

四川长宁天然气开发有限责任公司

国家级页岩气示范区长宁页岩气田
2024 年产能建设项目

环境影响报告书

(公示本)

建设单位：四川长宁天然气开发有限责任公司
环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

二〇二四年四月



目 录

概 述	1
一、建设项目背景	1
二、环境影响评价过程	1
三、环境影响报告书的主要结论	1
1 总则	3
1.1 评价目的及原则	3
1.2 评价时段	3
1.3 编制依据	3
1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析	10
1.5 环境影响要素识别和评价因子确定	12
1.6 评价适用标准	16
1.7 评价工作等级和评价范围	18
1.8 环境保护目标与控制目标	24
2 区块开发现状及回顾性评价	27
2.1 区块基本情况	27
2.2 长宁页岩气田勘探开发历程及开发现状	27
2.3 长宁页岩气田原有工程环保措施及环境影响	29
3 工程概况	31
3.1 项目基本情况	31
3.2 项目组成	35
3.3 站场工程	36
3.4 管道工程	39
3.5 供、排水工程	47
3.6 供配电工程	48
3.7 道路工程	48
3.8 工程占地及土石方平衡	48
3.9 组织机构与定员	49
4 工程分析	50
4.1 施工期工程分析	50
4.2 运营期工程分析	58
4.3 退役期污染源及污染物排放情况	63
4.4 平面布置合理性分析	64
5 区域环境概况及环境质量现状	66
5.1 自然环境概况	66
5.2 环境敏感区分布情况	71
5.3 环境质量现状评价	73
6 施工期环境影响评价	101
6.1 施工期生态环境影响分析	101
6.2 施工期大气环境影响分析	106
6.3 施工期地表水环境影响分析	107
6.4 施工期地下水环境影响分析	109
6.5 施工期噪声影响预测与评价	109
6.6 施工期固体废物环境影响分析	112
6.7 施工期土壤环境影响分析	112
7 运营期环境影响预测与评价	114
7.1 运营期大气环境影响分析	114
7.2 运营期地表水环境影响分析	114

7.3	运营期地下水环境影响分析	115
7.4	声环境影响分析	123
7.5	固体废物影响分析	124
7.6	土壤环境影响分析	124
7.7	运营期生态环境影响分析	126
8	环境风险评价	129
8.1	风险调查	129
8.2	环境风险潜势初判	131
8.3	风险评价工作等级及评价范围及敏感目标概况	132
8.4	环境风险识别	132
8.5	环境风险事故情景分析	134
8.6	环境风险影响分析	135
8.7	环境风险防范措施及应急要求	138
8.8	小结	149
9	环境保护措施及可行性论证	150
9.1	水污染防治措施	150
9.2	大气污染防治措施	155
9.3	噪声污染防治措施	157
9.4	固废污染防治措施	158
9.5	地下水污染防治措施	160
9.6	土壤污染防治措施	165
9.7	生态环境保护措施	166
9.8	温室气体管控措施	170
9.9	环保设施及投资估算	171
10	总量控制与碳排放建议	173
10.1	总量控制	173
10.2	碳排放建议	173
11	环境影响经济损益分析	174
11.1	社会效益分析	174
11.2	经济损益分析	174
11.3	环境经济损益分析	174
11.4	环保措施投资	176
11.5	环境经济损益分析小结	176
12	环境管理及监测计划	177
12.1	企业环境管理现状	177
12.2	施工期环境管理建议	179
12.3	运营期环境管理建议	181
12.4	环境监测及环境保护监控计划	182
12.5	竣工环保验收	185
13	环境影响评价结论	186
13.1	项目概况	186
13.2	项目相关政策、规划符合性	186
13.3	环境现状评价结论	187
13.4	已实施的先期项目回顾性环境影响评价	188
13.5	项目产排污及主要环保措施及环境影响	189
13.6	总量控制的建议	192
13.7	公众参与	193
13.8	评价总结论	193

概 述

一、建设项目背景

为确保长宁页岩气田后续的工作量和稳产节奏，四川长宁天然气开发有限责任公司拟实施长宁页岩气田 2024 年产能建设方案，本项目新建建设内容主要为地面集输工程，主要为气田内已部署的 14 个钻井平台（共 67 口页岩气井）建设地面集输工程，建成后，将新增产能 $670\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ， $22.11\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，预计共建设 19 项地面集输工程（新建 14 座采气平台井站、新建 2 座井站增压工程、扩建 3 座井站工程），4 条集输管线。

本项目属于四川省四川盆地宁 216-宁 209 井区页岩气开采矿权范围内，本次区块范围涉及宁 201、宁 216 井区和宁 209 井区，涉及宜宾市兴文县和珙县。

二、环境影响评价过程

2023 年 7 月，四川长宁天然气开发有限责任公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称我公司）承担该工程的环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织环评技术人员进行现场踏勘和调查，收集资料，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求，在上述工作的基础上，编制完成了《国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目环境影响报告书》。

三、环境影响报告书的主要结论

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气

储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评要求完善环境风险事故防范措施和制定较详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防可控，环境可接受。

综上所述，本次国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目通过采取优化选址、严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，从环境保护角度分析，国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目的建设是可行的。

1 总则

1.1 评价目的及原则

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，通过对天然气开发施工期、运营期和退役期的环境影响进行预测与评价，从保护环境的角度评价本工程建设的可行性；参考其他井区页岩气开发建设项目的实际影响，并根据长宁页岩气田 2024 年产能建设项目内单项工程（地面集输工程等）与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和井区区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；同时根据工程滚动开发建设的性质，结合在施工期对环境的主要特点，提出施工期环境管理、跟踪监测计划；根据环境风险评价结果，提出环境风险防范措施；使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度；为工程的设计、建设及运营期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.2 评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的有关规定，本次评价时段分施工期、运营期和退役期三个时段来开展环境影响评价，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.3 编制依据

1.3.1 任务依据

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目环境影响报告书的委托书，2023 年 7 月 23 日。

1.3.2 环境保护法律和法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修正）。
- (3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2021.12.24 修订）；
- (4) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28 修订，2020.7.1 实施）；
- (3) 《中华人民共和国水法》（2016.7）；

- (4) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）；
- (5) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月）；
- (6) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月）；
- (7) 《中华人民共和国农业法》（2012.12.28 修订，2013.1.1 实施）
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10 修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.3）；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（修正），2012.7.1 施行；
- (11) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订，2020.9.1 实施）；
- (12) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27 修订，2018.1.1 实施）；
- (13) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；
- (14) 《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4 修订，2017.11.5 实施）；
- (15) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）；
- (16) 《中华人民共和国长江保护法》（2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，2021 年 3 月 1 日施行）；
- (17) 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月）；
- (18) 《地下水管理条例》（国令第 748 号，2021.12.1 实施）。

1.3.3 行政法规与国务院发布的规范性文件

- (1) 《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31 号，1996.83）；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号，2017.7）；
- (3) 《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38 号，2000.12.6）；
- (4) 《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见的通知》（国发[2003]100 号，2003.12.17）；

- (5) 《中华人民共和国自然保护区条例》(2017.10.7 修订);
- (6) 《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》(国发[2007]15 号, 2007.5.23);
- (7) 《基本农田保护条例》(2011.1.8 修订);
- (8) 《土地复垦条例》(国务院令 592 号, 2011.2.22);
- (9) 《大气污染防治行动计划》(国发〔2013〕37 号), 2013.9.10;
- (10) 《全国生态保护与建设规划》(2013~2020 年), 2013.10;
- (11) 《水污染防治行动计划》(国发〔2015〕17 号), 2015.4.2;
- (12) 《土壤污染防治行动计划》(国发〔2016〕31 号), 2016.5.28
- (13) 《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》(国发〔2016〕65 号);
- (14) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》(2016.2.6 修订);
- (15) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017.10.7 修订)
- (16) 《关于进一步加强生物多样性保护的意見》(中共中央办公厅 国务院办公厅);
- (17) 《中共中央办公厅 国务院办公厅关于印发〈天然林保护修复制度方案〉的通知》(厅字〔2019〕39 号);
- (18) 《中华人民共和国河道管理条例》, 2017 年 10 月 1 日修订;
- (19) 《饮用水水源保护区污染防治管理规定》(2010 年修正本);
- (20) 《集中式饮用水水源环境保护指南(试行)》(环办〔2012〕50 号)。

1.3.4 部门规章与部门发布的规范性文件

- (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);
- (2) 《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》(环发[2001]19 号, 2001.2.21);
- (3) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环

办环评函〔2019〕910号）；

（4）《环境影响评价公众参与办法》（2018年7月16日）；

（5）《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号，2015.6.5）；

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

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

（8）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07实施）；

（9）《产业结构调整指导目录（2019年本）》（修订）（2021.12.3施行）；

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

（11）《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办〔2014〕48号）；

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

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

（14）《国家危险废物名录》环境保护部令第15号，2021.1.1起施行；

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

（16）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号）；

（17）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165号）；

（18）《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）；

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

（20）《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13

号)

(21) 《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区符合划分成果>的通知》(办水保〔2013〕188号)；

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

(23) 《国家重点保护野生动物名录》(2021.2.5)；

(24) 《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021.9.7)；

(25) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)；

(26) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ 1200—2021)；

(27) 《危险废物排除管理清单》(国办函[2021]47号)；

(28) 《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》(自然资发〔2021〕166号)。

1.3.5 地方行政规章及规范性文件

(1) 《四川省重点保护野生动物名录》(1990.3.12)；

(2) 《四川省新增重点保护野生动物名录》(2000.9.13)；

(3) 《四川省永久基本农田保护实施细则》(1996.2.29)；

(4) 《四川省环境保护条例》(2017年9月22日修订)；

(5) 《四川省危险废物污染防治办法》(2004.1.1)；

(6) 《四川省生态功能区划》，2010年；

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

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

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

- (10) 《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》（川办发[2013]32号）；
- (11) 《四川省灰霾污染防治实施方案》（川环发[2013]78号）；
- (12) 《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018.7.26 修订）；
- (13) 《中共四川省委关于制定四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》（2020年12月4日）；
- (14) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》（222.1.17）；
- (15) 《四川省生态保护红线实施意见》（2016.9.30）；
- (16) 《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）；
- (17) 《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）。
- (18) 《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规[2019]4号）；
- (19) 《四川省饮用水源保护管理条例》（2019年9月修订）；
- (20) 《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（川水函[2017]482号）；
- (21) 《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022版）》；
- (22) 《四川省人民政府办公厅关于进一步加强天然林保护的通知》（川办函〔2016〕91号）；
- (23) 《四川省沱江流域水环境保护条例》（2019年）；
- (24) 《四川省天然林保护修复制度实施方案》（川林规发〔2020〕22号）；
- (25) 《宜宾市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（宜府发〔2021〕4号）；

(26) 《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）；

(27) 《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》（川环办函〔2021〕469号）。

1.3.6 环境影响评价技术规范

(1) 《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017.1.1；

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

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

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

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2021.12.24；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022.1.15；

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

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

(9) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）；

(10) 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

(11) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）

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

(13) 《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）；

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

1.3.7 石油天然气行业技术规范

(1) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

(2) 《石油天然气工业管道输送系统用钢管》（GB/T 9711-2017）；

- (3) 《油气管道动火规范》（Q/SY 05064-2018）；
- (4) 《油气输送用钢制感应加热弯管》（SY/T 5257-2012）；
- (5) 《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2020）；
- (6) 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T 50470-2017）；
- (7) 《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2014）；
- (8) 《页岩气试采方案编制技术要求》（NB/T10119-2018）；
- (9) 《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T14006-2015）；
- (10) 《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T41519-2022）；
- (11) 《页岩气 储层改造 第 3 部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T 14002.3-2015）；
- (12) 《页岩气气田压裂返排液外排处理设计规范》（NB/T 10847-2021）；
- (13) 《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T7641-2021）；
- (14) 《非常规油气开采含油污泥处理处置技术规范》（SY/T7481-2020）。

1.3.8 项目资料

- (1) 区块内原有工程环评文件及批复、竣工环保验收文件、生产运行数据、环境管理台账等；
- (2) 《国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设实施方案》（2023 年 7 月）；
- (3) 其他相关设计资料。

1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析

1.4.1 产业政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录》的符合性

本项目为页岩气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（修订）规定鼓励发展类产业项目中的第七条第 2 条“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政

策。

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

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

(3) 与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析

为合理开发页岩气资源、防止环境污染和生态破坏，原四川省环境保护厅于 2018 年 2 月颁布了《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》。通过将本项目工程内容、环保措施内容与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

(4) 与《地下水管理条例》(国令第 748 号) 符合性

综上所述，本项目与《地下水管理条例》(国令第 748 号)不相违背，符合条例相关要求。

1.4.2 规划符合性分析

通过分析，项目与《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》(发改能源〔2022〕210 号)、《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》、《四川省“十四五”能源发展规划》(2022 年)、《四川省矿产资源总体规划(2021-2025 年)》、《长江经济带发展负面清单指南(试行, 2022 年版)》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行, 2022 版)》等规划相符合。

本项目主要位于农田生态系统，占用的土地主要为农用地，各平台及管线选址均未在城镇规划建设用地范围内，本项目不违背地方城镇发展规划要求。

1.4.3 与“三线一单”符合性分析

本次评价按照四川省生态环境厅办公室关于印发《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点(试行)》的通知开展本项目与“三线一单”的符合性分析。

根据《宜宾市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（宜府发〔2021〕4号），本项目区块范围内不涉生态保护红线，单项目占地均已避让生态保护红线，本项目与生态保护红线最近距离为 5.25km，即本次宁 209HL43 平台距离兴文石海国家级地质公园、石海洞乡风景名胜区一级保护区边界的最近距离为 5.2km，距离较远，因此项目的实施对保护区影响较小，对生态保护红线的影响较小。

根据《宜宾市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（宜府发〔2021〕4号），本次项目占地范围位于宜宾市兴文县一般管控单元（ZH51152830001）和珙县一般管控单元（ZH51152630001）内，以上单元的特点是：除零散项目存在及乡镇居住集聚区外，本单元为以生态和农业区域为主；单元内有大量的基本农田；单元内有乡镇页岩气开采利用和转化基地，主要发展：页岩气开采和煤矿开采。

表 1.4-7 项目与“三线一单”相关要求的符合性分析表

1.4.4 选址环境合理性分析

本次新建的各采气平台均在原钻井井场进行新建，不扩建用地，管线工程选址选线也最大程度地避让了环境敏感区。因此，本项目的建设已避让集中饮用水源、文物保护单位、风景名胜区、自然保护区、森林公园、湿地公园以及生态保护红线等环境敏感区，占地范围不涉及无珍稀野生保护动物栖息地，通过上述绕避和撤离措施后，本次产能建设所涉及的各项工程均不涉及环境敏感区，各单项工程选址无环境限制因素。

综上所述，国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目所涉及的各项工程无环境限制因素，项目选址合理、可行。

1.5 环境影响要素识别和评价因子确定

鉴于页岩气开发项目建设特点，本次国家级页岩气示范区长宁页岩气田

2024 年产能建设项目采取“总体部署，滚动实施”方式进行，对各单项工程项目分为施工期、运营期和退役期，对井区整体来说不同单项工程项目的施工期、运营期和退役期交错同时存在，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.5.1 环境影响要素识别

施工期影响主要为井区内拟部署采气平台建设、集输管道建设带来的。施工过程中由于场地平整、进站道路、运输车辆、施工作业带的整理、管沟的开挖、布管等施工活动对周围环境产生的不利影响：一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；二是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，随施工结束而消失。

运营期影响主要为采气平台和集输管道运营产生，正常情况下排污主要来自井站场等工艺过程中产生的少量废气、气田水、固体废物等。

本项目施工期和运营期的环境影响要素识别情况如下：

(1) 施工期影响

① 施工期非污染生态环境影响

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

② 施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自施工废水、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、焊接烟尘；施工期产生的固体废物主要为生活垃

圾、工程弃渣和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、焊机等，其强度在 75dB(A)~95dB(A)。

③事故状态

事故状态的环境影响包括可燃气体遇火爆炸冲击波、废水池等一旦发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围水环境、生态环境和人员造成影响，同时还涉及社会经济等问题。

(2) 运营期环境影响

建设运营期间对环境的影响分为正常和事故两种情况。

正常运行状况下，页岩气开采从井口——集气站——脱水站——外输干线，全线采用密闭输送，正常情况下没有污染物排放，且工程自动化程度较高。因此，运行期主要废气污染源为无组织排放的少量烃类气体；主要废水污染源为气田水、设备地面冲洗废水。站场设备噪声对厂界声环境质量的影响。

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

(3) 退役期环境影响

各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声和固体废物，当完成拆除和地表恢复后，由于采用水泥封井措施，将不会有废气产生。采取生态恢复措施以后，环境空气、水质和土壤等将逐渐恢复。

本项目建设、运行及退役期环境影响因子和影响因素识别结果统计情况见表 1.5-1。****

1.5.2 评价因子确定

根据当地环境特征及前文识别结果，确定本项目环境评价因子如下：

(1) 现状调查评价因子

声环境：等效声级。

环境空气：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、非甲烷总烃。

地表水环境：pH、溶解氧、五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、氯化物、硫化物、硫酸盐、铁、锰。

地下水环境：背景离子（K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃³⁻、Cl⁻、SO₄²⁻）；基本水质因子（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数）；特征因子（COD、石油类、氯化物、钡）。

土壤：土壤理化性质；建设用地（45 项基本因子）：pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[K]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；农用地（8 项基本因子）：pH 值、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌；特征因子：石油烃、硫酸盐、氯化物、钡。

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

(2) 环境影响分析因子

声环境：等效连续 A 声级；

环境空气：颗粒物、NO_x、NMHC；

地下水：COD、石油类、氯化物。

固体废物：临时土石方、施工废料、生活垃圾以及运营期除砂器、检修清管废渣、集液池污泥、废油等。

土壤环境：石油烃、硫酸盐、氯化物。

生态环境：土壤侵蚀、土地利用、地表植被。

环境风险：火灾爆炸带来的环境风险（甲烷等可燃气体泄漏）；石油类、COD、氯化物（废水泄漏、气田水等污染物转输时的泄漏等）。

1.6 评价适用标准

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目位于宜宾市兴文县和珙县境内，根据四川省环境功能区划相关文件，本项目所在区域环境功能区划及执行的环评标准如下：

1.6.1 环境功能区划

根据本项目环评执行标准函，查询四川省环境功能区划相关文件，确定本次项目所在区域环境功能区划如下：

（1）地表水环境功能区划

本项目所在区域属南广河、洛浦河、古宋河流域，根据《四川省水环境功能区划》查询，流经本项目区域的南广河、洛浦河、古宋河等地表水环境功能区划为 III 类水环境功能区（除部分地表水集中式饮用水地为 II 类水环境功能区），水体功能为灌溉、泄洪、养殖、发电等，属长江水系。

（2）地下水环境功能区划

项目所在地地下水环境质量评价均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。

（3）环境空气功能区划

本项目宁 209HL43 平台距离石海洞乡国家级风景名胜区为 3.75km，本项目评价范围内无 GB3095 规定划分的一类区。

本项目位于四川省宜宾市珙县和兴文县乡镇及其农村地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），本项目评价范围的大气环境功能区划属二类区。

（4）声环境功能区划

声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据四川省区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为 2 类区。

（5）生态功能区划

本项目所在区域生态功能区划属“Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区、Ⅰ-5 盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区、Ⅰ-5-1 筠连-珙县农林与土壤保持生态功能区，该生态功能区主要生态功能为农林业发展、土壤保持、生物多样性保护。

1.6.2 环境质量标准

本项目环境质量标准执行情况如下：

（1）环境空气质量标准

评价区内区域环境空气评价执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。

（2）地表水环境质量标准

本项目评价范围内地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的Ⅲ类标准。

（3）地下水环境质量标准

地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类水标准限值。

（4）声环境质量标准

项目所在区域为农村区域，区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准。

（5）土壤环境质量标准

农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值；建设用地执行《土壤环境质量 建设用地

土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《四川省建设用地区域土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023）。

1.6.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运营期挥发性有机物无组织排放执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）中无组织排放监控浓度限制标准；施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），同时柴油发电机满足《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求的》相关要求。

（2）废水

生产废水需预处理后才能够回用的通过返排液管道排入宁 209H19 附近的长宁页岩气田返排液处理站（一期），已取得环评批复：宜珙环审批【2019】15 号，其排污许可证编号：91511500083396484N003V，许可排放量 2000m³/d。返排液处理站中各工艺系统的水流各自分为两路，一路处理后直接作为回用水回用于其他平台压裂液配置工序，另一路进入各自工艺系统的深度处理工艺进行处理，最终产生的达《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水域标准的纯水优先作为补充清水回用于区域压裂返排液的配置，确不能回用的通过排水管线排至南广河。

（3）噪声

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

（4）固体废物污染控制标准

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)相关要求，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)相关要求。

1.7 评价工作等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则》(HJ 19-2022、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 610-2016、HJ2.4-2021、HJ/T169-2018)中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级如下。

1.7.1 生态环境

(1) 评价等级

本项目包括采气工程和集输管线工程，其中新建管线全长约 2.17km。本项目新增占地合计约 8.1668hm²（永久占地 6.3108hm²、临时占地 1.846hm²），项目不涉及各类生态敏感区和生态保护红线等，也不属于地表水水文要素影响型项目，新建管线不穿越河流，因此本项目不涉及水生生态，仅涉及对陆生的影像，项目土壤影响范围和地下水位影响范围不涉及公益林。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的等级划分原则，陆生生态评价工作等级定为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价范围划分如下：管线工程以线路中心线向两侧外延 300m 为评价范围，采气工程以场界周围 50m 为评价范围。

1.7.2 环境空气

(1) 评价等级

本次产能建设工程仅涉及地面集输工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以运营期为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气，由于施工期较短暂，暂不考虑其评价等级。

本项目运营期废气主要为平台井站采气阶段大气污染物主要来自于各平台井站内各输气设备逸散产生的非甲烷总烃。故本次评价以各平台井站内设备逸散的非甲烷总烃作为评价对象分析其对大气环境的影响。

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

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{0i}—环境控制质量标准，mg/m³，取 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准浓度限值。

表 1.7-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 ug/m ³	标准来源
NMHC	小时值	2000	参照《环境空气质量 非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012)

表 1.7-3 HJ2.2-2018 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P _{max} ≥ 10%
二级	1 < P _{max} < 10%
三级	P _{max} < 1%

备注：式 1： P_i = C_i/C_{0i} × 100%。C_{0i} 为第 i 个污染物的环境空气质量标准。

由以上预测结果可知，最不利情况下，本项目各钻井平台无组织排放的有机废气（TVOC，以 NMHC 为主）最大地面浓度占标率 P_{MAX} = 0.89% < 1%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为三级。

（2）评价范围

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

1.7.3 地表水环境

（1）评价工作等级

本项目施工期、运营期产生的各类废水优先回用，不能回用的依托原有工程返排液处理站处理达标后外排，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中的评价工作分级原则，属间接排放项目，地表水评价

等级为三级 B。

(2) 评价范围

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

1.7.4 地下水环境

(1) 评价工作等级

本项目依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) (以下简称“地下水导则”)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) (以下简称“石油天然气导则”)中建设项目地下水评价等级划分标准,在进行工程分析、现场调查和水文地质试验的基础上,结合建设项目场地的包气带防污性能、含水层水文地质特征、地下水环境敏感程度、污染物排放量与污染因子复杂程度等指标特征,对本项目的地下水环境影响评价进行了等级划分。

① 建设项目行业分类

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

② 地下水环境敏感性

根据地下水导则和石油天然气导则的评价要求,当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时,各场地应分别判定评价工作等级。因此,本次地下水等级划分根据该类项目各场地可能对地下水的影响程度及影响情况,结合项目场地所在水文地质单元分布情况和地下水环境敏感程度,再依据本项目行业类进行评价等级判定,基于上述原则,各场地地下水环境影响评价工作等级划分情况见表 1.7-5。综上,本项目地下水评价井场、井站和气田水管线为**II类**建设项目的**二级**地下水环境影响评价,输气管线为**III类**建设项目的**三级**

地下水环境影响评价。综上，最终确定本项目总体地下水评价等价为二级。

表1.7-5 建设项目评价工作等级分级表

(2) 评价范围

本次评价在考虑区块项目的整体性、水文地质条件时空分布的差异性和地下水评价工作内容要求的基础上，通过对各级水文地质单元的水文地质特征分析，结合项目各场地工程内容和地下水环境影响途径识别，最终确定本项目地下水环境影响评价范围由各项目场地所在的最后一级水文地质单元决定，该水文地质单元对于浅层且具有供水价值的含水层而言，既具有相对独立的地下水补径排特征，又能细化评价分析项目各场地的地下水环境影响程度。因此，本次各场站评价范围划定宜选用自定义法划定的最后一级水文地质单元作为评价范围。本项目各场地评价范围划分情况见表 1.7-6 和图 1.7-1。

同时，本项目集输管线为线性工程，依据地下水导则和石油天然导则的评价要求，本项目线性工程评价范围宜采用工程边界两侧向外延伸200m的区域作为评价范围，由于本项目管线外扩200m不涉及与地下水集中式饮用水源及其保护区等相关的地下水环境敏感区，因此，本项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.7-6。

表1.7-6 各场站及管线评价范围划分情况一览表

1.7.5 声环境

(1) 评价等级

根据天然气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井站内，本项目涉及各井站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量少，项目实施后，声环境质量前后变化幅度小，约 3~5dB (A)；根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。判断等级详见表 1.7-17。

表 1.7-17 声环境影响评价等级

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

(2) 评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。故本项目声环境影响评价范围按照导则要求确定为采气平台井站 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围。

1.7.6 土壤环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目属于污染影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表 1.7-19，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.7-20。

表 1.7-19 污染影响型敏感程度分级表

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

表 1.7-20 污染影响型评价工作等级划分表

评价等级 \ 敏感程度	占地规模	I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，为 II 类项目。井站以及集输管线周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为：敏感。项目各拟建井站及管线永久

占地均小于 5hm²，占地规模属于小型，因此，本项目各单项工程土壤环境影响评价等级均为二级。

(4) 土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，土壤二级评价土壤调查评价范围为：井站和集输管线占地范围内以及占地范围外 200m 范围内。

1.7.7 环境风险

(1) 评价等级

本项目各采气平台井站和集输管线施 Q 值均小于 1，开展简单分析。

(2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169—2018)，简单分析无需设置评价范围，本项目环境风险评价范围参照三级评价范围，为各井站周边 3.0km 范围内。地表水环境风险范围为井站周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体。地下水环境风险评价范围为各井场（井站）以及管线划定的评价范围。

1.8 环境保护目标与控制目标

1.8.1 区块主要环境敏感目标

(1) 区块内主要环境敏感目标

区块范围内分布的重要生态敏感区有石海洞乡国家级风景名胜区、筠连岩溶风景名胜区、兴文世界地质公园，其中石海洞乡国家级风景名胜区一级景区、兴文世界地质公园保护区范围均属于生态保护红线范围。

本次新建项目均位于重要生态敏感区外，评价范围内不涉及风景名胜区、集中式饮用水源保护区等敏感区。

1.8.2 项目主要环境保护目标

(1) 生态保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，生态环境保护目标为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。本项目不涉及生态敏感区，也无其他需要保护的物

种、种群、生物群落及生态空间等，主要生态保护目标为评价范围内的生态公益林，本项目生态影响主要是占地影响，因此也将基本农田纳入生态保护目标。

(2) 环境空气保护目标

环境空气保护目标主要为井口周围 500m 内的分散式居民和集输管线沿线 200m 范围内居民，本项目重点调查井场（井站）周围 500m 和管线沿线 200m 范围内的居民分布情况，各井场井站环境空气保护目标统计表见***。

(3) 声环境保护目标

声环境保护目标为井站周围 200m、管线沿线 200m 范围内的居民，各井站声环境保护目标统计见表****。

(4) 地表水保护目标

地表水保护目标为项目周围分布的地表水体、集输管线穿越的地表水体以及项目运输路线所经过的地表水体。***

(5) 地下水保护目标

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①做为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被生存；②做为区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，评价范围内地下水环境保护目标主要分为两种类型，一种为当地居民利用的分散式天然出露泉点；另外一种为具有供水价值的侏罗系沙溪庙组、自流井组、三叠系须家河组和飞仙关组浅层裂隙（孔隙）含水层、三叠系雷口坡组和嘉陵江组浅层碳酸盐岩类岩溶含水层和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，结合本项目各场地的空间分布特征，各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.8-2，评价范围内地下水环境保护目标空间分布情况见附图 1.8-62。

表 1.8-2 各场地评价范围内地下水保护区目标基本情况表

(6) 土壤保护目标

以井场井站和管线等项目占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

(5) 环境风险保护目标

本项目大气环境风险保护目标见章节 8.1.2。地表水风险保护目标主要为项目周边可能受影响的地表水体以及集输管线穿越和运输路线跨越的地表水体；地下水风险保护目标为周边浅层含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、以及集中式饮用水源和分散式饮用水源取水井；土壤风险保护目标为项目占地范围及周边 200m 范围的土壤。

2 区块开发现状及回顾性评价

2.1 区块基本情况

2.1.1 地理位置

长宁页岩气田位于四川省宜宾市珙县、兴文县、筠连县境内，属于四川盆地南部水富-叙永地区页岩气矿权范围，长宁公司优选宁201、宁209和宁216三个井区实施规模化开发，开发区域总面积771.42km²。本次项目在宁201、宁209和宁216三个井区均有分布，位于兴文县和珙县。

2.1.2 气藏构造及认识

2.1.3 流体性质

根据气体气相色谱仪分析统计数据，工区内宁201、203、209、211、212、201-H1井页岩气烃类组成以丙烷及其以前组分为主，未检测出丁烷及更重烃类组分。烃类组分中甲烷含量在98.84%~99.09%，重烃含量低，其中乙烷含量占0.23%~0.51%，天然气成熟度高，干燥系数（C₁/C₂⁺）为189.13~220.24，CO₂含量在0.23%~0.35%，不含硫化氢。

2.2 长宁页岩气田勘探开发历程及开发现状

2.2.1 开发历程

2012年3月，国家发改委和能源局批复设立“长宁~威远国家级页岩气示范区”。

中国石油积极响应国家号召，立即启动示范区建设工作，先后于2014年~2023年批复并实施《宁201井区龙马溪组页岩气开发方案》（简称10亿方案）、《长宁页岩气田一期工程开发方案》（简称30亿方案）、《长宁页岩气田年产50亿立方米开发方案》（简称50亿方案），《长宁页岩气田年产50亿立方米稳产方案》（简称50亿方案），于2016年、2019年、2020年分别达产13×10⁸m³/a、34×10⁸m³/a、56×10⁸m³/a，圆满完成方案建产目标。

2.2.2 长宁气田勘探开发总体情况

(1) 气井开发情况

截止截止 2023 年 11 月，长宁页岩气田及附近钻探以五峰组~龙马溪组为目的层的页岩气资料井共 26 口，开发井完钻 530 口（见下图），长宁页岩气田累计投产建产井 462 口，单井平均日产气量 $3.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；区块日产气量 $1338 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $243.52 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 气田集输工程建设情况

