段，应尽量避免夜间和午休时间，影响小可接受。本项目噪声影响小可接受。

13.8 地表水环境影响分析

（1）施工期

拟建项目在新建站场施工作业过程中会产生少量施工废水，其中含有大量泥沙，悬浮物浓度较高，根据类比调查，这部分废水经沉淀除渣后可循环使用，不外排， 试压废水沉淀后就近排放至周边沟渠，不会对周边环境造成明显不利影响。本工程穿越小河 1 次以及若干沟渠，采用开挖沟埋敷设方式穿越。施工完成后，通过修复河床和河岸，同时管线位于河床底下，对地表水水文不产生影响。施工期将对河流水质产生局部、短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。影响河段一般不超过 500m，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。影响周期 10 天左右，施工结束后将逐步恢复，总体影响小。不会对当地的地表水环境造成明显不利影响。 综上所述，拟建项目施工期对地表水环境小。

（2）运营期

运营期自 210、211、213、215、216 各井站设 1 座容积 500m^3 的污水池，初期最大平均每天产生返排液 50m^3/d，可一次储存 10 天的返排液，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。依托各废水池均按重点防渗区的要求建设，在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。运行期间的各站场废水主要为气田水（返排液）以及少量放空分离液，定期由罐车拉运至自 23 井或其他合规回注站回注以及外运周边钻井平台配置压裂液使用。

本项目运营期生活污水产生量少，各环保生态厕所设施能满足 10 天以上的储存能力，建设单位有足够的时间统筹安排专用罐车转运。周边乡镇污水处理站已经普及，能够依托。各站场生活污水经环保生态厕所收集处理后转运至周边城镇污水处理厂处

理。 采取以上措施后，项目营运期对地表水环境影响很小，环境可以接受。

13.9固体废物环境影响分析

（1）施工期

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，所聘员工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。

站场施工不产生弃土。管道工程区土石方来自于管沟开挖，本工程管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及表土，一般地段回填用管沟挖出的土即可。无多余土石方产生。施工期间产生少量建筑垃圾，主要为钢管材、水泥、砂以及混凝土块、废焊条、废包装材料。产生量较少约 20t。部分施工废料部分由施工单位回收利用，不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。

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。对环境影响小。

（2）运营期

生活垃圾设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。各采气站高压除砂橇年产生少量砂石，收集交环卫部门收运处置。自 201 井、自 213 井产生少量清管废渣，收集交环卫部门收运处置。 各采气站废水池产生沉淀污泥，定期清理密闭袋装，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（内江瑞丰科技有限公司、砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。 各 LNG 撬装装置区脱水单元废分子筛以及过滤器，每 3 年更换一次；由厂家回收或交由一般工业固废填埋场处置。各采气站抑制剂储存区室内存放，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。由原厂家回收用于原始用途。

各 LNG 撬装装置区设置危险废物储存间 1 座约 5m²，按照《危险废物贮存污染控制标准 GB18597-2001（2013 年修订）》要求建设，满足(防风、防雨、防晒、防渗漏)要求。分类储存各类危险废物。各 LNG 撬装装置区活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物集中收集储存由厂家回收用于原始用途。各 LNG 撬装装置区的其他各类危险废物在危险废物储存间储存，定期交交由有危废处置资质的单位进行收运处置。

通过以上措施，拟建项目营运期间的固体废弃物处置妥当，不会对周边环境造成明显不利影响。

13.10 地下水环境影响评价

（1）施工期

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。 这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填进入环境，将影响地下水质量，施工机械设备跑冒滴漏油类可能造成污染。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对地下水的污染影响很小，类比同类型天然气管道施工，未出现因施工导致地下水环境质量明显影响导致超标的情况。

（2）运营期

通过严格落实本评价提出的地下水分区防控措施和源头控制措施、跟踪监测措施，正常工况下，对地下水环境影响小可接受。

非正常工况下污水泄漏对浅层地下水的影响是缓慢的，非正常工况下井场周边小范围对地下水将造成轻度影响，应急池池底破裂非正常工况下对地下水将造成一定影响，在小范围出现超标，影响居民水井数量少，约 2 口。因此，通过尽量避免非正常工况的发生，同时加强地下水和跟踪监测、风险防范和应急措施。在事故性污染发生后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响是可控的。总体工程建设对地下水环境影响可接受。

13.11 土壤环境影响分析

（1）施工期

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。 这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，施工机械设备跑冒滴漏油类可能造成污染。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对土壤的污染影响很小，类比同类型天然气管道施工，未出现因施工导致土壤环境质量明显影响导致超标的情况。

（2）运营期

本项目评价范围土壤环境质量现状达标，通过落实设计及评价提出的源头控制和分区防渗措施，预计周边耕地土壤及占地范围内各评价因子满足相关标准要求；本项目对土壤环境影响较小，是可以接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设的可行性。

