中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部

海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目

环境影响报告书

（全文公示版）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部

环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

二〇二一年九月

目　录

概 述 1
一、建设项目背景及特点 1
二、环境影响评价过程 1
三、分析判定相关情况 2
四、主要环境影响及环境问题 3
五、环境影响报告书的主要结论 5
1 总 则 6
1.1 编制依据 6
1.2 评价目的、总体构思、内容及重点 11
1.3 评价时段 12
1.4 环境影响识别与评价因子筛选 12
1.5 环境功能区划及评价标准 17
1.6 评价工作等级、范围 24
1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性 32
1.8 环境保护目标 50
2 区域开发现状及回顾性评价 58
2.1 YS137 井区与区域页岩气开发位置关系 58
2.2 海坝区块开发现状 58
2.3 YS137 井区内已开发工程概况 59
2.4 已有工程与本项目及开发方案的关系 66
2.5 YS137 井区已有工程环境影响回顾 67
2.6 已有工程主要存在的环境问题及建议 77
3 项目概况 78
3.1 项目基本情况 78
3.2 气藏开发方案 79
3.3 项目组成及概况 82
3.4 工程主要原辅材料及来源 120
3.5 工程占地及土石方平衡 122
3.6 组织机构及定员 123
3.7 区块产能建设依托利用工程情况 114
4 工程分析 124
4.1 施工期工程分析 124
4.2 运营期工程分析 158
4.3 退役期污染源及污染物排放情况 173
4.4 工程产排污总体水平 173

4.5 平面布置合理性分析 177
4.6 总量控制 178
5 区域环境概况及环境质量现状 179
5.1 自然环境概况 179
5.2 环境敏感区分布情况 187
5.3 环境质量现状评价 188
5.4 生态环境现状调查 200
6 施工期环境影响评价 220
6.1 施工期生态环境影响分析 220
6.2 施工期大气环境影响分析 227
6.3 施工期地表水环境影响分析 231
6.4 施工期地下水环境影响分析 236
6.5 施工期噪声环境影响分析 245
6.6 施工期固体废物环境影响分析 253
6.7 施工期土壤环境影响分析 256
6.8 敏感区环境影响分析 259
7 运营期环境影响预测与评价 267
7.1 大气环境影响分析 267
7.2 地表水环境影响分析 267
7.3 地下水环境影响分析 268
7.4 噪声环境影响分析 275
7.5 固体废物环境影响分析 277
7.6 土壤环境影响分析 278
7.7 生态环境影响分析 280
7.8 区域开发累积环境影响分析 281
8 环境风险评价 287
8.1 评价依据 287
8.2 环境风险潜势初判 291
8.3 环境风险识别 296
8.4 风险事故情形分析 300
8.5 环境风险预测与评价 302
8.6 环境风险管理 305
8.7 环境风险评价小结 320
9 环境保护措施可行性论证 321

9.1 水污染防治措施..... 321
9.2 大气污染防治措施..... 330
9.3 噪声污染防治措施..... 332
9.4 固废污染防治措施..... 333
9.5 地下水污染防治措施..... 341
9.6 土壤污染防治措施..... 350
9.7 生态环境保护措施..... 352
9.8 环保设施及投资估算..... 360
10 环境影响经济损益分析 366
10.1 社会效益分析.....366
10.2 经济效益分析.....366
10.3 环境经济损益分析..... 367
11 环境管理与监测计划 369
11.1 企业环境管理现状..... 369
11.2 施工期环境管理建议..... 369
11.3 运营期环境管理建议..... 370
11.4 环境监测及环境保护监控计划.....372
11.5 竣工环保验收.....374
12 结 论 378
12.1 项目概况.....378
12.2 外环境现状和环境保护目标.....378
12.3 区域开发现状及回顾性评价结论.....378
12.4 环境质量现状评价结论..... 379
12.5 施工期环境影响分析结论..... 380
12.6 运行期环境影响分析结论..... 383
12.7 环境风险评价结论..... 385
12.8 环境保护措施有效性结论..... 385
12.9 总量控制.....387
12.10 公众参与.....388
12.11 综合评价结论..... 388
12.12 建议.....388

概 述

一、建设项目背景及特点

浙江油田公司海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目位于四川省泸州市叙永县境内，属于中国石油天然气股份有限公司滇川筠连-威信地区天然气页岩气煤层气勘查探矿权范围，位于矿权范围东北侧的海坝区块内。海坝 YS137 井区面积约 141.38km^2，目的层为**组-**组，开采气体为不含硫化氢的页岩气，井区设计总产能规模***。

2021 年 7 月，中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部下发了《关于组织实施海坝 YS137 井区页岩气产能建设平台前期工作的通知》（***），决定实施海坝 YS137 井区产能建设工作。项目拟部署 17 个平台共 126 口井，并配套建设地面集输工程。其中，有 7 个井场共 32 口井已在前期单独开展环评并取得批复，本次评价将其产气规模纳入 YS137 井区产能建设，其尚未实施的钻采工程内容仍按照原设计和环评相关措施要求继续实施，本次不再重复评价。

本项目总投资***万元，其中环保投资***万元。

二、环境影响评价过程

依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本项目属于“五、石油和天然气开采业07—8、陆地天然气开0721”中的新区块开发项目，项目属于涉及环境敏感区（永久基本农田）的建设项目，应编制环境影响报告书。

2021年7月，中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部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。2021年8月取得四川力博检测有限公司出具的环境质量现状监测报告。

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《海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书》。

三、分析判定相关情况

（1）评价等级判定

根据各要素环境影响评价技术导则的具体要求，并结合项目工程分析成果，判定项目大气环境评价等级三级、地表水评价等级为三级 B、地下水评价等级为二级、声环境评价等级为二级、风险评价等级为二级、土壤环境评价等级为二级，生态环境评价等级为三级。

（2）产业政策符合性判定

本项目系页岩气开发工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》规定鼓励发展类产业项目中的第七类第 2 条（“页岩气、油页岩、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。

（3）规划、政策符合性判定

本项目符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》、《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》、《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》、《长江经济带生态环境保护规划》、《四川省生态功能区划》等，项目部署的平台和集输管线均不涉及城市规划范围及城镇规划区范围。

根据调查，同时咨询泸州市叙永生态环境局，本项目各单项建设内容均不在划定的四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发[2018]24 号）的相关要求；符合《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9 号）的相关要求。

本项目在深化项目环评“放管服”改革、强化生态环境保护措施、清洁生产、污染治理、运行风险及环境管理等方面满足《关于进一步加强石油

天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）以及《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

（4）选址合理性判定

本项目新增钻井平台、站场及集输管道占地均不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等环境敏感区。项目部分建设工程涉及占用叙永县永久基本农田，根据《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规[2019]4 号）要求，石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井，在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收手续，按规定补划永久基本农田。

本项目属于重大民生工程，各单项工程施工前，建设单位均将按照相关要求办理用地手续，因此，项目符合《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）相关要求，选址合理。

四、主要环境影响及环境问题

（1）主要环境影响

本项目为页岩气产能建设工程，其主要环境影响涉及生态影响和污染影响两种类型的环境影响，并具有一定的潜在环境风险影响和不确定性，同时还具有环境影响及环保措施可借鉴性的特点。

① 主要生态影响

生态环境影响主要体现在：工程占地占用土地、压占植被、破坏土壤结构，占地及土石方工程施工产生水土流失，采气站场等永久占地会在相当长的时期内改变用地性质，集输管道建设过程以及建成后一定时期内破坏植被结构并在施工作业带产生水土流失影响和景观破坏。

② 主要污染影响

施工期主要有钻井废水、试压废水、压裂返排液、水基钻井固废（废钻井泥浆、岩屑）、钻井设备噪声、扬尘、钻井柴油机废气等；运行期主要有采气站无组织挥发性非甲烷总烃、气田水以及设备运行噪声。

③潜在的环境风险影响

页岩气产能建设区块开发项目所涉及的主要环境风险物质包括主要产品甲烷和项目需要使用的燃料柴油。风险物质页岩气可能发生的环境风险类型主要包括钻井作业过程及采气过程发生的井喷、火灾和爆炸，页岩气集输过程中的泄漏、火灾和爆炸；风险物质柴油可能发生的环境风险类型主要为泄漏引起的地表水、地下水及土壤环境污染影响。此外，潜在的环境风险影响还包括项目钻井过程中发生的井漏、泥浆和污染物泄漏引起的地表水、地下水及土壤环境污染影响，气田采出水储运及处理过程中泄漏而引起的地表水、地下水和土壤环境污染影响等。

④不确定性

页岩气开发具有井下决定地面的特点，且选址受地面建构筑物以及周边环境限制；虽然前期在区块内实施了相应的页岩气勘探开发工作，但仍然不能精确的保证新部署页岩气平台的产气效果。因此，存在区块内部单项工程实施方案微调的情况，比如平台位置微调、不同平台内的井口数量实施微调和集输管道线路微调等情况，但微调在区块总体产能建设目标的范围内实施。

⑤环境影响及环保措施可借鉴性

本项目所在区域已实施部分页岩气钻井平台，已实施的页岩气钻井平台产生的环境影响以及成功的环保措施，对本项目YS137井区产能建设具有借鉴意义。本项目所在区域及临近的太阳-大寨区块已实施有集输管道工程以及集气站工程可为本项目提供依托。

（2）主要环境问题

本环评过程关注的主要环境问题如下：

①总体分析YS137井区内生态环境的概况及变化趋势，对井区范围内已实施钻井平台、站场、管线等单项工程的环境影响进行回顾性评价，及时发现存在的环境问题并提出解决方案。

②根据区块产能建设规模和时序进程，分析判断区域自然资源、环境质量（主要为地表水、地下水、环境空气）、环保基础设施资源（钻井固废依托地方水泥厂、砖厂等综合利用）的可承载性，从而提出优化产能建设规模和时序进程的环保建议。

③项目新增的钻井工程关注钻井废水产生及处置情况，不能回用的废水转运至附近回注井站回注，分析回注可依托性；钻井过程中产生水基钻井固废、含油固废等处置方式可行性、有效性和可靠性；

④项目地面集输管线工程主要来源于管道开挖、回填等工艺过程，环境影响主要为生态型影响，重点关注对评价范围内农田、河流、植物和动物及其生境的环境影响。

⑤关注施工过程中施工场地跑冒滴漏对项目所在区域土壤尤其是周围耕地等农用地的土壤环境影响以及污染防治措施的可行性、有效性。

⑥对井区内前期已实施工程的环境影响进行回顾性调查，关注是否存在遗留环境问题。

五、环境影响报告书的主要结论

海坝YS137井区页岩气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页岩气储量，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，建设项目选址合理。通过严格落实行业规范、按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。从环境保护角度分析，海坝YS137井区页岩气产能建设项目是可行的。

本报告编制过程中得到了四川省生态环境厅、四川省生态环境评估中心、泸州市生态环境局、泸州市叙永生态环境局等相关职能部门以及中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部、四川力博检测有限公司等单位的大力支持和帮助，在此一并表示衷心的感谢！

1 总 则

1.1 编制依据

1.1.1 环境保护法律和法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29修正）。

（3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29修订）；

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

（3）《中华人民共和国水法》（2016.7.2修订）；

（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》（2018.10.26修订）；

（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》（2018.10.26修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2010.10.25修订，2011.3.1实施）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.2.29，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，2018.1.1实施）；

（15）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1实施）。

1.1.2 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，1996.8）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号，2017.6.21通过

常务会议，2017.10.1施行）；

（3）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38号，2000.1**）；

（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）《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》（国发[2016]74号，2016.12.20）；

（6）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8修订）；

（7）《土地复垦条例》（国务院令592号，2011.3.5实施）；

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

（9）《全国生态保护与建设规划》（2013~2020年，2013.10）；

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

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

（12）《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，2016.11.24）；

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

（14）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7修订）。

1.1.3 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》（环保部公告2012年第18号，2012.03.07实施）；

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

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

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

（12）《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办[2014]48号）；

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

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

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

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

（17）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38号）；

（18）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发[2007]165号）；

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

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

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

（22）《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）；

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

（24）《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；

（25）《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）。

1.1.4 地方行政规章及规范性文件

（1）《四川省重点保护野生动物名录》（1990.3.12）；

（2）《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000.9.13）；

（3）《四川省永久基本农田保护实施细则》（1996.2.29）；

（4）《四川省环境保护条例》（2017年9月22日修订）；

（5）《四川省危险废物污染环境防治办法》（2004.1.1）；

（6）《四川省生态功能区划》（2010年）；

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

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

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

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

（11）《四川省灰霾污染防治实施方案》（川环发[2013]78号）；

（12）《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018.7.26修订）；

（13）《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“十三五”生态建设和环境保护规划》（2016.12）；

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

1.1.5 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）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

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

（10）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）；

（11）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

（12）《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）。

1.1.6 页岩气开采行业技术规范

（1）《页岩气钻前工程作业规范》（Q/SY 16005-2017）；

（2）《页岩气平台钻前土建工程作业要求》（NB/T 14021-2017）；

（3）《页岩气**井钻井作业技术规范》（NB/T 10252-2019）；

（4）《页岩气井试气技术规范》（NB/T 14014-2016）；

（5）《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）；

（6）《页岩气井压裂设计规范》（Q/SY 1852-2015）；

（7）《页岩气井压裂施工规范》（Q/SY 1853-2015）；

（8）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；

（9）《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）；

（10）《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》

（SY/T6283-1997）；

（11）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

（12）《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；

（13）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（14）《石油天然气井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

（15）《井下作业安全规程》（SY 5727-2014）；

（16）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）；

（17）《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2014）；

（18）《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）；

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

（20）《油井井下作业防喷技术规程》（SYT5974-2014）；

（21）《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY_T5225-2019）；

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

（23）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（24）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（25）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；

（26）《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；

（27）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）。

1.1.7 项目资料

（1）海坝 YS137 井区内现有工程环评报告及批复；

（2）海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目相关设计资料等。

1.2 评价目的、总体构思、内容及重点

1.2.1 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，对页岩气开发施工期、运行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；根据区域现有工程运行产生的实际影响，以及后续开发单项工程（井场、站场、管线）与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；根据环境风险评价结果，提出施工期和运行期的环境风险防范措施，使工