宁 201 井区、宁 209 井区、宁 216 井区平台所产气经集气支、干线汇集至宁 201 井区中心站、宁 209 井区中心站、宁 216 井区中心站和宁 209 东区脱水站，井区天然气经脱水处理后，外输进入宁双线、宁纳线和周边用气市场。

2.2.3 长宁页岩气田年产 56 亿立方米稳产方案 2021-2022 年产能建设工程（一期）建设情况

2021 年，长宁页岩气田开展了长宁页岩气田年产 56 亿立方米稳产方案 2021-2022 年产能建设工程（一期）环境影响评价，并于 2022 年 3 月 22 日取得了四川省生态环境厅批复，批文号为：川环审批[2022]32 号，该项目建设内容包括钻井工程 10 项（新建 6 项、扩建 4 项），采气及地面集输工程 14 项，主要工程内容为新建钻井平台 6 座、扩建采气、钻井平台 4 座，新增钻井 50 口；新建采气平台 14 座、扩建采气平台 4 座、集气站 1 座，新建集气管道 15 条，总长 56.5km，新增投产井 76 口，新建返排液管道 15 条，总长 61km。目前钻井工程均已实施，部分地面集输工程已投运。***

2.2.4 长宁页岩气田现有工程环保手续履行情况

经调查，区块内现有工程采用单井环评、区域环评等多种形式开展项目环境影响评价工作并取得批复，已建工程通过地方生态环境主管部门组织验收、企业自主验收等多种方式完成项目竣工环保验收，原有工程环保手续履行情况良好。

截止 2023 年 11 月，区块内已部署钻井（采气）平台 104 座，已建集气站 8 座、脱水站 4 座、井区间联络线 1 条、压裂返排液处理站 1 座、供水及

压裂返排液管网工程 7 项，采气平台（含采气管道）钻井工程、地面集输工程环保手续履行情况见表 3.3-1，集气站、脱水站等地面集输工程及压裂返排液处理站、供水及压裂返排液管网等环保工程环保手续履行情况见表 3.3-2。

区块内已部署钻井（采气）平台、集气站、脱水站等工程均已取得了环评批复，其中钻井工程中 94 项已完工并已通过竣工环保验收，3 项已完工正在进行竣工环保验收，7 项正在钻井施工；地面集输工程中 76 项已完工并已通过竣工环保验收，4 项已完工正在进行竣工环保验收，18 项未建成投产，6 项试采中；集气站、脱水站以及各供水工程均已完工投入运行并已通过竣工环保验收。

由上表可知，区块内 8 座集气站、4 座脱水站、7 项钻井供水及返排液管道工程和 1 处返排液处理配套工程，以上工程均取得了环评批复和已通过竣工环保验收。

2.3 长宁页岩气田原有工程环保措施及环境影响

通过查阅区块内原有工程环保手续、生产运行资料、例行监测数据等环保台账，开展现场调查、进行现状监测，结果表明原有工程严格执行了建设项目环评影响评价、竣工环境保护验收、环境风险应急预案备案等各项法定环保手续，项目实施过程中落实环评文件及批复中各项措施要求，项目运行过程中污染物达标排放，项目周边环境质量良好，区块内原有工程的建设实施对区块环境未产生明显不利影响，针对调查中部分原有工程存在的环保问题提出建议如下：

本次评价查阅原有工程竣工验收报告、现场工作台账，开展固体废弃物现场调查，结果表明区块内原有工程油基岩屑、废弃水泥泥浆及岩屑等固体废弃物贮存现场风险总体可控，登记台账情况与现场基本一致，各贮存场所有一定的三防措施及标识标牌，各基层单位按要求开展了日常的管理及检查工作，未发现重大安全环保隐患；为更好的满足新环保政策的要求，符合减污降碳的要求，建议在条件允许的情况下，将各个平台采气站场事故检修页岩气直接放空改成点火燃烧，减少甲烷的排放。

2.根据长宁公司例行监测报告结论，在钻井工程施工期部分场界噪声超

标，不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)），100m 范围内居民已搬迁或临时撤离至达标距离之外进行妥善安置，未对周边居民产生不利影响，建议进一步优化平面布置，选用低噪音设备，同时，加强发展噪声治理科研技术，引进国内外高效低噪声设备及先进噪声治理技术。

3 工程概况

3.1 项目基本情况

3.1.1 项目名称及建设性质

项目名称：国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目；

建设单位：四川长宁天然气开发有限责任公司；

建设性质：新建；

建设地点：四川省宜宾市兴文县和珙县；

产能规模：22.11×10⁸m³/a；

产品：页岩气；

建设周期：2024 年；

开发矿种：龙马溪组页岩气。

3.1.2 建设地点

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目位于四川省宜宾市兴文县和珙县境内。

表 3.1-2 国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目地理位置统计表

序号	井场名称	地理位置
1	长宁 H8J 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县九丝城镇***
2	长宁 H11J 平台地面集输工程	四川省宜宾市珙县上罗镇***
3	长宁 H11 平台增压站工程	四川省宜宾市珙县上罗镇***
4	长宁 H22J 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县九丝城镇***
5	长宁 H31 平台地面集输工程	四川省宜宾市珙县上罗镇***
6	宁 209H1C 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县九丝城镇***村
7	宁 209H9 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县九丝城镇***
8	宁 209HL36 平台地面集输工程	四川宜宾市兴文县九丝城镇***
9	宁 209HL43 平台地面集输工程	四川宜宾市兴文县九丝城镇屏山村
10	宁 209H51 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县大坝苗族乡***村
11	宁 209H52 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县大坝苗族乡***
12	宁 209H67 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县大坝苗族乡***
13	宁 209H69 平台地面集输工程	四川省宜宾市兴文县大坝苗族乡***
14	宁 216H32 平台地面集输工程	四川省宜宾市珙县沐滩镇***

15	宁 216H49 平台地面集输工程	四川省宜宾市珙县玉和苗族乡***
----	-------------------	------------------

表 3.1-8 集输管线工程统计表

序号	集输管线名称	地理位置	管线长度 (km)
1	长宁 H8J~长宁 H8 平台集输管线 (集气管线和返排液管线同沟敷设)	四川省宜宾市兴文县九丝城镇***	1.23
2	长宁 H22A~长宁 H22B 平台集气管线	四川省宜宾市兴文县九丝城镇***	0.38
3	长宁 H31~长宁 H32 平台集输管线 (气液混输)	四川省宜宾市珙县上罗镇***	0.56
4	合计		2.17

3.1.4 建设内容及建设规模

本项目新建建设内容主要为地面集输工程，主要为气田内已部署的 14 个钻井平台 (共 67 口页岩气井) 建设地面集输工程，建成后，将新增产能 $670 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， $22.11 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，预计共建设 19 项地面集输工程 (新建 14 座采气平台井站、新建 2 座井站增压工程、扩建 3 座井站工程)，4 条集输管线，各项地面集输工程建设内容见下表 3.1-5，各平台井站集输规模见下表 3.1-6，各集输管线建设规模见下表 3.1-7。

表 3.1-7 国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目工程内容

序号	井区	工程名称	工程内容	依托已建管线
1	宁 201 井区	长宁 H8J 平台地面集输工程	新建长宁 H8J 平台井站，新建长宁 H8J 平台~长宁 H8 平台集气管道和返排液管道，长度 1.23km，采气管道直径 DN168.3，同沟敷设 DN125 返排液管道	/
2		长宁 H11J 平台地面集输工程	新建长宁 H11J 平台井站	长宁 H11 平台~长宁 H4 平台集输管线
3		长宁 H11 平台增压工程	新建长宁 H11 平台增压站	长宁 H11~长宁 H4 平台集输管线
4		长宁 H22J 平台地面集输工程	新建长宁 H22J 平台井站	长宁 H22~T 接输长宁 H23 平台~长宁 H19 集气站集输管线
5		长宁 H22B 平台增压工程	新建长宁 H22B 平台增压站	依托长宁 H22~T 接输长宁 H23 平台~长宁 H19 集气站集输管线
6		长宁 H31 平台地面集输工程	新建长宁 H31 平台井站，新建长宁 H31 平台~长宁 H32 平台集输管道 (气液混	/

序号	井区	工程名称	工程内容	依托已建管线
			输), 长度 0.56km, 管道直径 DN168.3	
7		长宁 H32 平台井站扩建工程	在长宁 H32 平台井站内新增长宁 H31 的除砂和分离计量流程	长宁 H32~长宁 H33 平台集输管线
8	宁 209 井区	宁 209H1C 平台地面集输	新建宁 209H1C 平台井站	宁 209H1C 平台~宁 209H1 集气站集输管线
9		宁 209H9 平台地面集输	新建宁 209H9 平台井站	宁 209H9 平台~长宁 H8 平台集输管线
10		宁 209HL36 平台地面集输	新建宁 209HL36 平台井站	/
11		宁 209H36 平台井站扩建工程	在宁 209H36 平台井站内新增宁 209HL36 除砂和分离计量流程	宁 209H36~宁 209H41 集输管线
12		宁 209HL43 平台地面集输	新建宁 209HL43 平台井站	
13		宁 209H43 平台井站扩建工程	在宁 209H43 平台内新增宁 209HL43 平台分离计量流程	宁 209H43~宁 209H41 平台集输管线
14		宁 209H51 平台地面集输	新建宁 209H51 平台井站	宁 209H51 平台~宁 209H67 平台集输管线
15		宁 209H52 平台地面集输	新建宁 209H52 平台井站	依托同井场拟建的大坝脱水站脱水站后外输
16		宁 209H67 平台地面集输工程(含增压站)	新建宁 209H67 平台井站	宁 209H67~宁 209 东区脱水站
17	宁 209H69 平台地面集输工程	新建宁 209H69 平台井站	宁 214 井站~宁 215 井站集气管线	
18	宁 216 井区	宁 216H32 平台地面集输工程	新建宁 216H32 平台井站	宁 217 井站~宁 216 井区中心站集输管线
19	宁 216 井区	宁 216H49 平台地面集输工程	新建宁 216H49 平台井站	宁 216H49 平台~长宁 H16 平台集输管线

表 3.1-8 采气站场工程统计表

序号	平台井站名称	井口数量(口)	集输规模度($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	集输规模度($\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)
1	长宁 H8J 平台地面集输工程	7	70	2.31
2	长宁 H11J 平台地面集输工程	3	30	0.99
3	长宁 H11 平台增压工程	/	/	/
4	长宁 H22J 平台地面集输工程	2	20	0.66
5	长宁 H22B 平台增压工程	/	/	/
6	长宁 H31 平台地面集输工程	4	40	1.32
7	长宁 H32 平台井站扩建工程	/	/	/

8	宁 209H1C 平台地面集输	4	40	1.32
9	宁 209H9 平台地面集输	6	60	1.98
10	宁 209HL36 平台地面集输	6	60	1.98
11	宁 209H36 平台井站扩建工程	/	/	/
12	宁 209HL43 平台地面集输	5	50	1.65
13	宁 209H43 平台井站扩建工程	/	/	/
14	宁 209H51 平台地面集输	4	40	1.32
15	宁 209H52 平台地面集输	8	80	2.64
16	宁 209H67 平台地面集输工程 (含增压站)	6	60	1.98
17	宁 209H69 平台地面集输工程	4	40	1.32
18	宁 216H32 平台地面集输工程	4	40	1.32
19	宁 216H49 平台地面集输工程	4	40	1.32
合计		67	670	22.11

表 3.1-8 集输管线工程统计表

序号	集输管线名称	管线规格 (mm)	管线长度 (km)	材质	设计压力 (Mpa)	设计规模
1	长宁 H8J~长宁 H8 平台 集气管线	D168.3	1.23	L360N 无缝钢管	8.5	80×10 ⁴ m ³ /d
2	长宁 H8J~长宁 H8 气管 线返排液管线（与集气 管线同沟敷设）	DN125		柔性复 合管	6.4	85m ³ /h
3	长宁 H22A~长宁 H22B 平台集气管线	D168.3	0.38	L360N 无缝钢管	8.5	30×10 ⁴ m ³ /d
4	长宁 H31~长宁 H32 平 台集输管线（气液混 输）	D168.3	0.56	PSL2 无缝钢管	8.5	40×10 ⁴ m ³ /d, 350m ³ /h
5	合计		2.17			

3.1.5 气质成分

根据气体气相色谱仪分析统计数据，工区内宁 201、203、209、211、212、201-H1 井页岩气烃类组成以丙烷及其以前组分为主，未检测出丁烷及更重烃类组分。烃类组分中甲烷含量在 98.84%~99.09%，重烃含量低，其中乙烷含量占 0.23%~0.51%，天然气成熟度高，干燥系数（C1/C2+）为 189.13~220.24，CO₂ 含量在 0.23%~0.35%，不含硫化氢（表 3.3-1）。

3.2 项目组成

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目建设内容主要为地面集输工程，包括采气工程和集输管线工程两个部分，采气平台井站按标准化、模块化建设，主要采用“井口除砂+分离计量+气液分输”工艺，项目组成见表如下。

表 3.2-1 项目组成一览表

工程类别		工程内容及规模	可能产生的环境影响	
			施工期	运营期
主体工程	站场工程	在原井场占地范围内新建 14 座采气平台井站，2 座井站增压工程、3 座井站扩建工程，为 67 口页岩气开发井新建采气流程，主要包括计量、除砂、气液分离以及增压等功能。	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、水土流失、废气、废水、噪声等	挥发性有机物无组织废气、散放废气、噪声、废水、固废的影响、环境风险影响
	管道工程	新建 4 条气田内配套的集输管线工程，约 2.17km。	水、噪声、固废等	环境风险
辅助工程	自动控制系统、通信系统等		主要为站场设备安装，管道清管、试压时产生少量废水，放空系统产生放空废气，管道防腐为外购预制防腐管道	
	设置施工便道，临时占地，完工后进行恢复			
	放空系统，15m 放空立管，非点火			
	供配电系统、防雷防静电系统			
	管道标识（管道标志桩、警示牌、警示带）			
	管道氮气置换，吹扫、试压，管道焊缝检测			
	管道防腐（外购防腐管道，集气管道三层 PE 防腐）			
给排水及消防系统（灭火器、消防沙等消防器材）				
公用工程	给水	采用清水罐车拉运供给。	/	
	排水	气田水存于钻井工程建设的集液池，优先由管道或罐车转输至区块附近钻井平台配制压裂液，剩余无法回用部分转运至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准后排入南广河；施工人员生活污水依托井站化粪池收集后交当地城镇污水处理厂处理，不外排；试压废水用于区域施工洒水降尘和绿	废水	/

		化用水。		
	供电	接入当地电网。	/	/
环保工程	废气	采气平台井站、管道检修废气通过两端平台井站建设的放空系统排放。	扬尘、施工噪声、水土流失	废气
	污水暂存	采气平台气田水暂存于钻井工程已建的集液池，由管道或罐车输送至区块附近钻井平台配制压裂液，无法回用部分转运至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理。集液池位于平台附件，容积 400~2000m ³ 不等，为钻井工程修建，池底已进行重点防渗，修建有雨棚。		废水
其他	管道沿线护坡堡坎、土地复垦、生态恢复		区域生态环境逐步改善	

3.3 站场工程

3.3.1 站场工艺及主要设备

场站工程主要包括：新建 14 座采气平台井站、3 座井站增压工程（其中 1 座与采气平台井站合建）、3 座井站扩建工程，具体工程详见下表。

（1）新建场站

本项目新建采气平台 14 座，长宁地区单井平均配产约 10×10⁴m³/d，各采气平台井站的设计规模为 20~80×10⁴m³/d，各平台井站节流后设计压力为 8.5MPa。前期采用套管自喷带液进行生产、后期下入油管生产。各采气井口采出原料天然气经除砂、分离计量撬分离计量后通过采气管道输送至下游采气平台、集气站及脱水站。平台流程采用“标准化、一体化、撬装化、模块化”的形式，均在已建井场占地范围内建设，不新增用地。各平台采气工艺见图 4.2-10。

本项目新建的井站中长宁 H31、宁 209HL36 平台井站的除砂撬和分离撬分别设置在长宁 H32 和宁 209H36 平台井站内，并分别依托长宁 H32 和宁 209H36 原有放空立管放空，宁 209HL43 的分离计量撬设置在宁 209H43 平台井站内，依托宁 209H43 原有放空立管放空，其余新建平台井站均在本井站内设置除砂撬、分离计量撬和放空立管。

（2）扩建场站

本项目扩建原有工程采气平台井站 3 座，为长宁 H32、宁 209H36 和宁 209H43 平台井站，具体扩建内容如下：

①扩建长宁 H32 平台井站

扩建长宁 H32 平台井站主要建设内容在原长宁 H31 平台井站内建设长宁 H31 平台的除砂撬和分离计量撬，为长宁 H31 平台来气进行除砂和分离计量后依托已建的长宁 H32 ~长宁 H33 平台集输工程进行输送，设计压力为 8.5MPa，扩建接收能力 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

②扩建宁 209H36 平台井站

扩建宁 209H36 平台井站主要建设内容在原宁 209H36 平台井站内建设宁 209HL36 平台的除砂撬和分离计量撬，为 209HL36 平台来气进行除砂和分离计量后，“T”接入宁 209H36 平台预留 DN150 阀门，输往宁 209H36B 平台，设计压力为 8.5MPa，扩建接收能力 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

③扩建宁 209H43 平台井站

扩建宁 209H43 平台井站主要建设内容在原宁 209H43 平台井站内建设宁 209HL43 平台的分离计量撬，为 209HL43 平台来气进行分离计量后，输往宁 209H41 平台，设计压力为 8.5MPa，扩建接收能力 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

扩建井站仅新增设备以及配套相关的管线，不改变原有站场主体工艺，新增工程内容均位于已建场站用地范围内，不新增用地。

(3) 增压工程

本项目增压工程设置在 3 座井站，分别为长宁 H11、长宁 H22B 和宁 209H67 平台井站，其中宁 209H67 平台增压位于本次新建的宁 209H67 平台地面集输工程内，各平台增压设计压力 8.5MPa，站内管道设计压力为 8.5MPa，压力容器设计压力为 8.5MPa，工程建设内容如下：

①长宁 H11 平台增压工程

在原长宁 H11 平台井站内建设 1 座 500KW 增压站，增压长宁 H11 平台低压气，汇集长宁 H11J 平台来气后利用已建长宁 H11~长宁 H4 平台集气支线一同输往长宁 H4 平台，增压规模为 $16.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

②长宁 H22B 平台增压工程

在原长宁 H22B 平台井站内建设 1 座 500KW 增压站，长宁 H22A 低压气至长宁 H22B 平台，增压后利用原 AB 平台间管线输至长宁 H22A 平台后输至长宁 H23 平台 ~长宁 H19 集气站集气支线，增压规模为 $26.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

③宁 209H67 平台增压工程

在宁 209H67 平台井站内建设 1 座 500KW 增压站，宁 209H51 和 67 平台来气增压后的与新开采宁 209H40 平台来高压气一同输送到宁 209 东区脱水站，增压规模为 $49 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

增压工程仅新增设备以及配套相关的管线，不改变原有站场主体工艺，新增工程内容均位于已建场站用地范围内，不新增用地，增压工程新增设备如下：***

3.3.2 站场放空系统

本项目主要为采气平台井站，站场和管线检修及事故情况下设置应急放空系统放空，放空均不设置点火，各采气平台配备放空立管 1 具，采用 DN150 H=15m 桅杆式结构，并用绷绳固定，一般设置在各平台井站场地后场，与站内各设备的安全距离严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求设置。各井站放空立管设置情况见下表。

3.3.3 站场集液池设置情况

本项目各采气平台基本设置了气液分离装置，气液分离后的采气废水在已建的集液池内暂存后通过管道或者罐车输送至其他钻井平台回用或者至返排液处理站处理。

3.3.4 站场平面布置及占地

各站场采用标准化的平面布置，井站总平面布置根据生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定，各平台采气站场主要包括井口区、工艺流程区、集液池、放空区和井场道路等，井场道路依托钻井工程修建的井场道路，各区域间距严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）执行。井站为永久性占地，在钻井工程用地范围内建设，不另新增占地。

根据各井站地面集输工程设计方案，各采气平台井站总占地面积约 2700~m² 不等，各井站占地情况见下表。***

3.3.4 站场自动控制和信息化方案

(1) 自动控制系统

本工程利用长宁页岩气田开发指挥中心基地 SCADA 系统，完成全气田的生产运行的监视、调度、管理，采集各种数据，下达调度控制命令，协调各井、站的运行，处理全气田的事故，对气田的运行参数进行统一存储、统一调度、统一管理。其中内部集输站场均为无人值守设计。

本项目新建的采气平台井站各设置 1 套 RTU 系统，对各个井口装置、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，并将站场实时数据通过通信电路传送至宁 201 井区/宁 209 井区/宁 216 井区中心站，可接收井区中心站管理系统紧急关井命令，实现远程关井。

(2) 通信方案

本工程所处地区的公网通信设施网络比较完善，中国电信、联通、移动通信网全覆盖，公网通信发达。有线广播电视信号已经实现村村通。本项目所涉及的新建平台、平台增压站、扩建平台井站均采用 SCADA 数据传输通道、语音通信、工业电视监控等。各平台井与集气管道同路径架空敷设光缆。

在本工程前期已建井区中心站（含脱水装置），具备完善的通信系统。中心站通信系统包括 PTN 光通信设备、工业视频监控系统、语音对讲系统、大屏显示系统、火灾自动报警系统、局域网及综合布线系统、有线电视系统等。

3.4 管道工程

3.4.1 管径、集输参数

本项目共部署 4 条集输管线，管线长度共计 2.17km。各管线管线长度及管径选择以及材质设置见表 3.7-1。

表 3.7-1 国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目集输

管线参数选择表

序号	集输管线名称	管线规格 (mm)	管线长度/km	材质	设计压力 /Mpa	设计规模
1	长宁 H8J~长宁 H8 平台集气管线	D168.3	1.23	L360N 无缝钢管	8.5	80×10 ⁴ m ³ /d
2	长宁 H8J~长宁 H8 气管线返排液管线（与集气管线同沟敷设）	DN125		柔性复合管	6.4	85m ³ /h
3	长宁 H22A~长宁 H22B 平台集气管线	D168.3	0.38	L360N 无缝钢管	8.5	30×10 ⁴ m ³ /d
4	长宁 H31~长宁 H32 平台集输管线（气液混输）	D168.3	0.56	PSL2 无缝钢管	8.5	40×10 ⁴ m ³ /d, 350m ³ /h
5	合计		2.17			

本项目利用长宁 H8JA 平台的 1000m³ 集液池新建 1 座返排液泵站，长宁 H8J 平台投产时产生的返排液经长宁 H8J 平台泵橇（流量 85m³/h，扬程 180m，功率 75kw）通过长宁 H8 平台~长宁 H8 泵站返排液管道输至长宁 H8 平台已建 7000m³，水池，通过潜水泵（流量 50m³/h，扬程 15m，电机功率 4kw）汇入长宁 H11~长宁 H10 平台返排液管道。

3.4.2 集输管线走向

结合建设项目所在区域地形、地貌、工程地质条件、井站分布情况，交通、人文、经济的发展状况，集输管线走向选择遵循如下原则：

- ①线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。
- ②根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》相关规定进行综合比选，在力求线路顺直的同时控制拆迁工程量，以满足安全、经济的合理性。
- ③尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。
- ④公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则，对区域内的县城及乡镇集中饮用水源保护区采取绕避措施，有效保护区内各环境敏感区。
- ⑤选择有利地形，尽量避开施工难段和不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等），以减少线路防护工程量，确保管道安全运营。

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

由于本项目管道长度均较短，最长仅为 1.23km，管线路由已最大程度避让永久基本农田、公益林和住户等敏感目标，路线已为最优路线，因此本评价未开展管道走向路由必选。

3.4.3 管道敷设方式

本工程管道全部采用埋地敷设，同时采用弹性敷设、现场冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向要求。管道穿公路应设保护套管，管道穿越河流段应敷设在河床稳定层以下，并采取相应的稳管措施。

①管道埋深

根据线路沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件以及农业耕作深度，埋地管道覆土层最小厚度应符合下表：

表 4.2-14 集输管道最小覆土层厚度表单位：m

地区等级	土壤内		岩石内	河流、沟渠
	旱地	水田		
二级	0.8	0.8	0.5	1.2（基岩下）
三级	0.8	0.8	0.5	1.2（基岩下）

管沟回填应先用细土回填至管顶以上 0.3m，才允许用土、砂或粒径小于 100mm 的碎石回填并压实。管沟回填土高度应高出地面 0.3m。石方地段的管沟应超挖 0.2m，并采用细土垫实超挖部分，以保护管道外防腐层。

②施工作业带

本工程集输管道沿线不同地段的施工作业带宽度见下表：

表 4.2-15 不同地段管道敷设施工作业带宽度

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

林地、耕地一般地段应在保证施工手段展开的前提下，尽量减小作业带宽度。对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

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

③堆管场

本项目管道较短，依托管道两端井站占地作为堆管场，无需另外设置堆管场。

④施工便道

管道工程在施工时，沿线已拓宽的原有公路往往只能到达施工场地附近的区域，不能抵达施工场地，因此需新修从原有公路至施工场地的施工便道。根据以往工程经验及方案所在地的交通现状、地形地貌，本项目拟建施工便道长度约 300m，路基宽度 4m，并在路基边缘设置排水沟，路面基层采用 20cm 厚天然级配砂砾石，路面采用 10cm 厚泥结碎石。

⑤管沟底宽和坡度

管沟底宽度根据管道外径、开挖方式、组装焊接工艺及工程地质等因素确定。

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

⑥管沟回填

一般地段管道下沟后应及时回填。回填前，如沟内积水无法完全排除，在完成回填时，应使管子不致浮离沟底，在山区易冲刷地段、高水位地段以及雨期施工等，应立即回填。回填前应对管沟内的管墩进行处理，防止管道悬空。

管沟回填宜分两次进行，第一次应回填细软土，并应高出管顶部 300mm，第二次回填其他土；表层应回填耕植土，回填土应高出自然地面 300mm。

石方段管沟细土应回填到管顶上方 300mm 方可回填原土石方。仪表风管道周边 300mm 范围采用袋装土回填，采用原土石方回填的最大粒径不得超过 250mm。

管沟回填土宜高出地面 300mm 以上，覆土应与管沟中心线一致，其宽度应为管沟上开口宽度，并应做成有规则的外形。

沿线施工时破坏的挡土墙、田埂、排水沟、便道等地面设施应按原貌恢复。

3.4.5 沿线特殊地段及处理

(1) 山区段

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

(2) 经济作物区、果园段

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

(3) 穿越林区地段

对于林区内的管道施工，作业带宽度 6m，并应预先编制施工安全预案，确保林区内的施工安全。管沟开挖严禁采用爆破方式进行；管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊建议采用沟下焊方式；焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如隔板），防止电弧和火花进入林区；严禁在树林边或树林内吸烟、引弧；对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区；施工中应配备一定数量的移动灭火器。

(4) 崩塌、滑坡区域

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

(5) 水域小型穿越

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

(6) 地下水位较高段

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

(7) 与高压输电线较近段

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

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

(8) 水工保护

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

3.4.6 穿越工程

(1) 水域穿越

本项目集输管线穿越的水体较少，仅长宁 H8J~长宁 H8 集输管线穿越了 3 次沟渠，穿越的沟渠均不涉及集中式饮用水源保护区，水域穿越均采用开挖方式施工。项目穿越水域情况及施工方式见下表 3.7-4。

表 3.7-4 集输管线穿越水域情况统计表

序号	管线名称	长度 km	穿越沟渠次数/宽度	施工方式
1	长宁 H8J~长宁 H8 集输管线	1.23	3 次/7m	开挖+套管
2	长宁 H22A ~长宁 H22B 平台集输管线	0.38	0	/
3	长宁 H31~长宁 H32 平台集输管线	0.56	0 次	开挖+套管
4	合计	2.17	3 次/7m	

穿越沟渠时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下 1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。本工程管道穿越水渠时采用大开挖并深埋，管道顶部距水渠、水沟的底部的距离不得小于 0.5m。管道施工完毕后，应立即恢复沟渠原貌。

②公路穿越

本工程集输管线仅穿越水泥路，共 3 次，采用大开挖套管保护方式穿越，项目穿越公路情况见下表 3.7-6。

表 3.7-6 集输管线穿越公路情况统计表

序号	管线名称	长度 km	穿越公路次数/宽度	施工方式
1	长宁 H8J~长宁 H8 集输管线	1.23	2 次/8m	开挖+套管
2	长宁 H22A ~长宁 H22B 平台集输管线	0.38	1 次/4m	开挖+套管
3	长宁 H31~长宁 H32 平台集输管线	0.56	0 次	
4	合计	2.17	3 次/12m	

(7) 线路附属设施

①标志桩

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

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

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

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

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

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

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

②警示牌

为保护管道不受意外外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气管道沿途设置一定数量的警示牌。

警示牌设置位置：

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

③警示带

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

（8）管道防腐

集气支线普通地段采用普通级三层 PE 的外防腐层防腐，三级及以上地区采用加强级三层 PE 的外防腐层方案。返排液管线采用柔性复合管具有防腐性能。

(10) 自动控制

管道工程本工程依托已建数字化管道平台开展数字化管道工程。

长宁 H8J 泵站设置 1 套液位监控报警系统 (RTU)，对生产过程实时数据进行采集，完成相关连锁控制、通信等功能，并将站场实时数据分别上传至井区中心站和长宁公司。气田水池设置液位检测和远传，并与转水泵进行连锁，实现高低液位报警和低低液位自动停泵，并将数据通过新建通信系统上传至区域监控中心，可实现远程停泵。橇内离心泵橇 PLC 检测离心泵电机轴承温度、泵轴承温度、降声罩内温度、泵前后压力等进行报警，并在离心泵电机轴承温度、泵轴承温度、降声罩内温度、泵前后压力等超过设定上限值的情况下自动停泵。泵橇 PLC 系统数据上传至中心站，实现对离心泵和潜水泵的远程监测和停泵等功能。泵橇上设置 1 套声光报警器，实现系统异常停泵后的报警，分贝应不低于 110db。配置声光报警器进行报警，分贝高于设定值则进行报警。

3.4.7 集输管线占地

项目各集输管线主要为施工作业带、施工便道临时占地，标志桩、警示牌等占地为永久占地，占地面积较小，预计约 10m²，集输管线占地面积如下表：**

3.5 供、排水工程

3.5.1 供水工程

①施工期

施工期主要为站场和管道施工试压用水和施工人员生活用水，用水量均较少，试压用水由罐车从地表水体取水至现场，生活用水由罐车从场镇运输自来水至井站。

②运营期

各平台井站为无人值守井站，运营期生产用水主要检修和清洗用水，各井站预计需水约 5m³/a，由罐车从地表水体取水至现场。

3.5.2 排水工程

施工期废水主要为试压废水和生活废水，试压废水沉淀后回用于施工场

地洒水抑尘和绿化用水等，生活废水依托站场化粪池收集后交当地城镇污水处理厂处理。

运营期产生的排水为气液分离器产生的气田水（压裂返排液）以及井站检修清新废水，暂存于集液池内，长宁页岩气井区基本各平台间已部署返排液管道，各平台产生的气田水主要通过返排液管道输送，未连通返排液管道的平台则通过罐车转运至就近的已连通返排液管线的平台进行转输，优先回用于井区正在压裂施工的平台配置压裂液，无法回用的则管输至井区长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准后排入南广河。