13.12 生态影响评价

评价区域以农业生态系统为绝对主导，评价区域森林覆盖率低，森林、灌草、水生生态系统分布比较零星分散。评价区植被受到区内人类活动的严重干扰，基本成为人工林和次生林，评价区内无原生自然植被分布。评价区域未发生珍稀保护植物，占地范围未发现古树名木。评价区动物物种种类相对较少，数量较少，营养层次较简单，生物多样性不丰富，生态系统的稳定性比较低。评价区为发现国家级保护动物，发现有5中四川省重点保护鸟类活动，未在评价区发现保护动物栖息地，各类保护鸟类在评价范围的活动主要为飞行、觅食、停歇。评价范围水生生物少，极其少量普通鱼类，无珍稀保护类，无鱼类三场。区域生态环境发展趋势为城镇周边农业生态系统向城镇生态系统转变。同时由于农村人口的减少，农村荒地面积的增加，部分农业生态系统向灌草丛、林地生态系统转变，有利于提升区域的生物多样性和生态结构的稳定性。

通过落实评价提出的生态保护和恢复措施，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生明显变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。不会导致区域植物物种的消失和濒危物种增加。总体影响小可接受。工程施工占地会造成极少部分野生动物生境丧失，施工活动对野生的影响小，总体对评价区野生种群数量影响很小，对保护动物影响小，不会导致野生动物物种从评价区消失。项目实施永久占地面积主要为耕地，有利于减缓耕地垦殖过度，农村面源污染的问题。通过临时占地的复垦和生态恢复，总体对森林覆盖率无明显影响，对生态系统结构、稳定性影响小。不会因项目实施加剧生态环境问题的恶化。

综上，通过落实评价提出的生态保护和恢复措施，对生态系统的结构和稳定性影响小，对区域生态功能影响小。总体对生态环境影响小，可以接受。

13.13 环境风险评价

通过严格按照行业规设计、施工和作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。 自 210 井区区块产能建设工

程环境风险是可防控的。建议加强风险事故应急监测，根据监测情况适当扩大撤离范围，最大限度减轻风险事故影响。

13.14 环境保护措施可行性分析

本项目采取的各项环保措施总体较简单，在气田开发、LNG 站场广泛采用，技术成熟。技术上可行。预计运营期环保费用初期约 309 万元/a，主要为气田水转运运输费，少量固废处置费、生活污水外运处理费用。后期气田水量减少费用约 85 万元/a、33 万元/a。10 年平均约 76 万元/a。项目总投资为 10000 万元，其中环保投资 500 万元，占总投资的 5%。年平均环保费用约约 76 万元/a，站年经济收益比例为 0.31%，占比很小。经济上可行。总体项目环保措施技术经济可行。

13.15 环境经济损益分析

本项目实施的综合环境效益显著。环保投资500万元，占总投资的5%。年平均环保费用约约76万元/a，站年经济收益比例为0.31%，占比很小。环保投资带来了更大的环境效益。工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。项目实施从环境经济角度可行。

13.16 总量控制

本项目正常工况下大气污染的有组织排放源主要为各采气站水套炉燃料废气、LGN撬装装置区导热油炉、燃气发电机组燃料废气。同时气田水池、LGN撬装装置区产生少量的非甲烷总烃废气无组织排放。

有组织排放：NOX：25.45t/a、颗粒物：1.85t/a；

无组织排放：非甲烷总烃：0.122t/a。

13.17 公众参与

根据《环境影响评价公众参与办法》，2021 年 3 月 26 日，通过项目所在地公共媒体网站自贡在线进行了第一次信息公示，

在本项目环评报告初稿形成后，2021 年 6 月 8 日，通过中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司网站公布了项目相关环境信息。2021 年 6 月 10 日，在自 210 井区区块井站所在地、评价范围内居民较集中区行了现场张贴公告。2021 年 6 月 17 日、18 日，在四川经济日报上进行了 2 次报纸公示。

第一次、第二次公示期间，建设单位及环评单位均未收到反对项目建设的反馈意见。未收到公众关于环境影响方面的意见或建议。

13.18 综合评价结论

自 210 井区区块产能建设工程符合相关产业政策，符合相关环境保护政策，总体符合相关规划要求，占地不涉及生态红线。通过落实评价提出的污染防治措施和生态保护与恢复措施，对大气、地表水、声环境、地下水、土壤、生态环境影响小，不改变区域的环境功能，符合区域大气环境改善目标管理要求，环境影响可接受。

通过严格按照设计和行业规范作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。项目环境风险是可防控的。项目选址选线环境可行，布局合理，采用的环保措施可行。从环境保护的角度分析，自 210 井区区块产能建设工程是可行的。

13.19 建议

（1）加强与周边居民的沟通协调，避免噪声扰民。

（2）尽量避开雨季、大风天气施工，大力宣传野生动植物保护法律、法规。

（3）加强管理和维护，减少检修和事故放空，减少天然气损耗。

（4）运行期加强管线巡检工作，避免第三方破坏等造成环境次生污染。

（5）为了进一步减少温室气体排放，建议自 211 井、自 210 井采气站检修放空天然气应尽量回收用于相邻 LNG 撬装装置区生产 LNG 和燃料气。放空页岩气建议开展回收可行性研究，不能回收的尽量采取燃烧放空。