程建设对环境产生的不利影响降到最低程度，为工程的设计、建设及运行期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.2.2 评价总体构思

（1）对海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目所辖范围内井场、站场、集输管线等开发情况进行总体调查，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）要求，重点回顾 YS137 井区区块开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况、存在的环保问题等；

（2）由于项目涉及多个场地，根据各单项工程特点、所在地区的环境特征以及各环境要素导则评价等级判定技术方法，本次评价按各场地分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作，报告书总体等级以各单项工程最高评价等级确定；

（3）基于项目特点及区域内已实施工程的实际产排污资料，开展本次项目工程分析、产排污分析和环保治理措施有效性评价工作。

1.2.3 评价内容及重点

主要评价内容包括：概述，总则，区域开发现状及回顾性评价，项目概况，工程分析，区域环境概况及环境质量现状，施工期环境影响分析，运营期环境影响预测与评价，环境风险评价，环境保护措施可行性论证，环境影响经济损益分析，环境管理与环境监测计划，环境影响评价结论。

评价重点：以井区开发现状及回顾性评价和项目概况及工程分析为基础，以环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施及其经济、技术论证等内容为评价重点。

1.3 评价时段

评价时段主要为施工期、运营期，兼顾退役期。

本项目钻井工程以施工期为重点，内部集输工程以施工期、运营期为重点，同时兼顾退役期。

1.4 环境影响识别与评价因子筛选

根据页岩气开发项目建设特点以及本项目工程内容及开发方案，本次海坝YS137井区产能建设项目对各单项工程项目分为施工期、运营期和退

役期，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。

1.4.1 环境影响识别

施工期影响主要为井区内拟部署17个平台的平台钻井工程（包括钻前工程、钻井工程和储层改造测试工程）、17座采气站场建设、2座集气增压站建设和12条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。此外，平台钻井工程的钻井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井固废、压裂返排液等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置，否则将会对当地环境产生很大的环境影响。

运行期影响主要为17座采气站场、2座集气增压站以及12条共计73.1km的集输管道运营产生，正常情况下排污主要来自井场、站场等工艺过程中产生的少量废气、采气废水、生活垃圾等。

退役期影响主要为各种生产、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。

（1）施工期影响要素识别

①施工期生态环境影响

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

②施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自钻井废水、压裂返排液、施工人员在施工

作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井固废（废泥浆及岩屑）、废油、生活垃圾和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、压滤机、离心机、挖掘机、压裂车等。

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、清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。

（2）运行期环境影响影响要素识别

页岩气产能建设运行期间对环境的影响分为正常和事故两种情况。

① 正常工况

正常运行状况下，页岩气全线采用密闭输送，且工程自动化程度较高，没有污染物排放。因此，运行期主要废气污染源为采气站内无组织排放的少量非甲烷总烃废气；主要废水污染源为各采气站场、集气站气液分离产生的气田水；噪声源主要为各采气站工艺设备气流噪声；固体废物主要为清管检修废渣、除砂器砂砾以及集气站污水预处理设施产生的污泥。

②非正常工况

非正常工况时，系统超压和站场检修时经放空装置点火燃烧后排放的废气、排放噪声对大气环境和声环境的影响。

（3）退役期环境影响识别

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。

本项目环境影响因子和影响因素识别结果统计情况见表1.4-1。

表 1.4-1　工程环境影响要素识别结果统计表

时段	环境影响因素			主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
施工	钻井工程	废气	测试放喷废气	NO_x	—	√								

期		废水	钻井废水	COD、SS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			洗井废水	COD、SS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			初期雨水	COD、SS、石油类	-		√	√		√				
			方井雨水	COD、SS、石油类	-		√	√		√				
			生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
		固废	岩屑、废泥浆	/	—			√		√	√			
		噪声	钻井设备噪声	/	—				√					
		风险	井喷、井漏	CH_4	—	√	√	√						
		生态	井场及道路	占地、动植物影响	—					√	√	√	√	
	内部集输工程	废气	施工机械和车辆尾气、焊接烟尘	NO_x、CO、烃类	—	√								
		废水	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
			管道试压排水	悬浮物	—		√							
		固废	施工废渣和生活垃圾	/	—			√		√	√			
		噪声	施工机械和车辆噪声	/	—				√					
		生态	站场建设	水土流失、动植物影响	—					√	√	√	√	
			管道敷设、施工便道	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	—					√	√	√	√	
		其它	雇用当地劳动力	对当地社会经济的拉动	＋＋									√
运行期	采气站场、内部集输工程	废气	清管检修、事故放空	NO_x	—	√								
			无组织废气	非甲烷总烃	-	√								
		废水	气田水	COD、SS、Cl^-	—		√	√		√				
			生活废水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						

		固废	清管、检修废渣	氧化铁等机械杂质	—			√		√	√			
			生活垃圾	/	—			√		√	√			
		噪声	设备及气流噪声	/	—				√					
		风险	站场天然气泄漏	CH_4	——	√								
			管道破损天然气泄漏	CH_4	——	√								
退役期	废弃管道设备锈蚀、固废			Fe_2O_3 等	—			√		√	√			
	生产设施的停用、拆除和土地恢复			/	++					√	√	√	√	
备注：“——”为负影响较大；“—”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。														

1.4.2 评价因子筛选

根据当地环境特征及前文识别结果，确定本项目环境评价因子如下：

（1）现状调查评价因子

声环境：等效声级。

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

地表水环境：pH、COD、BOD_5、氨氮、石油类、六价铬、SS、TP、硫酸盐、氯化物、硫化物。

地下水环境：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，结合本区域内已实施同类型项目的污废水监测报告，本项目地下水环境影响评价因子为：

①背景离子（K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}）；

②基本水质因子（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、硫化物、总大肠菌群、细菌总数）；

③特征因子（COD、石油类、氯化物）。

土壤：土壤理化性质；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯

乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；钡离子；镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；石油烃、氯化物、硫酸盐。

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

（2）环境影响分析因子

声环境：等效连续 A 声级；

环境空气：施工期：颗粒物、氮氧化物；运营期：非甲烷总烃、氮氧化物。

地下水：化学需氧量、石油类、氯化物。

固体废物：表土、土石方、水基钻井固废（岩屑和废弃钻井泥浆）、废油、生活垃圾以及运营期清管检修废渣。

土壤环境：石油烃、硫酸盐、氯化物。

生态环境：土壤侵蚀、土地利用、地表植被、动物。

环境风险：甲烷泄露、气田水泄露。

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

根据四川省环境功能区划相关文件，确定本项目所在地环境功能区划情况见表 1.5-1。

表1.5-1　环境所在区域功能区划情况

序号	项目	功能属性及执行标准
1	环境空气	环境空气二类区
2	地表水环境	III 类地表水环境功能区，水体功能为饮用、灌溉、泄洪、养殖、发电等，属长江水系。
3	地下水环境	评价区内地下水功能主要为提供当地分散居民生活用水、农牧业生产的水资源和维持地表植被生态系统稳定，因此参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准功能。
4	声环境	声环境 2 类区、4a 类区
5	土壤环境	《土壤环境质量农用地土壤污 染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）二类筛选值
6	生态功能	区域生态功能区划属于“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-5-2 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区”。该区域主要生态服务功能为矿产品提供功能、生物多样性保护功能、土壤保持功能。

1.5.2 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，具体浓度限值见表 1.5-2。

表 1.5-2　环境空气质量标准(μg/m^3)

污染物名称	取值时间	浓度限值	污染物名称	取值时间	浓度限值
SO_2	1 小时平均	500	NO_2	1 小时平均	200
	24 小时平均	150		24 小时平均	80
	年平均	60		年平均	40
CO	1 小时平均	10mg/m^3	O_3	1 小时平均	200
	24 小时平均	4 mg/m^3		日最大 8 小时平均	160
PM_{10}	24 小时平均	150	$PM_{2.5}$	24 小时平均	75
	年平均	70		年平均	35
非甲烷总烃	1 小时平均	2 mg/m^3			

（2）地表水环境质量标准

本项目区块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。相应的标准详见表 1.5-3。

表 1.5-3　地表水环境质量标准限值(mg/L，pH 无量纲)

污染物	pH	BOD_5	COD	NH_3-N	硫化物	石油类	TP	氯化物
Ⅲ类标准	6~9	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2	≤0.05	≤0.2	≤250

（3）地下水环境质量标准

评价区地下水环境功能主要依据《全国地下水功能区划分技术大纲》、《地下水功能评价与区划技术要求》和《地下水质量标准》的有关要求划

分，同时结合现场调查走访情况，对区内地下水类型、地下水开发利用情况、居民生活用水情况、农牧业用水情况和生态植被环境状况进行了调查，评价区内主要赋存松散岩类孔隙水、碎屑岩类裂隙（孔隙）水、碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞水、碳酸盐岩类裂隙-溶洞水，地下水时空分布不均，埋藏深浅不一；碎屑岩类裂隙（孔隙）水、碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞水、碳酸盐岩类裂隙-溶洞水是区内居民生活、农牧业生产和植被赖以生存的主要来源。综合以上分析可知，评价区内地下水功能主要为提供当地分散居民生活用水、农牧业生产的水资源和维持地表植被生态系统稳定。因此，为了保护和维持区内地下水环境质量现状，本次评价项目所在区域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。地下水环境质量标准中未列及的石油类、化学需氧量参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水标准，详见表 1.5-4。

表 1.5-4　地下水质量标准限值（mg/L，pH 除外）

项目	pH	氨氮	铁	锰	石油类
浓度限值	6.5~8.5	≤0.5	≤0.3	≤0.1	≤0.05
项目	硫酸盐	耗氧量（COD_{Mn} 计）	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450
项目	氟	铬（六价）	铅	砷	汞
浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001
项目	挥发性酚类	氰化物	钡	硫化物	总大肠菌群
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤0.7	≤0.02	≤3
项目	化学需氧量	氯化物	溶解性总固体	镉	细菌总数
浓度限值	≤20	≤250	≤1000	≤0.005	≤100
备注	总大肠菌群单位：MPN/100mL；菌落总数单位：CFU/mL；pH 无量纲；其他指标单位：mg/L。				

（4）声环境质量标准

项目所在区域为农村区域，区域声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，交通干线两侧声环境质量执行《声环境质

量标准》(GB3096-2008)4a 类功能区标准，声环境质量标准详见表 1.5-5。

表 1.5-5　声环境质量标准　　单位：dB（A）

评价标准	功能区类别	昼间值	夜间值
声环境质量标准(GB3096-2008)	2 类	60	50
	4a 类	70	55

（5）土壤环境质量标准

农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值，详见表 1.5-6；建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），详见表 1.5-7；石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 1.5-8。

表 1.5-6　农用地土壤污染风险管控标准（基本项目）　单位：mg/kg

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

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

表 1.5-7　建设用地土壤污染风险管控标准　　单位：mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140

镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500
汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10
氯甲烷	12	37	21	120
1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1,2-二氯苯	560	560	560	560
1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280
苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	45000
苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151

苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
䓛	490	1293	4900	12900
二苯并[a，h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
萘	25	70	255	700

表 1.5-8 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准（特征因子）

单位：mg/kg

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

1.5.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运行期非甲烷总烃无组织排放执行《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）；施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），具体标准值见表 1.5-9。

表 1.5-9 大气污染物排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	最高允许排放速率(kg/h)	无组织排放监控浓度限值（mg/m^3）	备注
施工场地扬尘	TSP	/	/	0.25	《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）
站场废气	非甲烷总烃	/	/	2.0	《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）
其他废气	NO_x	240	1.3(20m) 4.4(30m)	0.12	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	颗粒物	120	5.9(20m) 23(30m)	1.0	

（2）废水

本项目钻井工程钻前以及管道工程施工废水循环利用，不外排；钻井

废水、运营期清管检修废水、气田水均优先回用于区域压裂用水，无法利用的转运至区域会注井回注；生活污水经旱厕收集后，委托给当地环卫部门转运至就近乡镇污水处理厂处理。本项目施工及运营期间废水均不外排。

（3）噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运行期集气站厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，详见表 1.5-10。

表 1.5-10　　厂界噪声排放标准　　单位：dB(A)

类　别	昼间	夜间	时段
GB12348-2008 中 2 类	60	50	运行期
GB12523-2011 限值	70	55	施工期

（4）固体废物污染控制标准

本项目固体废物主要为钻井施工水基钻井固废（废泥浆和岩屑）、含油固废、生活垃圾和运营期清管检修废渣等。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)等3项国家污染物控制标准修改单的公告》(环境保护部公告2013年第36号文)。

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)以及《一般固体废物分类及代码》（GB/T39198-2020）。

钻井工程各井段钻井泥浆全部采用水基钻井泥浆体系，水基钻井泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，类比其他天然气钻井井场水基钻井废弃泥浆相关参数资料，水基泥浆钻井固废参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599 -2020)中第Ⅱ类一般工业固体废物进行控制。含油固废现场贮存、转运按照危险废物进行管理，严格落实危险废物登记、联单管理制度。

管线施工期和运营期清管废渣参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)中第I类一般工业固体废物进行控制。

1.6 评价工作等级、范围

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

1.6.1 生态环境

（1）评价等级

本项目包括钻井工程、地面集输工程，其中新建管道全长约 73.1km，新增占地 93.63hm^2,（临时占地 92.13hm^2、永久占地 7.16hm^2，除 YS137H12 集气增压站外，其余站场、标志桩等永久占地均位于临时占地范围内）。

海坝 YS137 井区区块范围及站场、集输管线占地和影响区域内均不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地等生态敏感区。根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）的划分等级表进行判断，本项目生态影响评价工作等级定为三级，详见表 1.6-1。