3.6 供配电工程

用电依托当地电网提供。

3.7 道路工程

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目产能建设项目道路工程主要分为施工期的施工便道临时道路和运营期井站永久性道路两部分。内输管道在施工时，沿线已拓宽的原有公路往往只能到达施工场地附近的区域，不能抵达施工场地，因此需新修从原有公路至施工场地的施工便道。新修施工便道路基宽度 4m，并在路基边缘设置排水沟，路基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；两侧设土质路肩各 0.5m×0.5m，本项目集输管道建设施工便道约 0.3km。井场道路工程为连接井站至当地路网，已在钻前阶段修建完成，设计速度 20km/h，路基宽度 ≥ 4.5 m 单车道，不大于 300m 设置一处错车道，水泥混凝土路面，路面宽度 ≥ 3.5 m，两侧 0.50m 土路肩硬化。

3.8 工程占地及土石方平衡

3.8.1 工程占地

根据国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目产能建设工程内容，本项目占地涉及施工期临时占地和井站永久占地两种类型，建设项目总占地面积 8.1668hm²，其中临时占地 1.846hm²，永久占地 6.3208hm²。

3.8.2 土石方

本项目井站工程主要在已建井场内安装设备及管线，土石方挖方量约 5000m³，用于井场临时用地复耕复垦使用，填方 5000m³，可做到各自井站场内平衡，基本不会出现过土石方弃方和借方量情况。

本项目集输管线工程土石方挖方量约 4500m³，填方 4500m³，无弃方产生。管沟开挖产生的土石方回填管沟后全部摊铺在施工作业带内（8~12m 宽），对地面抬高约 1cm 左右，对地形地貌影响甚微。故本工程集输管线施工期产生的土石方全部就地回填可行，可实现土石方平衡，无弃方产生。

3.9 组织机构与定员

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

项目采气平台井站均为无人值守井站，管道巡检人员由建设单位另行设置。

4 工程分析

4.1 施工期工程分析

4.1.1 平台井站建设施工

(1) 平台井站施工工序及产污环节

井站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理阶段。主要工艺流程见图 4.1-1。

A、站内管线吹扫

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

B、站内管线试压

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

(2) 站场施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

施工期影响生态环境的因素主要是：

(1) 工程占地、改变土地利用类型。工程占用土地破坏了原有的植被，原有的农业生态环境将逐渐改变；改变了原有景观类型，占用林地导致植被资源受到影响，造成植物生物量损失。

(2) 施工时对动物的栖息地造成破坏，使动物被迫迁移到新的栖息场所，造成物种的数量和种类减少。

(3) 由于场地平整后，必将造成施工区域土地裸露，改变原有的地貌

景观，裸露地表没有植被覆盖，在雨季极易产生径流，加重土壤侵蚀程度，造成水土流失。

②废气

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

③废水

项目施工期污废水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

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

站内工艺管道试压水：管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每个站场内部工艺管网试压废水约 5m^3 ，本项目站场施工共产生试压废水约 95m^3 。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水收集后用于区域施工洒水降尘和绿化用水。

每个站场施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，施工时间约 30d，生活污水以每人 100L/d 计，产污系数为 0.85，因此，生活污水产生量约 $1.7\text{m}^3/\text{d}$ ， $5.1\text{m}^3/\text{单站场}$ ，19 个站场预计共产生 96.9m^3 。主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，其产生的生活废水利用钻井阶段修建的化粪池收集后，交当地城镇污水处理厂处理。

④噪声

各场站施工过程中噪声源主要来自各场站施工使用的挖掘机、推土机、载重汽车、打桩机、装载机等施工机具作业时产生的噪声，噪声源强参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013），其噪声源强见表 4.1-20。

表 4.1-20 单个场站施工主要施工机具噪声源特征

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

⑤ 固体废物

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

每个站场施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，施工人生活垃圾产生量约 10kg/d，0.3t/单站场，19 个站场预计共产生 5.7t。员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.2 集输管线施工

(1) 集输管网施工工序及产污环节

管道工程施工一般包括施工准备、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序，整个施工由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成，本项目地面集输工程施工期间不设施工营地，施工人员主要依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见图 4.1-2。

图 4.1-13 主要施工工序及产污环节示意图

① 管道工程施工作业带清理、道路建设

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

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

A. 施工便道和伴行路建设

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

（2）穿越工程

管道穿越工程包括沟渠和乡村水泥公路穿越。穿越均采用开挖穿越方式全线沟渠小型开挖穿越共计 3 次，穿越乡村水泥公路 3 次，均采用开挖加套管保护的方式穿越施工。穿越沟渠尽可能枯水期施工，采用围堰导流方式开挖河道，用围堰将河槽中河流截断一半，利用另一半作为导流沟，待一端管道组装回填结束后，再用同样的方法开挖河流的另一侧。

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路市，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m，套管规格为 DRCPIII1200X2000 GB/T11836~

2009，管线与公路交叉尽量垂直。套管质量应满足《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

（3）焊接、清管、试压、干燥、置换

①管道焊接

本工程集输管道推荐采用半自动焊接，建议吊管机进行机械布管，内对口器进行组对，采用半自动焊进行焊接，沟上组焊，利用吊管机整体下沟，焊条为 E6010。管道焊缝质量先进行外观检查，外观检查标准应符合《油水长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2006）的规定，合格后方可进行无损检测。管道所有焊缝内部质量检查均应进行 100%的超声波探伤检查，要求达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109—2020）的Ⅱ级质量要求。无损检测方法应选用射线检测和超声波检测，焊缝表面缺陷应选用液体渗透探伤。当采用超声波检测对焊缝进行无损检测时，应按下列比例对每个焊工或流水作业焊工组当天完成的焊缝进行复验。

②吹扫

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

②管道试压

本管道的清管、测径与试压按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）及本工程相关要求执行。管道投产前清管、试压的一般程序：管段清管、测径→管段试压→连头→站间清管、测径→站间试压。管道应在下沟后进行分段清管、测径和分段试压。如果投产前要求进行站间试压时，管道投产前还应进行站间试压。清管排放口不得设在人口居住稠密区、公共设施集中区。清管排放应符合环保要求。

水压试验的供水水源应洁净、无腐蚀性。管道沿线的试压段划分由施工单位根据地形、管道沿线的地区等级划分、水源等条件而综合确定。站外管道应执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）有关规定。

强度试压时，压力应逐步缓升，分别升至试验压力的 30%和 60%时，各稳压应 30min，检查管道无异常后，继续升至强度试验压力，稳压不小于 4h，进行检查；合格后，将压力降至设计压力，进行严密性试验，稳压 24h，如无泄漏、异常，无压力降为合格。

④氮气置换

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

根据置换过程中的实际情况，采用该方法时建议采取以下措施：

★置换前要确保清管干净，以免给以后的运行管理带来麻烦。

★置换前要周密计算置换过程中天然气的供气压力，合理控制管道内气体流速。

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

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

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

★注氮过程中，可通过平台井站放空系统进行放空。

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

（2）集输管网施工期产排污情况分析

①废水

管道施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水。

A、试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目工可，本项目管道总长度 2.17km，管径 D168.3，根据体积计算，本项目试压废水共计约 48.25m³，主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。由于井区各井场井站为滚动建设，试压废水仅在集输管网建设时产生，试压废水施工管道分段产生，经沉淀处理后交施工单位回用于区域施工洒水降尘。

B、生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活污水以每人 100L/d 计，考虑每天施工人员为 40 人，产污系数为 0.85，因此，生活污水产生量约 3.4m³/d。本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

②废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘以及施工机具（柴油机）排放的尾气。

A、施工扬尘

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

B、机具尾气

在管道铺设和井站建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 C_xH_y、CO、NO_x 等。由于本项目是线性工程，施工期较短，产生的废气量较小，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩

散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

③噪声

管道施工噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机、运输车辆等，其强度在 80~95dB(A)之间；本项目主要施工机械噪声源强见表 4.1-22。

表 4.1-22 施工期主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	空间相对位置关系	测点距施工机具距离	噪声源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段 (h)
1	挖掘机	管线两侧作业带范围内	5	84	选用先进设备，合理安排施工时间	仅白天使用，间断使用
2	推土机		5	86		
3	吊管机		5	86		
4	电焊机		5	83		
5	切割机		5	93		
6	载重汽车		5	88		

④固体废物

施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料。

A、生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期施工人员生活垃圾不集中产生和排放，依托当地乡镇、农村现有的生活垃圾收集储运系统处置。

B、施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道长 2.17km，管道施工废料的产生量约 4.34t，由施工单位收集后外售废品回收站处置。

⑤生态环境

本项目所在地属于农村区域，项目地面集输工程建设对将所在区域的农业生产会造成一定影响。管线临时占地以旱地为主，随着工程结束，将恢复

原有土地形态，不会对土地资源和农业生产产生永久影响。

本项目穿越的水体主要为沟渠，采用开挖方式施工，对水生生态将造成一定影响，但管线穿越施工是临时工程，仅在施工期对水体水质和水生物生长环境有短期影响，施工结束后，水生生态将恢复原状

管沟开挖、施工作业、回填土的沉积过程中都容易诱发水土流失，施工过程中应采取适当的措施减少水土流失的影响。

4.2 运营期工程分析

4.2.1 运行期工艺流程及产污环节分析

本项目新建采气平台 14 座，采气工程总体工艺流程为：井下龙马溪组所产页岩气经井口一级节流降压至 20MPa 左右后，先进入除砂器内除去页岩气中可能含有的砂砾（压裂施工带入井下的陶粒、石英砂等支撑剂），再经二级节流降压至 8.5MPa 左右后，进入分离计量橇，在分离器内借助比重的不同以及压力的改变将页岩气与气田水分离、计量，计量之后的气相（页岩气）进入出站阀组模块经集气支线输送至下游平台；计量之后的液相（气田水）进入排污管道，进入平台集液池，通过返排液管道或罐车回用于井区内压裂液配置，无法回用的采用管输或罐车拉运的方式运至井区长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准后排入南广河。

采气平台工艺流程及产污环节见下图。

此外，本次在原有工程上新建 3 座增压站，以及扩建采气平台 3 座，增压站运行期新增主要污染物为噪声和废油；扩建工程内容为新建除砂器和气液分离器，新增污染物主要为除砂器废渣和清管废渣以及气田水；各采气平台采用集液池暂存气田水，集液池需定期清掏，产生污泥。

4.2.2 运行期污染源及污染物排放情况

（1）废水

本项目各采气平台均为无人值守站，运营期间废水主要为气田水、检修

废水和设备清洗废水。

①气田水

井场生产初期分离出的气田水产量较大，基本为井场压裂作业后残留井下的压裂液，废水量随着开采的进行逐渐减少。排水为带压排放，通过井口油嘴经站内工艺生产废水管道排入钻前工程已建集液池。

综合长宁区块各井目前气田水产量及变化规律和长宁公司提供的单井返排液统计数据，预计单井采气期间（30 年计）将产生气田水 2.486 万方，本项目共新建 67 口井的采气流程，预计共产生气田水 112 万方，通过气田内已建平台采气期间气田水产生规律，采气初期气田水产水量较大，单井日最大排放量可达 300m³/d，采气后期气田水产生量逐渐减小。本项目 2024 年 67 口井正式投产建成，预计 2024 年为气田水最大产生年份，其中宁 209H1C、宁 209H9、宁 209H51、宁 209H67、宁 209H69、宁 216H49 平台共计 28 口井已在 2023 年投入试采，2024 年水量为投产第二年的水量，通过计算，本项目投产 67 口井预计 2024 年气田水产生量为 84.42 万 m³。

本项目气田水水质参考宁 201 井区长宁 H2 平台气田水水质，具体水质情况见下表：

表 5.5-2 宁 201 井区长宁 H2 平台气田水水质情况表

序号	指标	单位	污染物浓度
1	pH	/	7.8
2	总溶解固体	mg/L	33546
3	碱度(CaCO ₃)	mg/L	510.1
4	总悬浮固体	mg/L	256
5	COD	mg/L	1600
6	石油类	mg/L	39.57
7	Cl ⁻	mg/L	17740
8	Br ⁻	mg/L	66.9
9	F ⁻	mg/L	< 0.1
10	NO ₃ ⁻	mg/L	< 2
11	SO ₄ ²⁻	mg/L	8.44
12	总硅	mg/L	33.4
13	总磷	mg/L	0.006

序号	指标	单位	污染物浓度
14	总钠	mg/L	10130
15	总钾	mg/L	331
16	总钡	mg/L	226
17	总锶	mg/L	116
18	总钙	mg/L	493
19	总镁	mg/L	67.8
20	总铁	mg/L	0.45
21	总锰	mg/L	4.54
22	总 α 放射性	Bq/L	0.41
23	总 β 放射性	Bq/L	0.19
24	^{226}Ra	Bq/L	1.59

采气期间产生的气田水主要成分即为压裂返排液，产生的气田水优先回用于区域内钻井平台压裂用水，无法回用的转运至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准后排入南广河。

（2）检修废水

根据长宁区块已建采气平台运行情况，单个采气平台年均检修 1 次，每次用水量 5m³，废水产生量按用水量的 90%计，则单个平台采气平台检修废水产生量为 4.5m³/a。本项目共新建采气平台、增压站和扩建平台 19 座，合计检修废水产生量约 85.5m³/a，检修废水主要污染物为 SS、石油类、Cl⁻等。检修废水排入钻井工程已建的集液池，与气田水一并处理。

（3）设备清洗废水

设备外壁每年清洗一次，单个井场每次用水量 2m³/a，废水产生量按用水量的 90%计，则单个井场设备清洗废水产生量为 1.8m³/a。本项目新建采气平台 19 座，合计设备清洗废水产生量约 34.2m³/a，设备清洗废水主要污染物为 SS、石油类等。设备清洗废水排入钻井工程已建的集液池，与气田水一并处理。

（2）废气

各采气平台正常工况下采气全部在压力管道内密闭输送，在正常情况

下，采气井站除少量逸散的无组织废气外，项目无其他废气产生。此外，项目清管、检修等非正常工况下进行放空，相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放，主要污染物为非甲烷总烃。

①正常工况

项目各站场无组织排放废气主要来自各工艺装置区页岩气泄漏产生的非甲烷总烃。各采气平台正常工况下主要大气污染物为设备、管道接口处无组织逸散的少量挥发性有机物（结合工程特点，主要为非甲烷总烃），根据长宁页岩气田平台井口数量和生产运行资料，运营期每十万方气集输流程挥发性有机废气无组织排放量约 0.0001kg/h，由此计算本项目运行期挥发性有机废气排放量约 0.053t/a。

厂界无组织排放的废气浓度类比宁 209 井区中心站厂界 NMHC 监测数据，宁 209 中心站目前实际集输规模约 $900 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，厂界 NMHC 监测最大值为 $0.95 \text{mg}/\text{m}^3$ ，本项目采气站场最大输气规模为 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，远远低于中心站集输规模，因此厂界 NMHC 浓度将远远低于《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB51/2377-2017）厂界无组织排放限制 $2 \text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

②非正常工况（清管、检修及事故放空废气）

此外，单个采气平台年均检修 1 次，放空量为 $10 \text{m}^3/\text{次}$ ，本项目新建站场 19 座，放空量为 $190 \text{m}^3/\text{a}$ ，平台放空通过站内放空立管进行放散，不点火，放散时间较短，放散时长不超过 30min。根据类比气质报告，本项目输送的页岩气不含硫化氢，且放散频率低、放散过程持续时间较短，放散量较小，平台周边地势开阔，大气扩散条件较好，因此放散过程对周边大气环境影响较小。

（3）噪声

各采气平台正常生产时，噪声主要来源于除砂器、汇气管、分离计量器等设备产生的气流噪声。噪声大小与天然气产量有关，一般天然气产量越大，噪声也越大。此外建有返排液泵站的平台气田水转输泵将产生噪声，类比已投产的已建采气平台，井站运营期厂界噪声约 40~52dB（A），能满足

《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准。

增压站正常生产时，噪声主要来源于增压机，噪声较大，预计 100~110dB(A)，各增压机均设置有减震垫和隔音罩降噪，降噪后，增压站厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准。

检修或事故时，噪声主要来自放空火炬的气流声，其声级大小取决于放空量的大小。经调查，放空噪声值较大，其声级一般为 100~110dB(A)，但放空时间较短。

根据类比调查，本项目采气平台主要声源及声源强度见下表：

表 5.5-3 运营期采气平台主要噪声源强表

序号	主要噪声设备	空间相对位置	噪声强度范围 (dB(A))	声源控制措施	运行时段
1	除砂器	各采气平台井站工艺区内	70	选择先进设备，控制气流速度	连续
2	分离计量器		60		
3	汇气管		70		
4	增压机	各增压站内	90~100	减振、隔声罩	
5	气田水转输泵	各采气平台集液池	70	减振、隔音罩	间断
6	放空立管	各采气平台放空区内	100~110	减少放空次数	临时排放

(4) 固体废物

各采气平台均为无人值守站，运营期固体废物主要为排液时除砂器废渣、分离器废渣、清管废渣、集液池污泥和检修产生的废矿物油。

①除砂器废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页岩气层随气体带出的少量砂砾，为一般工业固废（900-999-99）。除砂器废渣主要产生于开采初期，排液期结束后即拆除除砂器。开采初期，排砂频率每 2~4 天 1 次，往后每周 1 次，越往后频次越少，单井除砂器废渣产生量约为 2~10kg/次（计算时按 6kg/次计）。除砂器废渣仅计算开采初期 3 年，平均排砂 1 次/周，每年按 52 周计，则单井除砂器废渣产量为 312kg/a，本项

目新增投产井 67 口，除砂器废渣合计产生量约 20.9t/a。除砂器废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

②检修废渣

站内设备正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理，并根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，主要为分离器检修废渣。经类比调查，每个井场检修废渣产生量约为 5kg/a，本项目共建设井站 19 座，合计检修废渣产生量约 0.095t/a，检修废渣主要成分为井内杂屑、机械杂质等，集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

③清管废渣

清管作业频率为 1 次/年，清管收发球装置产生的清管废渣主要成分为铁屑、井内杂屑、机械杂质等，属一般固体废物，产生量约为 0.5kg/km，本次新增输气管线 2.17km，则清管废渣产生量为 1.085kg/a。清管废渣收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

④污泥

各采气平台采用集液池暂存气田水，集液池需定期清掏，产生污泥，产生量与气田水水质、水量有关，开采初期污泥产生量大，后期气田水水量逐年减少，污泥产生量也随之减少，产生量共计约 2t/井·a，本次共新增投产井 67 口，新增污泥 134t/a，污泥含油，属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-210-08），定期收集后交由相应的危废资质单位处置。

⑤废矿物油

平台井站设备检修、换油时有废润滑油产生，每个平台井站废润滑油产生量约 0.05t/a，19 个井站合计约 0.95t/a，废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期（各井站退役时间根据产气情况而定），各气井停采后应按照《废弃井及长停井

处置指南》（SY/T6646-2017）等技术要求对井口及时进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

4.4 平面布置合理性分析

本项目采气工程和管线工程均已避开了集中式饮用水水源保护区，且不涉及自然保护区、风景名胜区、生态红线等生态环境敏感区，总体布局合理。

项目依托的各钻井井场在钻井施工前期已按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）等相关要求进行选址，井场选址满足“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”等要求。已部署的井口 500m 范围内均无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布，钻井施工期对井场井口 100m 范围内的住户实施了临时搬迁，钻井施工时井口 100m 范围内无住户分布。

采气运营期各平台井站在已建的钻井平台上改造，不再新增占地，平台内仅涉及页岩气的采输，不涉及页岩气处理，工艺设备为井口采气装置、工艺区（除砂、分离撬装、增压）、放散区、仪控房，设备设施数量较少，均采用模块化装备，正常情况下除噪声外无连续性污染物排放。工艺区设置在前场侧方向，通过井间道路连接，便于设备维护作业和日常巡视；平台放空立管设置在井场后场，最大程度减轻检修、事故状态的放散废气对周边居民点和保障现场作业安全。本项目各平台井站将按照无人值守站建设，通过场外压裂返排液污水管网敷设、页岩气中心站巡视和远程监控、场内自动化控制等实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目各

平台运营期平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）相关规定要求。

5 区域环境概况及环境质量现状

5.1 自然环境概况

5.1.1 地理位置

本项目位于四川省宜宾市珙县、兴文县境内。

5.1.2 地形、地貌

评价区位于四川盆地与云贵高原的过渡带，主要表现为侵蚀构造地形和溶蚀构造地形。区内侵蚀构造地形主要有浅—中切割长垣状低山和中切割尖顶状低中山，溶蚀构造地形主要有带状溶蚀谷地和溶蚀石丘、峰丛、峰林低中山。评价区地貌类型划分如图5.1-1所示。

图5.1-1 区域地貌图

5.1.3 气象特征

评价区主要气候资料如表 5.1-1 所示。评价区域地处四川盆地南缘与云贵高原的过渡地带，常年受交替的大陆气团的影响，季风气候极为明显，总的特点是：气候温和，雨量充沛，无霜期长，四季分明，雨热同季。由于珙县地形复杂，高低悬殊，立体气候差异明显。

表 5.1-1 评价区主要气象要素统计表

气象要素		珙县	兴文县
气温 (°C)	多年平均	17.6	17.9
	极端最高	40.0	40.2
	极端最低	-1.9	-3.8
多年平均相对湿度 (%)		76.98	80.2
多年平均降水量 (mm)		1154.0	992.9
年平均无霜期 (d)		300	360
年平均蒸发量 (mm)		985	777
年平均日照时数 (h)		1472	1228.4
主导风向及风速		N, 1.1m/s	NNW, 1.2m/s

5.1.4 区域地表水系概况

区域沟谷纵横，大小溪流呈树枝状布及全区。溪河流向多变，主干流从

东南流向西北。主要水系南广河、洛浦河和古宋河均注入长江。

(1) 南广河

南广河源于云南省威信县高田乡，经高田、罗布，西东北流向至旧城与天蓬寨巨流汇合（威信县境内段称顺河），经桎枝湾入珙县境内。从此开始，河流由东南向西北，经观斗苗族乡境纳前进小溪；至石碑场，左纳建武河、永兴松平溪；至曹营乡境，月亮田小溪来汇；至曹营场，凤凰小溪、新村小溪分别由左右两岸入流，再左纳天堂小溪；至海棠坝，右纳鹿鸣溪；至罗渡苗族乡境，左纳金光小溪、右进龙洞小溪；至水车坝，洛亥河从左汇入；至新桥村，螃蟹溪从左入流；至寨子村，炮房小溪从左入流；至上罗镇境田家坝大、小溪水处，兰地小溪从右汇入；再行 1000m，胜利小溪、汪家小溪分别从左右入汇；再行 2000m，韩家、河沿小溪先后由左纳入；至上罗场南侧，汉村河从东南向入流；至上罗场北侧，左纳金钟小溪；再行 1500m，右纳民主小溪；至中山乡境，筠连冷水河（又名乐义河）从左入流；再行 2000m，右纳同东、新建小溪，左纳天桥小溪；至高槽，同意小溪从右入流；至珙筠交界河口（沐滩乡共和村），左纳维新河；至筠连县腾达镇北侧，左纳巡司河（又名白矾滩河）；至沐滩乡新民村对门，筠连县境内的红星小溪从左入流；过沐滩，响水洞地下水注入南广河；至妹妹窝，左纳李复小溪，右纳源自保平、下罗的金锁桥溪入流；至巩州窝，新胜小溪从左流入；至孝儿场，瓮肋溪穿孝儿街村从右纳入；至孝儿下场，二溪河从右入汇；至土地坎，源自高县的龙潭小溪从左汇入；至大叶滩，右纳源自恒丰的小 m 溪，左纳桐梓溪；至城皇岩，瓦厂小溪从右入汇；至罐儿滩，左纳太平小溪，右纳小溪沟；再过黄桷沱至上油房入高县麴滩乡续流向北，经高县城，穿符江，过来复，绕月江，行至宜宾翠屏区南广镇汇入长江。

南广河流域有邓家河、建武河、洛亥河、王家河、巡场河等 5 条支流。

(2) 建武河

又称毓秀河。发源于兴文县毓秀乡干河沟西端上龙门溶洞，上龙门至干河沟源头 6km（脚板岩下）。从上龙门南行经毓秀乡到铁索桥合德胜河，至落脚堡经珙县注入南广河。全长 26km，流域面积 211 平方 km，多年平均流

量 6.3m³/s，年总径流量 19845 万 m³，天然落差 1045m。

(3) 洛浦河

洛浦河称珙溪、珙水，源自洛浦龙潭（兴文县周家镇）。水出龙潭后，由东南向西北流，沿途聚集周家沟、铜矿溪各水；下行 2500m 至鱼箭滩入珙县陈胜乡，续流 2000m，陈胜小河沟南来入汇；再行 500m，纳陈胜周家小溪；至两河，左纳木梯河小溪；至底洞场，右纳源自蛮桠的干沟溪；北流 2000m，左纳芭焦沟溪；至桐麻坪，狗爬岩溪从左左流入；再行 2200m，德惠坝溪和盐井溪先后从左右两岸汇入；至碾子坝，罗通坝溪入流；再下行，汇龙洞沟溪；至高罗坊，左纳苦水沟溪；过监生嘴，洛旺坝溪从左入流；至两河口左纳蚂蝗沟；至县城南侧，先后纳入天堂沟和水打溪；至城西侧，梅坞逃难人左入汇；至城西北侧，先后并纳鱼孔地下水和坝底溪河；转向东，沿北门流向东门，再向东北方向流去；至高桥，小溪沟从右侧入流；再行 1000m，黄桷沟从右入汇；至竹家村，通水脂从右入流；至鱼池村，右纳插腊湾溪；再行 2000m，源自罗村的小溪从左流入；下行过铁炉坝、狮子滩，至门坎滩出县境；再经碛底过后河，至三江，有梅桥河流入；经过竹海镇，绕长宁县城至古河镇，绵水流入；终至江安县城西注入长江。

(4) 古宋河

古称宋江。发源于川云东侧寒婆岭南端二磴洞口，在龙洞、鱼井两处泉水，水小时，在地下伏流至大鱼洞出露；水大时，沿沟北流至与黑洞子流水合，折向东南与大鱼洞流水合。在大坝苗族乡境内，汇入大小 31 条溪水，流至大坝镇税关桥与小鱼洞水合，称宋江上游。行 7km 至四龙方家塘，洞河水汇入，东流 5km，鱼井水在佛寿桥汇入，再东流 5km，在麒麟苗族乡三官以工代殿汇入从新坝而来的落岩河水，复行 5km 至双象寺，先后有海纳沟、麟儿沟水汇入。继行 8km 至古宋镇，相继有漏浸沟、纳鳧溪、温水溪、放花溪水汇入。继续东下至和尚石、黄连溪，先后有建设河、久庆河水汇入。再行 13km 至两面水，到兴文、叙永两县共界河段，至紫潭口合入永宁河，经江门、纳溪汇入长江。

5.1.5 地质条件

(1) 地层

区域出露地层从二叠系到第四系均有分布，分布面积较广的为三叠系飞仙关组(T_{1f})、嘉陵江组(T_{1j})、侏罗系自流井组(J_{1-2z})及沙溪庙组(J_{2s})等地层，其次为雷口坡组(T_{2l})、须家河组(T_{3xj})地层，二叠系栖霞组(P_{1q})、茅口组(P_{1m})等地层仅在项目区北侧少量区域出露，第四系地层主要分布在兴文县大坝乡古宋河及支流区域。区域地层简表如表 9.1-1 所示。

表5.1-2 地层岩性表

(2) 地质构造

项目区域在大地构造上位于扬子准台地西缘(I级)、上扬子台坳(II级)、川东南陷褶束(III级)之筠连凹褶束中。区内构造层次为浅表构造，构造行迹清晰，组合简单，构造行迹主要表现为东西向宽缓褶皱及伴生的次级褶曲及南北向断裂构造，为简单构造区。区域构造纲要图如图 5.1-2 所示。

图 5.1-2 评价区构造纲要图

5.1.6 区域水文地质条件

(1) 水文地质单元划分

根据区内地表水系及岩溶管道分布情况划分情况，将区内一级地下水系统划分为南广河地下水系统（I）、长宁河——洛浦河（以下简称洛浦河）地下水系统（II）和永宁河——古宋河（以下简称古宋河）地下水系统（III）。在一级地下水系统划分的基础上，根据各河流两岸不同的地下水径流排泄特征，将区内二级地下水系统划分为南广河左岸地下水系统（I-1）与南广河右岸地下水系统（I-2）、洛浦河左岸地下水系统（II-1）与洛浦河右岸地下水系统（II-2）、古宋河左岸地下水系统（III-1）与古宋河右岸地下水系统（III-2），地下水系统划分情况详见图 5.1-3。

图5.1-3 区域水文地质单元划分图

(2) 非岩溶区水文地质条件

(3) 岩溶区水文地质条件

(4) 区域地下水化学特征

(5) 地下水开发利用现状

(6) 水文地质试验

由于本次评价区域已经开展了大量的水文地质试验，且已开展的试验对象涵盖了区内的主要含水层和包气带，因此，本次评价工作以收集区内已有的水文地质资料作为参数选取依据，区内已开展水文地质试验情况及成果分述如下。

1) 抽水试验

本次评价引用区内已实施抽水试验成果数据，分别来源《长宁页岩气田年产 56 亿立方米稳产方案 2021-202 年产能建设工程（一期）环境影响评价报告》、《长宁页岩气田年产 50 亿立方米开发方案环境影响报告书》、《长宁区块（宁 209 井区）页岩气开发产能建设项目地下水环境影响评价专题报告书》等。

2) 渗水试验

为掌握本项目区包气带渗透性能，水文地质勘察对评价区不同包气带覆盖层进行了渗水试验。根据《长宁区块（宁 209 井区）页岩气开发产能建设项目地下水环境影响评价专题报告书》中试验结果统计，在项目区共布设试坑渗水试验 6 组。试验统计结果见表 8.1-7。

5.1.7 项目所在场地水文地质条件

(1) 场地水文地质条件

根据资料分析和场野外水文地质调查结果，本次评价的各场站所在场地

水文地质条件特征分述如表 5.1-4 所示。

表 5.1-4 各场站所在场地水文地质条件特征一览表

(2) 场地岩溶发育程度判定

5.2 环境敏感区分布情况

5.2.1 风景名胜区分区

(1) 兴文石海洞乡风景名胜区分区

兴文石海洞乡风景区处于四川盆地和云贵高原的过渡地带，在中国地貌区划上属四川盆地南缘喀斯特化峡谷中山地貌类型，是中国南方喀斯特遗产地中天坑、洞穴喀斯特地貌的典型代表。其地质科学价值极高，囊括了中国南方喀斯特的几乎所有类型和形态，包括溶蚀-侵蚀型、溶蚀-构造型以及埋藏型和裸露型的各种形态，是中国和全球喀斯特地貌发育最完全的地区之一，被学术界称之为天然的喀斯特地貌博物馆和兴文式喀斯特地貌，具有全世界喀斯特特征的代表作用。

兴文石海洞乡风景名胜区分区位于本项目区块范围内，但与区块范围内的采气工程和集输工程相隔较远，本项目宁 209H51 平台井站与其距离最近，直线距离约 2.5km。因此本项目的实施不会对兴文石海洞乡风景名胜区分区造成影响。

(2) 兴文世界地质公园

兴文世界地质公园位于四川省宜宾市兴文县境内，公园内石灰岩广泛分布，特殊的地理位置、地质构造环境和气候环境条件形成了兴文式喀斯特岩溶地貌，是国内对天坑最早研究和命名地，也是研究西南地区喀斯特地貌的典型地区之一。该区域以独具特色的岩溶地质遗迹为核心景观群，地质遗迹景观类型丰富，分布广泛，主要包括典型的二叠纪地层剖面、地表喀斯特(石芽、石林、峰丛、峰林、溶蚀槽、溶蚀洼地、溶柱)、天坑(岩溶漏斗)、溶洞、洞穴堆积物、瀑布、溶蚀侵蚀壶穴、溶蚀峡谷、古生物化石、风暴岩沉

积等一系列内容。

兴文世界地质公园位于本项目区块范围内，但与区块范围内的采气工程和集输工程相隔较远，本项目宁 209HL43 平台井站与其距离最近，直线距离约 5.5km。因此本项目的实施不会对兴文世界地质公园造成影响。

(3) 筠连岩溶风景名胜区

筠连岩溶风景名胜区为省级风景名胜区，1995 年初次申报，2014 年编制总体规划，2016 年调整增加马家石林景区，2021 年总体规划调整。景区涉及筠连镇、腾达镇、巡司镇、蒿坝镇、镇舟镇、大雪山镇和丰乐乡等 7 个乡镇。风景区规划总面积 138.18 平方公里，包含岩溶湖-神羊洞、仙人洞、玉壶泉、海赢潮涌泉和马家石林 5 个独立片区，以及巡司温泉、大鱼洞、小鱼洞、王爷庙、凉风洞、大梁子古兵营、白鹤农家山庄等 7 个独立景点；核心景区总面积 5.42 平方公里，占风景区总面积的 3.92%，包含古楼峰丛、湘子洞、落水洞、仙人洞、神羊洞、雪花洞、落水洞、山羊洞、书房石林、牛角坪石林等峰丛溶洞景观以及巡司温泉泉眼、夔人悬棺、腾蛇崖悬棺、仙鹤抱蛋、登瀛塔等资源价值最高的区域。

筠连岩溶风景名胜区位于本项目区块范围内，但与区块范围内的采气工程和集输工程相隔较远，本项目宁 216H32（宁 217）平台井站与其距离最近，直线距离约 4km。因此本项目的实施不会对筠连岩溶风景名胜区造成影响。

5.2.2 永久基本农田

基本农田是为保障国家粮食安全和重要农产品供给，实施特殊保护的耕地。因本项目永久占地和临时占地占地多为基本农田，根据现场勘察及 ArcGIS 叠图分析，对井场站场工程及管道工程占用基本农田分别进行估计统计，详见表表 5.2-5。

表 5.2-5 占用基本农田统计表

序号	井场名称	占用面积 (hm ²)		管线名称	占用面积 (hm ²)	
		临时	永久		临时	永久
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

5.3 环境质量现状评价

家山庄等 7 个独立景点；核心景区总面积 5.42 平方公里，占风景区总面积的 3.92%，

5.3.1 生态环境质量现状调查与评价

5.3.1.1 生态环境调查技术方法

生态环境现状调查采用资料收集法、遥感解译、现场勘查法对评价区生态环境现状进行调查。

(1) 资料收集

主要收集整理评价区以及邻近地区的现有生物多样性资料，包括植被资料和动植物资料，主要收集并参考到的资料有：

《中国植物志》（吴征溢，2010 年）；

《中国植被》（吴征镒，1995 年）；

《中国动物志》（中国科学院动物所，2001 年）；

《中国动物地理》（张荣祖，2011 年 8 月）

e) 《四川植被》（四川植被协作组，1980 年）；

f) 《四川资源动物志》（四川人民出版社，1982 年）

(2) 遥感解译

为了准确地反映项目区植被类型、土地利用现状、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等主要生态环境要素信息，本次工作采用 3S 技术结合的方法进行环境影响项目区生态环境信息的获取。首先，根据国家或相关行业标准，结合遥感图像的时相与空间分辨率，建立土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等分类或分级体系；其次，对遥感图像数据进行投影转换、几何纠正、直方图匹配等预处理；第三，以项目区遥感影像为信息源，结合项目区的相关资料，建立基于土地利用现状、植被

类型、土壤侵蚀强度等的分类分级系统的遥感解译标志，采用人机交互式目视判读对遥感数据进行解译，编制项目区土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度等生态环境专题图件。第四，采用专业制图软件 ARCGIS 进行专题图件数字化，并进行分类面积统计。

(3) 现场勘查

在遥感解译的基础上，对植被及植物资源进行野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况。实地调查采取样线调查与样方调查相结合的方法，在项目重点施工区域（如施工区、永久占地区域等）内植被状况相对良好的区域实行样方重点调查。样方布点原则：重点在拟建工程附近设置样方，并考虑全评价区布点的均匀性、不同环境下均有布点的全面性；样方设置中分布面积较大的主要植被类型中适量增设样方数量；对不同的主要植被类型，设置有代表性的样地进行样方调查。乔木植被样方面积大小设置为 20m×20m，灌丛样方面积为 10m×10m，高大草本与低矮草本样方面积分别设置为 1m×1m。

对于动物资源，通过走访评价范围内及周边居民，核实曾经所见动物种类、数量、时间、地点等信息。同时根据两栖类、鸟类、兽类、爬行类等不同类群动物的生活习性，对其进行实地调查，以此了解评价范围及周边区域的陆生脊椎动物资源。由于时间局限和野生动物特点，无论鸟类还是其他隐蔽性更强的类群的动物均不可能在短期内通过实地观察得出满意结论，所以在野外了解影响区动物生境特征等，然后综合对文献资料和访问调查的结果进行分析，最后得出结论。根据动物群系类型设置调查样线，二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条，本项目每条样线涉及了评价区不同海拔、坡向、坡位的森林、草地、农田等不同生境类型，每种生境类型调查样线均满足 3 条，共设置样线 9 条，满足 HJ19-2022 二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条的要求。

5.3.1.2 生态功能区划

(1) 全国生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（2015 修编版），本项目位于“II 产品提供

功能区、II-01 农产品提供功能区、II-01-31 四川盆地南部低山丘陵农产品提供功能区”。不属于全国重要生态功能区。

该类型区的主要生态问题：农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重；在草地畜牧业区，过度放牧，草地退化沙化，抵御灾害能力低。

该类型区的生态保护主要方向：严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力；加强水利建设，大力发展节水农业；种养结合，科学施肥；发展无公害农产品、绿色食品和有机食品；调整农业产业和农村经济结构，合理组织农业生产和农村经济活动；在草地畜牧业区，要科学确定草场载畜量，实行季节畜牧业，实现草畜平衡；草地封育改良相结合，实施大范围轮封轮牧制度。

图 5.3-1 项目与全国生态功能区划位置关系

本项目为页岩气产能建设项目，项目建设的环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着页岩气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，满足《全国生态功能区划》（2015 修编版）提出的管控要求。

(2) 四川省生态功能区划

(2) 四川省生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目位于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区”、“I-5 盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区”、“I-5-1 宜南矿产业与土壤保持生态功能区”。本项目所在生态功能区三级区特征一览表具体情况见表 5.3-1。

表 5.3-1 生态功能区三级区特征一览表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态特征	主要生态问题	生态环境敏感性	主要生态服务功能	生态保护与发展方向

I 四川盆地亚热带湿润气候生态区	I-5 盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区	I-5-1 宜南矿业与土壤保持生态功能区	中低山地貌，并有岩溶地貌发育。年均气温 16.9~18.5℃，年降水量 1000~1330mm。河流属长江干流水系。森林植被主要为常绿阔叶林、竹林。生物多样性及矿产资源较丰富。	滑坡塌陷较强发育，水土流失较严重，局部地区出现石漠化，易发生旱灾。	土壤侵蚀高度敏感，野生动植物生境高度敏感，水环境污染中度敏感，酸雨不敏感，石漠化中度敏感。	矿产品功能，土壤保持功能，生物多样性保护功能。	保护森林植被：巩固长江上游防护林建设、天然林保护和退耕还林成果，防治水土流失，防止喀斯特地貌区石漠化。发展生态农业经济，加强基本农田的保护和建设，保护耕地。发展沼气等清洁能源。发展特色农业、农产品加工业和旅游业。发挥煤炭资源优势，加强煤炭资源合理开发和综合利用，培育发展能源、煤化工产业集群，延伸产业链。规范和严格管理矿产资源的开发，严格控制环境污染，保障饮用水安全。
------------------	---------------------	----------------------	--	-----------------------------------	---	-------------------------	--

本项目为页岩气产能建设，项目建设采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，页岩气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，满足《四川省生态功能区划》提出的管控要求。

图 5.3-2 项目与四川省生态功能区划位置关系图

5.3.1.3 生态保护红线

生态保护红线是指依法在重点生态功能区、生态环境敏感区和脆弱区等区域划定的严格管控边界，是国家和区域生态安全的底线，对于维护生态安全格局、保障生态服务功能、支撑经济社会可持续发展具有重要作用。根据《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）（以下简称《方案通知》），《方案通知》对全省各市区的生态保护红线进行了划定。

5.3-2 所示。

表 5.3-2 评价区生态系统分类

序号	I 级分类类型	II 级分类类型	面积 (hm ²)	占比
1	森林生态系统	阔叶林	***	12.33%
		针叶林	***	29.53%
2	灌丛生态系统	阔叶灌丛	***	0.65%
3	草地生态系统	草丛	***	1.93%
4	农田生态系统	耕地	***	46.61%
5	城镇生态系统	居住地	***	2.89%
		工矿交通	***	3.58%
合计				100.00%

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021) 中的生态系统分类体系, 评价区生态系统生态可分为 5 个 I 级类型和 7 个 II 级类型。主要包括森林生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统, 城镇生态系统等。如表 5.2-2 所示。

表 5.2-2 评价区生态系统分类

序号	I 级分类类型	II 级分类类型	面积 (hm ²)	占比
1	森林生态系统	阔叶林	***	26.81
		针叶林	***	1.13
3	草地生态系统	草丛	***	1.76
4	湿地生态系统	河流	***	2.16
5	农田生态系统	耕地	***	61.48
6	城镇生态系统	居住地	***	4.08
		工矿交通	***	2.58
合计			***	100.00

①森林生态系统

森林生态系统为评价范围内面积较大的生态系统, 对调节气温、涵养水源、改良土壤、水土保持、净化环境、孕育和保存生物多样性起着十分重要的作用和意义。

②草地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘, 草地生态系统在评价范围内并不多

见，呈零星分布，主要在荒废的耕地及山坡坡脚有分布，主要为葎草、艾草、毛蕨、狗尾草等。草地生态系统为小型动物提供食物和栖息的场所，例如黑线姬鼠等。

③农田生态系统

农业生态系统的主要生态功能体现在农产品及副产品生产，包括为人们提供农产品，为现代工业提供加工原料等。此外，农业生态系统也具有大气调节、环境净化、土壤保持、养分循环、水分调节、传粉播种、病虫害控制、生物多样性及基因资源等功能。

④城镇生态系统

城镇是一个高度复合的人工化生态系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别，生态服务功能主要是提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产以及满足人类精神和物质生活需求的功能。

(2) 生产力

生态系统生产力（Ecosystem Productivity）是指生态系统的生物生产能力包括初级生产力和次级生产力。其中初级生产力是指包括绿色植物和数量很少的自养生物在内的初级生产者生产有机质或积累能量的速率，也叫做生态系统第一性生产力（NPP），是评价生态系统光合潜力的主要指标。

表 5.3-3 评价区生态系统生产力预测成果

气象数据	年平均气温 (°C)	平均降水量 (mm)	热量生产力 (g/m ² ·a)	水分生产力 (g/m ² ·a)	自然生产力 (g/m ² ·a)	自然生产力限制因子
兴文县	***	***	***	***	***	***
珙县	***	***	***	***	***	***

根据的气象数据，可以看出，该区域的水分生产力小于热量生产力，说明评价区内热量条件优于水分条件，影响生态系统第一性生产力的主要生态限制因子是水分。

(3) 生物量

根据调查和卫片解译，结合评价区地表植被覆盖现状和植被立地情况，

参考文献中关于平均生物量的取值，对评价范围内各类植被的生物量进行了统计，如表 5.3-4 所示。

表 5.3-4 评价区生物量统计表

序号	植被类型	平均生物量 (t/hm ²)	评价范围		
			面积 (hm ²)	生物量 (t/a)	占比
1	阔叶林	114.7	***	***	82.58%
2	针叶林	72.3	***	***	2.20%
3	草丛	2.5	***	***	0.12%
4	旱地植被	6	***	***	2.13%
5	水田植被	10	***	***	12.97%
	合计	/		***	***

由上表统计可知，评价范围内总生物量 10116.57t，对评价范围内的生物量起主导作用的为阔叶林。

(4) 植被覆盖度

经统计，植被覆盖度情况详见表 5.3-4。

表 5.3-4 植被覆盖度

植被覆盖度 (%)	面积 (公顷)	占比 (%)
0-35 (低覆盖度)	***	4.81
35-45 (中低覆盖度)	***	1.49
45-60 (中覆盖度)	***	3.56
60-75 (中高覆盖度)	***	8.49
≥75 (高覆盖度)	***	81.65
合计	***	100

由上表可知，区块范围的植被覆盖度整体较好，以高覆盖和中高覆盖为主。

(5) 生态系统完整性评价

评价范围内生态系统完整性可以从结构与功能完整性、生态过程完整性，以及生态服务功能的完整性 3 个方面进行分析。

*****。

由此可以认为，评价区的生态系统的结构和功能稳定性尚好；在调节气候、涵养水源、保持水土、维持生物多样性等生态服务功能方面发挥了重要

作用，整个生态系统具备了良性发展和适度抗干扰能力。

5.3.1.6 评价区陆生植物及植被现状

(1) 植被区位划分

根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，项目所在植被区为I川东盆地及川西南山地常绿阔叶林地带、IA 川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带、IA₂ 盆边南部中山植被小区、IA₂₍₂₎ 娄山北侧西端植被小区。

娄山北侧西端植被小区，位于四川盆地南部边缘山地中段，是盆地边缘山地中海拔高度最低的地段，一般不超过海拔 1500 米，气候温暖湿润，水热条件均较充沛，为边缘山地中自然条件最优越的地区之一。以兴文的气候资料可概括本小区气候的一般状况。土壤主要为黄壤和山地黄壤。

自然植被仍以各种喜温热植物如栲树、大叶石栎、箭杆石栎、川桂、桢楠、山楠、润楠、大苞木荷、银木荷、四川大头茶等为主构成的低山常绿阔叶林，伴生植物常有四川新木姜，滇八角等。海拔 1500 米以下各地均可见到桢楠、润楠，还可以单独成林。楠竹林以海拔 800 米以下万岭箐成片集中，由于经营强度逐年增大，一般呈纯林状态，苍翠碧绿，十分秀丽。其余凡海拔 1100 米以下地方多为小片分散的混交林，其中常杂有四川大头茶、桢楠、杉木等植物。海拔 800 米以下的地区慈竹林分布也较为广泛。杉木林是本小区低山常绿针叶林中面积最大的，半自然人工纯林占据很大的比例，自然林较少，已建成四川目前最大的杉木林基地，广泛分布于海拔 1500 米以下的地区。马尾松林一般在海拔 1000 米以下的丘顶，山脊呈小面积疏林，零星分布。

栽培植被因本小区地形气候等自然条件较好，加上开发历史长，因而分布广泛。作物主要有玉米、水稻、红苕、小麦、油菜等，经济林木中茶最多。这里海拔较低，水热条件优越，人为活动十分频繁、开垦程度为盆地南缘山地植被地区中最高，森林覆盖率最小。耕地中旱地所占面积大，多分布于山坡，土壤冲刷流失较严重，土层瘠薄，水田较少，而绝大部分还是冬水田，只能种植一季中稻，复种指数较低。

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

大致与上述植被小区的描述基本一致，但评价区植被组成也有自身的特点。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；柏树林、楝树林等林型也为次生林或人工林，在评价区有分布，在居民点周围、丘陵山脊有小片分布。

(2) 植物种类组成

参考《四川植被》的自然植被分类系统，对评价范围内实地植被调查结果进行植被类型划分，具体植被类型见表 5.2-5。

表 5.2-5 评价区主要植被类型

植被型	植被型组	群系	拉丁名	分布区域	工程占地情况	
					占用面积 (hm ²)	占用比例 (%)
一、阔叶林	1、亚热带阔叶林	(1) 杨树林	<i>Form. Populus L</i>	管线沿线偶有分布	***	1.78%
		(2) 楝树林	<i>Form. Aphanamixis polystachya</i>		***	8.92%
二、针叶林	2、亚热带针叶林	(3) 柏树林	<i>Form. Cupressus funebris</i>	管线沿线偶有分布	***	7.14%
三、竹林	3、亚热带竹林	(4) 慈竹林	<i>Form. Neosinocalamus affinis</i>	管线沿线偶有分布	***	1.43%
		(5) 毛竹林	<i>Form. Phyllostachys heterocycla (Carr.) Mitford cv. Pubes</i>		***	0.00%
四、人工植被	4 农田种植植被	水稻、玉米、红苕、花生、蔬菜等		管道沿线广泛分布	3.62	***

(3) 野外植被调查

本次调查共设置 15 个样方，设置于评价范围内人为干扰相对较少区域，是针对不同植被类型和地形地貌条件选取的典型样方。本项目中各个单项工程所在区域生态环境大致相同，因此对于位置相对较近，植被类型差别不大的区域不进行重复设点，仅对植被类型不同的区域进行设点。

具体情况见下表，样方调查表见附表，样方调查点位见附图 5.3-5。

表 5.2-6 典型样方设置情况表

调查地序号	群落类型	经度	纬度	海拔/m	样方规格
1#	杨树林	***	***	***	20m×20m
2#	杨树林	***	***	***	20m×20m
3#	杨树林	***	***	***	20m×20m
4#	楝树林	***	***	***	20m×20m
5#	楝树林	***	***	***	20m×20m
6#	楝树林	***	***	***	20m×20m
7#	柏树林	***	***	***	20m×20m
8#	柏树林	***	***	***	20m×20m
9#	柏树林	***	***	***	20m×20m
10#	慈竹林	***	***	***	20m×20m
11#	慈竹林	***	***	***	20m×20m
12#	慈竹林	***	***	***	20m×20m
13#	毛竹林	***	***	***	20m×20m
14#	毛竹林	***	***	***	20m×20m
15#	毛竹林	***	***	***	20m×20m

样方设置合理性分析：根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中对生态现状的调查要求，生态二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个，调查时间宜选择植物生长旺盛季节。本项目在主要占地及周边范围内的植物群落主要有 5 种，每种设置 3 个样方，合计约 15 个。因此，样方设置满足《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求。

（4）主要植被类型概述

①杨树林

杨树群落乔木层较整齐，高度约 6~18m，郁闭度 0.4~0.7 左右。主要伴生树种有桉树、构树等，伴生树种和灌木层物种在部分地段区别不明显，有时两者混在一起。草本层种类不多，平均高度约 35cm，盖度 15~35%左右，常见种类有狗牙根、荩草。

②楝树林

楝树群落外貌深绿色，林下荫蔽，林内郁闭度 0.7 左右，林冠层平均高度 5-10m 左右。乔木层楝树为优势种，高度 5-10m，胸径 15~25cm。人为干扰因素较多的区域，如农耕地周边。灌木层优势种主要是牡荆，其平均高度为 1.7m，盖度约为 30%。草本层优势种主要为白茅，其平均高度都在 0.4 左右，盖度约 10%。常见种有野菊、鬼针草、益母草、艾蒿、牛筋草（等，其平均高度相对较低，都在 0.7m 及以下，盖度也较低，都在 10% 及以下。另外，偶见种有狗脊蕨等。

③柏木林

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。群落外貌苍绿，林冠整齐。林冠郁闭度 0.5-0.9，以柏木占优势，株高 6-11m，胸径 13-24cm。乔木层偶见马尾松、桉木、苦树、八角枫等，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、光叶铁仔、黄荆、异叶鼠李等。草本多蕨类、禾本科和莎草科植物，以荩草为优势，偶见皱叶狗尾草、苔草、井栏边草、狗牙根等。

④慈竹林

慈竹是评价区内常见的竹林类型，评价区居民点周围、河岸、浅丘等地均有团块状分布。慈竹林结构单纯，林相整齐。竹林高 11~16m，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。偶见种类有桉树和杉木、柏木等。有时还有其他竹类混生其中。灌木层盖度一般为 35% 为左右，主要种类有白栎、柃木、悬钩子等。草本植物以扁竹兰、海金沙、楼梯草、茵陈蒿等为主，盖度一般不超过 24%，平均高度约 38cm。

⑤毛竹林

毛竹在评价区评价区居民点周围、河岸、浅丘等地均有团块状分布，长势良好。毛竹为丛生竹类，生长密集，郁闭度 70~90%，株高 10~12m，竹秆径粗 5~6cm，顶端细长而下垂。林下植物甚少。

⑥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。分布海拔遍及河沟两岸、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。

(5) 重点保护野生植物及古树名木

根据现场调查及相关资料，评价区域的受人为因素影响较大，无重点保护野生植物分布。

根据四川省林业和草原局官网发布的《四川省绿化委员会关于发布全省古树名木名录的通告》（2023 年 8 月 18 日），并结合现场调查，本项目评价范围内无古树名木分布。

(6) 公益林

评价范围内公益林主要功能为防治水土流失，优势乔木树种为柏木，偶见黄荆，灌木优势种为火棘。长宁 H8J~长宁 H8 平台管线穿越公益林 100m，长宁 H22A~长宁 H22B 平台集气管线穿越公益林 20m，本项目施工对其进行施工扰动，扰动面积较小，因此本项目建设对其影响较小。

5.3.1.7 评价区陆生动物现状

动物物种多样性主要在野外采用样线法调查，根据导则要求，每种生境类型的样线不少于 3 条，区域内生境主要为乔木林、灌木林、农田等 3 种，合计样线 9 条。

表5.3-8 工程沿线动物调查样线一览表

样线编号	起终点	经纬度 (°)		高程 (m)	长度 (km)	生境类型	调查结果
1	起点	***	***	***	1.66	乔木林、灌木林、农田、河沟	山斑鸠
	终点	***	***	***			
2	起点	***	***	***	1.17	乔木林、灌木林、农田、河沟	山麻雀、家燕
	终点	***	***	***			
3	起点	***	***	***	2.17	乔木林、灌木林、农田	山麻雀
	终点	***	***	***			
4	起点	***	***	***	5.21	乔木林、灌木林、农田、河沟	山麻雀、白鹭
	终点	***	***	***			

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目环境影响报告书

5	起点	***	***	***	2.35	乔木林、灌木林、农田	山斑鸠
	终点	***	***	***			
6	起点	***	***	***	5.49	乔木林、灌木林、农田	小家鼠
	终点	***	***	***			
7	起点	***	***	***	6.08	乔木林、灌木林、农田	山斑鸠、家燕
	终点	***	***	***			
8	起点	***	***	***	2.22	乔木林、灌木林、农田	山麻雀
	终点	***	***	***			
9	起点	***	***	***	3.56	乔木林、灌木林、农田、河沟	山麻雀、家燕
	终点	***	***	***			
	终点	***	***	***			

根据实地考察及对相关资料的综合分析，评价区未发现国家重点保护野生动物和四川省重点保护野生动物。评价区两栖类、爬行类、鸟类、兽类如下

(1) 两栖类

①物种组成

本次两栖爬行种类调查通过现场调查和询访群众分析得到两栖类 1 目、4 科、7 种，详见表 5.3-9。

表 5.3-9 两栖动物

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

②区系组成

评价区内两栖类动物属东洋界物种 5 种，占评价区两栖动物总种数的

71.4%；古北界仅 2 种，占评价区两栖动物总种数的 28.6%

③栖息环境及分布

两栖动物在进化的历程中，经过长期自然选择适应了多种多样的生态环境，包括不同的陆地、水域、植被以及多样的气候因子，因此在不同的生态环境中生活着不同类型的两栖动物。两栖动物的生态类型可分为水栖类型、陆栖类型和树栖类型。评价区的两栖类生态类型主要有水栖静水类型、水栖溪流类型和穴栖静水繁殖型 3 种。两栖动物主要栖息在评价区的小型河流及各大水库和水塘附近。

④重点保护和特有物种

通过野外调查和资料查阅，评价区未发现国家重点保护两栖动物，未发现四川省重点保护两栖动物，也无《中国脊椎动物红色名录》中极危、濒危、易危物种和特有种。

(2) 爬行类

①物种组成

通过现场调查和询访群众分析得到爬行类 1 目 3 科 6 种。详见表 5.3-10。

表 5.3-10 爬行动物

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

②区系组成

从分布型看，本次调查发现评价区的爬行动物中东洋界物种有 4 种，古北界物种 2 种。

③栖息环境及分布

本次调查发现评价区有分布的 6 种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。

④重点保护动物

通过野外调查和资料查阅，评价区内尚未发现国家重点保护爬行动物，未发现四川省重点保护爬行动物。根据《中国脊椎动物红色名录》，有濒危（EN）物种 2 种，；易危（VU）物种 1 种；发现中国特有爬行类有 1 种。

(3) 兽类

①物种组成

本次兽类种类调查通过现场调查和询访群众，分析得到共有 5 目 7 科 13 种，详见下表。

表 5.3-11 兽类

序号	目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
***	***	***	***	***	***
***			***	***	***
***	***	***	***	***	***
***			***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***			***	***	***
***			***	***	***
***			***	***	***
***			***	***	***
***			***	***	***
***			***	***	***

②区系组成

按照分布型的划分，评价区的兽类中，有东洋界、古北界与广布种。

③栖息环境及分布

评价区分布的 13 种兽类动物，在评价区内各乡镇均有分布。四川短尾鼩、蒙古兔主要分布在农田系统、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠主要分布在居民居住处和赤腹松鼠、大足鼠和黑线姬鼠主要分布在森林系统。

④重点保护动物

评价区内未发现国家重点保护兽类，未发现中国特有兽类及四川省省级

保护兽类。无《中国脊椎动物红色名录》中极危、濒危、易危物种及特有种。

(4) 鸟类

①物种组成

本次鸟类调查主要通过查阅该区域相关资料和询问群众，评价区有鸟类 11 目 29 科 89 种。其中非雀形目鸟类 48 种；雀形目鸟类 41 种。

②区系组成

从评价区鸟类分布型上看，有东洋型、古北型、广布型、南中国型、全北型、东北型等。

③栖息环境及分布

湿地环境：是栖息于评价区内水田、库塘、河流及两边生境中的鸟类。常见的有白鹭、普通翠鸟等。

灌丛、竹林环境：是栖息于评价区内灌丛、竹林生境中的鸟类，包括常见的有白颊噪鹛、棕头鸦雀、灰胸竹鸡等。

森林环境：森林环境：生活在森林生境中的鸟类。常见的有红嘴蓝鹊等。

④重点保护动物

本次调查未发现国家级重点保护鸟类与四川省重点保护鸟类，未发现《中国脊椎动物红色名录》中极危、濒危、易危物种

5.3.1.8 评价区景观格局现状

(1) 景观生态组成

区块范围内景观系统类型包括森林景观、草地景观、耕地景观、住宅景观、工况交通景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。

(2) 斑块类型尺度

在斑块类型尺度上，选择了斑块类型面积（CA）、景观面积比例（PLAND）最大斑块指数（LPI）三个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，区块范围内各景观类型的景观指数统计如表 5.3-13 所示。

表 5.3-13 评价区景观类型

景观（植被）类型	斑块类型面积 (CA) hm ²	景观面积比例 (PLAND) %	最大斑块指数 (LPI) %
森林景观	***	***	***
草地景观	***	***	***
耕地景观	***	***	***
住宅景观	***	***	***
工况交通景观	***	***	***

***。

(3) 景观类型尺度

在景观类型尺度上，选择了香农多样性指数（SHDI）、蔓延度指数（CONTAG）、散布与并列指数（IJI）、聚集度指数（AI）四个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，区块范围内景观类型尺度的景观指数见表 5.3-14。

表 5.3-14 评价区景观指数

香农多样性指数 (SHDI)	蔓延度 (CONTAG)	散布与并列指数 (IJI)	聚集度指数 (AI)
***	***	***	***

由上表可知，区块范围内景观类型的多样性和异质性较好，但整个区块范围仍表现出一定的景观破碎化程度

5.3.1.10 工程周边生态敏感目标现状

本项目占地区域及临近区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、生态保护红线、天然林、湿地等环境敏感区，不存在重大环境制约因素。

5.3.2 大气环境现状调查与评价

1、区域污染源调查

本项目涉及四川省宜宾市珙县和兴文县，项目所在区域一般为农村地区。本次环境空气影响重点关注评价范围内除本项目外无其他重大污染性工矿企业分布，本项目周边大气污染源主要为分散居民日常生活产生的大气污

污染源以及区块内正在钻井工程施工或采气工程的大气污染，但环境空气污染不明显，污染源强较小。

2、区域环境空气质量现状评价

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

(1) 区域环境空气质量达标情况

本项目位于兴文县和珙县境内，根据《2022 年兴文县环境状况公报》，兴文县环境空气质量属于达标区。根据《2021 年宜宾市生态环境状况公报》（2022 年度未公布），珙县环境空气质量属于达标区。兴文县和珙县空气质量判定结果见表 5.3.2-1、2。

表 5.3.2-1 兴文县 2022 年区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均浓度	第 100	7.2	60	12	达标
NO ₂			17.1	40	42.75	达标
PM ₁₀			43.3	70	61.86	达标
PM _{2.5}			30.1	35	86	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.0mg/m ³	4mg/m ³	25	达标
O ₃	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	126	160	78.75	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

表 5.3.2-2 珙县 2021 年区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度* μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均浓度	第 100	8	60	13.3	达标
NO ₂			29	40	72.5	达标
PM ₁₀			64	70	91.4	达标
PM _{2.5}			34	35	97.1	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.3mg/m ³	4mg/m ³	32.5	达标
O ₃	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	128	160	80	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