表 1.6-1　　生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围			项目基本情况	等级
	面积 ≥20km^2 或者长度 ≥100km	面积 2km^2~20km^2 或者长度 50km~100km	面积≤2km^2 或者长度 ≤50km		
特殊生态敏感区	一级	一级	一级	新建管道全长 73.1km≤100km，新增占地 93.63hm^2≤2km^2，区域为一般区域。	三级
重要生态敏感区	一级	二级	三级		
一般区域	二级	三级	三级		

（2）评价范围

本项目生态评价范围为站场外扩 1km 范围，管线外扩 200m 范围。

1.6.2 环境空气

（1）评价等级

本次产能建设工程涉及钻井工程、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地面集输工程为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气，由于施工期较短暂，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。根据环境影响识别，地面

集输工程选取非甲烷总烃为候选因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

C_{0i}—环境控制质量标准，mg/m^3，取 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准浓度限值。

表 1.6-2　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《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

表 1.6-3　　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	Pmax≥10%
二级	1＜Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%

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

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用 EIAProA2018 中估算模式对上述污染物的影响程度和范围进行估算，估算参数见下表 1.6-4。

表 1.6-4　　估算模型参数表

参数		
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数	/
最高环境温度/℃		40.3
最低环境温度/℃		-1.1
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		中等

是否考虑地形	考虑地形	是
	地形分辨率/m	90
是否考虑岸边熏烟	考虑岸线熏烟	否

根据预测结果，运营期平台及集气站最大占标率Pmax均小于1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），因此项目评价等级为三级评价。

表 1.6-5　无组织废气大气估算模式计算结果列表　ug/m^3

名称	预测因子（非甲烷总烃）		
	最大落地浓度占标率（%）	最大落地浓度出现的距离（m）	$D_{10\%}$（m）
YS137H2	＜0.01	87	＜0
YS137H5	＜0.01	87	＜0
YS137H7	＜0.01	86	＜0
YS137H8	＜0.01	87	＜0
YS137H9	＜0.01	87	＜0
YS137H10	＜0.01	86	＜0
YS137H11	＜0.01	86	＜0
YS137H12	＜0.01	86	＜0
YS137H13	＜0.01	87	＜0
YS137H15	＜0.01	86	＜0
YS137H18	＜0.01	86	＜0
YS137H6	＜0.01	87	＜0
YS137H14	＜0.01	87	＜0
YS137H16	＜0.01	87	＜0
YS137H17	＜0.01	87	＜0
YS137H19	＜0.01	87	＜0
YS137H20	＜0.01	87	＜0
YS137H12 集气站	＜0.01	175	＜0
YS137H1 集气站	＜0.01	102	＜0

（2）评价范围

本项目大气评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），项目不需设置大气环境影响评价范围。各钻井工程施工期重点评价井场500m范围。

1.6.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属长江永宁河水系，III 类水域功能，本项目实施过程中产生的废水依托尽量回用，不能回用的回注，不外排。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，本项目废水不直接排放到外环境，地表水评价等级为三级 B。

（2）评价范围

由于本项目生产运用期无污废水直接外排至当地地表水环境，故本次地表水评价范围为重点分析依托污水处理设施环境可行性和有效性。

1.6.4 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”）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，本项目钻井工程和地面集输工程属于**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。

②地下水环境敏感性

根据地下水导则中对地下水敏感程度划分要求，结合本项目的影响程度、污染方式、渗漏途径等特征，结合现场调查和资料收集成果，由于本项目部分场地所在水文地质单元内存在集中式饮用水源地（表 1.6-6 和附图 13 所示），地下水环境对“敏感”类型的敏感区判定以已划定保护区的集中式饮用水水源以其保护区范围为准，未划定保护区的，可参照《饮用水水源保护区划分技术规范》经验公式法划定迹线作为其敏感区范围，因此本次评价将公式法划定迹线范围作为敏感区，结合区内地下水的补径排特征，将敏感区以外的区域化为较敏感区。计算公式如下：

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

式中：*L*—下游迁移距离；*α*—变化系数，α≥1，一般取 150%；*K*—渗透系数，各集中式饮用水源取值 0.034-0.055m/d；*I*—水力坡度，各集中式饮用水源取值 0.083-0.095；*T*—质点迁移天数，中小型饮用水源，未划定保护区的取值 2100d；n_e—有效孔隙度，各集中式饮用水源取值取 0.08-0.09。

表 1.6-6　集中式饮用水源准保护区计算结果一览表

***

根据各集中式饮用水源及其保护区范围（表 1.6-6）与本项目各场地空间分布特征，结合各场地所在水文地质单元的水文地质条件，最终得出本项目工程建设内容建设场地范围不涉及集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区、除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区（如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区范围内）；现场调查结果表明各场地仅涉及分散分布居民饮用泉点（分散式饮用水源）及具有供水价值的含水层。因此，本项目各场地所涉及的地下水环境敏感程度属于“较敏感”。

③地下水评价等级确定

本项目依据地下水中建设项目评价工作评价等级划分要求和项目类别划分要求进行了等级划分，各项目类型及场地地下水环境影响评价工作等级划分情况见表 1.6-7，本项目总体地下水评价工作等级为Ⅱ类项目二级地下水评价。

表 1.6-7　建设项目评价工作等级分级表

项目类型	钻井工程（钻井井场）	地面集输工程（管线、集气增压站、井站）
行业类别	Ⅱ类	Ⅱ类
地下水环境敏感性	较敏感	较敏感
评价工作等级	二	二

（2）评价范围

根据地下水导则中评价范围的划分要求，地下水评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标和项目可能造成的地下水环境影响范

围，不仅可以表征地下水环境的现状、反映调查评价区地下水基本流场特征，还可以满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。建设项目地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法。由现场调查和水文地质资料分析可知，项目位于西南丘陵中低山地区，区内地下水系统受地形地貌、地表水系和地质构造控制，被切分成多个水文地质单元，每个水文地质单元具有相对独立的地下水补径排条件，整体表现为地下水在山顶接受补给，顺地形坡向和岩层产状径流，在被侵蚀剥蚀的地势低洼处以泉水或浸水排泄等典型水文地质单元特点。因此本项目地下水环境影响评价调查评价范围由各项目场地所在的水文地质单元决定，本次评价范围划定宜选用自定义法划定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 1.6-8 和图 1.6-1。

针对线性工程，本次评价范围依据地下水导则，以工程边界两侧向外延伸200m作为调查评价范围，本项目管线不穿越饮用水源保护区，根据上述原则本项目管线评价范围为各输气管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.6-1。

表 1.6-8　各场地评价范围划分情况一览表

项目所在水文地质单元	项目场地	评价范围面积 km^2
***	YS137H12 平台、YS137H13 平台、YS137H14、YS137H16 平台、YS137H17 平台、YS137H18 平台、YS137H12 集气增压站（分水岭处）及其集输管线	44.297
***	YS137H11 平台及其集输管线	22.08
***	YS137H19 平台、YS137H20 平台及其集输管线	53.4
***	YS137H2 平台、YS137H5 平台、YS137H8 平台、YS137H9 平台、YS137H15 平台、改扩建 YS137H1（海坝 1 号）集气站及其集输管线和已建 YS159 平台、YS153H 平台、YS137H4 平台	56.082
***	YS137H7 平台、YS137H6 平台及其集输管线	61.705
***	已建 YS139H1 平台	9.249

***	YS137H10 平台、YS137H12 集气增压站（分水岭处）及其集输管线	43.544

***

图1.6-1　地下水环境影响评价范围图

1.6.5 噪声

（1）评价等级

根据页岩气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、站场内，本项目各井场、站场均采取降噪措施确保各厂界噪声达标；本项目涉及的各站场、集气站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内有少量分散居民点分布；根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级。判断等级详见表 1.6-9。

表1.6-9　声环境评价等级

划分依据	项目基本情况	判别	评价等级
区域声环境功能区类别	农村地区	2 类地区	二级
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	
噪声环境影响	项目建设前后正常工况下敏感目标噪声增量小于 5dB		

（2）评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。故本项目施工期声环境评价范围按照导则要求确定钻井井场周边 300m 范围，集输管线两侧 200m 范围；运营期声环境评价范围为各采气站场和集气站厂界外 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围。

表 1.6-10　声环境评价范围表

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

1.6.6 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）附录 A.1，本项目行业类别属于“采矿业”中“页岩气开采”类，属于土壤环境影响评价的Ⅱ类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目生产过程中不使用酸、碱、盐类物质，不排放含酸、碱、盐的污染物，不会对周边土壤环境产生酸化、碱化、盐化的生态影响，属于污染影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表 1.6-11，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.6-12。

表 1.6-11　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 1.6-12　污染影响型评价工作等级划分表

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

井场、站场、集输管线周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为敏感。本项目永久占地规模 8.56hm^2，5hm^2＜8.56hm^2＜50hm^2，占地规模属于中型（5~50hm^2），因此，本项目土壤环境影响评价等级确定为**二级**。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)二级评价工作调查评价范围的要求，本项目土壤调查评价范围为井场、站场和集输管线占地范围内以及占地范围外 0.2km 范围内。

1.6.7 环境风险

（1）评价等级

本项目 YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线运营期环境风险潜势为III级，确定环境风险评价等级为二级。

其余各站场、管线、集气站 Q 最大值为 0.3986<1，可直接判定环境风险潜势为Ⅰ，因此开展简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目 YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线运营期环境环境风险评价范围为管线两侧各 200m 范围。其余站场、集气站、管线评价范围参照三级，站场、集气站为周边 3km、管道中心线两侧 200m 的范围内；地表水环境风险范围为项目周边地表水体以及集中式饮用水源、地下水环境风险评价范围为项目周边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分散式饮用水源取水井。

1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性

1.7.1 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）》第七类第 2 条“页岩气、油页岩、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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）对比分析详见表 1.7-1。

表 1.7-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》对比

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	**推进规划环境影响评价**		
（二）	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	未编制相油气开发专项规划环境影响报告书。	非强制性要求，不违背
二	**深化项目环评“放管服”改革**		
（四）	油气开采项目（含新开发和滚动开发项	本次评价为海坝 YS137	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	井区页岩气产能建设项目环评，包括拟建的新井、站场、集输管道工程及配套工程等。	
三	**强化生态环境保护措施**		
（七）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	钻井过程中产生的废水经过处理后优先重复利用，不能利用的废水转运回注，不向地表水体排放污染物。	符合
（八）	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	钻井期间不能回用的钻井废水通过密闭罐车、压裂返排液通过集水管道转输至阳 1 井或阳 102 井预处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）及《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）后回注，环评中论证回注的环境可行性。	符合
（九）	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当 遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	工程主要采用水基钻井液，水基钻井固废在井场通过压滤减量化后外运综合利用。不使用油基钻井液，不产生油基泥浆	符合
（十）	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、	工程为页岩气开发区块，开采气体不含硫，井场管道密闭，有效控制非甲烷总烃的无组织排放；井场、站场均采用当地电网供电，运营期正常工况下无大气污染物排放。	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。		
（十一）	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，选用先进的钻井技术，缩短施工时间。井场、站场均采用当地电网供电，不设置水套炉等加热装置，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求。	符合
（十二）	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	本项目管道为内部集输管道，不涉及油气长输管道。	符合
（十三）	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	本项目制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合

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

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号，2012-03-07 实施）对比分析详见表 1.7-2。

表 1.7-2　项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	**清洁生产**		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用无毒油气田化学剂。	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目采用无毒钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水经沉淀后回用，无法回用预处理后回注处理。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集	工程无需酸化，压裂液在井	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	场内集中配制。压裂残液和返排液经收集后重复利用，无法利用的转输至附近回注井处理后回注。压裂、试气过程中，在放喷坑设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施。	
二	**生态保护**		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、**井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	项目 YS137 井区采用丛式井组，尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地。	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目天然气在放喷过程中不具备回收利用条件，在放喷坑进行充分燃烧，放空系统设置点火装置，且放空设施不涉及鸟类迁徙通道。	符合
三	**污染治理**		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	钻井过程中产生的废水经过处理后全部重复利用。完井后用于平台内及附近其他平台的压裂液配制，不能利用时全部转输至回注井处理后回注。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）规范落实防渗措施。	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	项目在井口及易产生废油的生产设施底部进行防渗处理，并采用废油桶收集可能产生的废油，完井后由施工单位回收利用或交资质单位处置。	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	对于可能受到油污染的土地，拟采取生物或物化方法进行修复。	符合
四	**运行风险和环境管理**		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	项目业主制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止天然气泄露污染地下水。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	项目业主单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
		度。	
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	项目业主对钻采工程设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子。	符合

通过将本项目工程内容、环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理等内容进行对比分析，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）《中共中央 国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》（2017 年 1 月 9 日）符合性分析

“严格永久基本农田划定和保护。……。永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。强化永久基本农田对各类建设布局的约束，各地区各有关部门在编制城乡建设、基础设施、生态建设等相关规划，推进多规合一过程中，应当与永久基本农田布局充分衔接，原则上不得突破永久基本农田边界。一般建设项目不得占用永久基本农田，重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，必须对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，通过国土资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法依规报国务院批准。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。”

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、基本农田占用等因素、按照站场土地集约利用原则，新增 10 个站场将占用部分永久基本农田，在取得用地许可后，项目实施可行。

（5）与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）、《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规[2018]1 号）符合性分析

根据自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知（自然资规[2019]1 号）、《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规[2018]1 号）：

一般建设项目不得占用永久基本农田，重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源部门负责对组织占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。

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

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、基本农田占用等因素、按照站场土地集约利用原则，新增站场将占用部分永久基本农田，在取得用地许可后，项目实施可行。

（6）与《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（中共中央办公厅 国务院办公厅）符合性分析。

“严格实施管理。建立健全统一的国土空间基础信息平台，实现部门信息共享，严格三条控制线监测监管。三条控制线是国土空间用途管制的基本依据，涉及生态保护红线、永久基本农田占用的，报国务院审批；对于生态保护红线内允许的对生态功能不造成破坏的有限人为活动，由省级政府制定具体监管办法；城镇开发边界调整报国土空间规划原审批机关审批。