(2) 环境现状补充监测

为全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，本次评价对委托四川力博检测有限公司对本项目代表性试采井站宁 216H49 平台的最近居民点和宁 209H69 平台厂界环境空气质量现状（特征因子非甲烷总烃）进行了现场补充监测，同时引用《大坝脱水站地面集输工程环境影响报告书》中对宁 209H52 平台所在区域进行的非甲烷总烃补充监测结果，对项目所在区域环境空气质量现状进行评价。

监测点位、监测因子及监测频次详见表 5.3-4。

表 5.3-4 大气环境质量补充监测点

监测点位	监测点	监测因子	监测频次
Q1	宁 216H49 平台西南侧 120m 居民点处	非甲烷总烃	连续监测 2 天，监测 1 小时均值
Q2	宁 209H69 平台西南侧厂界		连续监测 7 天，监测 1 小时均值
Q3（引用）	宁 209H52 平台下风向平台下风向最近居民点		

实测监测时间：2023 年 8 月 28 日~8 月 29 日；

引用监测时间：2023 年 12 月 19 日~12 月 25 日。

采样及分析方法：本次现状监测按照《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ 194-2017）、《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）进行。

评价标准：居民点监测点非甲烷总烃参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准；厂界非甲烷总烃执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）。

评价方法：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），现状监测结果以列表的方式给出各监测点大气污染物的不同取值时间的变化范围，并给出各取值时间最大浓度值占相应标准浓度限值的百分比和超标

率，并评价达标情况。

表 5.3-5 项目环境空气质量监测及评价结果统计

监测点位	监测因子	采样个数(个)	浓度范围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标准值百分比(%)	超标率(%)
Q1	非甲烷总烃	8	0.62~0.95 mg/m^3	2 mg/m^3	47.5	0
Q2		8	0.53~0.84 mg/m^3	2 mg/m^3	42	0
Q3		28	0.36~0.47 mg/m^3	2 mg/m^3	23.5	0

由上表可知，本项目宁 216H49 平台和宁 209H52 平台附件居民点监测点的非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，宁 209H69 平台厂界非甲烷总烃监测值结果能满足《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51/2377-2017)，因此项目所在区域环境空气质量现状较好，同时采气过程中对周围环境空气影响较小。

5.3.3 地表水环境现状调查与评价

项目所在区域主要为南广河流域水系和古宋河流域，本次项目均不涉及地表水集中式饮用水源保护区，各平台井站距离河流较远，集输管线未穿越 III 类及以上地表水体，穿越水体主要为小型沟渠。

(1) 水污染源调查

本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不开展区域污染源调查，本项目采气期间产生的采气废水井区长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准后排入南广河。

(2) 水环境质量现状调查与评价

根据宜宾市生态环境局网站上公布的 2023 年 1 月~12 月地表水环境质量情况，2023 年，宜宾市国省考地表水断面共计 22 个，其中国考断面 10 个，省考断面 12 个。地表水断面达标率为 100%，其中干流断面达标率为 100%，环比和同比均持平；支流断面达标率为 100%，环比和同比均持平。因此，项目所在区域水环境质量较好。

本项目采气废水接纳水体为南广河，本次评价引用四川长宁天然气开发

有限责任公司对长宁页岩气田返排液处理站（一期）南广河排口上游 1km 的地表水水质监测数据，监测点附近未设置其他排口，因此监测数据能代表南广河水质情况，具体监测设置情况如下：

监测因子：pH 值、氨氮、粪大肠菌群、氟化物、镉、化学需氧量、挥发酚、硫化物、六价铬、氯化物、铅、氰化物、砷、石油类、铜、五日生化需氧量、锌、阴离子表面活性剂、总氮、总汞、总磷、硒符。

监测时间及频率：2023 年 6 月 30 日，每日取样 3 次，监测 1 天。

评价标准：采用执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准作评价标准。

评价方法及评价模式：统计分析水质监测结果，采用单因子指数法进行地表水环境质量现状评价。单因子标准指数计算公式为：

$$S_i = C_i / C_{oi}$$

式中： S_i ——第 i 种污染物的评价指数；

C_i ——第 i 种污染物的监测平均值(mg/L)；

C_{oi} ——第 i 种污染物的评价标准(mg/L)。

评价 pH 值时采用下述模式：

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

式中： S_{pH_j} ——pH 的标准指数；

pH_j ——pH 的实测值；

pH_{su} ——地表水质量标准中规定的 pH 值上限。

监测结果如表 5.3-6 所示。

根据上表评价结果，本次南广河地表水取样点各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，表明南广河地表水环境质量较好。

5.3.4 地下水环境现状调查与评价

(1) 水文地质调查

本次对评价区进行水文地质调查面积约 285km²，主要为区块各场地及外

围地区。本次调查工作主要进行了渗水试验、地下水位的统测、地形地貌和地表水系的调查和水样采集测试等工作。调查实际工作量见表 5.3-28 和图 5.3-1。

表 5.3-28 水文地质调查实际工作量统计表

图 5.3-1 本次评价现场调查情况

(2) 地下水水位调查

为了查清评价区地下水流向及动态变化特征，本次评价工作于 2023 年 8 月在项目所在水文地质单元开展了地下水水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。****，水位调查监测信息见表 1.8-1 和图 1.8-1。

(3) 地下水污染源现状调查

****。

(4) 地下水环境质量调查与评价

①本次评价监测点布设情况

根据地下水导则要求，为查清本项目场地及周边地下水的环境质量现状，本次评价以最后一级水文地质单元为监测范围，结合地下水流向，重点在各场地的上游、中、下游位置布点，选取了具有代表性的监测点进行了地下水质量监测。本次评价在各项目场地所在评价范围内布设了 15 个地下水质量现状监测点，各监测点位的空间分布位置见表 5.3-29 和图 5.3-2。

表 5.3-29 地下水环境质量现状监测点布置情况

②引用监测数据点情况

****。监测点位分布情况见表 5.3-30 和附图 5.3-10。

③检测因子与监测频率

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

地下水环境现状监测频率：一期

④评价标准

根据项目工程所在地区地下水环境功能要求，为了监管和保护地下水不受建设项目影响，故本次评价地下水环境质量标准参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的Ⅲ类质量标准（地下水组分含量中等，以 GB 5749-2006 为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水），此外，地下水质量标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 执行，各因子执行标准值见表 1.6-3。

④评价方法

根据地下水导则中地下水水质现状评价的有关要求，本次地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。根据计算得出标准指数，如该指数 >1 ，则表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重；反之，则表明地下水水质在质量标准规定范围内，周边地下水环境较好。

⑤地下水质量评价结果

本项目评价区内地下水质量监测结果见表5.3-8，本次监测和引用地下水质量现状评价结果表明（表5.3-31），评价区内地下水质量总体良好，大部分监测指标均能满足地下水三类水质量标准。本次评价监测数据部分监测点出现铁、锰、总大肠菌群和菌落总数因子超标，铁超标率为1.5%，最大超标倍数为1.93倍；锰超标率为3.0%，最大超标倍数为14.7~16倍；总大肠菌群超标率为8.9%，最大超标倍数为1.33~2.67倍；菌落总数超标率为10.9%，最大超标倍数为1.1~1.2倍。

根据地下水样品中超标指标的种类及采样点的分布特征分析可知，评价区内铁锰超标受原生水文地质条件控制，由于本项目所在区域部分地段含水层中发育有铁锰结核，在地下水的溶滤作用下，使得铁锰结核中的铁锰离子被释放，从而进入到地下水中；同时，总大肠菌群和菌落总数，超标均为当地居民生活产生的污废水和垃圾随意排放所致。根据上述因子超标点位分布情况，本项目在实施的过程中应注意与超标点位有关因子的相关污染物处置，做到无外排无泄漏。

同时，本次评价对项目特征因子分析结果表明，项目特征因子氯化物、

石油类和 COD 均能满足地下水三类水质量标准。综上所述，评价区内地下水质量现状较好，本项目特征污染因子（氯化物、石油类和 COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

表 5.3-31 地下水环境质量现状监测结果统计表

表 5.3-31 地下水环境质量现状监测评价结果统计分析表

5.3.5 噪声环境现状调查与评价

1、区域声环境功能区划

本项目所在区域为乡镇及其农村地区，各单项工程仅涉及农村地区，声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区。根据四川省区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区。参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，本次产能建设项目所在地声环境功能区划定为 2 类区。

2、污染源调查

本次产能建设项目区块内各单体项目声环境影响评价范围内主要噪声源为分散居民点生活噪声、动物生活噪声、交通噪声，无其他声环境敏感区。根据现场调查，无高噪声源分布，区域内居民生活噪声、动物生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

3、声环境现状调查与评价

根据石油天然气行业规范要求，平台井站选址已避开场镇、医院、学校等集中居住区或社会关注区域（500m），本产能建设项目区块内各单体项目声环境影响评价范围内除分散居民点生活噪声外，无其他声环境敏感区。

本项目根据区块内的项目组成，按照井站单体项目分布情况布置声环境质量监测点，选取具有代表性和周边声环境敏感点相对密集的井站布设声环境监测点，重点对建产期涉及的工程项目开展声环境质量现状监测。

（1）布点原则及布点

为实现对产能建设各单项工程项目的全覆盖，本环评在收集区域内现有声环境监测资料的基础上，对区块内新建各井场（井站、脱水站）和管线及附近居民点布设监测点位，以了解其声环境质量情况。共布设 17 个环境噪声监测点（其中 7 个点为实测点，15 个监测点数据引用已经完成环境影响评价的井场监测数据，监测时均未动工，能代表项目声环境背景现状，引用的噪声监测点监测以来除钻井噪声以外，未新增其他污染源，监测时间未超过三年，引用数据可靠有效），布点情况及具体位置见表 5.3-18。

（2）监测项目

等效声级 L_{Aeq} 。

（3）监测时间和频次

监测时间：引用数据，2021 年 9 月 23 日~2023 年 8 月 27 日；本次实测数据，2023 年 8 月 28 日~2023 年 8 月 29 日。

监测频次：各监测点昼、夜各一次，连续 2 天。

（4）评价标准

本项目处于农村区域，声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。

（5）评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

（6）监测结果及评价

区域声环境现状监测值和评价结果见表 5.3-12。

表 5.3-12 噪声监测结果 单位：dB(A)

从上表可以看出，本项目拟建井站和管线周边居民点昼、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，依托原有采气井站运营期的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。项目所在区域敏感目标噪声现状值均达到相关标准，表明项目拟建区域声环境质量良好。

5.3.6 土壤环境现状调查与评价

1、区域土壤类型及理化性质调查

根据国家土壤信息服务平台查询结果，项目所在区域内主要分布为黄壤、酸性紫色土、中性紫色土和水稻土。

根据《中国土壤数据库》查询，项目所在区域分布的黄壤、酸性和中性紫色土和水稻土。

为进一步了解本项目区块内各种土壤类型的理化性质，本次评价委托四川力博检测有限公司于 2023 年 8 月对本项目所在地进行了土壤环境质量现状监测，同时引用区域内已开展环评的土壤环境现状监测数据，评价区域土壤环境现状质量。

1) 布点原则及布点情况

根据平台分布及土壤类型，在新建采气平台均设置有 1 个柱状样，监测本项目特征因子，同时确保每种土壤类型均不少于 1 个表层样，表层样监测建设用地 45 项基本因子和农用地 8 项基本因子以及本项目特征因子。本次评价共布设 23 个监测点，实测 7 个监测点（5 个柱状样，1 柱状样+表层样，1 个表层样），引用已开展环评工程的 16 个监测点（14 个柱状样和 3 个表层样）数据，引用的土壤监测点监测以来除井场施工以外，未新增其他污染源，引用时间未超过 3 年，引用数据可靠有效。监测布点图见附图 5.3-14。

2) 检测因子

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

萘。

GB15168 基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：石油烃、氯化物、硫酸盐、钡、pH。

3) 评价方法

土壤现状监测结果采用单项污染指数法进行评价，公式如下：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中： P_i ——第 i 种污染物的污染指数；

C_i ——第 i 种污染物的实测浓度（mg/kg）；

S_i ——第 i 种污染物的评价标准（mg/kg）。

4) 评价标准

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的相关要求，本项目区块内设置的采样点中 T1、T3、T6、T10 指标选取《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值作为标准进行评价，监测指标同时应满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类用地的筛选值要求，评价方法采用标准指数法，其余监测点仅给出现状监测值，不进行评价。

5) 监测结果及评价

本项目土壤环境质量现状监测统计结果见表***。

根据土壤现状监测统计结果表可知，本项目占地范围内监测点土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值要求，占地范围外耕地各项基本因子监测值均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，项目所在地土壤环境现状质量较好。已施工井场特征值未出现明显增大的现象和趋势，本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，因此本项目实施对周边土壤环境影响较小。

6 施工期环境影响评价

6.1 施工期生态环境影响分析

6.1.1 对土地利用的影响评价

(1) 占地类型

拟建工程占地主要包括永久占地和临时占地。站场、管线三桩等占地为永久占；施工作业带、堆管场、施工便道等为临时占地。

(2) 临时占地对土地利用的影响

工程临时占地主要为临时用地为采气工程占地、管道施工占地、材料堆放场占地、施工道路工程占地等。

根据占地类型统计，项目临时用地主要为耕地，从宏观整体区域看，站场及管道沿线林地、耕地面积分布较广，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道施工完毕，对施工临时占地进行恢复，管线两侧 5m 范围外可以重新种植深根作物，对土地利用的影响也会逐渐消失。

(3) 永久占地对土地利用的影响

永久占地对土地利用的影响主要表现在直接改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生相应的变化，进而间接影响区域内的其他生物。如耕地的减少，会造成粮食作物、经济作物减产，影响社会经济发展；林地、草地的减少，会导致区域植被覆盖度降低，影响区域植被的整体生产力，进而破坏动物的栖息环境。

根据占地类型统计，本项目工程永久占地主要包括站场、管道三桩等占地，管线占地面积小，且永久占地以旱地为主，项目沿线区域分布有乔木林地、灌木林地、草地等。项目站场、管道三桩等永久占地对区域土地利用的改变较小，对土地利用的影响较小。

6.1.2 对土壤环境的影响

(1) 扰乱土壤发生层、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，会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，农作物根系生长和发育的层次深度一般在 15~25 cm，管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层。同时，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较大。

(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，混合原有的土壤层次，会降低土壤的蓄水保肥能力，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

(3) 改变土壤肥力

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。表土层养分较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。类比同类项目，输气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，土壤中土壤养分将下降。故施工对原有土体构型的扰动会使土壤养分状况受到影响。

6.1.3 对陆生生态的影响评价

(1) 对植被及植物资源的影响

①对施工区域的影响

根据现场样方调查，管线穿越区域及新建采气工程占地范围内主要以农田为主，穿越部分灌草地和林地，植物种类都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工会对施工区域内的植被进行清除，使相关种类的个体数量减少。但施工区域范围有限，管线主要为 8-14m 的施工带，站场为占地范围，受影响的个体数量非常有限，工程建设不会造成相关区域植物种群数量

的明显改变，不会造成植物种类的减少和植物区系的改变。

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顶级植物群落方向演替。总体来说，项目施工过程中会对该区域植被造成一定的影响，但由于植被均为当地常见物种，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生变化，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。由于项目占地面积较小，施工活动造成的植物生物量损失极小，且项目施工周期短，施工结束后，通过复垦、恢复植被、补偿等措施，评价范围内被破坏的植被可以得到有效的恢复。

②对公益林的影响

本项目占用的国家二级公益林，主要功能为防治水土流失，优势乔木树种为柏木，偶见黄荆，灌木优势种为火棘。因项目施工期严格控制施工活动范围，办理好林地使用手续，施工完成后及时复垦，对其影响较小。

(2) 对动物资源影响

①对兽类的影响

本项目工程对兽类的影响主要体现在三个方面，即工程占地破坏部分兽类的栖息环境、管道施工阻隔部分兽类的移动通道、人为活动干扰兽类分布范围。经现场调查及查阅相关资料，评价区的生境相似，未发现大中型兽类，小型兽类具有较强的适应能力、繁殖快，受到干扰后去寻找替代生境，因此占地不会使种群数量发生明显波动。管线主要穿越水田、旱地生境，未发现横穿大片森林的现场，管线所在区域也非动物主要的迁移廊道，管线施工为线性工程，不在某一区域进行长期施工作业，总体施工期限较短，随着施工的结束，对兽类的阻隔影响逐渐消失。施工期应加强对施工人员的宣传教育和管理工作，禁止滥捕乱猎。

②对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在 2 个方面，即工占地对栖息环境的直接破坏、施工噪声产生的干扰。鸟类活动能力较强，受到干扰后可以通过迁徙和飞翔来避免对自身的影响。施工期整体上对鸟类的累积影响低，通过加

强环境管理，施工过程中注意对幼鸟的保护及禁止捕杀鸟类，做到生态施工，工程对鸟类的影响是可控的，总体影响较小。

③对爬行类动物的影响

由于施工便道的建设、施工人员的进入，会惊扰项目占地及施工范围内的爬行动物，由于原分布区被破坏会导致这些动物迁徙到工程影响区外的相似生境内。根据现场调查，管道沿线生境相似，爬行动物能够比较容易找到新的栖息场所，由于爬行动物具有较强的运动迁徙能力，对外界环境的适应能力较强，工程建设可能会使一部分爬行动物迁徙栖息地，但对种群数量影响较小。总之，由于管线建设影响的范围有限，多集中在管道两侧 200m 范围内，通过加强施工管理，工程建设对爬行动物的影响较小。

④对两栖类动物的影响

工程施工远离河流、池塘等水域，因此对两栖动物不会造成大的影响。

⑤对珍稀保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，评价区受人类活动的干扰较大，未发现发现国家级保护野生动物与四川省重点保护野生动物。但本项目也应制定重点保护野生动物保护方案，在施工过程中加强巡查，若发现珍稀保护野生动物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，采取措施后对国家级重点保护野生动物及四川省重点保护野生动物的影响可控。

6.1.4 对生态系统的影响评价

(1) 对植被覆盖度的影响

施工过程中，可能需要清除或破坏一些原有的植被，特别是在基础设施建设、土地平整或道路开辟等过程中。这将导致植被覆盖度直接下降；同时，施工过程中，土壤可能会受到破坏和扰动，如挖掘、填筑、压实等操作，这可能导致土壤结构松散、水分和养分流失，从而影响植被的生长和覆盖度。

在施工完成后，对临时占地可以采取植被恢复和补植的措施，以促进植被覆盖度的恢复，以最大程度地减少对植被覆盖度的不良影响，并确保生态环境的可持续性发展。

(2) 对生物量的影响.

施工对生物量具体影响因素包括施工活动的性质、强度和期限，以及区域原有的生物群落类型和生境条件。施工过程中，可能需要清除或破坏一些原有的植物，这将导致生物量的直接下降；另外，土地平整、挖掘或填筑等操作可能导致生境的改变，可能影响到原有生物群落的稳定性和生物量的分布。本项目主要从占地方面分析对生物量直接产生的影响。损失的生物量统计如下表：

表 6.1-2 本项目施工损失的生物量统计表

占地类型	平均生物量 (t/hm ²)	临时占用		永久占用		生物量合计 (t/a)
		面积 (hm ²)	生物量 (t/a)	面积 (hm ²)	生物量 (t/a)	
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

由上表可知，本永久占地引起的生物量损失较整个区域而言较小，对于临时占地，在施工完成后，可以采取生态恢复和土地复垦的措施，以促进生物量的恢复和保护。因此，项目建设对区域整体生物量影响较小

(3) 对生态多样性的影响

本项目施工过程中，对原有植被造成直接侵占，但本项目占地以耕地为主，占用林地较少，且影响的植被均为常见种，不会引起区域植被生物多样性减少。同时，施工活动通常伴随着噪声和振动，这可能会对周围的野生动物产生干扰和压力，某些动物对噪声和振动敏感，可能会被驱离或逃离施工区域，但不会导致区域动物物种的减少，对区域动物的生物多样性影响较小。

(4) 对生态系统完整性的影响

由于本项目站场及管线沿线区域林地和农田植被为区域内的主要植被类型，评价区域生态系统以农业生态系统、森林生态系统为主。

由于项目占地面积较小，以林地、耕地为主，且管线长度较短，施工过

程中虽然会造成一定的生物量损失。但施工活动不会降低区域生物多样性，对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，不会造成区域景观破碎化，区域生境的异质性没有发生大的改变。因此，只要在施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，项目建设不会改变现有生态系统结构的完整性和功能的连续性。

6.2 施工期大气环境影响分析

本项目施工期主要包括井站建设施工和集输管线施工两部分。

6.2.1 井站建设施工对大气环境影响分析

各井站建设施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 CO₂ 和 NO_x 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘等。

(1) 燃油机械废气

由于施工的燃油机械为间断作业，且使用数量不多，因此所排的燃油废气对空气质量产生间断的不利影响较小。

(2) 施工扬尘

工程基础施工时产生粉尘污染，一般情况下，其影响范围主要在施工区域周围 100m 范围内。在施工过程中，施工方应做到合理组织施工，严格遵守施工管理条例，做到文明施工，对产尘点进行洒水抑尘及推广湿式作业、禁止物料高空抛洒、必须使用商品砼、禁止设置混凝土搅拌站、易撒漏物质采用密闭车辆运输等措施，减少施工中土石方开挖、场地平整和物料装卸拟将产生的施工粉尘对周边环境的影响。在采取相应的措施后，施工扬尘对周边环境的影响小。

(3) 汽车运输二次扬尘

对汽车运输产生的二次扬尘，施工过程中应加强进出车辆的清洗和进出道路的清扫工作，以减少物料运输二次扬尘对环境的污染。

总体来说，施工扬尘主要集中在开挖期，施工时间较短，项目施工采取相应措施后，施工扬尘对其影响不大。

6.2.2 集输管线施工对大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘，及施工机械、运输车辆排放的尾气，尾气中的主要污染物为 CO 和 NO_x 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在。

(1) 扬尘影响分析

扬尘主要产生于两个部分：管沟的地面开挖、填埋、土石方堆放，以及车辆运输过程产生的扬尘。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

由于四川气候湿润，再加上土壤本身的湿润性，地面开挖时产生的扬尘很少；在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后，施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。

由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

(2) 尾气影响分析

施工期间，运输汽车、施工机械由于使用汽油或柴油，将产生燃烧尾气，主要污染物为 CO、NO_x 等。但由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，该类污染源对大气环境的影响较小。

(3) 焊接烟尘

管道焊接过程会产生少量的焊接烟尘，焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对环境影响较轻。且这种污染是短期的，工程结束后，污染也随之消失。

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 井站建设施工对地表水环境影响分析

施工期污水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

(1) 施工废水

施工场地废水主要为来自于砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水经各场地修建的截排水沟截留后简单沉淀处理后循环用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，各场站施工无施工废水排放，对周围地表水影响小，在当地环境可接受范围内。

(2) 试压废水

站场内部管道组焊后采用清水试压，单个站场试压废水约 5m³，由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水收集后回用于施工用水或洒水降尘，对周围地表水影响较小。

(3) 生活污水

施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，不单独设置施工营地，生活污水中污染物以 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N 为主，施工人员的生活污水可利用农户已有的厕所进行收集处置。

6.3.2 集输管线施工对地表水环境影响分析

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水、施工人员生活污水及管线穿越河流沟渠对地表水的影响。

(1) 施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

(2) 试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水产生总量约 48.25m³，试压废水，分段产生，分段收集，经沉淀处理后后交施工单位回用于区域施工洒水降尘。

(3) 生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地农民，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

6.4 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期的建设内容主要由场站地面建设及设备安装工程和地面集输工程的管线铺设组成。本项目施工期场站、管线基础设施修建主要为基建施工和设备安装，场地基建施工的产排污环节较少，主要为施工人员产生的生活污水、设备清洗废水，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。

其中，管道在敷设过程中，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。由于局部地段地下水埋深小，管沟施工可能揭露地下水位，扰动浅表地下水，增加地下水浊度，但因施工时间短，且泥沙影响范围小（管线附近几米），管线施工结束就可恢复正常。

施工人员生活污水主要污染物为COD、氨氮和SS，可在居民密集区就近租用民房可不设置施工营地，租用民房时施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统；若需要设置施工营地的应设临时旱厕或采用移动厕所，生活污水及粪便经化粪池简单处理后用作农家肥。因此，施工期生活污水对周边地下水环境的影响较小。

施工生产废水主要包括有施工机械维护和冲洗废水，主要污染物为COD、SS和石油类。产生的施工废水进行统一处理综合利用，经检测达标后方可排入附近沟渠或城市污水管网；对于需要设置施工营地时，施工生产单位应根据相应的环保要求设置污水处理设施，将废水统一收集起来进行集中处理，防止生产废水未经处理直接排放污染地下水。因此，施工生产废水对地下水的影响较小。

管线试压采用水作为试压介质，试压用水一般采用清洁水，其中的污染物主要为悬浮物，试压结束后对排水进行处理，经沉淀后回用于洒水降尘，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，试压废水对地下水造成影响较小。

6.5 施工期噪声影响预测与评价

6.5.1 井站施工期噪声影响

①源强

根据工程分析可知，施工期采气井站工程的噪声源强见表 3.2-1。

②井站及脱水站施工期噪声影响预测

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-1。

表 6.5-1 施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
混凝土罐车	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
重型碾压机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 62.0~66.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.0~60.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.0~54.0dB（A）。

施工期场站工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于 32m 时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点的场站布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

③敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各采气井站外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，本项目各采气井站均原井场内建设，施工工程量小、施工时间短（每个采气井站建站土建施工时间约 7 天），且施工全部在昼间进行，夜间

不施工，故夜间不会对附近居民产生影响，昼间对居民影响较小，不进行敏感点噪声值预测。在施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各采气井站施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境的影响程度有限，施工噪声影响随施工结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.5.2 集输管线施工噪声影响

①源强

根据工程分析可知，施工期地面集输管网工程的噪声源强见表 3.1-22。

②预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-7。

表 6.5-2 施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB (A)

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
吊管机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电焊机	77.0	67.4	63.0	60.1	57.0	54.7	53.5	51.0
切割机	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	82.0	72.4	68.0	65.1	62.0	59.7	58.5	56.0
顶管机械	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
柴油发电机	92.0	82.4	78.0	75.1	72.0	69.7	68.5	66.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50 m 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0~78.0dB (A)，在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 57.0~72.0dB (A)，在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 51.0~66.0dB (A)。

本项目夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于 125m

时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。

6.6 施工期固体废物环境影响分析

6.6.1 井站建设施工固废对环境的影响分析

站场建设施工固废主要来源主要为井站平整场地开挖的土石方、管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及生活垃圾等。

施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，施工结束后用于临时占地恢复用土，场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。废弃的管材和焊接废料，由施工单位收集后外售废品回收站处置。井站及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生。

6.6.2 集输管线施工固废对环境的影响分析

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是施工废料和生活垃圾。

（1）施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，以及施工过程中产生的废金属等由施工单位回收或外售废品回收站处置，不可回收部分与生活垃圾一并送当地环卫部门处置，施工现场未随意乱扔。

（2）生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地居民，施工期生活垃圾依托当地现有设施收集处置。

6.7 施工期土壤环境影响分析

6.7.1 井站施工对土壤环境影响分析

井站工程建设施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

新建井站工程施工对土壤环境将产生扰动，在施工结束后，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复；而机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深度较浅，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发，对土壤环境的影响微乎其微。

因此，本项目井站施工工程施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.7.2 集输管线施工对土壤环境影响分析

集输管线建设施工期间，管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，施工产生焊渣、焊条等废焊接材料，如不妥善管理，一旦进入土壤将污染土壤环境。

管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层，使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的变化。施工车辆碾压、施工人员践踏等因素可引起土壤结构的改变。集输管线两侧 5m 范围内，深根植物无法恢复原貌。施工应尽量缩小作业带范围，减少对区域土壤的破坏，坚持“分层开挖、分层回填”原则。采取上述措施后，施工期对土壤环境影响较小。

7 运营期环境影响预测与评价

本项目运营期管线埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端井站，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对采气平台井站进行分析和评价。

7.1 运营期大气环境影响分析

6.4.1 正常工况

本项目采气阶段逸散的非甲烷总烃最大空气质量浓度占标率 $P_{\max} < 1\%$ ，因此大气污染物评价等级为三级，项目厂界非甲烷总烃无组织排放浓度满足《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB 51/2377-2017）标准限值要求。因此，本项目采气阶段正常工况下对周边环境空气的影响小，在当地环境可接受范围内。

本项目大气环境影响评价自查表详见附表 1。

6.4.2 非正常工况

本项目废气主要为事故或检修情况下对管道进行放空作业时产生的少量废气，废气污染物主要为非甲烷总烃，废气通过平台放空立管放散排放。检修清管等非正常工况排放的页岩气约为 $10\text{m}^3/\text{次}$ ，检修作业每年 1 次，清管作业每年 1 次，每次持续时间约 30min，非甲烷总烃排放量约为 $0.14\text{kg}/\text{次}$ 。总的来说，污染物排放量小，对环境的影响小，影响可接受。

6.4.3 大气环境影响分析

本项目针对物料储存转移和输送逸散、工艺过程、设备与管线组件泄漏、集液池液面逸散五个部分进行分区管控，气田水采用管道密闭输送，产生的挥发性有机物量很少，经大气扩散后对外环境影响很小。

同时，本项目运营期采取的大气污染防治措施均为页岩气开发过程中常用的处置措施，已广泛应用于其他类似项目，取得了较好的大气污染防治效果，因此，本项目运营期对大气环境影响较小。

7.2 运营期地表水环境影响分析

7.2.1 采气平台井站运营期地表水环境影响分析

采气平台井站采气阶段产生的废水主要为分离计量撬产生的气田水、检修废水及设备清洗用水。以上废水暂存于各平台井站已建的集液池内，优先由输送至其他钻井平台配置压裂液，无法回用的气田水通过井区管网转运至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于井区配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准后排入南广河。目前该返排液处理场站（一期）于 2022 年 5 月完成了竣工环保验收工作，正在正常运行。因此本项目气田水处理措施有效，对地表水体影响较小。

7.2.2 管线工程运营期地表水环境影响分析

正常工况下，页岩气在管线中密闭输送，页岩气管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，不会对地表水产生影响。

7.2.3 项目运营期对区域地表水环境影响分析

本工程气田水输运至珙县曹营镇的长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理，处理措施有效。结合区域内已实施工程，通过调查废水污染防治措施和对区域地表水环境影响的回顾性分析，目前井区已实施工程气田水均运至该返排液处理场站处理，期间未出现因页岩气开发而发生地表水污染事故。因此，本项目的实施对区域地表水环境影响较小。

7.3 运营期地下水环境影响分析

本项目运营期主要由采气场站和集输管线两部分组成，在生产运行过程中都会产生或涉及一些污废水的暂存转输。根据对本项目页岩气开采工艺分析可知，管线大部分埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端站场和集气站，输气管线运营期无水质污染物产生和排放，且管道运营期间的非正常状态可能有：阀门、法兰泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生页岩气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。若管道破裂出现泄漏时，页岩气将通过土壤孔隙逸出进入大气，即使位于地下水

位以下的管道出现泄漏时，页岩气不溶于水也会从水中逸出进入包气带土壤，再从土壤孔隙逸出进入大气，对地下水产生影响较小。因此，本项目运营期环境影响重点主要对采气站场进行分析和评价。

7.3.1 预测情景假设

本项目主要由采气和地面集输工程组成，结合各场地各阶段地下水环境影响识别结果，由于区块内各场地均为标准化建设，施工工艺、建设流程、地下水污染影响途径与方式、特征污染物等特征相似，故区块内同类型项目对地下水影响也相近。由于区块内场地分散且分属于不同水文地质单元，因此，本次评价依据项目场地建设类型、项目组成内容、水文地质特征、场地空间分布情况、地下水环境敏感点分布等情况，考虑各同类型项目对地下水的影响方式、影响程度和水文地质条件相近，故本次在区块内以水文地质单元为单位进行评价，然后由点及面综合分析本项目各类型项目建设对地下水环境的综合影响。同时，本次评价不仅考虑各场地建设工程对地下水环境的影响，还要分析本项目工程建设对区内地下水环境的叠加影响，同时还要分析项目建设对分散式地下水敏感点的影响，为项目建设对地下水环境影响程度分析、地下水污染防控措施制定提供可靠依据。

(1) 正常状况

本项目运营期的主要为地面集输工程的采气集输工程的站场和管线组成。正常状况下，各运行环节均按照地下水污染防控要求采取了严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小，各场地采取的污染防控措施对污废水的有很好的阻隔效果，泄漏的污染物很难进入到含水层，对地下水环境影响较小。

(2) 非正常状况

根据设计资料，运营期采气站场产生的废水主要为采气过程分离出的采出水，现场暂存入站内集液池，同时部分场站修建气田水管线便于页岩气采出水的转运。在非正常状况下，运营期站场采出水暂存集液池和气田水管线

可能因老化腐蚀或其它外力导致破损，采出水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述两种情景做为假设预测情景。

7.3.2 预测时段与预测因子

(1) 预测时段

根据地下水导则，运营期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

(2) 预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目采出水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，选取了标准指数计算值最大的污染物做为预测因子，根据上述原则，本次评价将采出水中所含的石油类、氯化物和COD污染物为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

(1) 集液池破损

本项目运营期阶段产生的气田采出水会进入集液池中暂存，假定池底因老化腐蚀发生裂缝，暂存的气田采出水会通过破损裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现10%面积的破损，同时防渗层破裂，污水经包气带渗入地下含水层。因池体每月检修一次，假定持续泄漏时间为1个月。本次源强计算假设污水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算污水的渗漏量，井场集液池有效容积为300~2000m³，各场站集液池均采用分格形式建设，单个池体容积为300~500m³。公式如下：

$$Q = K \frac{H + D}{D} A$$

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量（m³/d）；K—为包气带的垂向渗透系

数 (m/d)，根据渗水试验结果取值；H—为池内水深 (m)；D—为地下水埋深 (m)，本数据根据区块内及周边区域工程地质勘查资料获取；A—为池体的泄漏面积 (m²)，按10%的面积破损。

各场地污染物泄漏量计算结果见表6.4-1。

表 6.4-1 运营期场地池体泄漏量计算结果表

根据区块内已实施页岩气开采项目运营期污水的水质成分情况，非正常状况下运营期污染物浓度及源强计算结果见表 6.4-2。

表 7.3-2 运营期非正常状况下污染物预测源强

(2) 气田水管线破损

本项目部分场站采用气田水管线输送气田水，在非正常状况下气田水管线受老化腐蚀影响发生破损，管线中的气田水会泄漏进入到地下水中并发生污染。本次评价按最不利因素考虑，假设泄漏出的气田水全部会进入到地下水。本次源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中液体泄漏的伯努利方程方法计算，气田水泄漏速率按下式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；C_d—液体泄漏系数，本次取值 0.65；A—裂口面积，m²，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中附录 E 确定；P—容器内介质压力，Pa；P₀—环境压力，Pa；g—重力加速度，m/s²；h—裂口之上液位高度，m。

计算可知，气田水管线最大泄漏量见为表 7.3-1。依据区块内已实施页岩气开采项目运营期污水的水质成分情况，非正常状况下运营期污染物预测指标及浓度见表 7.3-2。

表 7.3-1 运营期气田水泄漏量计算结果表

7.3.4 预测与评价范围

本次运营期的模拟预测范围为各场地所在评价范围，包括地下水保护目标和可能的环境影响区域。

7.3.5 水文地质条件概化

7.3.6 预测方法与参数确定

(1) 预测方法

根据地下水导则，本项目为二级评价，且本项目位于基岩广布的丘陵山区，结合裂隙水和岩溶水的径流特点，本次评价预测方法宜采用解析法进行预测，解析法预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，本次预测不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n_e \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标m；t—时间，d；C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；m_M—长度为M的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；u—水流速度，m/d；n_e—有效孔隙度，无量纲；D_L—纵向弥散系数，m²/d；D_T—横向弥散系数，m²/d；π—圆周率。

(2) 预测参数确定

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。

由于项目评价区内已经开展过大量的水文地质调查和勘察工作，本次评价主要引用前人所取得勘查成果，通过对前文水文地质试验一节的类比分析，结合本次水文地质走访调查和区块内已有水文地质勘察报告结果，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数。本次评价选取参数的试验点位均为相同区域，与场地含水层岩性结构相似，能够表征本项目各场地的水

文地质参数。为了更加准确的评价本项目实施对地下水环境的产生影响，本次参数取区内已有试验成果的常见值，并结合项目区现场调查情况进行调整校验。各预测参数选取依据分述如下：

①本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各场地浅层含水层的岩性及风化带发育深度；

②瞬时注入的示踪剂质量 m_M 为非正常状况下进入地下水的最大污染物质量；

③孔隙度 n_e 取值为含水层的平均有效孔隙度，由工程地质勘察实验结果类比得出；

④地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/n_e$ 而得，

⑤渗透系数 K 为抽（注）水试验所得，

⑥水力坡度 I 由现场水位调查所得；

⑦ x 方向纵向弥散系数 D_L 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $D_L=\alpha*u$ ；根据经验，一般情况 y 方向的横向弥散系数 D_T 与 x 方向纵向弥散系数比值为 0.1。

各项水文地质参数取值见表 6.4-3。

表 6.4-3 水文地质模拟参数取值

7.3.7 预测结果评价与分析

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质标准做超标分析（表6.4-4），将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 6.4-4 各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准 mg/l	20	250	0.05
检出限 mg/l	4	0.15	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水标准，COD、石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质量标准做超标分析（表6.4-4），将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 6.4-4 各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准 mg/l	20	250	0.05
检出限 mg/l	4	0.15	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水标准，COD、石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

7.3.8 地下水预测结果及其影响情况分析

本项目在正常或非正常状况下的假设情境下都可能会对场站周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定污染或影响，但由于地下水对流、弥散和生化反应作用以及含水层的吸附截留等影响，产生的污染物最后会降解消失。由于各类污染物质的性质特征和水文地质条件影响，污染物在区内迁移速度较慢，影响范围较小，污染物主要向下游迁移。假设情景的预测分析结果表明，采出水罐和采出水管线泄漏都会对浅层地下水产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。现将本项目各场地预测情景的环境影响详述如下：

(1) 对含水层的影响分析

预测结果表明，采出水罐和采出水管线泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。采出水罐泄漏各类污染物最大超标距离分别为南广河碎屑岩分布场站下游27~79m（石油类）、南广河碳酸盐岩分布场站下游88m（石油类）、洛浦河碎屑岩分布场站下游105m（石油类）、洛浦河碳酸盐岩分布场站下游48m（石油类）、古宋河碳酸盐岩分布场站下游37~61m（石油类）；各类污染物最大影响距离分别为南广河碎屑岩分布场站下游144~571m（氯化物）、南广河碳酸盐岩分布场站下游298m（氯化物）、洛浦河碎屑岩分布场站下游477m（氯化物）、洛浦河碳酸盐岩分布场站下游415m（氯化物）、古宋河碳酸盐岩分布场站下游210~534m（氯化物）；由预测结果可知，集液池发生泄漏污染后，石油类污染物对地下水的的影响程度较大；采出水管线泄漏各类污染物最大超标距离在下游152m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游473m（氯化物），采出水管线发生泄漏污染后，石油类污染物对地下水的的影响程度较大。因此，在上述情景污染发生后，应重点关注石油类在地下水环境中的变化。

(2) 对保护目标的影响分析

根据运营期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明场站下游27m或105m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游144或571m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响；管线下游152m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游473m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响。根据上述分析结果，各场站和管线下游地下水保护目标可能受影响分析情况见表7.3-9，由分析结果可知，在预测情景下场站下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小；但采出水管线下游保护目标会受到污染泄漏的超标影响，因此后期要加强对采出水管线的维护管理。同时，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕分析结果的迁移距离较远，使得氯化物污染物影响距离相对较远影响。因

此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

表 7.3-9 运营期场站下游分散保护目标影响情况分析一览表

7.4 声环境影响分析

7.4.1 平台井站运营声环境影响分析

(1) 噪声源分析

运营期的噪声主要来源于采气井站的除砂器、分离器和汇气管等设备。采气井站主要噪声源及其声级见表 11.2-16。

由预测结果可知，在运营作业期间，各平台井站附近敏感点昼间和夜间噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准限值。

②检修或事故时，噪声主要来自放空立管的气流声，其声级大小取决于放空量的大小。经调查，放空噪声值较大，其声级一般为 100~110dB（A），但放空时间较短，在距声源不同距离的贡献值见下表。

表 11.2-18 事故放空噪声在距声源不同距离的贡献值

距声源（m）	50	100	177	200	300	400	500	560
贡献值（dB（A））	71.0	65.0	60.0	59.0	55.5	53.0	51.0	50.0

根据预测结果可以看出，不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用情况下，放空噪声在 2 类区昼间达标距离为 177m，夜间达标距离为 560m。但考虑到本工程仅在非正常工况下才会使用放空系统，放空频率低、时间短，且非事故情况下尽可能不在夜间放空。因此，在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放空噪声对声环境的影响可接受。因此，放空噪声对周围居民的影响时间较短。建议建设单位采取与受影响的居民协商等措施。采取该措施后，放空噪声影响可接受。

7.4.2 项目运营期对区域声环境影响分析

①工程运营期内正常工况下，在采取工噪声防治措施后，各平台井站各厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准；周边敏感点昼夜间噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，运营期对周边声环境影响较小。

②检修或事故时，噪声主要来自放空，由于放空时间较短，一般控制在每次 30min 以内，因此，放空尽量避免夜间，昼间放空噪声对周围 177m 范围内居民的影响时间较短。建议建设单位采取与受影响的居民协商、安排临时撤离等措施。采取该措施后，放空噪声影响可接受。

7.5 固体废物影响分析

本项目运营期产生的固废主要有除砂器废渣、分离器废渣、清管废渣、集液池污泥和检修产生的废矿物油。除砂器废渣、分离器废渣及清管废渣产生量较少，主要成分为井内杂屑、机械杂质等，属于一般工业固废，集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用；集液池污泥和废矿物油按照危险废物管理，产生后立即交有相应的危废资质单位处置，不在井站暂存。

本项目运营期产生的固体废物均得到合理处置，不会对周边环境产生不利影响。

7.6 土壤环境影响分析

7.6.1 平台井站运营期土壤环境影响分析

正常工况下，页岩气和返排液于均在管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，正常运营期不会对土壤环境造成影响。集输管线站场配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量采气废水泄露，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理。

采气站场运营期对周边土壤影响主要表现为非正常情况下集液池内气田水经地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

（1）地面漫流

采气站场产生的气田水暂存在集液池内，事故情况下会造成污染物的泄漏，通过地面漫流途径污染土壤。

根据现有资料，集液池溶剂为 500-2000m³ 左右，通常隔断为 1~4 个小池子（500m³/个），集液池内设置有页面监控系统，日常最大储存量约为容积的 80%，当液面达到最大安全容积或页面持续降低时将自动通知中心站工作人员，工作人员将第一时间安排车辆进行转运或堵漏；同时场界四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑，不会直接漫流至站场周边土壤环境。

全面落实污染防控措施的情况下，污染物的地面漫流对土壤影响较小。

（2）垂直入渗

对于集液池、工艺区在事故情况下会造成污染物的泄漏，通过垂直入渗途径污染土壤。

采气站场采取分区防渗措施，其中集液池已按照相关要求进行了防渗，采用 0.5m 厚夯实粘土+10cm 砂砾层+10cmC30 砼混凝土面，内部并进行了防渗处理；对工艺装置区采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实的防渗方式。

（3）类比分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）8.7.3：“污染影响型建设项目，其评价等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析”，本项目所在地区有多个井区开发项目实施，具备进行类比分析的条件。

根据本次已试采的宁 209H1C、宁 209H9 和宁 209H67 平台井站周边土壤环境质量数据来看，采气平台井站附近土壤监测值均能满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值，且项目土壤特征因子未出现明显增大现象，因此类比分析，项目采气期间平台井站运营期对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

采气平台井站运营期正常工况下无废气和废水排放，仅少量除砂器废渣、分离、清管、检修废渣和集液池污泥、废油产生，废渣交砖厂等资源化利用，集液池污泥和废油收集后交由危废资质单位处置，不在现在暂存，因此采气井站运营期正常工况下对周围土壤影响较小。非正常工况下，仅少量页岩气放散，由于放空仅在检修和事故情况下进行，次数较少，污染物产生量少，大气沉降对周边土壤环境影响极小。

在全面落实分区防渗措施的情况下，污染物的垂直入渗对土壤影响较小。

7.6.2 集输管线工程运营期对土壤的影响分析

运营期管线埋设于地下，集气管道输送介质为页岩气，为不含硫的纯气体。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，正常状态下对土壤环境无影响。

运营期气田水一般通过管道在平台间管线转运回用，或通过管道输往返排液集中处理站处理后回用或达标排放。当发生滑坡、人为损坏管道等情况可能发生爆管，或因输送压力过大也可能造成爆管。废水泄露后可污染土壤和地表水，甚至产生地面漫流污染地表水。

返排液管道为加压输送，发生爆管后会降低水头压力，通过强化返排液输送管理可及时发现泄露事故，泄漏的压裂返排液一般仅 5%~20%可能下渗并污染土壤和地下水。

正常工况下，返排液于管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，管道均为防腐材质，正常运营期不会对土壤环境造成影响。集输管线站场配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量气田水泄露，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理。发现气田水泄漏后立即关闭返排液管线输送阀门，立即寻找泄漏点，及时对泄漏的气田水收集，防治对区域土壤和地下水环境造成污染，发生返排液泄漏概率较小，因此，在采取相应的环境风险管控措施后，项目的实施对土壤环境影响可接受

7.7 运营期生态环境影响分析

7.7.1 对土地利用现状的影响评价

项目运营期，临时用地都已逐步进行恢复，对土地利用现状的影响主要体现在站场及管线。

(1) 站场的影响

本项目采气平台和集气平台占地面积对整个区块来说，占用的面积较小，对整个区域的土地利用影响不大。

(2) 管线的影响

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十三条相关内容，项目输气管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。因此，运营期管道线路中心线两侧各 5m 范围内将确保以种植草本植物为主，林地、灌丛等植被将将被草本层或农田植被替代。项目管线长度较短，穿越林地面积较小，改变的土地利用类型占整个区块的面积很小，对区块的土地利用结构影响小。运营期管道中心线 5m 范围外受损的林地，可通过演替或人工方式逐渐恢复，因此项目对林地的影响较小。

7.7.2 对植被的影响

项目投入运营后，永久占地范围内的耕地、草地植被等将完全被破坏，取而代之的是站场、标志桩、警示牌等辅助设施，形成建筑用地类型，但项目永久占地面积较小，且以占用耕地及现有井场用地为主，占用林地、草地等面积较小，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。工程临时占地在运营期进行植被恢复，占地区周边植物以林地和农作物为主，其自然生长不会受到管线的影响。管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式，正常输气过程中，管道对地表植被无不良影响。

7.7.3 对动物的影响

集输管线正常运营期是深埋于地下，在施工期产生的廊道效应随着正常运行开始而逐渐消失，对野生动物迁移不会产生阻隔效应。本项目采气站场均位于农业生态环境，且已有大量开发建设活动，区域野生动物多为常见物

种，为常见啮齿类和爬行类动物，周围具有适合其生存的相似生境，项目运营期对野生动物影响很小。

7.7.4 对生态系统的影响

（1）对植被覆盖度的影响

运营期，施工阶段临时用地已经通过植被恢复和复垦等措施得到恢复，区域植被覆盖度理论上得以恢复，永久占地面积较整个区块范围而言较小，因此运营期对区域植被覆盖度影响较小。

（2）对生物量的影响

运营期，施工阶段临时用地已经通过植被恢复和复垦等措施得到恢复，区域生物量理论上得以恢复，永久占地面积较整个区块范围而言较小，因此运营期对区域生物量影响较小。

（3）对生态多样性的影响

运营期，施工阶段临时用地已经通过植被恢复和复垦等措施得到恢复，因此运营期对区域生物量影响较小。

（4）对生态系统完整性的影响

评价区域生态系统以农业生态系统、森林生态系统为主。运营期，施工阶段临时用地已经通过植被恢复和复垦等措施得到恢复，由于项目永久占地面积较小，运营期不会降低区域生物多样性，对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，不会造成区域景观破碎化，区域生境的异质性没有发生大的改变。因此，只要在采用严格的管理制度，项目运营期不会造成现有生态系统结构的完整性和功能的连续性。

8 环境风险评价

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

本次环境风险评价的主要目的是分析该项目地面工程运营过程中存在的潜在危险、有害因素，可能发生的突发性事件和事故，可能造成的危害，提出合理可行的风险防范措施、应急与减缓措施，以使事故率和事故影响达到可接受水平。

8.1 风险调查

8.1.1 风险源调查

（1）风险源调查

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目风险物质为平台井站及管线内页岩气以及气田水。其物理化学特性及毒性如下：

①页岩气（甲烷）危险性分析

本项目目的层页岩气主要成分为甲烷属非常规天然气，气质组分不含硫化氢。按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），其属于甲B类火灾危险物质。

A、易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。对于石油蒸汽、天然气常常在作业场所或者储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

B、易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，遇火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限为 5.3~15%，爆炸浓度极限范围越宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性越大。

C、毒性：天然气作为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致

神经衰弱综合症。甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中甲烷浓度达到 25~30%时出现头晕、呼吸加速、运动失调。

根据前文气质分析可知，采气阶段页岩气主要成分摩尔分数为甲烷 98.79%、乙烷 0.51%、丙烷 0.02%，其中甲烷含量远远高于其余物质，因此本次风险评价以甲烷作为风险物质。

②气田水危险性分析

根据既有开发经验，采气阶段产生的气田水呈弱酸性，阳离子以 Na^+ 为主，阴离子以 Cl^- 为主，重金属含量低，压裂返排液污染物仍以 COD（最高可达 4000-5000mg/L）、石油类（最高可达 15mg/L）、氯化物（最高可达 20000-30000mg/L）等为主。根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），其不属于《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。

（2）集输管线风险源调查

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及地面集输工程主要原、辅材料使用情况，集输管道涉及到的风险物质主要为天然气（甲烷）和气田水，物理化学特性详见前文。

8.1.2 风险物质最大在线量

根据本项目建设内容，本项目开采、集输的主要产品为页岩气，项目运营期间涉及的风险物质主要为井中采出的页岩气和气田水，其中气田水不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的危险物质，仅进行相关的环境风险分析，因此本项目风险物质仅计算页岩气。由于各平台井站内各单井通过井口切断阀实现单元控制，井站与井站之间采输气管道通过井站进出站阀组切断阀实现单元控制，故本项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。

本项目共建设 19 座平台井站，3 条集气管线，本项目运营期环境风险共计 22 个危险单元。本项目各平台井站通过阀组撬实施紧急截断，截断阀一般要求在数秒内截断气源，本评价考虑最不利情况下页岩气泄漏量以

1min 计，将采气平台 1min 的采气量和站内管道设备在线量。各集输管线页岩气存在量根据管道容积进行页岩气存量计算。各单元风险物质基本情况见下表 8.2-3。

表7.1-2 风险物质最大在线量

8.2 环境风险潜势初判

8.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）可知：危险物质数量与临界量比值（Q）应计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其附录 B 中对应临界量的比值 Q。计算公式如下：

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

本项目各风险单元涉及的风险物质的 Q 值计算结果详见表 7.2-1。

表7.2-1 项目风险物质Q值一览表

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录C可知：

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $100 \leq Q$ 。

根据计算结果，危险单元的 Q 值最大值为 0.104，即 **$Q < 1$** 。

8.2.2 风险潜势判定

由于本项目危险物质数量与临界量比值（Q）<1，本项目环境风险潜势为I。

8.3 风险评价工作等级及评价范围及敏感目标概况

8.3.1 环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），通过对拟建项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照导则表 7.3-1 确定评价工作等级。

表7.3-1 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对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、环境防范措施等方面给出定性的说明。				

由于本项目环境风险潜势直接判定为I，本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

8.3.2 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目的环境风险评价工作等级为“简单分析”，无需确定评价范围。

8.3.3 环境敏感目标概况

根据前文分析，本次环境风险影响评价调查了各平台井站周边 3km 范围内以及集气管线中心线两侧 200m 范围内的环境风险保护目标，主要包括分散居居民、村镇及居民聚居区以及场镇、学校等；地下水评价范围内的具有开发价值的水井；地表水调查范围为井口周边 500m 范围内的地表水体和管线穿越的地表水体。详见表 1.8-4。

8.4 环境风险识别

8.4.1 主要危险物质及分布情况

根据调查，本项目采气过程涉及的主要危险物质有各平台井站内设备及管线中的页岩气；各平台集液池内暂存的气田水以及返排液管线中的气田水。

8.4.2 生产设施及生产过程危险性识别

本项目涉及的危险单元主要采气站场和集输管道等。各生产装置的危险性分述如下：

表 7.4-1 平台危险及有害因素分析

序号	类别	可能引发泄漏的原因	可能性后果
1	钢管因素	钢管母材质量不合格	易于形成砂眼、裂缝，甚至爆管。页岩气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	焊缝因素	焊缝焊接时严重错边	焊缝裂口、爆管等。页岩气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
3		焊缝未焊透	
4		焊接材料不符合要求	
5		未按焊接规程操作	
6	腐蚀因素	防腐措施不当，出现外腐蚀穿孔	腐蚀减少管壁厚度，形成砂眼、裂纹，爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7		天然气中存在腐蚀性物质，出现内腐蚀穿孔	
8	密封因素	法兰、阀门、盘根等漏气	页岩气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
9	集液池	集液池破损	气田水外溢，污染土壤、地下水和地表水

(2) 集输管线

集输管线涉及的危险性物料输送量较大，对管道的承压、密封和耐腐蚀要求较高，存在因管道破裂发生物料泄漏的可能。在设计、施工、运行管理过程中，可能存在设计不合理、施工质量问题、腐蚀、疲劳等因素，造成管线、设备及连接部位破损引起泄漏事故。其风险因素主要包括：

- ①设计不合理。
- ②管材及施工缺陷。
- ③腐蚀、磨蚀。
- ④疲劳失效。
- ⑤第三方破坏。

8.4.3 环境风险识别结果

根据项目施工过程中主要危险及事故识别，本项目主要环境风险识别结果汇总如下：

表 7.4-2 环境风险识别汇总一览表

风险单元	风险事故	产生原因	环境风险类型	扩散途径	可能受影响的敏感目标
采气平台井站	天然气泄漏	管材不合格、腐蚀穿孔、法兰、阀门、盘根等漏气	泄漏	烃类气体泄漏导致中毒	平台周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	火灾、爆炸	天然气泄漏导致的火灾、爆炸	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放	火灾爆炸废气和烃类废气污染空气	平台周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	气田水（压裂返排液）泄漏	池体破损及垮塌，连接管道质量不合格等，转水泵故障等	泄漏	压裂返排液外溢，污染土壤、地下水和地表水	平台周边的地表水、土壤和地下水
内部集输管道及输水管道	天然气泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂	泄漏	烃类逸散到大气中	平台周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	火灾、爆炸	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误，导致带压的天然气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放	火灾爆炸废气和烃类废气污染空气	平台周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	气田水（压裂返排液）泄漏	输水管道因事故发生破裂，导致压裂返排液泄漏	泄漏	压裂返排液外溢，污染土壤、地下水和地表水	输水管道沿线地表水、土壤和地下水

8.5 环境风险事故情景分析

8.5.1 平台井站、集输管线页岩气泄漏情景分析

站场、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，页岩气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

采气站场配备报警装置及应急截断阀，能够及时发现事故，输气管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量页岩气外泄，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

8.5.2 集液池池体破裂及气田水外溢情景分析

集液池池体在出现地基下沉等自然灾害造成防渗层破损，从而出现池体破裂，造成气田水渗漏等环境事故；另外，集液池在疏于管理未及时转运的情况下，出现气田水外溢等环境事故情况，泄露时主要的环境影响为对集液池内气田水附近土壤、地表水及地下水产生污染影响。本项目集液池临时贮存的气田水中可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。

8.5.3 返排液管线泄漏环境风险情景分析

输水管道因腐蚀及管线老化等原因，可能出现裂缝或破损，一旦发现返排液管道漏失，两端泵站将出现压力异常，则可马上阶段输水阀门，因此返排液漏失量不会太大，及时对漏失点进行封堵并进行修复，但泄漏的压裂返排液将下渗进入土壤和地下水系统，将对区域土壤环境和地下水水质造成影响。

8.5.4 气田水转运过程罐车侧翻环境风险情景分析

气田水暂存在集液池内，未连通返排液管网的平台将通过罐车拉运至就近已连通返排液管网的平台一同通过管线输送至其他平台或至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后继续回用或达《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准后排入南广河。运输全程密闭输送，但车辆在行驶途中一旦发生交通事故或罐体自身缺陷、人员误操作、老化等情形将造成气田水的泄漏。气田水的泄漏可能污染沿途的土壤和水体，会造成水体和土壤污染。

8.6 环境风险影响分析

8.6.1 事故对环境空气影响分析

若页岩气管道因各种原因腐蚀穿孔后，泄漏的页岩气将透过管道的覆土

层到达大气中，页岩气因比空气的密度轻而很快在空气中浮升，而页岩气中的甲烷密度比空气小，极易在漏点附近的空气中稀释扩散。在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，页岩气燃烧生成的主要产物为 CO_2 和 H_2O ，仅在事故刚发生时有微量甲烷、乙烷和丙烷等释放，且很快就能扩散，不会长期影响空气质量，对项目拟建地环境空气质量不会造成污染影响。

8.6.2 事故对人群健康影响分析

页岩气泄漏后因其密度比空气小，因而将较快的在空气中浮生，稀释扩散较快。随着距漏点距离的增加，甲烷浓度将逐渐降低。因此页岩气泄漏情况下对周边生物的影响是局部性的。此外，根据甲烷危害特性，人体不出现永久性损伤的最低限 $374.2857\text{g}/\text{m}^3$ ，经分析，项目位于开阔地带，自由扩散条件良好，在事故状态下，很快就稀释了，不会造成人员窒息现象。

本项目管道均采用埋地敷设，管道破裂后，水平喷射冲击波将受到管沟壁的阻挡，对外界的危害将大大削弱；同时，输送天然气为不含硫化氢天然气，燃烧产生的废气主要为 CO_2 和 H_2O ，这些废气对人体健康影响较小。出现事故时，可通过上下游设备及时切断气源，大大减少泄漏和放空量。另外，随着相关管理的规范和人们环保意识的加强，人类活动造成的管道破裂事故大大减少，也降低了事故的危害后果。

8.6.3 事故对生态环境影响分析

若天然气发生燃烧可能引发林木燃烧、对林地造成影响，产生热辐射会对周围农作物和植物造成影响，根据类比调查可知，本项目若发生天然气泄漏燃烧事故，喷射火长度可达数米。各平台地面工程设置有放空系统，在发生事故时可及时关闭管道并进行放空作业。在高压检测点压力超高、低压检测点压力超低以及火灾情况发生时，高低压紧急截断阀自动关闭输送阀门。因此，发生事故时泄漏出的天然气量较少，对生态环境的影响小，并且是暂时的、可逆的。但若发生事故对周边植被造成了明显影响的情况，建设单位应根据周边植被和农作物的损伤程度，对受损失一方进行相应的赔偿和沟通，避免发生因事故引起扰民现象。

8.6.4 事故或检修情况下放空噪声对声学环境的影响

事故放空时，天然气通过站场的放空立管燃烧后排放。通过点源衰减模型进行估算，距放空立管约 100m 范围内的噪声预计将超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。因此，事故放空时，对在以放空立管为中心、半径为 130m 范围内居住的人有一定的影响。但是，事故放空是偶尔发生的，且持续时间较短（一般不超过 30min），一旦放空结束，噪声对环境的影响也就消失，所以不会对该范围内居住的人生活上造成大的影响，更不会对他们的身体健康造成危害。

8.6.5 事故对水环境、土壤环境影响分析

项目采气过程平台将产生一定量气田水，该部分气田水暂存于各平台井站集液池中，由返排液管道或罐车转运。

当集液池破损时泄漏的气田水将会下渗进入周边土壤，甚至地下水环境中，对土壤及地下水环境产生一定影响。平台集液池内设置有液位监测系统及视频监控系统，如发生集液池泄漏情况时可第一时间发现，并将池内气田水转运至周边井场集液池内。根据地下水章节预测可知，本项目集液池破损泄漏情况下，下渗的气田水对周围分散式水源影响较小。

集液池内液面较高时，液位监控系统将通知工作人员及时采用罐车转运气田水。罐车运输过程中，如发生车祸等特殊情况，气田水将泄漏进入农田。发生该类风险时较为有效的处置措施是堵住农田缺口，防止进入冲沟影响河流水体，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要表现为影响土壤环境质量和植被生长。

输水管道因腐蚀及管线老化等原因，可能出现裂缝或破损，泄漏的压裂返排液将下渗进入土壤和地下水或地表水系统，将对区域土壤环境和水环境造成影响。旦发现返排液管道漏失，两端泵站将出现压力异常，则可马上阶段输水阀门，因此返排液漏失量不会太大，及时对漏失点进行封堵并进行修复，不会造成大面积的环境污染。

本次评价要求采取密闭方式转运，气田水转运必须使用密闭罐车。转运时车辆途径河流时，一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，会增加地

表水受污染的环境风险。因此，应加强对司机的安全教育，定期对车身进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。在车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者途经河流（含河沟等）的道路时，要求司机提高注意力并限速行驶，在确保安全的情况下方能通过，避免意外情况下废物进入附近水体发生污染。

8.7 环境风险防范措施及应急要求

8.7.1 平台井站风险防范措施

（1）平台配备了完善的调压计量、过滤等工艺安全设施，增强了工艺流程的安全可靠性和事故风险的防控能力。主要表现在以下几个方面：

1) 各平台井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

2) 宁 201、209、216 井区中心站内设置的区块管理中心，对本项目各平台井站、集气站生产装置等全部工艺过程进行监视和控制，既实现对整个开采区域的生产运行进行监控和调度管理；