本项目实施将占用部分永久基本农田，但项目属于重大民生工程，项

目实施前建设单位将按照相关要求办理相关用地手续，在取得相关许可后，实施可行。

（7）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》。本项目与该文件中相关规定的符合性见表 1.7-3，根据分析，本项目符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

表1.7-3　与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

序号	染防治技术政策要求	本项目情况及符合性	
1	页岩气开采区域和单体建设项目选址布局应避开人群聚集区；选址应符合城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划。	本项目各单项工程选址均避开了人群聚集区，选址符合叙永县的城乡规划和土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划。	符合
2	页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区、自然保护区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的区域。	本项目选址不位于四川省生态红线规定的禁止开发区、自然保护区及缓冲区、风景名胜区核心区、饮用水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的区域。	符合
3	在岩溶区从事页岩气开采活动应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺。	本项目各平台选址均避开了暗河、岩溶塌陷等区域。各平台钻井在导管段和一开井段采用空气钻或清水钻工艺。	符合
4	取用地表水应优先保证生态用水、生活用水和农业用水。	本项目取水来自于永宁河支流白杨河（又名黄泥河），水量较充足，取水不会影响所在地的生态用水、生活用水和农业用水。	符合
5	页岩气钻井应减少单井用水量，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率。	本项目采取了多途径的废水重复利用措施，减少了取水量，充分提高了水资源的重复利用率。	符合
6	钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率应达到 85%以上。采取回注方式处理压裂返排液，应充分考虑其依托回注井的完整性、注入层的封闭性、隔离性和可注性，以及压裂返排液与注入层的相容性。依托的回注井相关手续须齐全，运行监控管理制度须健全。	本项目各平台钻井废水、压裂返排液均优先在区域内回用，无法回用的部分选取了区域合规的阳 1 井和阳 102 井回注井回注。依托的回注井环保手续齐全，运行监控管理制度健全。根据项目开发方案及区域已实施工程实施情况统计，钻井废水回用率可达到 85%以上。	符合
7	气体钻井、水基钻井液钻井、油基	本项目不采用油基钻井液，气体钻井	符

	钻井液钻井等钻井作业应全程采用岩屑不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运。	和水基钻井液钻井等钻井作业全程采用岩屑不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运。	合
8	水基岩屑应首先进行固液分离，降低含水率，剩余固相优先考虑资源化综合利用。外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求，同时接纳企业应具有相关环保手续。	本项目各平台产生的水基钻井固废（岩屑和废泥浆）在各平台经“不落地”系统脱水处理后外运可接受且相关环保手续齐全的水泥厂及砖厂进行资源化综合利用。	符合
9	固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范和环评文件的要求采取防渗措施。	本项目固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所采取重点防渗处理，防渗措施符合相关要求。	符合
10	转移危险废物应严格执行危险废物转移联单制度。	本项目含油固废等的转移将严格执行危险废物转移联单制。	符合
11	柴油动力机组燃油废气排放应满足国家相关标准要求。	备用柴油动力机组将使用轻质柴油，其废气排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级排放标准要求。	符合
12	优先使用电网、采取低噪声设备，宜在柴油机和发电机上安装高效消声设备，从源头降低噪声。	本项目各平台钻井工程使用电网供电，备用柴油机和发电机上安装高效消声设备，并设置专门的机房隔声。	符合
13	合理安排压裂作业时间。在压裂及测试放喷阶段，针对噪声超标的居民点，应采取功能置换，设置隔声屏障、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施，减轻噪声影响。	本项目所有井的压裂均安排在昼间实施，夜间不作业；在压裂及测试放喷阶段，针对噪声超标的居民点，建设单位将采取租用其房屋作为施工用房、临时撤离等措施降低噪声影响。	符合
14	委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域的环境质量。	本项目将委托有资质的单位对项目区域的环境质量进行跟踪监测。	符合
15	建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，对可能产生的突发环境事件做到反应迅速、措施有效、应对及时。	本项目制定了健全的环境风险应急管理机制，并编制了环境应急预案，加强演练，可避免重大环境损害事件的发生。	符合

1.7.2 规划符合性分析

（1）与能源发展规划符合性分析及矿产资源规划符合性分析

①与《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到 630 亿立方米。大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气田滚动开发，加快川南长宁、

威远、泸州等区块页岩气产能建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到2.25 万公里以上，年输配能力达 700 亿立方米。

本项目为页岩气开发产能建设工程，位于四川省泸州市叙永县，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

②与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》符合性分析

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

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

③与《页岩气发展规划（2016-2020 年）》符合性分析

根据《页岩气发展规划（2016-2020年）》，“到2020年，完善成熟3500米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破3500米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术；在政策支持到位和市场开拓顺利情况下，2020年力争实现页岩气产量300亿立方米。”、“分层次布局勘探开发。根据工作基础和认识程度不同，对全国页岩气区块按重点建产、评价突破和潜力研究三种不同方式分别推进勘探开发。其中川南勘探开发区位于四川盆地南部，目的层为**系**组富有机质页岩，已初步落实埋深小于4500米有利区面积270平方千米，地质资源量2386亿立方米。”

本项目位于四川省泸州市叙永县，属于该“规划”中提出的川南勘探开发区，项目为页岩气开发区块，目的层为**组。因此，与《页岩气发展规划（2016-2020年）》的要求是相符的。

④与《四川省“十三五”能源发展规划》符合性

根据四川省能源局于 2017 年印发的《四川省“十三五”石油天然气发展规划》（川能源[2017]12 号）要求，加快推动川中、川西和川东北常规天然

气勘探开发，川南页岩气资源调查和勘探开发。到 2020 年，新增常规天然气探明储量 6500 亿立方米，天然气产量达到 450 亿立方米。

本项目海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目属《四川省“十三五”能源发展规划》规划的“川南页岩气资源调查和勘探开发”，项目建设符合《四川省“十三五”能源发展规划》规划要求。

⑤与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》及规划环评的符合性分析

项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》符合性分析见表 1.7-3。

表 1.7-3　与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
优化勘查开发区域布局：川南能源化工矿产资源发展区，包括自贡、宜宾、泸州、内江4市，加强国家级川南页岩气勘探开发试验区建设，促进页岩气产业发展。	本项目是位于泸州市的页岩气开发产能建设项目。	符合
确保矿产资源有效供给：能源矿产。加大天然气、页岩气、煤层气、铀矿、地热等勘查开发力度，力争获得重大突破，增强供应基础并加快供应，优化能源开发利用结构，减轻对环境的负面影响；到2020年，天然气、页岩气、煤层气新增地质储量分别达到8000、2000、200亿立方米，年产量分别达到350、100、3亿立方米。	本项目为页岩气开发产能建设项目，预计产能建设规模为$6.0\times10^8m^3/a$，进一步保障了天然气年产量的预期目标。	符合

2017 年 5 月，四川省国土勘测规划研究院及四川省煤田地质工程勘察设计研究院编制完成了《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》，2017 年 7 月原国家环境保护部以“环审[2017]102 号”出具了《关于<四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书>的审查意见》。项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表 1.7-4。

表 1.7-4　与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》及审查意见符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
严格保护生态空间，引导优化《规划》空间布局。将自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等环境敏感区及四川省生态保护红线作为保障和维	本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）的相	符合

文件情况	本项目情况	符合性
护区域生态安全的底线，依法实施强制性保护。与生态保护红线存在空间冲突的勘查区、开采区、规划矿区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。	关要求。同时，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。	
严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、金沙江等水系总磷超标；有色金属矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。	项目为页岩气开发项目，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，项目废水以及固废污染物不外排，所在地生态环境良好，无突出环境问题。本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少重能源废气排放量，对改善区域环境空气质量有积极作用。	符合
加强环境保护监测和预警。结合自然保护区、饮用水水源保护区、重点生态功能区保护要求和土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立完善地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。适时组织开展重点开采区的生态恢复效果评估，针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等建立预警机制。	本项目按照导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤及噪声跟踪监测计划，并根据风险影响评价结果制定了相应的环境风险应急预案。	符合

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

（2）与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

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

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提供天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整，本项目属于页岩气开发项目，页岩气为清洁能源，项目的建设能够改善成渝地区区域大气环境质量，符合《长

江经济带生态环境保护规划》要求。

②与《长江经济带发展负面清单指南（试行）》（推动长江经济带发展领导小组办公室文件 89 号）及《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办[2019]8 号）的符合性分析

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

按照《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中对建设项目提出了一系列的管控关要求。本工程属于页岩气开发项目，项目井场、站场、管线均未占用和穿越自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水源保护区等敏感区域，不位于《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区、水产种质资源保护区的岸线和河段范围、国家湿地公园的岸线和河段范围；也不位于《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内，项目不在生态保护红线范围内，本项目现阶段占用部分永久基本农田，但项目属于重大民生工程，建设单位将按照相关要求办理相关用地手续，因此，项目不属于《四川省长江经济带发展负面清单》中禁止建设的项目，工程的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行）》及《四川省长江经济带发展负面清单》要求。

（3）与生态功能区划的符合性

①与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性

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

②与《四川省生态功能区划》的符合性分析

本项目所在区域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-5-2 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区，该生态功能区主要生态功能为矿产品提供功能、生物多样性保护功能、土壤保持功能。

本项目不属于高耗水产业，且项目废水不外排，不影响区域生态服务功能，符合《四川省生态功能区划》要求。

（4）与城镇总体规划的相容性分析

本项目位于农村生态环境，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。

1.7.3 与“三线一单”符合性分析

（1）与生态保护红线的符合性分析

2017 年 2 月，中共中央办公厅国务院办公厅印发了《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》，意见中关于红线管控要求如下：实行严格管控。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后，报国务院批准。

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

YS137井区页岩气产能建设项目中距离生态保护红线最近的拟建平台为YS137H11平台，距离生态保护红线最近处约20.5km，区块边界距离生态保护红线最近处约18.7km，距离较远，项目建设不会对生态保护红线产生不利影响。

（2）与自然资源利用上线的符合性分析

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

（3）与环境准入负面清单的符合性分析

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

因此，拟建项目不属于环境准入负面清单项目。

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

本项目位于泸州市叙永县，根据《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9号），项目所在地属于川南经济区，本项目位于优先保护单元与一般管控单元。

本项目为页岩气开发项目，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，符合四川省“三线一单”的相关要求，相关要求符合性分析见表1.7-5~1.7-7。

表 1.7-5　本项目与四川省总体生态环境管控要求对比情况表

环境管控单元类型	管控要求	符合性
优先保护单元	优先保护单元中，生态保护红线原则上按照禁止开发区域的要求进行管理，其中自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动；一般生态空间按限制开发区域的要求进行管理，原则上不再新建各类开发区和扩大现有工业园区面积，已有的工业开发区要逐步改造成为低能耗、可循环、“零污染”的生态型工业区，鼓励发展“飞地经济”。	符合。本项目属于页岩气开采，地面为点状平台，占地面积小，集输管线仅施工临时占地；项目用地不涉及生态红线，部分平台及集输管道位于优先保护单元中的其它区域；项目不属于开发区和工业园区建设，采取措施后，项目实施对环境影响小。
一般管控单元	一般管控单元中，执行区域生态环境保护的基本要求。对其中的永久基本农田实施永久特殊保护，	符合。项目属于油气战略性矿产开发类重大建

环境管控单元类型	管控要求	符合性
	不得擅自占用或者改变用途；对其中要素重点管控区提出水和大气污染重点管控要求。	设项目，将依法办理用地审批手续。

表 1.7-6 本项目与四川省五大经济区总体生态环境管控要求对比情况表

区域	管控要求	符合性
川南经济区	优化沿江、临城产业布局，明确岸线1公里范围内现有化工等高环境风险企业的管控要求。	本项目不涉及。
	促进轻工、化工等传统产业提档升级，严控大气污染物排放。对区域发展产业提出高于全省平均水平的环境准入要求，对白酒产业和页岩气开发提出高水平的环境管控要求。	本项目属于页岩气开发项目。
	针对内江、自贡等缺水区域，提高水资源利用效率，对高耗水项目提出最严格的水资源准入要求。	本项目不属于高耗水项目，且尽可能对污废水实施回用。

表 1.7-7　本项目与泸州市总体生态环境管控要求对比情况表

市（州）	管控要求	符合性
泸州市	长江干流及沱江干流岸线1km范围内，不得新建、扩建化工园区和化工项目，现有存在违法违规行为的化工企业，整改后仍不能达到要求的依法关闭，鼓励企业搬入合规园区。	本项目不涉及，符合。
	对能源化工、白酒等重点发展产业提出严格资源环境绩效水平要求。	
	提高泸州港岸线利用效率，严控危化品航运环境风险。	
	泸天化等高环境风险企业按相关要求退城入园。	
	涉及“长江上游珍稀、特有鱼类自然保护区”的区域，严格控制排放持久性有机物、涉重废水的企业。	

（5）与《泸州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（泸市府发[2021]10 号）的符合性分析

根据《泸州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人清单实施生态环境分区管控的通知》，本项目占用泸州市优先管控单元中的石漠化区域。该通知要求，石漠化区域严格按照《喀斯特石漠化地区植被恢复技术规程》相关要求进行保护、治理。其中，《喀斯特石漠化地区植被恢复技术规程》无相关的管控要求，且本次评价针对石漠化区域提出了针对性的生态保护措施，故项目与《泸州市