3) 设置完善的安全截断系统，实现事故状态下的安全连锁保护。井口设置了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。

4) 可进行安全报警、装置气体泄漏检测；设置可燃气体报警系统。本项目在工艺装置区均设置了可燃气体探测器，并与值班室主机相连，出现页岩气泄漏时可及时报警。

5) 各场站可实现对下列数据的采集和传递：站场/工艺设施的工艺变量、站场/工艺设施的阀门状态、设备状态、井口温度、压力、流量信息/计量参数、管道防腐参数等；

6) 建立以计算机为核心的监视和数据采集系统（SCADA 系统），通过光通信网络连接各井区中心站站控制系统、通过 GPRS 网络接单（丛式）井井口数据采集系统，对区块各集气站、平台井站进行远程监视和控制，实现紧急情况下 30s 内各切断阀自动或远程截断关停。

7) 各采气平台配备 1 具放空立管，高 15m，内径 DN150。紧急情况下需放空的天然气可通过采气平台的放空立管引高排放，减轻大气环境影响。

(2) 平台内的设备设施均按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计。

(3) 平台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。

(4) 掌握附近居民分布情况及有效的联系方式，并与平台周边的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力。

(5) 定期对平台及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生。

(6) 严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 修订版）的要求，优化平台平面布局，与周边居民保持一定距离，满足平台区域防火要求。

8.7.2 集输管线风险防范措施

(1) 管道线路避开城镇规划区和工矿区等人口、设备密集区域。管线两侧留有安全距离以减小人为活动的干扰、破坏因素；选择有利地形，尽量避开不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等），确保管道安全。

(2) 管道的强度结构设计按相关设计规范执行，在管线壁厚设计中适当考虑腐蚀裕量，增加管道壁厚，提高管线抗腐蚀能力，保证系统安全。

(3) 在道路穿越断面两侧醒目的地方分别设置标志牌，在人畜活动较密集以及管道容易被破坏的地方设置警示牌。

(4) 对于靠近林区的管道施工，焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如钢板），防止电弧和火花进入林区。施工中配备一定数量的移动灭火器。

(5) 加强管道运营期的巡检，巡检时应随身配戴便携式可燃气体监测仪，监测管道的泄漏情况，同时检查阀门的灵活性和可靠性，尽量做到防范于未然。

(6) 建设单位应与当地有关部门做好沟通，并加强对管线沿线居民对管线保护的宣传工作，特别是加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传：在管道5m范围内不得“取土、挖塘、修渠、修建养殖水场，堆放大宗物资，采石、盖房、建温室、垒家禽棚圈、修筑其它建筑物、构筑物”。

(7) 严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 修订版）的要求，优化拟建管线走向，与周边居民保持一定距离，满足集输管道防火要求。

(8) 地表水体穿越时，尽量加大埋深，将管道敷设在基岩以下，同时采用现浇混凝土稳管；

(9) 管道建成投产后，为了方便运行人员的长期维护管理，必须在管道沿线设置明显的、准确的线路标记。管道线路标记主要包括里程桩、转角桩、穿（跨）越桩、交叉桩、结构桩、设施桩、警示牌等。管道穿越公路、河流等处，除设置警示牌标记外，还应按交通部门相关规定设置警告标记。

(10) 建设单位应根据《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令 2015 年第 34 号）的相关要求加强环境风险控制，按照有关规定开展突发环境事件风险评估，确定环境风险防范和环境安全隐患排查治理措施；按照环境保护主管部门的有关要求和技术规范，完善突发环境事件风险防控措施；按照有关规定建立健全环境安全隐患排查治理制度，建立隐患排查治理档案，及时发现并消除环境安全隐患。

(11) 在压裂返排液池安装液位计、剩余容积显示屏、视频监控等设备，将压裂返排液池液位、剩余容积等信息上传至中心站，并实现转水泵的远程启停。

(12) 无人值守站巡检周期不少于 1 次/日，以便及时观测返排液池的液位和剩余容积，据此启停转水泵或调度返排液转运车辆；同时，巡检人员检查返排液池是否破损，避免返排液池发生渗漏。管道使用单位应制定定期检验计划，并报主管部门备案：除日常巡检外，一年至少一次外部检验，由

使用单位专职人员进行；全面检验每五年一次，由长宁公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。

(13) 压裂返排液管道泄漏后应及时堵漏和控制污染扩散，防止污染物进入饮用水源保护区；若污染物进入饮用水源保护区，应加强取水点的监测，据此确定水厂是否停止取水；若水厂停止取水，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后水厂方可恢复取水。

8.7.3 集液池池体破裂及气田水外溢风险防范措施

(1) 为防止废水池垮塌，池体选址已避开了不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。为了防止集液池污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对集液池均加装顶棚，顶棚投影超过池体四周 1-3m，防止暴雨情况下雨水进入返排液池。压裂返排液池安装液位计、剩余容积显示屏、视频监控等设备，将压裂返排液池液位、剩余容积等信息上传至中心站，并实现转水泵的远程启停。一旦发生废水外溢，要立即启动废水外溢应急预案，建议设置地表水防控机制；一是在污水罐、重叠液罐设置围堰，将溢处的污水截留下来，截留的废水收集至污水罐中，避免其流入项目周围的沟渠中；二是在井场内设置沙袋、吸水材料等，防止外溢废水流出井场进入环境；三是当废水确实溢出井场时，利用较近的水塘和冲沟进行导流、拦截，防止废水顺沟渠进入河流。

(2) 项目开工前对集液池池体进行修缮，采取防渗措施，其防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能，可以降低污水渗漏的风险。

(3) 为了防止集液池中的废水渗漏或外溢污染环境，要求建设单位对集液池内废水及时清运，并控制容量不超过 80%，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢；在暴雨季节，加强对废水储存设施巡查，防止集液池内废水溢出污染环境。

(5) 井场采用清污分流系统，设置截排水沟，防止井场雨水进入周边地表水体，并定期对截排水沟进行维护，从而有效控制因暴雨而导致集液池

内废水的外溢。

(6) 一旦发生废水外溢，要立即启动废水外溢应急预案，对平台周边地表水进行应急监测，同时与当地政府和居民进行及时沟通，对废水外溢造成的农业损失进行赔偿，避免居民投诉事件发生。

8.7.4 气田水运输泄漏风险防范措施

运输气田水时要采用密闭罐车进行运输，为降低运输过程中的风险，本着切实保护环境的原则，在运输过程中应采取如下措施：

(1) 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，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。

(2) 加强运输车辆的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，纳入建设方的 GPS 监控系统平台，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致废水泄漏，污染环境。

(3) 加强罐车装载量管理，严禁超载。

(4) 转运过程做好转运台账，严格实施联单制度，确保气田水妥善运输至处置单位。

(5) 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。

(6) 转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰、水库等）较近位置或者穿越河流（含河沟、水库等）的道路时，应放慢行驶速度。

(7) 转运过程中，应严格按照转运线路行驶；转运前，应对罐车仔细检查，确保罐车运转正常，确保罐体无渗漏情况；对拉运人员进行环保培训和加强管理，禁止将各类废物排入周边环境。杜绝转运过程中产生“跑、冒、滴、漏”现象。

(8) 运输前规划运输路线，应尽量避免避开自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感区，若运输路线无法完全绕避饮用水源保

护区，本次环评要求运输路由必须避让重要的集中式饮用水源保护区和饮用水源保护区一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区时或准保护区时，应按照规定，在驶入该区域的 24 小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。

在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地生态环境主管部门，并积极配合生态环境主管部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入保护区。若污染物事故情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。

8.7.5 宣传、培训和演习

①公众信息交流。各级政府、天然气开采企业要按规定向公众和员工说明天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

②培训。天然气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

③演习。产能建设及勘探项目部及所属单位每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

8.7.6 环境风险应急预案

项目的建设必然伴随潜在风险危害，如果安全措施水平高，则事故的发生概率必然会降低，但不会为零。一旦发生事故，需要采取工程应急措施，

控制和减少事故危害。

针对本项目可能造成的环境风险的突发性事故。本次评价仅提出原则性、关键性的要求，建设单位应在运营期编制具体、完善的应急预案，应急预案主要内容见下表。

表 8.7-1 应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	安全预评价制定的应急计划区及本项目环境保护目标
2	应急组织机构、人员	地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护公众健康。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对平台及管线路由邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

(1) 应急计划区

建设单位应根据本工程的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境保护目标纳入应急计划区。

(2) 应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

(3) 应急设施

①应急响应流程

突发事件应急响应流程图见图 7.7-1。应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

②通讯联系方式

A、报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

作业区向上级报告，除非特别紧急的情况采用电话报告外，其它一律书面报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告之，后附书面报告。作业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

B、报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告 110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助天然气抢险车的扩音设备，巡回告之用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助天然气抢险车的扩音设备，巡回告之。

图 7.7-1 应急响应流程图

(4) 应急处理措施

①应急反应

险情发生后，应急指挥启动应急预案；应急指挥组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，以及在应急情况下现场人员的疏散；HSE 监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施

应急救援；通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障；二级应急指挥组完成一级应急指挥组交予的任务。

压裂返排液管线泄漏发生后，立即截断上下游站场阀门，立即查找泄漏点并及时进行修复；对返排液影响区域的地下水和土壤进行监测，根据监测结果采取相应处理措施。

②事故现场警戒区的设立

警戒区的划定：根据站场及管道系统事故影响，结合事故现场可燃气体浓度检测结果划定警戒区。

事故现场隔离措施：HSE 监护组在事故现场设置警戒线、警示标志，专人配合进行警戒，防止无关人员和机动车辆进入警戒区；HSE 监护组负责检测事故现场周围页岩气浓度，确认安全后，方可允许抢险车辆进入警戒区；所有进入警戒区的车辆必须配带好防火帽。所有抢修车辆、发电机、电焊机等抢修工具必须停放在上风口，距事故点 50m 以外，未经允许不准发动；进入警戒区的抢修人员必须佩戴个人防护用品，熟悉撤离路线；在未确认事故现场抢修部位天然气浓度低于爆炸下限 20%LEL 时，严禁在警戒区域内使用非防爆工具和能够产生火花的电动工具。

③现场检测、监测与人员的防护

HSE 监护组负责对现场页岩气浓度进行检测和监测工作；现场检测工作指进入事故现场前，检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测。现场监测工作指应急抢修过程中检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测；应急救援人员进入事故现场前，HSE 监护组应首先对事故现场进行气体检测，确认事故现场检测合格后，应急救援人员方可进入事故现场；检测人员应携带必要的检测仪器对事故现场进行可燃气体检测工作；检测人员必须熟悉检测仪器的使用方法，具备必要的检测专业知识；检测人员必须穿戴防静电劳保服、佩带安全帽、防护镜，必要时应佩带空气呼吸器；检测人员必须熟悉异常情况下的应急措施和逃生路线；实施现场检测时，检测人员不得单独进入事故现场进行检测，要与外界保持通信联络；HSE 监护组在整个应急抢修过

程中，应对事故现场实时监测。监测人员应根据现场情况合理布置现场可燃气体监测点，确定具体数量和位置；现场监测过程中，监测人员一旦发现异常情况，应立即向现场人员发出警告，同时报告现场管理单位负责人。

④异常情况下抢险人员的撤离

HSE 监护组负责事故抢修现场异常情况的监测，包括甲烷超过毒性浓度终点值、可燃气体浓度超过报警值、可燃气体浓度达到爆炸范围、现场发生火灾、现场发生爆炸等；异常情况下，HSE 监护组及时向现场人员发出警报，生产抢修组立即组织现场抢修人员安全撤离；抢险人员接到警报后，立即按照既定撤离路线组织撤离；撤离应根据实际情况，本着“先人员、后机具、设备”的原则进行；到达安全区域集合地点后，站场负责清点人数，发现人员失踪，向应急救援指挥部报告。

⑤事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请建设单位调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）：值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关断，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

⑥管线发生异常情况：巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；应急指挥下令启动应急预案；通讯联络组向应急指挥组汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府

部门援助；生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况管线实施泄压操作；HSE 监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；施工抢险单位到达现场后，生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

⑦火灾次生污染物环境风险影响消除措施

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，发生事故后，首先立即关闭事故管段两侧的站场截断阀，然后立即启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。对灭火产生消防废水，采取截留收集措施，根据现场情况修建截水沟和沉淀池对消防废水进行收集暂存，然后根据消防废水水质情况采取下一步处理措施，若火灾范围很小，消防废水中的除 SS 外无其他污染物，则可就近沉淀处理后排放；若火灾范围较大，消防废水中污染物成分较为复杂，则采用罐车将收集的消防废水就近运至可接受且环保手续齐全的污水处理厂处理。

（5）事故后恢复程序

当恢复生产后，善后工作由现场人员负责具体落实，主要包括以下内容：对现场进行清理，撤除所有的机具设备；恢复地貌、植被；疏通河道、交通；根据事故破坏情况，进行评估，按照相关法律，进行赔偿；做好各项记录，进行归档整理。

（6）应急培训与演练

应急培训和演练是培养和提高各岗位操作人员以及其他人员的日常应急处理能力的重要手段。应急预案应明确规定以下内容：

①演练及考核计划：演练计划包括应急预案类型、演练时间、演练内容、参加人员、考核方式等要求。

②演练记录：演练记录包括应急预案类型、演练时间、演练人员名单、

演练过程、考核结果、存在问题等内容。演练记录存档备查。

③演练内容和形式：强化应急器材、医疗急救等方面的演练；采用答卷方式对操作人员进行应急预案教育；按照事故应急预案，以岗位为单位进行实战模拟演练；和地方消防、医疗等单位举行较大规模的实战模拟演练；采取各种形式（如电视、电影、宣传手册等）对管道工程周边的民众进行应急知识宣传，在距管道 200m 内有居民的村庄进行居民疏散演练。

③总结：演练结束后应就演练过程与应急预案的要求进行对比，可采取自我评估或第三方评估的方式对预案实施过程中存在的问题进行评估，根据评估结果对应急预案进行修改、完善。

8.8 小结

本项目主要为页岩气地面集输工程，项目在选址、选线上已尽量避开人口密集区和不良地质区。采气平台井站设置了紧急切断阀，管线两端均设置了安全截断装置，一旦发生事故可以立即采取措施，将其对环境的影响控制在可接受范围内，不会对沿线居民和当地环境造成重大不良影响。此外，通过与管道沿线的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力。

本工程通过采取相应的环境风险防范措施，加强环境风险管理，落实应急预案，项目环境风险机率和风险影响为可接受水平。

因此，从环境风险的角度而言，项目建设可行。

9 环境保护措施及可行性论证

9.1 水污染防治措施

9.1.1 施工期水污染防治措施

(1) 平台井站建设施工

本项目平台井站建设施工期污水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

①施工废水

主要为砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

②站内工艺管道试压水

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每个平台井站内部工艺管网试压废水约 5m³。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水沉淀后回用于井站绿化用水或洒水降尘，对当地水环境影响较小。

③生活污水

本项目各采气平台井站施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，其产生的生活废水利用钻井阶段修建的化粪池收集后，交当地城镇污水处理厂处理。

(4) 集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水以及施工人员生活污水。

①施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

②试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水分段产生，分段收集后回用于施工单位洒水降尘。

③生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地农民，施工人员租住在周边农户家中，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

(5) 施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将穿越 3 次小型沟渠，采取开挖的方式穿越，沟渠穿越点上游 500m 至下游 8.5km 均不涉及饮用水源及饮用水源保护区，施工期穿越工程开挖将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加，但这种影响是局部的，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有沟渠形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。本项目施工期穿越水体拟采取以下环境保护措施：

①工程开挖穿越河流段避开雨季进行施工，管道入沟后，覆土复原，并采取稳管措施，施工结束后，对水体内可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。

②在穿越沟渠施工过程中，应加强施工队伍的管理，严禁在河道范围内设置营地，严禁施工废料和生活污水排入沟渠中。

③在穿越水体的两侧禁止给施工机械加油或存放油品储罐，不准在穿越水体内清洗施工机械或车辆。

④防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中，防止设备漏油污染的主要措施包括：加强设备的维修保养、在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布、及时清理漏油。

⑥在穿越水体时，应尽可能控制施工作业面，避免对水体造成大面积扰动。

⑦管线分段施工，穿越各条河流沟渠的施工不宜同时进行。

⑧施工场地远离水体设置，禁止施工废水和固废进入周围水体造成污染。

综上所述，本项目施工期间无废水外排。结合区域内已实施气田开发施工经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.1.2 运营期水污染防治措施

本项目采气平台井站场运营期废水主要为气田水、检修废水和设备清洗废水，各类废水均收集于平台集液池内暂存，通过井区返排液管输至其他平台回用或至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准后排入南广河。

（1）废水暂存措施

本项目各平台集液池容积大小为 500~2000m³ 不等，均采取了重点防渗措施，根据长宁页岩气田已实施井气田水产生规律可知，单井气田水产生量最高峰约 300m³/d，各平台集液池仅用于废水暂存，长宁页岩气井区基本各平台间已部署返排液管道，各平台产生的气田水主要通过返排液管道输送，未连通返排液管道的平台则通过罐车转运至就近的已连通返排液管线的平台进行转输，因此集液池仅作为暂存池，可及时管输或罐车拉运至其他平台，集液池保留足够安全容量，同时集液池安装液面报警器，一旦液面超过安全警戒线，将会报警；同时建设单位安排专人定期对集液池进行巡视，雨天加强巡视，防止气田水发生泄漏。因此，各平台产生的生产废水暂存于各平台集液池可行。

（2）气田水回用可行性分析

采气期间，各平台产生的气田水主要成分仍为压裂返排液，本项目将根据长宁公司宁 201、宁 209 和宁 216 井区其他页岩气钻井平台建设进度情况，气田水优先用于区块其他井场压裂用水，做到水资源化重复利用，减少区块气井开发对当地水资源的占用，而现场废水不外排可最大程度避免对当地地表水体环境的影响。无法及时回用的气田水则转运至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后回用或达标外排，建设单位应协调好各井场压裂返排液的拉运，合理安排各井场压裂作业。

根据压裂方案，施工单位将对返排的压裂液进行预处理，然后回用于压裂液配制，拟采用的回用指标见下表。

通过对比回用指标参数，本项目气田水通过回用于配制压裂液技术可行。

(3) 长宁页岩气田返排液处理站（一期）依托可行性分析

本工程生产废水通过管道输送至长宁页岩气田返排液处理站（一期）进行处理，长宁页岩气田返排液处理站（一期）位于宜宾市珙县曹营镇曙光村，该废水处理站专业服务于周边区域页岩气压裂返排液，长宁页岩气田返排液处理站（一期）环评于 2019 年 11 月 1 日通过宜宾市珙县生态环境局审批，批文号为宜珙环审批〔2019〕15 号；于 2020 年 7 月 28 日取得宜宾市生态环境局下达的排放污染物许可证（证书编号 91511500083396484N003V）；于 2022 年 6 月完成了企业自主竣工环境保护验收。该项目目前运行正常。

长宁页岩气田返排液处理站（一期）设计处理能力为 7500m³/d，目前 2000m³/d 处置装置已开始使用，长宁页岩气田返排液处理站（一期）内拥有总容积为 1800m³ 返排液调节罐和 800m³ 返排液调节罐各 1 座，分别为 5500m³/d 处置系统和 2000m³/d 处置系统服务，可对外来压裂返排液进行水质调节。因此长宁页岩气田返排液处理站（一期）完全能够盛装项目的工程废水。通过调查，目前长宁页岩气田返排液处理站（一期）5500m³/d 处置系统和 2000m³/d 处置系统实际处理水量分别为 600m³/d 和 150m³/d，处理后的气田水优先通过管道输送至长宁页岩气田井区其他压裂平台配置压裂液，无法回用的达标外排，目前实际外排量约 500m³/d，因此长宁页岩气田返排液处理站（一期）剩余处理规模为 6750m³/d。

长宁页岩气田目前正处在稳产期，钻井施工较少，每年约 10 个平台钻井，约 30 口井在实施钻井工程，井区最大压返液日产生约 2000m³/d，优先回用于井区施工平台配置压裂液；井区内目前投产井 462 口，各采气平台井站处于采气衰退期，即使按照井区压返液产生最大量计算，压裂返排液和气

田水产生高峰约 3000m³/d，假设全部需转输至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理，该处理站剩余处理量约 4500m³/d，有足够的处理能力处理本项目新增的生产废水。

根据以上分析，返排液处理站为长宁页岩气田配套工程，专门处理处置长宁页岩气田在排采、生产过程中产生的压裂返排液、气田水等废水；长宁区块已形成压裂返排液管网，部分未连通压裂返排液管网的平台可采用罐车拖运+管道输送联合方式确保各平台废水能排入返排液处理站；返排液处理站建设 2 套废水处理工艺，每套处理工艺均由回用水处理系统和深度处置系统组成，充分考虑了水量波动情况、运营成本、废水回用等因素，既节约能耗、降低成本，能满足废水综合回用需求；返排液处理站已取得排污许可证，运营期间系统产水水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求，达到了设计指标要求；综上，本项目产生的废水依托长宁返排液处理站（一期）具有可行性。

此外，若项目在建设过程中根据实际需求，还可拉运至具有完善环保手续的回注井回注，或者拉运至其他污水处理站进行处理；一般考虑就近原则，以降低拉运过程中的废水泄漏风险，但应满足以下要求：

a.回注站处理：已办理完善的环保手续，有足够的回注空间和回注能力，能够正常进行回注作业，运行期间无环境遗留问题。

b.其他污水处理站处理：已办理完善的环保手续，有足够的处理能力；能够接纳项目废水水质指标，进行正常处理，并做到达标排放；不得稀释排放；运行期间无环境遗留问题。

（4）废水转运措施及要求

A.废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

B.运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意

清洁运输，防止废水泄漏。

C. 废水转运应建立交接联单制度，确保废水运至相应的目的地。

D. 废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

E. 废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

F. 承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

G. 废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

H. 废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

J. 废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

综上所述，本项目各平台井站生产废水均可得到合理的处理，废水的处理措施已为成熟的环保处理措施，符合环保要求，根据现场调查，未见生产废水乱排现象，至今为止，未出现废水泄漏污染环境事故，因此本项目废水治理措施可行。

9.1.3 退役期废水处理措施

随着气田开发不断进行，储量不断下降，最终进入退役期，按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）的要求对井口和管线进行封堵，对设备进行拆除，退役期产生的设备和管道清洗水回用于临近钻井井场配置钻井泥浆或压裂液，由于废水量少，主要污染物为石油类和氯化物等，回用措施可行。

9.2 大气污染防治措施

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气污染物主要为施工扬尘、焊接烟气、少量施工机具尾气和运输作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响，随着施工的结束而消失。施工期应采取以下大气环境保护措施：

(1) 施工单位必须加强施工区的规划管理。建筑材料的堆场应定点定位，并采取洒水防尘、抑尘措施，尽量避免大风天气作业，如在大风天气，对散料堆场应采用水喷淋法防尘，以减少建设过程中使用的建筑材料在装卸、堆放过程中的粉尘外逸，降低工程建设对当地的空气污染。

(2) 用汽车运输易起尘的物料时，要加盖篷布、控制车速，防止物料洒落和产生扬尘；卸车时应尽量减少落差，减少扬尘；运输车辆进出的主干道应定期洒水清扫，保持车辆出入口路面清洁、润湿，并尽量要求运输车辆放慢行车速度，以减少地面扬尘污染。另外，运输路线应尽可能避开村庄。

(3) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和颗粒物的排放。

(4) 管道焊接过程中还会产生焊接烟尘，选用优质环保焊条，其烟尘量产生量较少，由于施工现场地域开阔，空气湿润，经扩散及稀释作用后，焊接烟尘对周围空气环境基本无影响。

通过采取上述措施，本项目大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，措施可行。

9.2.2 运营期大气污染防治措施

运营期对大气环境的影响主要来源于非正常工况下设备、管道所排放的放空天然气。针对以上废气，本工程将采取如下防治措施。

(3) 全气田开发各工艺装置设施采用先进、可靠的工艺方案，生产过程为密闭运行，减小 CH_4 、非甲烷总烃 (NMHC) 的散失。根据针对不同源逸散的非甲烷总烃，分为物料储存转移和输送逸散、工艺过程、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散及周边污染监控五个部分进行分区管控。本工程工艺过程密闭，不与环境空气接触；对于设备与管线组件 VOCs (NMHC) 泄漏，根据相关设计的要求开展泄漏检测与修复，进一步监控 NMHC 的无组织逸散。

(2) 非正常工况下，各平台井场的检修废气利用站内放空立管放空。

以上防治措施均为页岩气开发过程中常用的处置措施，已广泛应用于其他类似项目，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，防治措施有效可行。

9.2.3 退役期大气污染防治措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量页岩气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封页岩气产层，防止页岩气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止页岩气泄漏，对环境的影响很小。

封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成台账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

此外，退役期施工产生的扬尘，通过洒水降尘，对周围环境影响小。

9.3 噪声污染防治措施

9.3.1 施工期噪声污染防治措施

采气平台井站、集输管网施工噪声采取以下污染防治措施：

①施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具，尽量选用低噪声的施工机械或工艺，从根本上降低噪声源强。同时加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生；

②合理布局施工机械，尽可能将施工机械布置在远离居民点的地方，并安放在临时建筑房内作业；

③合理安排施工强度，作好施工组织设计，将高噪声施工机械尽量远离周围的敏感目标，减轻施工噪声对周边环境的影响；

④合理安排施工作业时间，避免周边居民休息时间高噪声设备施工作业；

⑤为防止物料运输造成的噪声污染，除生产工艺要求或者特殊需要必须连续施工造成夜间施工外，禁止夜间施工作业；

井站及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过以往采气井站建设施工期噪声环境影响实际情况分析，本项目各井站建设施工采取上述措施

后，施工噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施合理、可行。

9.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及各平台井站单项工程运营期正常生产时，各井站噪声主要来源于节流阀、除砂器、汇气管、分离器和计量装置等设备产生的噪声，增压站噪声源主要来自增压机，返排液泵站噪声源主要为泵撬设备，将采取以下措施减少噪声污染：

(1) 场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪。

(2) 在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在井站工艺区中央，远离住户。

(3) 增压站将对增压机采取隔声罩隔声的措施，返排液转输泵站对泵撬设备将采取隔声罩隔声的措施。隔声罩配置整体隔音棚及消声单元，降低压缩机组噪声并抑制噪声的传播；距离降声罩外任何 30 米位置处的噪音不应超过 60dBA（昼）和 50dBA（夜）；

(3) 放空频率为 1~2 次/年，属于非正常工况。由于放空时间较短，一般控制在每次 30min 以内，因此，放空噪声对周围 100m 范围内居民的影响时间较短。建议建设单位采取与受影响的居民协商、安排临时撤离等措施。采取该措施后，放空噪声影响可接受。

通过以往平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，本项目各井站运营期采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

9.3.3 退役期噪声污染防治措施

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，井站和管线噪声源将不存在，退役施工期噪声通过合理安排作业时间，减少车流量等措施减轻对周围环境影响，退役期后其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

9.4 固废污染防治措施

9.4.1 施工期固废污染防治措施

项目施工期产生的固废为施工废料、生活垃圾等。

施工固废主要来自现场开挖产生的土石方，优先剥离 0.3m 厚表土各场站就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的场地绿化等用地用土），剩余土石方做到场地自行平衡，平台井站建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），因此开挖土石方产生量较小。管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，管道施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等，施工废料由施工单位收集后外售废品回收站处置。

每个站场施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，施工人生活垃圾产生量约 10kg/d，0.3t/单站场，19 个站场预计共产生 5.7t。施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期施工人员生活垃圾不集中产生和排放，依托当地乡镇、农村现有的生活垃圾收集储运系统处置。

B、施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道长 2.17km，管道施工废料的产生量约 4.34t，由施工单位收集后外售废品回收站处置。

以上固废处理措施简单可行，项目施工期采取的固废污染防治措施有效。

9.4.1 运营期固废污染防治措施

各采气平台均为无人值守站，运营期固体废物主要为排液时除砂器废渣、分离器废渣、清管废渣、集液池污泥和检修产生的废矿物油。

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页

岩气层随气体带出的少量砂砾，为一般工业固废。除砂器废渣产生量约为 2~10kg/次（计算时按 6kg/次计）。除砂器废渣仅计算开采初期 3 年，平均排砂 1 次/周，每年按 52 周计，则单个采气平台除砂器废渣产量为 312kg/a，本项目合计产生量约 23.71t/a。除砂器废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

检修废渣和清管废渣主要成分为井内杂屑、机械杂质等，属一般固体废物，产生量较少，清收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

各采气平台采用集液池暂存气田水，集液池需定期清掏，产生污泥，属于危险废物，收集后直接交由有危废资质单位处置，不外排，措施可行。

各采气平台井站检测产生的废润滑油属于危险废物，收集后直接交由有危废资质单位处置，不外排，措施可行。

本环评要求，项目施工期和运营期产生的工业固废的管理与处置严格按照《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ 1200—2021）相关要求执行，根据地方要求申请排污许可。

9.4.3 退役期固废处置措施

气井闭井后，对废弃采气树、井台和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交由危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其它垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定的建渣场处置，报废设备和管道交厂家回收。

9.5 地下水污染防治措施

本项目土壤污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

9.5.1 源头控制措施

本项目源头控制措施根据地下水导则的相关要求，并参考《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中的相关污染控制技术，为避免

污染事故的发生，在施工期和运营期分别在污染源头控制上提出了地下水污染防治措施，主要包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环境友好的原辅料，提出将污染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施。结合本项目在施工期和运营期各阶段设备、工艺等特征，需要采取的源头控制措施如下：

(1) 在施工过程中要做好污废水的回收及重复利用工作，尽量做到施工废水及时回收并不外排。施工期禁止在饮用水源保护区及其补给区、落水洞等区域设置施工营地和维修机械，禁止防治油桶等临时性设施。

(2) 施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民生活污水处置措施进行收集处置，不能容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。建设工程施工机械设备若有漏油现象要及时清理散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

(3) 施工期管道工程主要为对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，揭露地下水地段应加快施工，减少施工扰动时间。

(4) 采气井站应采用清污分流系统，在工艺区四周修筑内环沟，有助于收集井站内涉污区域的雨水；在井场四周修筑外环沟，便于排除场地外雨水等清水；集液池、放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水。

(5) 运营阶段产生的采出水由集液池暂存，优先回用，部分可回用于同区域配置压裂液，不可回用的气田采出水通过罐车或集输管道送至专门的污水站进行处理。

(6) 废水拉运车辆必须安装 GPS，转运过程做好转运台账，严格执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全

环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废水。

(7) 集输工程的清管作业、仪器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于站场的集污罐内，产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或回收利用。

(8) 生产期间要做好场站的日常巡查工作，避免管线、储罐、池体的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

(9) 在生产初期，排液量大时，采取有人值守模式，发现隐患及时消除。对该区域管道、站场设备、站场排污管道以及采出水池增加巡查频次，建立检查台账，有隐患的及时进行处理，确保站场设施处于良好的运行状态。加强与周围居民的沟通，加强与地方水资源、环境主管部门的对接与配合，定期检测当地居民饮用水水质状况。细化应急管理预案的编制、应急物资的储备、应急队伍的培训。确保应急情况下能做到快速响应，做到最大程度的减少对环境和水资源的影响。

(10) 运营期为了避免管道的渗漏，管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量。

(11) 根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，对管道采取不同的防腐措施和定期防腐防漏检测；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

(12) 优化管道选址，远离自然灾害易发点，加强管线巡视和标志设置，管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等构筑物及其它影响管道巡线和管道维护的物，，避免对管线产生破坏影响。在管道穿越区段、阀室等应定期频繁检查，发现问题及时修复，防止事故发生。

(13) 优化区块内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

(14) 服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的采出水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好

施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

本项目实施运营过程中通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护区块内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

9.5.2 分区防渗措施

(1) 防治分区划分

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准和规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。根据页岩气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，在采气阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的施工。

(2) 运营期分区防控措施

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在站场固废临时堆放区、污水处理区做好防渗、防漏措施，防止污染物对地下水造成污染，加强生产过程管理，杜绝跑、冒、滴、漏等污染行为。

集液池、井口区等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，地面、围堰及池体在满足耐久性要求的同时，需满足基础防腐蚀设计对于基础混凝土强度要求的规定；防渗措施建议采用抗渗混凝土，抗渗等级达到 P8 要求。

工艺装置区设施地面、增压区、放空区、环保厕所等设施地面、环保厕所需进行一般防渗，采取一般防渗后可以减缓污水下渗速率较慢，使得运营期站场发生地下水污染事故的可能性降低。防渗措施建议采用“混凝土+防渗膜”防渗，抗渗等级达到 P6 要求。

(4) 其他要求

由于本项目各场站工程内容各阶段不同，部分场地的环保设施属于依托工程，针对上述区域，本次评价针对依托工程的分区防控措施以检验其防渗

性能等级为主，如果其防渗性能满足相应等效防渗性的要求，则认为该设施完全可依托，能够满足项目要求防渗的需求；若其防渗性能不满足要求，则按照地下水导则要求重新进行防渗施工处置，使其达到相应防渗分区等级要求。

9.5.3跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见环境管理和监测章节。

9.5.4应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

(1) 制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

(2) 成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

(3) 建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、生态环境主管部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程

序，立即用电话向生态环境主管部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

(4) 相应的应急保护措施

一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，应急处置期间可利用其他井水或送水车应急供水解决群众饮水问题。

9.6 土壤污染防治措施

9.6.1 污染防治措施

(1) 井站采用清污分流系统，在井站四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水。

(2) 采气平台井站分离出的气田水暂存在集液池，集液池已按照相关要求进行了防渗，采用 0.5m 厚夯实粘土+10cm 砂砾层+10cmC30 砼混凝土面，内部井进行了防渗处理；工艺装置区采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实的防渗方式。

(3) 施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民自有的处置措施进行收集处置。施工现场的垃圾应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。机械设备若有漏油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。

(4) 生产期间要做好站场的日常巡查工作，避免输气、输水管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

(12) 服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响周边土壤环境。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对土壤环境

的影响。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.2 跟踪监测计划

本项目站场周边存在耕地等土壤环境保护目标，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每 5 年内开展 1 次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告土壤监测计划。

9.6.3 土壤污染应急响应

项目运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境主管部门，并积极配合生态环境主管部门抢险。

9.7 生态环境保护措施

9.7.1 施工期生态环境影响减缓措施

（1）对土地占用的减缓措施

①合理规划占地范围

永久占地，尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，严格控制占地面积。施工道路尽量利用原有公路，若无原有公路，则要根据设计方案，先修道路，后设点作业的原则进行。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

②严格控制占地范围

工作业带宽度、管线敷设施工的宽度控制在设计标准范围内，严禁超过标准施工作业带宽度，根据实际情况尽量缩小作业带宽度，特别是在生态公益林范围内施工，施工作业带宽度尽可能采用小型机械设备和人工开挖，以减少管线敷设临时占地的影响范围。对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，管沟开挖时的土石方堆放在管沟两侧施工作业带范围内，不得堆放在其他未经允许堆放的区域。

③严格把控占地时间

对耕地的占用时，应根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，且应提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

(2) 对水土流失的减缓措施

①采取工程措施降低水力侵蚀

施工时应在施工段做好截水沟、排水沟等排水及防渗漏设施，特别是雨季施工应加强这方面的工作，以避免松散土水载、冲刷、填埋农作物，淤塞河沟、污染水系。在开挖时应做到分层开挖，并堆放于指定的表土堆场，修建挡拦设施防止水土流失。

施工道路尽量依托已有道路，新建道路内侧修筑排水沟，外侧修筑浆砌石挡土墙进行防护。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

②维护植被覆盖率

在施工期，尽最大努力降低对乔木林、灌木林、草地等植被的破坏，施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，维护区域植被覆盖率，减少

区域水土流失状况。

(3) 对陆生植被的减缓措施

①合法合规占用林地

对占用林地路段，需经同级人民政府同意，报林业主管部门批准后，按有关规定如《中华人民共和国森林法》、《四川省林地管理办法》等办理用地审核、林木采伐审批手续，并进行补偿。

②加强施工人员的环保意识

施工期加强《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》有关对保护野生动植物的宣传力度，大力宣传保护植物的重要性。施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，不得随意砍伐植物，在开挖的工程中，如发现有国家重点保护植物，要报告当地生态环境主管部门，立即组织挽救，移栽他处。

③尽量减少临时用地的植被破坏

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；工程施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，集输工程不设置临时施工营地，减少因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

④保护珍稀保护植物及古树名木

根据文献资料、现场调查及访问，本项目站场、管线占地范围未发现国家重点保护野生植物及古树名木分布。本项目应制定重点保护野生动植物保护方案，管线施工过程中若发现珍稀保护植物及古树名木，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，禁止一切对珍稀保护植物及古树名木造成破坏、砍伐的行为。

⑤及时开展植被恢复工作

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，视沿线因地制宜实施：原为农田段，复垦后恢复农业种植；原为林地段，原则上复垦后恢复林地，不能恢复的应结合当地生态环境建设的具体要求，可考虑植草绿化。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧

各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，对这一范围内的林地穿越段，林地损失应按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。林地穿越段两侧各 5m 范围内以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化；林地穿越段两侧各 5m 以外的施工扰动区以植树绿化为主，树种尽量选择树冠开阔型，一定程度上有利于弥补因工程穿越所造成的林带景观分割。植物恢复措施物种禁止选取入侵物种。

（4）对陆生动物的减缓措施

①减缓对动物栖息环境的影响

本项目在选址、选线时最大程度地避开林地，尽可能不破坏区域森林植被，施工严格控制施工作业带，减少施工过程中所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

②降低对动物活动的干扰

减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰；在经过林地进行施工时，优化施工方案，抓紧施工进度，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，尤其是避开鸟类繁殖季节，同时尽量避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强对重点保护野生动物保护宣传

工过程中对施工人员加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》有关对重点保护野生动物的宣传力度，大力宣传保护重点保护野生动物的重要性和损坏、诱捕重点保护野生动物的惩罚条例，不得随意捕猎、驯养重点保护野生动物。

④恢复动物栖息环境

施工结束后及时进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造野生动物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

9.7.2 运营期生态环境影响减缓措施

工程在正常运营期间，除少量的管道维护外，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为生态恢复及加强管理。

(1) 生态恢复措施

项目运营期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。在输气管线沿线区域加强对临时占地区域的植被恢复工程的保护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道和实施与管道管理和森林保护无关的活动。

(2) 运营管理措施

运营期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

9.7.3 退役期生态保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。封堵后对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

对拟退役的废弃井（站）场、道路等修复时，应设计并制定生态修复方案，生态修复前要对废弃油（气）井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复方案的制定可参照《矿山生态修复技术规范第 7 部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）执行。

综上，根据前文对井区内已实施各单项工程现状调查结果，其采用的措施合理可行，进一步印证了本次新建工程继续延用原有措施是合理可行的。

9.8 温室气体管控措施

为贯彻《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035

年远景目标纲要》、《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，落实积极应对气候变化国家战略，强化大气污染防治与甲烷排放控制协同，科学、合理、有序控制甲烷排放，生态环境部联合有关部门制定了《甲烷排放控制行动方案》，方案中对油气田开发企业也提出来了具体要求，具体包括以下内容：“1）强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。2）推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放”。针对方案中提出的要求，本项目拟采取以下措施减少油气田开发过程中温室气体的排放。

（1）减少页岩气放空次数和放空量

尽可能减少页岩气放空次数和放空量，探索放空页岩气回收利用方式，建议将放空页岩气点火燃烧排放，减少 CH₄ 的排放。

（2）减少各井站甲烷逸散排放

- ①加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH₄ 的逸散；
- ②根据需要，不使用或少使用 CO₂ 灭火器。

（3）减少净外购电力排放

项目主要用能设备的选型、参数和能效等级要求应达到《电动机能效限定值及能效等级》（GB 18613-2020）等标准要求，不低于 2 级能效的产品，并参考《节能机电产品推荐目录》规定来选择高效节能产品。

根据标准《气田地面工程设计节能技术规范》（SY/T 6331-2013）中规定，对负荷变化较大或调节频繁的三相异步电动机驱动设备宜采用调速装置，建议循环水冷却塔风机、消防水泵、锅炉鼓引风机采用变频调速装置，便于根据负荷情况调整，节约电能，降低碳排放量。

9.9 环保设施及投资估算

本次产能建设各单项工程环保投资如下表。

详细内容见表 9.9-1~4。

本项目总投资约 1.8 亿元，环保投资总计 1600 万元，占总投资比例约为 8.89%。资金来源为企业自筹。

10 总量控制与碳排放建议

10.1 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

项目通过井区返排液管输至其他平台回用或至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于气田配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准后排入南广河。生活废水经化粪池收集后送至当地城镇污水处理厂处理，不核定废水总量。

本项目运营期各采气平台井站正常工况仅有无组织废气产生，放空废气为非正常情况下排放的废气，不申请总量。

10.2 碳排放建议

应对气候变化事关国内国际两个大局，是参与全球治理、构建人类命运共同体的重要平台和实现高质量发展、建设生态文明建设的重要抓手，同时也是一项事关国计民生的现实任务。习近平总书记多次就应对气候变化问题做出重要指示，在多个国际场合阐述了应对气候变化对构建人类命运共同体的重要性。

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在运营期间，建议条件允许的情况下，将各井站检修事故废气由直接放散改为点火后燃烧排放，大大减少甲烷所带来的温室效应。

11 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

11.1 社会效益分析

本工程的建设在缩小工业用气缺口、缓解民用气压力和提高保证率以及提供就业机会增加项目区居民收入等方面具有重要的社会效益。另外，管道工程建设需要大批钢材、建材及配套设备，可带动机械、电力、化工、冶金、建材等相关工业的发展。该工程的建设，是促进周边区域清洁能源使用的重大举措，对于缓解区域天然气供需矛盾，优化能源结构，建设环境友好型社会，具有重要意义，项目的建设符合国家产业政策，将使国内的能源配置更趋于合理，使得全国经济的效益在总体上大大提高，体现出中国能源供需的协调发展战略。

因此，本工程是造福沿线人民的幸福工程，在实施西部大开发战略、加快西部地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。项目具有良好的社会效益。

11.2 经济损益分析

根据气藏工程预测资料，长宁页岩气田单井总产量为 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ ，工程开采期内的经济效益达 44.22 亿元。

11.3 环境经济损益分析

11.3.1 环境经济损失分析

本工程的主要在施工期对生态环境产生影响，从而造成环境损失。针对

这些环境损失，结合现有的研究基础，采用一定的模型，同时根据本工程施工期采用的各类环保措施、国家相关的法律法规界定及地方政府的相关要求对本工程施工期环境损失进行货币化衡量。

(1) 生态环境经济损失

本工程生态环境经济损失突出表现为占地经济损失。项目占用永久基本农田面积***hm²，估算占地损失共约为 150 万元。

(2) 大气环境经济损失分析

施工期大气环境影响主要表现为施工占地的扬尘、机械尾气以及运营期站场挥发性有机废气、天然气放空废气等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对大气环境的影响较弱。

(3) 声环境经济损失分析

施工期声环境影响主要表现为施工场地的机械运转、设备噪声等方面的影响，运营期噪声影响较小，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对声环境的影响较弱。

(3) 水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为施工废水、生活污水等方面的影响，运营期主要为气田水的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期和运营期对水环境的影响较弱。

(4) 固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废环境影响主要表现为施工弃土石方、清管废渣、设备废油及含油固废等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对固废环境的影响较弱。

11.3.2 环境经济正效益分析

本工程的实施将提供清洁的页岩气能源，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。

(1) 减少环境空气污染物的排放量

天然气作为清洁能源，可以减少大气污染物产生量，改善环境空气质量，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。燃烧天

然气与燃油和燃煤相比，年产生 SO₂、烟尘量和 NO_x 量将大大降低，有助于项目市场调整区域能源结构、普及清洁能源使用、改善大气环境质量。

(2) 减少污染处理费用

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 1×10⁸m³ 天然气可减少 SO₂ 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本工程预计总产气量为 22.11×10⁸m³/a，以此推算，可减少 SO₂ 排放量约 26753t，减少 NO_x 排放量约 36481t，减少烟尘排放量约 89988t。

据统计，处理 SO₂、NO_x 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，工程建设后每年可节约 SO₂ 治理费 0.34 亿元，节约 NO_x 治理费 0.46 亿元，节约烟尘治理费 0.13 亿元。可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

11.4 环保措施投资

本项目总投资 1.8 亿元，其中环保投资 1600 万元，占总投资比例为 8.89%。

11.5 环境经济损益分析小结

本工程经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。该工程总投资 1.8 亿元，而开采期内的经济效益达 44.22 亿元，而为减缓工程建设环境影响投入仅为 1600 万元，可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目能有效改善沿线城市及农村天然气供应和储配系统，减少燃煤量和污染物排放量，有利于城市环境卫生改善，有利于沿线城市能源结构的改善和节能减排目标的实现。项目建成后将形成省内新的天然气管道输送配置系统，不仅能产生较大的经济效益，还具有节能减耗增效、环境安全等优势。本工程对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

12 环境管理及监测计划

12.1 企业环境管理现状

12.1.1 中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系

中国石油天然气集团公司的安全、环境与健康管理体系（简称为 HSE 体系）是按：规划（PLAN）—实施（DO）—验证（CHECK）—改进（ACTION）运行模式来建立的，即 PDCA 模式，HSE 管理系统见图 16.1-1。***

12.1.2 建设项目 HSE 管理体系

本项目涉及到的 HSE 工作均可依托四川长宁公司已建立的 HSE 管理机构实施。

12.1.3 环境管理

环境管理的内容包括：项目在建设期和运行期必须遵守国家、地方有关环境保护的法律、法规和标准，制定和调整项目环境保护目标，接受地方环境保护主管部门的监督，协调与有关部门的关系，以及一切与改善环境及保护环境有关的管理活动。

（1）施工期 HSE 管理体系

一、HSE 方针和目标

本项目开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标。

（1）各项活动都遵守国家及地方政府的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

（4）在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的原貌。

（5）加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物

要集中处理，不乱扔乱排。

(6) 对施工单位 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

二、组织机构和职责

(1) 组织机构

本项目施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 工程师。

(2) 职责

项目经理、HSE 部门经理、HSE 负责人和 HSE 工程师、全体施工人员按照 HSE 管理体系文件和 HSE 作业指导书各负其责，各行其职，认真、彻底、有效地执行 HSE 管理计划。

三、培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

- (1) 提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识
- (2) 从事环境保护工作的能力
- (3) HSE 管理体系文件的控制
- (4) 检查和审核
- (2) 运行期 HSE 管理体系

一、HSE 方针和目标

运行期管理遵循以下 HSE 方针。

(1) 遵守国家及地主政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

(2) 项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到页岩气开采对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

(3) 将 HSE 管理体系作为页岩气开采、集输、处理各环节管理制度的

重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于气田运行期管理的全过程中，使风险和环境影​​响降到最低限度。

(4) 有效地处理页岩气开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

(5) 按期检修各种设备、管道，应急响应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

(6) 上级主管部门对气田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

二、HSE 管理体系文件的控制

运行期 HSE 管理体系文件与开发建设期要求一样，并根据运行期的特点，进行相应补充。

三、检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，各单位要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

四、持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

12.2 施工期环境管理建议

(1) 建立有效的环保措施落实监督检查机制

建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

在施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①在施工现场的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带宽度，控制施工活动范围，禁止区域外施工作业，挖掘土石方应堆放在指定场所，并修建拦挡设施防止水土流失；

②控制施工过程中的扬尘产生、落实施工废水循环利用不外排措施；

③对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。

④按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水、固废严禁外排措施的执行情况；

⑥监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

⑦分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改。

⑧监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

（2）建立有效的环境管理机构

建设方应设专人负责各作业单元 HSE 管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

（3）建立完善的环保工作计划

1）在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

2）进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆出后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

12.3 运营期环境管理建议

(1) 台账管理

根据天然气井站运行管理规定要求、场地属地管理要求等行业规定，应对本项目执行人工巡视管理+远程监控管理，建立各井场井站运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。

(2) 环保设施运行及维护

本项目各单项工程（井站、管线）运营期环保设备设施运行管一厂统一负责，维护费用纳入项目部每年度的安全环保专项资金，按照公司专项资金管理规定支取使用。

采气运营阶段重点监督检查如下环保措施：

①气田水收集、贮存、转输符合环评文件要求，做到废水不外溢，不外排。

②井站自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境污染事故发生。

(3) 运营期管理计划

各单项工程施工结束后进入运营期，制定各单项工程运营期的环境管理计划、巡视计划、隐患整改流程计划、环保措施维护及记录管理计划等。

(4) 严格执行环境监督和审查制度

1) 全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保

规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

2) 环境保护审查

在施工完成投入运用后，根据项目环境影响报告，对工程进行环境保护审查，评估环境保护计划实施的效果。

12.4 环境监测及环境保护监控计划

12.4.1 大气监测计划

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2—2018）以及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），监测因子的环境质量每年至少监测一次，因此制定如下大气环境监测计划，大气监测计划见表 12.4-1。

表 12.4-1 大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次
运营期	环境空气	各井站厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 次

12.4.2 噪声环境监测

施工期和运营期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 11.4-2。

表 12.4-2 噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次
运营期	厂界及环境敏感点声环境	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次

12.4.3 地下水跟踪监测计划

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环境监测和管理。

根据地下水导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防治工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）等要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

监测点布设：本次跟踪监测点布设在原有现状监测点位分布的基础上，结合各场地上、中、下游位置和地下水补径排特征，同时兼顾各场地评价范围内地下水保护目标分布，保证每个场地上、下游各分布一个跟踪监测点的最低标准。本项目共布设地下水环境跟踪监测点 29 个，见图 11.5-1、表 11.5-4。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、钡、六价铬、氯化物、氟化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：每年监测一次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

其他要求：针对本项目的依托工程（如返排液处理站等），在本项目依托期间应对依托工程进行地下水跟踪监测，监测原则及基本要求同上，定期跟踪依托工程周边地下水环境的变化情况。

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施，同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

表 12.4-3 地下水环境跟踪监测点一览表

****。

12.4.4 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表 12.4-4，监测点位统计表见表 12.4-5。

表 12.4-4 施工期和运营期土壤监测计划表

监测阶段	监测点位	监测项目	监测频次
运营期	采气平台井站所在位置	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡	运营后每 5 年开展 1 次
	井站周边 200m 范围内的耕地		
备注：当监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测			

12.4.5 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），可开展常规生态监测，监测因子、方法、频次、点位等详见表 10.2-1。

表10.2-1 生态监测计划

监测对象	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
乔木、灌木、草本	植物种类、生长状态、物种多样性、覆盖度	可参照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》执行	建议在运行后的每 3-5 年在开展后评价过程中进行，选择植物生长旺盛期。	根据实际情况合理选择代表性位置

12.4.6 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相关要求，本项目投入生产运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独

开展环境影响后评价。建议本项目投产 3 年后开展一次环境影响后评价，以充分了解施工过程中对区域环境影响程度以及施工过程中是否存在环境遗留问题，同时根据运营情况，酌情加密开展环境影响后评价频次。

12.5 竣工环保验收

本项目竣工环境保护验收本评价建议对各单项工程实施分项分阶段竣工环保验收，可采用单项工程项目、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

13 环境影响评价结论

13.1 项目概况

根据国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目总体部署安排，预计长宁页岩气田 2024 年产能建设项目新增页岩气产能为 $22.11 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，项目建设内容包括共建设 19 项地面集输工程（新建 14 座采气平台井站、新建 2 座井站增压工程、扩建 3 座井站工程），4 条集输管线，长度共 2.17km。

项目总投资 1.8 亿元，环保投资 1600 万元，环保投资占总投资占比 8.89%。

13.2 项目相关政策、规划符合性

（1）产业政策

本项目为页岩气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（修订）规定鼓励发展类产业项目中的第七条第 2 条“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

（2）环保政策

本项目采取绕避措施，各单项工程与区域内自然保护区、文物保护单位、集中饮用水源地等环境敏感区空间不重叠，本项目不在禁止开发区等重点保护区范围内。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012-03-07 实施）等相关政策相符合。

（3）相关规划

本项目属于天然气开发建设项目，符合《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）、《四川省“十四五”能源发展规划》等规划相关要求。

本项目所涉及的各井场井站均不在当地乡镇规划区域内，不涉及城镇建设用地，项目不违背当地规划要求，与区域总体规划相容。

(3) “三线一单”

本项目为天然气开发项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9号）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期废水以及固废污染物不外排，运营期污染产生较少，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题，因此，项目的建设未在生态保护红线范围内，满足《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9号）和《宜宾市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（宜府发〔2021〕4号）中的生态环境管控要求。

13.3 环境现状评价结论

13.3.1 大气环境质量现状

根据项目所在区 2021、2022 年环境质量公报可知，本项目所在地兴文县和珙县为环境空气质量达标区，本次环评对项目所在区域环境空气质量进行了补充监测，监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，项目空气质量较好。

13.3.2 地表水环境质量现状

根据项目所在区域 2021、2022 年环境质量公报，本项目井区所在区域水环境质量较好。

13.3.3 地下水环境质量现状

本次地下水位调查点共有149个，本项目共设置了62个地下水水质监测点，本次评价除了铁、锰、总大肠菌群和菌落总数外，其余监测因子监测结果均满足地下水Ⅲ类水质量标准，总体上区域内地下水环境整体较好。

13.3.4 声环境质量现状

监测结果表明，项目所在区域敏感点监测点昼间、夜间噪声均能达到

《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

13.3.5 土壤环境质量现状

根据监测结果表明，项目监测点位土壤环境质量监测指标均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023）筛选值要求和土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，项目所在区域土壤环境质量较好。

13.3.6 生态环境质量现状

本项目各工程不占用自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不占用重点保护野生动物的重要栖息地、迁徙通道等，不占用国家重要湿地、省级重要湿地、一般湿地等湿地保护区，评价范围内无重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境，项目占用国家二级公益林。项目占地不涉及文物保护单位，未在饮用水水源地保护范围内。

评价范围内主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等，以农田生态系统为主。本项目新增占地类型主要为耕地，其次为林地，项目占地范围内无珍稀保护野生植物存在，无古树名木存在，无国家和地方政府列入拯救保护的极小种群野生植物分布。区块范围内受人类活动的干扰较大，该区域重点保护野生动物较少，项目建设对重点保护野生动物影响甚微。

13.4 已实施的先期项目回顾性环境影响评价

通过对气田先期实施的工程项目环境影响回顾性调查发现，各单项工程均能够较为认真地执行环境影响评价制度和“三同时”制度，在设计期、施工期认真落实环评文件各项要求；项目建设过程中，坚持工厂化作业，场地布置紧凑、场地选址结合地勘资料进行合理选择；工程采取了一系列有效的环保措施，包括污染防治措施、生态保护与水土保持措施、环境风险事故防范措施与应急预案、环境管理与环境监控措施，污染物可以做到达标排放，环评文件要求得到较好落实，先期实施的单项工程建设未对区域环境带来污染

影响，目前开展的施工期环境影响在当地环境可接受的范围内。

13.5 项目产排污及主要环保措施及环境影响

13.5.1 生态环境

本项目建设对生态环境的影响主要体现在工程占地对土地利用、土壤、陆生动植物及景观、生态系统完整性的影响，压裂取水对水生生态的影响，项目实施对周边生态敏感区存在潜在影响，区块多井场开发还将会对整个区域生态环境产生累积影响。

根据相关分析，本评价认为，区块开发总体对土地利用的影响小；对土壤的影响在采取相应措施，避免气田水、跑冒滴漏废油进入土壤后，对土壤的影响较小；对陆生动物的影响，主要是对耕地和灌丛的占用，损失一定的生物量，及影响部分村民的生产，但是影响范围小，采取一定补偿措施后对当地居民的生产生活不会造成大的影响，且不会影响区域内的珍稀保护植物；对陆生动物的影响，主要是干扰动物的活动空间，使其远离施工区域活动，但是不会造成动物在本区域消失或灭绝，且施工结束后这种影响将逐渐消失，对动物的影响较小；对水生的影响分析，对水生生态的影响主要集中在管线穿越的施工期，施工期会导致施工河段的水体悬浮物浓度上升，导致水生生物有一定的影响，但随着施工期的结束，这种影响会消失，因此对水生生态影响较小；对景观和生态完整性的影响分析，区块开发对其的影响也是短期、可逆的，施工结束后这些影响都能得到一定恢复，影响不大；对区块涉及的生态敏感区，井场选址、便道、输气管线等选线等工程都采取了绕避措施，尽量远离生态敏感区建设，对生态敏感区的影响小；由于项目以点状施工为主，井场之间有一定量的线性工程，但开发强度相对整个区域而言不大，且工程之间相距较远，叠加影响不显著。综上所述，本评价认为，项目生态环境影响在采取相应措施后可接受。

13.5.2 废水

本项目废水主要来源有各单项工程土建施工废水、试压废水、生活污水，运营期废水主要为气田水、检修废水和设备清洗废水等。

① 土建施工废水：各平台井站施工、站外管线敷设施工主要为土建施

工，产生少量施工废水，各施工场地收集后经简易沉砂处理后回用于施工现场混凝土养护和洒水抑尘作业，不外排，其环境影响小，当地环境可接受。

②试压废水：站内和站外管道均需清水进行试压，产生的试压废水清洁，主要污染物为泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水收集后用于区域施工洒水降尘和绿化用水，环境影响小，当地环境可接受。

③生活污水：主要为站场和管道施工期间施工人员产生的生活废水，施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，其产生的生活废水利用钻井阶段修建的化粪池收集后，交当地城镇污水处理厂处理或依托当地居民或旅馆等厕所处理。

④采气期间产生的气田水、清管废水和设备清洗水暂存于集液池，优先由罐车或者管道输送至其他钻井平台配置压裂液，无法回用的气田水通过井区管网转运至长宁页岩气田返排液处理站（一期）处理后优先回用于井区配置压裂液，无法回用的达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准后排入南广河，井站现场不外排。

13.5.3 废气

根据本项目工程分析，各单项工程废气产排污量均较小，对当地环境影响较小，重点为落实各项废气污染防治环保措施。

①施工期：废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘，施工机械、运输车辆排放的尾气，尾气中的主要污染物为CO、NO等，管道焊接过程中会产生少量焊接烟气。扬尘、CO、NO、焊接烟尘污染物将对环境空气造成一定程度的影响，工程结束后影响将不复存在。总的来说，采取洒水抑尘、密闭运输等大气污染防治措施后，工程施工对周边环境空气影响较小，可接受。

②运营期：废气包括站场设施逸散产生的少量天然气以及检修过程放空废气。根据预测，本项目站场采气阶段逸散天然气量较少，污染物主要为NMHC，经自然扩散后对无组织排放浓度能够满足《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB 51/2377-2017）标准限值要求。非正常工况下放空废气通过设置的15m高放空管排放，其持续时间短，频次低，

对周边环境空气影响小，环境影响可接受。

13.5.4 噪声

①施工期：施工噪声将对周边居民产生一定程度影响，施工期合理安排施工强度，做好施工设计和组织，加强施工区内机械设备管理，较强噪声源尽可能远离周边的敏感点；施工前加强与附近居民的沟通，争取他们的理解和支持。总的来说，由于施工周期短，且不在夜间施工，待施工结束后这种影响也随之消失。工程施工对站场周边和管道沿线声环境保护目标的影响可接受。

②运营期：各井站通过合理的平面布置，对噪声设备安装减震垫，增压机和输水泵等高噪声设备设置隔音罩，以及合理平面布置等措施减少噪声产生，各井站边界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现扰民问题。项目周边居民点声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准。

13.5.5 地下水

①施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期地下水评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，应第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测放喷池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；针对地下水相对敏感区域要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

②运营期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目运营期地下水评价等级为二级，结合运营期预测分析结果，运营期在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目建设对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，应第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期检查污水罐、方井、采出水管线等防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；针对地下水相对敏感区域要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

13.5.6 固废

①施工期：施工期产生的固体废物主要包括生活垃圾、施工废料、废包装材料和废弃泥浆等，生活垃圾分类收集后交当地环卫部门处置；施工废料回收利用、废包装材料外售废品回收站。施工期固体废物均得到妥善处置，对环境影响较小。

②运营期：运营期产生的固体废物主要为清管检修废渣、除砂器收集废渣等，经统一收集后交砖厂等资源化利用；集液池定期清掏的污泥以及检修产生的废油按照危险废物管理，收集后交具有专业处理资质单位回收利用。运营期固废均能得到妥善处置，对环境的影响很小。

13.5.7 环境风险

长宁页岩气田 2024 年产能建设项目属不含硫化氢的非常规天然气产能建设项目，受工程地质条件、钻采深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在天然气开采行业中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，通过加强管理和引入风险削减措施管控环境风险级别。与工程地质情况类似的相邻井区在钻井、压裂、采输环节中均未发生过井喷失控事故，本项目环境风险最大可信事故为井站页岩气泄漏、集液池泄漏、返排液管线泄漏等环境风险事故，最大可信事故发生的机率小；最大可信事故对项目区人身安全、健康、环境的后果影响在可接受范围内，但须尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，本项目区块气田产能建设项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制当地环境可接受范围内。

13.6 总量控制的建议

本项目生产废水均外委处置，生活污水环保厕所收集后委托当地城镇污水处理厂处理或依托管线沿线住户已有生活污水设施处理；运营期各采气平台井站正常工旷仅有无组织废气 NMHC 产生，无需申请总量。

13.7 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展信息公示，采取网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式，目前，公示期间收未收到任何公众提交的公众意见。

13.8 评价总结论

国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤、大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评要求完善环境风险事故防范措施和制定较详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防可控，环境可接受。项目得到周边公众的支持。

综上所述，国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目通过严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，从环境保护角度分析，国家级页岩气示范区长宁页岩气田 2024 年产能建设项目的建设是可行的。