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人清单实施生态环境分区管控的通知》不冲突。

本项目与泸州市生态环境准入总体要求以及叙永县生态环境准入总体要求符合性如下：

表 1.7-8　本项目与泸州市生态环境准入总体要求对比情况表

序号	准入要求	本项目符合情况
第一条	长江干支流岸线一公里范围内不得新建、扩建化工园区和化工项目，现有化工园区和化工企业严格落实环境风险防控措施，环境风险较高企业按相关要求逐步搬迁退出；禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库,但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外；禁止在赤水河干流岸线一公里范围内新建、扩建垃圾填埋场	本项目不涉及
第二条	坚持绿色发展，严控新建、扩建高耗能、高排放“两高”项目，加快钢铁、电力、建材、造纸等传统产业改造升级，新建、扩建能源化工、白酒等重点发展产业实施严格的资源环境绩效要求，清洁生产水平达到国内先进水平；积极引入高端装备、新材料、节能环保等产业	本项目不涉及
第三条	加强水资源、水生态、水环境“三水统筹”，落实排污口和小流域整治要求，确保跨（共）界流域水质稳定达标。沱江流域执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》要求。	本项目不位于沱江流域，施工及运营期废水均不外排
第四条	泸州市三区及泸县执行《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求。新建涉及 VOCs 排放的工业企业入园区，实行 VOCs 排放等量或倍量削减替代	本项目运营期正常工况下无废气排放
第五条	优化泸州港发展布局，提高港口岸线利用效率，落实煤炭、石油及化工品、LNG、危险化学品等航运环境风险管控措施。	本项目不涉及
第六条	严格落实《长江流域重点水域禁捕和建立补偿制度实施方案》，重点流域实现常年禁捕；涉及“长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区”的区域，严格落实自然保护区管理要求，严格管控排放持久性有机物、涉五类重金属废水企业	本项目不涉及
第七条	进一步提升赤水河流域森林覆盖率，积极开展小水电整治，严格禁渔措施，加大石漠化和水土流失综合整治力度，全面提升赤水河生态功能。加大赤水河流域的水污染防治力度，保障赤水河入长江口水质达到或	本项目不涉及赤水河

	优于地表水 II 类标准	
第八条	加强石漠化等生态脆弱区建设项目精准管控，提高古叙矿区矿井水综合利用率，减少废水排放对环境的影响	本项目运营期废水不外排

表 1.7-9　本项目与叙永县生态环境准入总体要求对比情况表

序号	准入要求	本项目符合情况
第一条	页岩气开发实施废水重复利用，压裂返排液回用率达到 85%以上，固体废弃物实现资源化利用和无害化处理处置；提高页岩气开采清洁生产水平，落实生态修复措施	本项目施工期钻井废水、压裂返排液、运营期气田水均优先在区域内回用，无法回用部分回注处理，不外排；钻井固体废物资源化利用；施工结束后，对临时占地进行生态恢复
第二条	严格按照《赤水河流域（四川）小水电清理整改方案》落实小水电清理整顿工作，对退出类小水电按时限要求加快退出，实施生态修复措施；在退出前，小水电加强生态流量监管，完善生态调度方案	本项目不涉及
第三条	石漠化区域严格按照《喀斯特石漠化地区植被恢复技术规程》相关要求进行保护、治理	《喀斯特石漠化地区植被恢复技术规程》无相关的管控要求，本项目针对石漠化区域提出了针对性生态保护措施，符合
第四条	全面推进绿色矿山建设和矿山地质环境恢复治理，对赤水河流域废弃矿山开展生态修复治理。提高古叙矿区矿井水综合利用率，减少污废水排放对环境的影响。切实推进土壤和地下水治理修复工作	本项目不涉及
第五条	画稿溪国家级自然保护区严格按照《中华人民共和国自然保护区条例》《四川省自然保护区管理条例》的要求进行保护、管理	本项目不涉及

综合以上分析，本项目符合《泸州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（泸市府发[2021]10 号）相关要求。

1.7.4 选址环境合理性分析

（1）总体规划的相容性分析

本项目所在区域不在叙永县城市总体规划区域以及各城镇总体规划内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，主要发展农业、矿产品提供，项目不违背当地地方城镇发展规划要求。本项目与区域城镇规划区位置关系见图 1.7-1。

***

图 1.7-1　项目与城镇规划区位置关系图

（2）选址的环境敏感性分析

针对区域内分布乡镇集中式饮用水源保护区，采取绕避措施，符合四川省三线一单的相关要求。本次产能建设所涉及的各单项工程不涉及保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区，无珍稀野生保护动物栖息地等环境敏感目标，确保各单项工程项目选址周边无环境限制因素。

本项目钻井平台、集输工程施工期间临时占用基本农田，站场运行期间永久占用基本农田。按照土地集约利用原则及合理布局尽量减少对基本农田占用的原则，共占用基本农田7.07hm^2,其中临时占用7.07hm^2，主要为各井场钻前施工建设临时占用（3.39hm^2）和集输管线施工期施工作业带临时占用（3.68hm^2）；永久占地2.034hm^2（位于临时占地范围内），主要为采气期各站场占地。

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，站场选址还需要考虑周边居民点的位置关系，以及尽量不占用公益林地、基本农田。通过叠图分析，本项目拟建YS137H9、YS137H13井场不占用基本农田，YS137H5井场占用基本农田0.132hm^2，YS137H7井场占用基本农田0.864hm^2，YS137H8井场占用基本农田0.264hm^2，YS137H10井场占用基本农田0.480hm^2，YS137H11井场占用基本农田0.480hm^2，YS137H12井场占用基本农田0.533hm^2，YS137H15井场

占用基本农田0.160hm^2，YS137H18井场占用基本农田0.48hm^2。井场永久占地应依法办理用地审批手续，并按规定补划永久基本农田并完善用地许可手续后，选址合理。

（3）产业布局的合理性

本项目区块范围内共有 2 座集气站，其中，YS137H1 集气站在前期已建成，目前处于正常运营状态；YS137H12 集气增压站为本次工程新建。项目实施后，区块内开采的气体经内部集输管线输送至 2 座集气站，经增压后由集输干线输送至云山坝脱水站，依托山坝脱水站内现有工艺流程处理后外输。项目依托工程处理规模、工艺均满足本区块的进一步开发，井区产业布局具有合理性。

（4）环境影响的可接受分析

根据环境影响预测评价与分析以及区域内已实施井环境影响程度，通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目按照既定开发时序和开发强度建设，不改变区域环境功能，项目建设产排污以及资源依托均在当地区域资源、环境质量（地表水、地下水、土壤、环境空气）、社会环保基础设施资源可承载范围内，环境影响在当地环境可接受范围内。

（5）环境风险的防范和应急措施有效性分析

环境风险的防范和应急措施主要根据相关行业规范、环评导则要求，结合项目区内环境敏感区分布情况提出，并充分借鉴区域内已投产的工程采取的环境风险防范及应急措施实际操作经验，环境风险的防范和应急措施能够满足环境风险防范要求，应急措施能够最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度，总体有效，本次产能建设项目环境风险可防可控。

综上所述，海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目无环境限制因素，项目选址合理、可行。

1.8 环境保护目标

1.8.1 区块范围内主要环境敏感目标

根据现场调查及与叙永县相关部门对接情况，本项目区块占地及其影响区范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、文物保护单位等，也不涉及生态红线区域。评价范围内主要敏感区为集中式饮

用水源保护区和永久基本农田。具体分布情况见表 1.8-1。

表 1.8-1　区块内主要环境敏感目标

饮用水源名称	项目	位置关系
后山镇***老林顶集中式饮用水水源地	YS137H19 平台~YS137H12 集气增压站（经 H18、H14 平台）集气支线	管线位于饮用水源南侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 101m，距离一级保护区最近距离约 1.0km，距离取水口最近距离约 1.1km
	YS137H14 平台	平台位于饮用水源西北侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 280m，距离一级保护区最近距离约 1.1km，距离取水口最近距离约 1.2km
冷水河大堰三斗米集中式饮用水水源地	YS137H19 平台~YS137H12 集气增压站（经 H18、H14 平台）集气支线	管线位于饮用水源南侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 680m，距离一级保护区最近距离约 670m，距离取水口最近距离约 760m
	YS137H1417 平台	平台位于饮用水源西侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 550m，距离一级保护区最近距离约 1.4km，距离取水口最近距离约 1.5km
永久基本农田	共占用基本农田 7.07hm^2，其中临时占用 7.07hm^2，主要为各井场钻前施工建设临时占用（3.39hm^2）和集输管线施工期施工作业带临时占用（3.68hm^2）；永久占地 2.034hm^2（位于临时占地范围内），主要为采气期各站场占地。	

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）环境空气、声环境保护目标

YS137井区各钻井平台以及集输工程环境保护目标主要为评价范围内的分散居民点，详见表1.8-2~1.8-31。各平台周边500m范围内居民分布总体情况见表1.8-52。

表1.8-52　各钻井平台井口周边500m范围内居民分布总体情况

距离（m） 平台	100m范围内	300m范围内	500m范围内
YS137H2	0	14户42人	24户72人
YS137H5	1户3人	11户33人	25户75人
YS137H6	0	5户15人	14户42人
YS137H7	1户3人	9户27人	12户36人
YS137H8	0	12户36人	25户75人
YS137H9	0	7户21人	27户81
YS137H10	4户12人	43户129人	70户210人
YS137H11	2户6人	12户36人	51户153人

YS137H12	1户3人	10户30人	25户75人
YS137H13	0	50户150人	79户237人
YS137H14	2户6人	29户89人	44户155人
YS137H15	0	7户25人	19户67人
YS137H16	1户3人	9户33人	19户69人
YS137H17	2户6人	42户147人	92户322人
YS137H18	6户18人	31户108人	41户144人
YS137H19	0	16户56人	61户214人
YS137H20	0	26户91人	27户95人

（2）地表水环境保护目标

区块内各钻井平台及集输管道均不涉及集中式饮用水源保护区，地表水环境保护目标主要为管道施工过程穿越的各类河流，详见表1.8-32。

表 1.8-32　管线穿越主要水体

序号	穿越管线	水体名称	穿越次数	穿越长度（m）	水域功能
1	YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站集气支线	冷水河大堰	1	5	III 类
2		两岔河	1	5	
3	YS137H7 平台~YS137H1 集气站集气支线	白秧河	1	5	
4	YS137H5 平台~YS137H1 集气站集气支线	白秧河	1	5	

（3）生态环境保护目标

本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及生态敏感区，不涉及泸州市生态保护红线。故评价范围内生态保护目标主要为生态评价范围（站场外扩1km，集输管线两侧外扩200m范围）内的永久基本农田、自然植被、野生动物、水生生物等。

表1.8-53 生态环境保护目标统计表

序号	名称	级别	所在区域	与项目关系
1	永久基本农田	泸州市	叙永县	项目临时占地约 7.07hm^2，永久占地约 2.034 hm^2（位于临时占地范围内）。
2	大鲵	国家二级	黄坭河	YS137H7 平台~YS137H1 集气站集气支线、YS137H5 平台~YS137H1 集气站集气支线穿越白秧河。根据资料及现场访问，大鲵主要分布在永宁河上游、白秧河、黄坭河等区

				域。
3	画眉、红腹锦鸡、白鹇	国家二级	叙永县	根据现场调查及资料查阅，后山镇、黄泥镇、正东镇及其周边区域内有画眉、红腹锦鸡、白鹇分布。
4	短体副鳅、山鳅、四川华吸鳅、西昌华吸鳅、宽口光唇鱼、张氏鲇	长江上游特有鱼类	黄坭河	YS137H7 平台~ YS137H1 集气站集气支线、YS137H5 平台~YS137H1 集气站集气支线穿越白秧河。根据资料及现场访问，黄坭河有短体副鳅、山鳅、四川华吸鳅、西昌华吸鳅、宽口光唇鱼、张氏鲇等 6 种长江上游特有鱼类。
5	鹰鹃、中华鳖	四川省级	叙永县	根据现场调查及资料查阅，两河镇、落卜镇及其周边区域内有鹰鹃、中华鳖分布。
6	生态评价范围内的其他自然植被、野生动物、水生生物、景观等。			

（4）地下水环境概况

现场走访调查结果表明，评价区内居民主要将区内天然出露的泉点作为饮用水源，一部分居民通过城镇集中式饮用水源集中供水，另一部分居民依靠居民点附近的泉点进行分散供水。根据区内地下水类型，评价区内开发利用的地下水主要为碎屑岩类裂隙（孔隙）水、碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞水、碳酸盐岩类裂隙-溶洞水，具有供水价值的含水层主要为区内分布的浅层地层。本项目评价区内所涉及地下水环境保护目标主要为 6 处集中式（区块内分布 2 处）、209 处分散式出露泉点及其赋存各类含水层，供水人口约 6317 户，各典型保护目标概况以及与井场的位置关系见表 1.8-33~34，各保护目标空间分布情况见附图 13。

（5）环境风险保护目标

新建平台周边 3km 范围及管线周边 0.2km 范围内分散居民点和场镇等，具体分布情况见表 1.8-35~1.8-51。

（6）土壤保护目标

占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

表 1.8-2　YS137H2 井场环境保护目标

***

表 1.8-3　YS137H5 井场环境保护目标

***

表 1.8-4　YS137H6 井场环境保护目标

***

表 1.8-5　YS137H7 井场环境保护目标

***

表 1.8-6　YS137H8 井场环境保护目标

***

表 1.8-7　YS137H9 井场环境保护目标

***

表 1.8-8　YS137H10 井场环境保护目标

***

表 1.8-9　YS137H11 井场环境保护目标

***

表 1.8-10　YS137H12 井场环境保护目标

***

表 1.8-11　新建 YS137H13 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-12　新建 YS137H14 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-13　新建 YS137H15 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-14　新建 YS137H16 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-15　新建 YS137H17 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-16　新建 YS137H18 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-17　新建 YS137H19 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-18　新建 YS137H20 井场环境保护目标统计表

***

表 1.8-19　YS137H12 集气增压站至云山坝水站管线环境保护目标

***

表 1.8-20　YS137H12 集气增压站~ YS137H1 集气站管线环境保护目标

***

表 1.8-21　YS137H7 平台~ YS137H1 集气站管线环境保护目标

***

表 1.8-22　YS137H20 平台~ YS137H12 集气增压站管线环境保护目标

***

表 1.8-23　YS137H14 平台~ YS137H12 集气增压站

***

表 1.8-24　YS137H9 平台~ YS137H2 平台（经 H15）

***

表 1.8-25　YS137H8 平台~ YS137H12 集气增压站

***

表 1.8-26　YS137H2 平台~ YS137H1 集气站

***

表 1.8-27　YS137H11 平台~ YS137H12 集气增压站管线环境保护目标

***

表 1.8-28　YS137H17 平台~ YS137H12 集气增压站管线环境保护目标

***

表 1.8-29　YS137H10 平台~ YS137H12 集气增压站管线环境保护目标

***

表 1.8-30　YS137H5 平台~ YS137H1 集气站管线环境保护目标

***

表 1.8-31　YS137H12 集气增压站环境保护目标

***

表 1.8-33　典型地下水保护区目标基本情况表

***

表 1.8-34　地下水保护区目标基本情况表（续表）

***

表 1.8-35　YS137H2 平台环境风险保护目标
***

表 1.8-36　YS137H5 平台环境风险保护目标
***

表 1.8-37　YS137H6 平台环境风险保护目标
***

1.8-38　YS137H7 平台环境风险保护目标
***

1.8-39　YS137H8 平台环境风险保护目标
***

表 1.8-40　YS137H9 钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-41　YS137H10 钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-42　YS137H11 钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-43　YS137H12 钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-44　YS137H13 井钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-45　YS137H14 井钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-46　YS137H15 井钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-47　YS137H16 井钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-48　YS137H17 井钻井工程/站场环境风险保护目标
***

表 1.7-49　YS137H18 井钻井工程/站场环境风险保护目标

***

表 1.7-50　YS137H19 井钻井工程/站场环境风险保护目标

***

表 1.7-51　YS137H20 井钻井工程/站场环境风险保护目标

***

2 区域开发现状及回顾性评价

海坝YS137井区面积约141.38km^2，位于海坝区块内北部，本次评价对海坝区块气藏的开发总体情况进行概括性调查，并根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）关于区块回顾性评价相关要求，重点回顾YS137井区页岩气产能建设项目范围内的页岩气开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效整改措施。

2.1 YS137井区与区域页岩气开发位置关系

中国石油天然气股份有限公司滇川筠连-威信地区天然气页岩气煤层气勘查探矿权范围内东部为太阳气田，其地理位置属于泸州市叙永县和古蔺县，太阳气田范围内北侧为太阳-大寨区块，南侧为海坝区块，本项目YS137井区则属于海坝区块范围内。

YS137井区位于海坝区块内的北部，地理位置属四川省泸州市叙永县境内，其北部紧邻太阳-大寨区块，井区面积约141.38km^2，YS137井区与区域页岩气探勘开发位置关系示意图见图2.1-1和图2.1-2。

***

图2.1-1　海坝区块与区域页岩气探勘开发位置关系示意图

***

图2.1-2　YS137井区与海坝区块位置关系示意图

2.2 海坝区块开发现状

海坝区块为滇川筠连-威信地区天然气页岩气煤层气勘查探矿权范围内东北侧太阳气田的先行勘探开发区域，位于太阳气田南部。气藏目的层为**组-**组，为不含硫化氢的页岩气。

海坝区块内已实施项目工艺流程现状为：YS137H1 集气站周边平台页岩气通过集气支线汇集至集气站，通过集气干线输往阳 102H33 清管站（阳

102H34 平台页岩气经现有管线单独输送至阳 102H33 清管站）、云山坝集气增压脱水站，经云山坝集气增压脱水站处理后再通过外输干线输送至新坝阀室，与川渝主干管网连通，最后通过长宁页岩气外输干线输送至纳溪西站。部分试气平台未建设集气管线，平台页岩气暂时通过槽车进行收集。整个区块集气干、支线全线同沟敷设采出水管线。海坝区块页岩气总体流程框图如图 2.2-1。

***

图2.2-1　海坝区块页岩气现状总体流程框图

2.3 YS137井区内已开发工程概况

2.3.1 区域构造位置

YS137 井区区域构造上位于滇黔北坳陷威信复背斜构造带，受多期构造运动影响，断裂、微裂缝相对发育，由一系列不同规模的背斜-向斜组成，主体为***背斜和***背斜，主要目的层为**系**组-**系**组。区域构造位置见图 2.3-1。

***

图2.3-1　YS137井区区域构造位置图

2.3.2 区域气藏地质特征

***

2.3.3 井区内已有工程建设现状

截止2021年6月30日，YS137井区内已建或正在实施的工程包括：14个页岩气平台30口井、1座集气站、1条集气干线、4条集气支线及5条污水管线，井区内现状开采规模约**方/年。

***

图 2.3-2　YS137 井区内现有工程地理位置关系

（1）YS137H1集气站（含平台）开发现状

YS137H1平台于2019年1月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS137H1丛式**井组钻采工程环境影响报告表》，并于2019年1月17日取得叙永县环境保护局的环评批复，批复文号“********号”。项目建设地点为四川省

泸州市叙永县两河镇****，批复主要工程内容为：在平台内建设10口页岩气**井钻采工程，平台内10口井双排布置，目的层为**组，各井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为有人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

YS137H1集气站，又名海坝1号集气站，于2021年6月由中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制完成了《YS137井区集输工程环境影响报告书》，并于2021年6月29日取得泸州市生态环境局的环评批复，批复文号“********号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县，批复主要工程内容为：设置进站阀组、手球筒、分离计量器、出站阀组、泥水收集池和一体化污水处理设施，设计集气规模**万m^3/d。

本次环评期间，于2021年8月对YS137H1平台进行了现场调查，调查时YS137H1集气站已开始调试；平台内西侧有1个混凝土结构的清水池，清水池内积存有少量雨水；平台内西南角设置有2个污水罐，收集平台气田水通过集水管线外输至阳102H33增压站-云山坝集气增压脱水站。

（2）YS137H2平台开发现状

YS137H2平台于2020年11月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS137H2丛式**井组钻采工程环境影响报告表》，并于2020年12月取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“***号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇****2组，批复主要工程内容为：在平台内建设8口页岩气**井钻采工程，目的层为**组，各井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为无人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。本次环评期间，调查时YS137H2平台正在进行钻前施工。

本项目部署的YS137H2平台将利用该井场，本次环评期间，于2021年7月对YS137H2平台进行了现场调查，调查时YS137H2平台正在施工。

（3）YS137H3平台开发现状

YS137H3平台于2020年4月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS137H3丛式**井组钻采工程环境影响报告表》，并于2020年5月29日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇****1组，批复主要工程内容为：在平台内建设8口页岩气**井钻

采工程，平台内8口井双排布置，目的层为**组，各井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为无人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

本次环评期间，于2021年8月对YS137H3平台进行了现场调查，调查时YS137H3平台正在进行钻井施工。

（4）YS137H4平台开发现状

YS137H4平台于2020年5月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS137H4丛式**井组钻采工程环境影响报告表》，并于2020年5月29日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县两河镇****6组，批复主要工程内容为：在平台内建设8口页岩气**井钻采工程，平台内8口井双排布置，目的层为**组，各井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为无人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

本次环评期间，于2021年8月对YS137H4平台进行了现场调查，调查时YS137H4平台已通过验收开始运营；平台内南侧有1个清水池，清水池内积存有少量雨水。

（5）YS139H1平台开发现状

YS139H1平台于2019年1月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS139H1丛式井组钻采工程环境影响报告表》，并于2019年2月1日取得叙永县环境保护局的环评批复，批复文号“*******号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县两河镇****，批复主要工程内容为：在平台内建设9口页岩气**井钻采工程，平台内9口井双排布置，目的层为**组，各井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为有人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

本次环评期间，于2021年8月对YS139H1平台进行了现场调查，调查时YS139H1平台已开始试采；平台东侧有1个清水池，清水池内积存有少量雨水。

（6）YS141平台开发现状

YS141平台于2019年1月由中煤科工集团重庆设计研究院有限公司编制完成了《YS141井钻井工程环境影响报告表》，并于2019年3月6日取得叙永县环境保护局的环评批复，批复文号“********号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县两河镇***，批复主要工程内容为：新建井场、清水池、放喷坑、进场

道路等钻前工程、水基泥浆钻井、套管固井等钻井工程和水力压裂等储层改造测试工程。YS141井井别为页岩气勘探评价井，井型为**井，垂深****m、水平段长****m。

本项目部署的YS137H20平台将利用其已建井场，本次环评期间，于2021年7月对YS141平台进行了现场调查，调查时YS141井正在试气作业。

（7）YS146H1平台开发现状

YS146H1平台于2018年11月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS146H1丛式井组钻采工程环境影响报告表》，并于2018年12月17日取得叙永县环境保护局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县两河镇****，批复主要工程内容为：在平台内建设8口页岩气**井钻采工程，平台内8口井单排布置，目的层为**组，各井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为有人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

本项目部署的YS137H17平台将利用该井场，本次环评期间，于2021年7月对YS146H1平台进行了现场调查，调查时YS146H1平台已开始试采，站内1口井；平台东北侧有1个清水池，清水池内积存有少量雨水。

（8）YS152H1平台开发现状

YS152H1平台于2020年4月由中煤科工集团重庆设计研究院有限公司编制完成了《YS152H1丛式**井组钻采工程环境影响报告表》，并于2020年5月29日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县两河镇****，批复主要工程内容为：在平台内建设1口直井和10口页岩气**井钻采工程，目的层为**组-**组，直井完钻井深****m，各**井垂深****m、水平段长****m，地面采气工程为无人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

本项目部署的YS137H14平台将依托其已建井场，本次环评期间，于2021年7月对YS152H1平台进行了现场调查，调查时YS152H1平台已开始试采，站内含2口井；平台北侧有1个清水池，池内暂存少量气田水。

（9）YS153H1平台开发现状

YS153H1平台于2020年3月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了

《YS153H1平台钻采工程环境影响报告表》，并于2020年4月8日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇****5组，批复主要工程内容为：在平台内建设9口井，包含1口直井（YS153）及6口**井（YS153H1-1~H1-6），2口定向井（YS153X1-1~X1-2）；目的层YS153**组、YS153H1-1~H1-6**组、YS153X1-1~X1-2**组~**组，直井完钻井深***m，设计井深为***m，其中直井为***m，**井为***m，水平段为***m，地面采气工程为无人值守采气站，预计气质成分不含硫化氢。

本次环评期间，于2021年8月对YS153H1平台进行了现场调查，调查时YS153H1平台已通过验收开始运行；平台南侧有1个清水池，清水池内积存有雨水。

（10）YS155H1平台开发现状

YS155H1平台于2020年8月由中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制完成了《YS155H1丛式**井组钻采工程环境影响报告表》，并于2020年9月15日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县正东镇***，批复主要工程内容为：在平台内建设6口页岩气**井，目的层为**组，预计气质成分不含硫化氢。

本项目部署的YS137H19平台将依托其已建井场，本次环评期间，于2021年7月对YS155H1平台进行了现场调查，调查时YS155H1平台含有1口井，处于试采状态。

（11）YS158H1平台开发现状

YS158H1平台于2020年9月由中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司编制完成了《YS158H1-1井钻探项目环境影响报告表》，并于2020年9月29日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇***，批复主要工程内容为：新建YS158H1平台，平台内新建勘探井1口（YS158H1-1井），为**井，目的层为**组，设计井深 ***m，其中水平段长***m。

本项目部署的YS137H16平台将依托其已建井场，本次环评期间，于2021年7月对YS158H1平台进行了现场调查，调查时YS158H1平台已开始试采；平

台南侧有1个清水池，清水池内积存有雨水。

（12）YS159H1平台开发现状

YS159H1平台于2020年9月由中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司编制完成了《YS159井钻探项目环境影响报告表》，并于2020年9月29日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇****，批复主要工程内容为：新建YS159H1平台，平台内新建勘探井1口（YS159井），为直井，目的层为**组，设计井深***m。

本次环评期间，于2021年8月对YS159H1平台进行了现场调查，调查时YS159H1平台处于测试状态；平台西北侧有1个清水池，清水池内积存有雨水。

（13）YS160H1平台开发现状

YS160H1平台于2020年9月由中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司编制完成了《YS160井钻探项目环境影响报告表》，并于2020年9月29日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“****号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇****，批复主要工程内容为：新建YS160H1平台，平台内新建勘探井1口（YS160井），为直井，目的层为**组，设计井深***m。

本项目部署的YS137H6平台将依托其已建井场，本次环评期间，于2021年7月对YS160H1平台进行了现场调查，调查时YS160H1平台已开始试采；平台西侧有1个清水池，清水池内积存有雨水。

（14）YS140H1平台开发现状

YS140H1平台，又名阳102H34平台，于2020年9月由国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《YS140H1丛式井组钻采工程环境影响报告表》，并于2019年2月1日取得叙永生态环境局的环评批复，批复文号“******号”。项目建设位置为四川省泸州市叙永县后山镇***，批复主要工程内容为：新建YS140H1平台，平台内新建9口**井，目的层为**组，设计井深***m。

本次环评期间，于2021年7月对YS140H1平台进行了现场调查，平台内已有4口**井，调查时YS140H1平台即将进入试采。

（15）YS137H1（海坝1号）集气站至阳102H33清管站管线

YS137H1（海坝 1 号）集气站至阳 102H33 清管站管线为 YS137 井区集输

工程项目建设内容，于 2021 年 6 月取得环评批复，批文号为*****号。管线起点为泸州市叙永县后山镇****的海坝 1 号集气站，管道出站后向东北方向敷设，途径****、芦凼田、太阳山、盐河村、铜鼓村、漂水岩后进入泸州市叙永县后山镇***的阳 102H33（海坝 1 号）清管站，设计压力 6.3MPa，L245N 无缝钢管，线路全长 5.3km。

污水管线采用高压柔性复合管，与集气管线同沟铺设，设计最大传输规模为 60m^3/h，长度 5.3km。

（16）YS139H1平台至YS137H1集气站管线

YS139H1 平台至 YS137H1 集气站管线为 YS137 井区集输工程项目建设内容，于 2021 年 6 月取得环评批复，批文号为*****号。管线起于 YS139H1 平台，管道出站后向东南方向敷设，途经***、**村、****，进入 YS137H1（海坝 1 号）集气站，管径为 DN100（Φ114.3mm×6.02mm），设计压力 6.3MPa，L245N 无缝钢管，管道全长 4.7km。

污水管线采用 DN150 高压柔性复合管，与集气管线同沟铺设，设计最大传输规模为 60m^3/h，长度 4.7km。

（17）YS137H3平台至YS137H1集气站管线

YS137H3 平台至 YS137H1 集气站管线为 YS137 井区集输工程项目建设内容，于 2021 年 6 月取得环评批复，批文号为*****号。管线起于 YS137H3 平台，管道出站后向东南方向敷设，然后折向东北方向敷设，途径****，进入 YS137H1（海坝 1 号）集气站，设计压力 6.3MPa，L245N 无缝钢管，管道全长 2.4km。

污水管线采用 DN150 高压柔性复合管，与集气管线同沟铺设，设计最大传输规模为 60m^3/h，长度 2.4km。

（18）YS153H1平台至YS137H4平台至YS137H1集气站管线

YS153H1 平台至 YS137H4 平台至 YS137H1 集气站管线为 YS137 井区集输工程项目建设内容，于 2021 年 6 月取得环评批复，批文号为*****号。管线起于 YS153H1 平台，管道出站后向北敷设，***村、****，经 YS137H4 平台后继续向北敷设，经长湾，进入 YS137H1（海坝 1 号）集气站，设计压力 6.3MPa，

L245N 无缝钢管，管道全长 3.4km。

污水管线采用高压柔性复合管，与集气管线同沟铺设，设计最大传输规模为 60m^3/h，长度 3.4km。

（19）阳102H34（YS140H1平台）至阳102H33清管站管线

阳 102H34（YS140H1 平台）至阳 102H33 清管站管线为云山坝增压脱水站及集气管道工程内容，已于 2021 年 7 月通过竣工环境保护验收。管线起于阳 102H34 平台，管道出站后向北敷设，最终进入阳 102H33 清管站。设计压力 6.3MPa，PSL2 无缝钢管，管道全长 2.83km。

污水管线采用 DN125 柔性复合高压输送管，与集气管线同沟铺设，长度 2.83km。

2.4 已有工程与本项目及开发方案的关系

本项目井区内已取得环评批复的工程包括：1 座集气站、14 个页岩气平台共 86 口井、5 条集输管线 18.63km 及同沟污水管线，其中已实施的包括集气站 1 座、页岩气平台 14 个共计 30 口井、集输管线 2 条 8.13km，另剩余 66 口井未实施。

（1）本次拟扩建工程

本次工程扩建 1 座集气站，即 YS137H1 集气站，扩建内容为新增增压功能，扩建后其输气规模维持现状。

（2）本次工程依托的页岩气井场

本次工程利用已有 YS137H2、YS141H、YS146H、YS152H、YS155H、YS158H、YS160H 井场分别部署 YS137H2、YS137H20、YS137H17、YS137H14、YS137H19、YS137H16 和 YS137H6 平台，并将已建井场内已批复井纳入本项目产能。

（3）本次工程依托的集输管线

本次工程依托 5.3kmYS137H1 集气站至阳 102H33 清管站集气干线及同沟敷设的污水管线输送汇集到 YS137H1 集气站的页岩气和气田水。

（4）井区内其他工程

井区内其他工程包括已有的页岩气平台及集气支线。

页岩气平台：YS137H1、YS137H3、YS137H4、YS139H1、YS152H1、YS153H1、YS140H1（又名阳 102H34 平台）；

集输工程：4.7kmYS139H1 平台至 YS137H1 集气站管线、2.4kmYS137H3 平台至 YS137H1 集气站管线、3.4kmYS153H1 平台至 YS137H4 平台至 YS137H1 集气站管线、2.83km 阳 102H34（YS140H1 平台）至阳 102H33 清管站管线及同沟敷设的污水管线。

2.5 YS137井区已有工程环境影响回顾

本次评价已有工程的类型及环境影响特点，对 YS137 井区内已有页岩气勘探开发相关工程进行环境影响回顾。对于已竣工环境保护验收的工程利用其竣工环境保护验收调查报告的调查结论来分析其环境影响，对于已取得环评批复尚处于施工阶段和试采阶段的已有钻井平台，本次评价主要根据现场调查及监测结果，对其环境影响进行回顾性分析评价，并针对可能对土壤环境和地下水环境产生持续影响的情况，进行回顾性监测布点。

其各施工作业期间产生的废气、噪声随施工完结而消失，钻井过程产生的污废水均在区域循环利用或回注处理，钻井固废交由符合环保要求的接收单位资源利用，现场调查时各平台周边均无污废水随意排放或钻井固废长期堆放的情况，本次环境影响回顾分析针对区域已实施工程影响进行了回顾性监测布点。

2.5.1 已验收项目验收结论

截止 2021 年 9 月，井区内共三个项目进行了竣工环境保护验收，分别为 YS137H4、YS153H1 和阳 102H34（YS140H1 平台）至阳 102H33 清管站管线。根据验收报告及验收组意见，以上三个项目符合建设项目竣工环境保护验收条件，项目竣工环境保护验收合格。

根据验收报告，建设单位执行了环境影响评价制度和环保”三同时”制度，落实了环评及批复要求的各项污染治理措施。施工期及运营期采取的各项污染防治措施有效；验收时监测点的各项监测因子监测值均满足相关标准要求，项目实施未对周边环境造成较大影响，项目施工期及运营期间未发生污染事故及环保投诉事件。项目符合环评报告及批复中要求，对当地环境影响小。

2.5.2 已批复未验收项目

井区内已取得环评批复尚未验收的项目部分目前处于施工或试采阶段，其余项目暂未实施。根据本次评价现场调查结果，各项目现场未发现乱排、乱弃、乱堆放或严重噪声扰民现象。各项目实施完成后，均应按照原环评要求履行各项恢复措施，并依照相关法律法规开展竣工环境保护验收工作。同时，根据页岩气开发项目特点，针对各项目实施可能对环境产生持续性影响的情况，本次评价对区域内进行了回顾性监测布点和调查。

（1）大气环境影响回顾

海坝区块于 2019 年 2 月实施第一口探勘评价井，截至 2021 年 6 月 30 日，区内累计完成钻井 38 口，其中 30 口位于本项目所在的 YS137 井区内。根据泸州市 2019~2020 年环境质量公报，叙永县 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3 监测值详见表 2.5-1。

表 2.5-1 叙永县环境空气常规监测因子例行监测数据统计 单位:μg/m³

监测时间	例行监测值						达标情况
	SO_2	NO_2	PM_{10}	$PM_{2.5}$	CO（mg/m³）	O_3	
2019 年	21	26	45	30	1.6	124	达标
2020 年	19	25	41	29	1.6	116	达标

根据上表结果，叙永县 2019、2020 环境空气质量均为达标区，2020 年大部分因子监测结果均较 2019 年有一定改善，无监测因子恶化，区域环境空气质量有改善趋势。因此，区域内各现有工程实施以来，未对区域环境空气造成明显不利影响。

本项目区域内已实施项目均为页岩气勘探、开采和集输工程，气质不含硫，主要特征因子为非甲烷总烃。本次评价对已实施项目厂界和区域非甲烷总烃值均进行了监测，监测点位布设情况见表 5.3-2，监测结果见 5.3-3。根据各监测点监测结果，区域非甲烷总烃厂界、环境监测值均满足相关标准，现有工程实施未造成区域特征因子非甲烷总烃显著升高。

（2）地表水环境影响回顾

本项目所在区域属于永宁河水系，本次评价饮用泸州市 2019~2020 年生态

环境状况公报中永宁河水质情况，结合本次评价监测结果，对区域地表水影响进行回顾分析。

根据《2019 年泸州市生态环境状况公报》:2019 年永宁河水质优，上桥、观音桥、乐道子和泸天化大桥断面水质类别均为Ⅱ类（Ⅰ~Ⅲ类水质比例为100%），除观音桥断面月达标率为 91.7%，其余各断面月达标率均为 100%；根据《2020 年泸州市生态环境状况公报》：2020 年永宁河水质优，断面达标率为 100%。上桥、观音桥、乐道子和泸天化大桥断面水质类别均为Ⅱ类，除乐道子断面水质月达标率为 91.7%，其余各断面水质月达标率均为 100%。

本次评价对项目井区范围内的冷水堰断面进行现场取样监测，监测因子和结果见表 5.3-4。根据监测结果，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，冷水堰水质达标。

根据本次评价调查结果，区域已实施井产生的钻井废水、压裂返排液、气田水等主要在区域内回用，无法回用的部分转至周边回注井回注处理，已实施项目施工及运营过程中均无无废水直接外排。

综上所述，区域内现有工程的实施未对区域地表水体造成较大影响。

（3）噪声环境影响回顾

本次评价对区域已实施项目厂界、周边敏感点均进行了噪声监测，监测布点情况见表 5.3-9，各点位监测结果见 5.3-10。根据监测结果，各监测点厂界及环境噪声值均满足相关标准要求，未出现噪声超标现象。结合本次调查情况，区域已实施项目未发现严重噪声扰民及投诉时间。

综上所述，区域内现有工程实施未对区域声环境造成较大影响。

（4）固体废物环境影响回顾

区域已实施项目的固体废物影响主要表现为施工期间钻井固废、运营期间清管检修废渣、集气站污泥等。

根据本次调查结果，区域已实施项目钻井工程均采取了钻井污染物“不落地”生产处理系统，施工期产生的水基钻井固废和运营期清管检修废渣、集气站污泥经收集后主要外运砖厂和水泥厂综合利用，井区内各已实施项目现场及周边均未发现乱丢、乱弃或乱堆放现象。

综上所述，各已实施项目固体废物去向明确，现场无固废滞留和排放，充分做到了资源化、减量化、无害化，未造成二次污染，未对区域环境造成较大不利影响。

（5）地下水环境影响回顾

①已开发工程地下水污染防控措施分析回顾

本次评价对已开发工程地下水污染防控措施的分析回顾主要通过井场施工设计资料、环境影响评价文件、井场施工记录、跟踪回顾性监测和现场环境调查等方面进行。

通过区内钻前设计和环境影响评价文件等相关资料，结合现场踏勘结果可知，区内地下水污染防控主要采取源头控制、分区防渗，跟踪监测和应急响应等措施；通过对井场施工记录和现场环境调查表明页岩气开发建设项目在采取的地下水污染防控措施取得较好的地下水环境保护成效，项目实施对地下水的影响。

在源头控制方面，各井场选址阶段避开了地下水环境敏感区和岩溶发育地段，采用先进的环保低污染的清水钻、空气钻施工工艺和高性能的环保材料、防污染设备，过程中采取严格的污染物暂存、转运和处置措施，并设置了监管制度。源头控制上做到了污染物产生量少，污染物不外排，污染物合理妥善处置，处置后环境可接受的等综合效果。

在分区防渗方面，各井场的相关设施设备均按照地下水导则和相关行业规范采取了重点防渗、一般防渗和简单防渗分区划定，设备选用了高质量防渗的金属制品设备，防渗材料选取了环保防渗防腐性较高的材质，施工选择了专业技术队伍并设置了现场监理，确保分区防渗按要求实施。根据现场调查结果，各井场的分区防渗措施有效的阻止了污染物进入地下水环境。

在跟踪监测方面，根据各井场的环境影响评价文件，要求各场地按要求布设跟踪监测点，制定跟踪监测计划，及时分析公布监测数据。

在应急响应方面，建设单位根据应急响应要求，建立了应急处置管理小组，编制了应急预案，针对可能发生的地下水污染事故制定了应急响应方案，确保区内地下水不受井场建设开发影响，保障居民用水的水质水量安全。

综合以上分析可知，区块内已经实施的页岩气开采井场已经形成了全面、标准、实用、可操作、有效的地下水污染防控措施，上述地下水污染防控措施的实施有效避免了区内地下水环境受到影响；同时，上述地下水污染防控措施的有效实施为本次评价地下水污染防控措施的制定提供了参考依据。

②区块地下水环境质量变化情况回顾

近几年，区块内对页岩气进行了逐步的勘探开发，目前已经实施建设的井场 14 个，集输管线 2 条。为了查明区内已实施的页岩气开采工程对区内地下水环境质量的影响情况，本次评价在已实施的各井场的环境影响评价文件现状和跟踪监测点的基础上，结合区内地下水单元划分和地下水补径排特征，本次评价以选取了各井场周边具有代表性的地下水监测点进行了监测，通过分析各监测点地下水环境质量的时空变化特征，对区块内地下水环境质量进行回顾性评价。

本次地下水环境质量回顾性评价选取了各水文地质单元内已实施场地下游监测点和本次对照验证监测点数据，监测因子为项目特征因子 COD、石油类和氯化物。

通过对地下水监测数据对比分析可知，各水文地质单元内地下水中特征因子的含量变化较小，未发生超标现象。从地下水环境监测角度，总体而言，页岩气开发未对区内地下水产生明显的影响，对区内地下水环境扰动较小。

此外，本次评价野外水文地质调查走访了当地居民所利用地下水出露点的质量变化情况，调查结果表明，区内未发生因页岩气开采实施而导致的地下水污染事故，已开发实施井场对区内地下水影响较小。

通过现场调查和环境质量跟踪监测手段回顾了区内地下水环境质量时空变化情况，进一步表明了区内浅层地下水环境质量现状良好，已经实施建设页岩气开采井场对区内地下水环境的扰动较小。

③区域主要存在地下水现状环境问题及整改建议

根据现场调查和资料收集分析可知，区内地下水环境质量整体较好，前期已开发实施井场对地下水环境影响较小，区内未发生明显的地下水环境污染事故；区内地下水环境质量主要受区内生活的居民和与本项目无关的厂矿企业影

响，如分散居民生活垃圾、污水不合理处置；因此本项目在实施期间要做好地下水污染防控措施，做好各类污染物的妥善收集管理处置。同时，本项目地下水污染防控措施应该加强地下水跟踪监测计划的实施，以便及时掌控区块开发对地下水环境的影响；还应该加强对清水池等构筑物施工的管理，确保清水池在使用过程中防渗防漏、质量可靠；还要确保应急管理措施的健全。通过对上述措施的加强，降低地下水环境污染风险。

（6）土壤环境影响回顾

为了调查 YS137 井区内已有站场周边土壤环境质量状况，对已建平台的土壤环境影响进行回顾分析，监测点位选取易受污染的污水池周边土壤。本次评价期间，于 2021 年 8 月对已建平台 YS137H6（原 YS160H）和 YS137H14（原 YS152H）的污水池周边土壤环境进行了回顾性监测，土壤环境监测点布设情况见**表 2.5-2**。

表 2.5-2　已建平台土壤监测点位、因子和频率

污染源	采样点位	监测因子	监测频次
土壤环境	YS137H6 井场污水池周边 T1（黄壤）	柱状样，pH、理化性质、第 1 层加测 GB36600 基本因子、钡离子、特征因子	监测 1 次
	YS137H14 井场污水池周边 T2（黄色石灰土）		

***

图 2.5-1 已建 YS160H、YS152H 平台土壤监测点位置图

通过对土壤环境质量监测数据分析可知（详见 5.3.5 章节），在已有站场污水池周边的土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值，监测结果表明井区内已有的页岩气开发工程，在之前的实施过程中未对平台附近的土壤环境产生明显的负面影响，表明已有工程已采取的防治措施有效，对土壤环境的扰动较小。

（7）生态环境影响回顾

海坝区块内目前已开发部分页岩气开采平台和地面集输工程，对区域陆生生态的影响主要体现在占地影响、景观破碎化、植被破坏、动物影响及生态累积影响等。具体影响如下：

①对占地的影响分析

海坝 YS137 井区范围内已建井场 14 座，已建集气站 1 座，已建管线 8.13km。根据统计分析，海坝 YS137 井区总面积约为 14138.26hm^2，区域现状主要占地类型为林地，总面积约 9546.81hm^2，占矿区总面积的 67.52%，耕地总面积约 3299.89hm^2，占矿区总面积的 23.34%。通过对比分析遥感卫星影像资料解译对区块开发前（2015 年）和现今（2021 年）可至，区块范围内耕地占比年有所减少（减少约 4.35%），而林地占比则有所增加（增加约 2.88%），主要是区域内大力实施退耕还林政策，使得林地面积逐渐增加。此外，区块内建设用地占比变化不大，表明海坝 YS137 井区开发建设活动对区域土地类型改变较小。

② 对植物的影响

对于区块内已开发建设的项目，对植被的影响主要体现在施工临时占地和永久占地均导致了占地范围内植被与植物资源的损失。根据本次现场调查及区域已有建设项目调查数据显示，区域内植被种类主要为柳杉、香椿、慈竹、水麻、高粱泡、五月艾等当地常见植被类型为主，占地范围内无珍稀保护植物及名木古树分布。

根据现场调查及资料查阅，站场及管线在施工过程中均按照环评文件要求落实了相应的生态环保措施，经过生态恢复，各站场临时施工场地及管道沿线已经得到恢复，施工过程中对植被的破坏在可接受范围内。

已建工程永久占地面积较小，且占地主要为农用地及少量林地，占地范围内植被为当地常见物种，在周边区域广泛分布，建设过程中未发现珍稀保护植物分布，故区块内已建项目建设未对植物种类组成造成明显影响。

③ 对动物的影响

区块已建项目主要包括井场及管线等，项目运行过程中废气、噪声等影响较小，且管线等临时占地等已经进行恢复，永久占地内无野生保护动物栖息地分布，故区块内已开发项目在运行过程中对动物影响较小，对动物的影响主要体现在施工过程中的干扰。

A 对爬行类动物影响的回顾性评价

对于区域内已开发建设的项目，施工过程中的施工占地造成爬行动物栖息

地的损失，导致了其生境范围有所缩小；此外，工程施工过程中，施工活动产生的噪声及灯光降低了施工区的生态环境质量，对爬行类动物生境造成不利影响。

根据现场调查，站场周边及管线沿线均分布有大量的林地、耕地等适宜生境，为避开不利影响，爬行类动物已逐渐向适宜生境中迁移，同时施工过程中落实了相应的动物保护措施，如加强施工人员管理、合理安排施工时间、控制施工范围等，对周边的爬行动物的影响得到了一定的缓解，区域内分布的爬行类多为蹼趾壁虎、乌梢蛇、王锦蛇等常见物种，已建项目施工和运营过程中未改变其区系组成，未造成物种消失。

B 鸟类影响的回顾性评价

区域内已建项目在建设施工过程中，施工产生的施工噪声对周边的鸟类有较大的干扰，对其栖息和觅食产生了不利影响，但鸟类的活动和觅食范围较广，食物种类丰富、来源广，规避风险能力和适应能力较强，且工程施工影响范围较小，施工区外围仍有大量林地、灌草丛、耕地等适宜生境，鸟类在受到施工活动影响后自动向邻近区域的适宜生境迁移，规避施工活动造成的不利影响。同时，施工单位在施工过程中通过合理安排施工时间，加强设备维护管理，一定程度上减少了施工噪声对周边鸟类的影响。

根据现场调查，在已建站场周边林地、灌丛中均发现了鸟类分布，由此可见，在已开发井场施工过程中未对周边鸟类造成明显影响。

C 兽类影响的回顾性评价

已建项目在施工过程中，施工占地及施工活动对原栖息于此的哺乳动物栖息和觅食造成了一定影响，管线等线性工程施工过程中对兽类的移动、觅食造成一定的阻隔。

根据现场调查，井区开发历时较长，井场建设进行分批建设，施工活动按照进度安排在不同时间进行，未进行集中的施工活动，管线进行分段施工，项目施工活动短暂，项目建设对兽类的影响随着施工活动的结束对兽类的影响逐渐消失，且施工区外围仍有大量林地、灌草丛等适宜生境，受到施工影响的兽类向周边区域迁移，在施工过程中严格落实了项目环评文件提出的生态保护措施，未发生捕猎等行为，且施工过程中未发现兽类死亡事件，区域兽类未因施

工活动造成种类较少或消失。

④ 对水生生态的回顾性评价

区块内已建项目在运营期不在河道内取水，且集输管线位于河道以下，几乎不会对区域水生生态造成影响，区块已开发项目对水生生态的影响主要体现在施工期管道穿越和井场取水对水生生态的影响。根据现场调查，区块范围内已建管线穿越河流主要为白秧河及干河沟，穿越形式为围堰大开挖。

A 对浮游生物的影响

施工导致水体颗粒悬浮浓度升高。另外，路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流会进入水体，导致水体浑浊，进而造成浮游生物种类组成和优势度的变化，破坏浮游生物的生长环境。

在穿越河流的管线施工过程中，施工单位落实了水土流失防治措施，在施工结束后及时清理施工区域，恢复河道现状。根据现场调查，管道穿越河道的施工段无施工废弃物堆放。虽然施工期一定程度上改变了施工区域上下游原有浮游生物的优势度和物种种类组成，但是这种影响是暂时的，影响时间间断且影响范围较小，浮游生物种类均为常见种，施工结束后逐渐恢复到了原有状况，因此对浮游生物影响较小。

B 对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，已建项目在施工期大开挖导致水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也随底泥的取走而死亡或迁移了它地。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫已较快恢复。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物逐渐得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其它地区相似的环境中亦有分布，并非是本地区的特有种。随着施工结束，工程建设对底栖动物的影响逐渐减小。

C 对鱼类的影响

管线穿越河道的施工使河流水质受到了一定程度破坏，悬浮物增加，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其它地方，施工区域鱼类密度降低。

施工期在水下作业时，搅动了水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施

工区域鱼类密度降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生了一定程度的变化而趋于减少。由于施工对生境的破坏，也会导致了栖息于流水底层礁石的鱼类数量减少。

区块内已建管线穿越河流较少，多为小型河流，鱼类资源较少，主要为鲤形目、鲇形目、鲈形目、合鳃目等本地物种，无珍稀特有鱼类机鱼类重要生境分布，且项目施工时间较短，影响时间及影响范围有限，施工活动导致鱼类种类及数量的改变不明显。根据现场调查和访问，经过多年自然恢复后区域内鱼类种类结构并未发生改变，因此区域内井场建设对鱼类的影响是可以接受的。

⑤ 对区域生态系统的影响分析

区域生态系统有森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农业生态系统和城镇生态系统五大生态系统，根据现状调查及分析，区块开发前后均以森林生态系统为主要生态系统，区块内项目的开发未对区域生态系统类型造成较大改变。

区块内已开发项目永久占地面积较小，且施工临时占地已进行恢复，区块开发至今，未造成区域内植被面积和植被类型没有发生较大变化，植物种类及生物量未发生显著较小，动物种类未减少，动物之间信息交流没有发生中断，亦即对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，生境的异质性没有发生大的改变。通过在施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，区块内已开发项目未生态系统结构的完整性和功能的连续性造成破坏，对区域生态系统的稳定性未造成较大影响。

⑥区域内陆生生态累积性影响回顾

海坝 YS137 井区拟实施开发时间较长，开发范围较广，对区域内的陆生生态影响存在一定累积性影响。

根据现场调查及查阅相关资料，区域内已建勘探开发工程及管线集输工程产生的临时占地在施工完成后已进行生态恢复，在生态恢复后较短时间恢复成了原有生态现状或者由林地恢复成农用地、草地，临时占地恢复过后对区域动植物的影响逐渐消失，对景观造成的分割作用逐渐减少，破碎化程度降低；已建工程永久占地改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降

低，对农业生产造成了一定的影响，但站场永久占地面积较小，占用永久基本农田的面积建设单位已按照有关规定进行了生态补偿，影响和损失降低到了最小。故区域内的开发建设活动造成的累积性影响较小。。

2.5.3 井区已有工程环境影响回顾结论

综上所述，本项目所在的 YS137 井区内现有工程的实施未对区域环境造成严重破坏，根据本次监测结果，项目区域环境质量现状较好。根据现场调查，各已实施项目现场未发现乱排、乱弃、乱堆放或严重噪声扰民现象。对于暂未验收的项目，其实施完成后，均应按照原环评要求履行各项恢复措施，并依照相关法律法规开展竣工环境保护验收工作。

2.6 已有工程主要存在的环境问题及建议

根据对 YS137 井区内已有工程的资料收集及现场调查，YS137 井区内已竣工环境保护验收的项目不存在待解决的环境问题，井区内其余正在实施的工程，根据本次评价期间的现场调查以及取样监测，现场调查未发现有污废水以及固体废物在工程周边排放及丢弃的情况，也没有产生明显的水土流失和生态破坏；已有工程周边的地下水及土壤环境质量监测对比分析表明，已有工程在之前的实施过程中，工程周边的地下水环境质量和土壤环境质量未发现有明显的污染迹象。总体而言，现有工程在此前的实施过程中较好的落实了各自环评报告提出的相关环保要求，无明显的遗留环境问题。在后续实施过程中，应继续落实各自环评报告的环保措施要求。

3 项目概况

3.1 项目基本情况

3.1.1 项目名称及建设性质

项目名称：海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目。

建设单位：中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部。

建设性质：新建。

建设地点：四川省泸州市叙永县。

建设规模：海坝 YS137 井区拟部署页岩气产建平台 17 个，并配套建设地面集输工程，包括 17 个采气站场、2 座集气增压站和集输管线 73.1km。区块设计总产能规模**m^3/a。

开采气种：页岩气。

目的层位：**-**组。

总投资：**万元。

3.1.2 矿权范围

太阳气田位于筠连-威信页岩气勘查区域东北部，海坝区块位于太阳气田的南部，紧邻已开发的太阳-大寨区块，其区块总面积约 474.8km^2。本项目所涉及的 YS137 井区位于海坝区块内北侧，地理位置属四川省泸州市叙永县境内，井区面积约 141.38km^2。

***

图 3.1-1 项目所属矿权位置关系图

3.1.3 主要建设内容及规模

海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目包括钻井工程、地面集输工程两部分，具体建设内容见下表 3.1-2。

表 3.3-2 项目主要建设内容一览表

类别	项目	建设内容

钻井工程		共部署 17 个页岩气平台，其中 7 个平台利用现有井场，其余 10 个为新建井场
地面集输工程	采气站场	共部署采气站场 17 座，其中利用现有站场 4 座，新建站场 13 座
	集输管线	新建集输管线 12 条，总长 73.1km，其中干线 2 条，总长 23km；支线 10 条，总长 50.1km。各集输管道同沟敷设集气管道和集水管道 2 条管线
	集气增压站	新建集气增压站 1 座，改扩建集气站 1 座

3.1.4 气质成分

本项目所涉及的**组-**组页岩气为优质天然气，烃类气组分以甲烷 CH_4 占绝对优势，根据 YS137 井区范围内前期实施的 YS153H1-3 井气质组分分析，CH_4 含量达到**%，C_2H_6 含量**%，密度**kg/m^3；非烃类气主要为少量 N_2，含量**%，与烷烃气组分含量相关性良好，显示气体组分种类简单。

海坝区块页岩气中不含硫化氢和氦气，气体组分与邻区黄金坝、紫金坝和太阳-大寨区块类似，其主要组分占比见下表 3.1-3。

表3.1-3　**组~**组页岩气气体组成

区块	平台	层位	天然气组分/%				
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2
黄金坝	YS108	**组-**$_1$	**	**	**	**	**
紫金坝	YS112	**组-**$_1$	**	**	**	**	**
太阳-大寨	阳 102	**组-**$_1$	**	**	**	**	**
	YS117H1-4	**组-**$_1$	**	**	**	**	**
海坝	YS153	**组-**$_1$	**	**	**	**	**

3.2 气藏开发方案

3.2.1 开发参数

为充分发挥浅层页岩气低成本效益开发的优势，考虑埋深、地质指标和试采情况差异，优化井身结构设计，本次YS137井区内的页岩气开发井埋深具体见表3.2-1。

表 3.2-1　开发井设计

平台号	埋深（m）	井深结构
YS137H2	**	二开
YS137H5	**	
YS137H6	**	
YS137H7	**	
YS137H8	**	

YS137H9	**	
YS137H10	**	
YS137H11	**	
YS137H12	**	
YS137H13	**	
YS137H14	**	
YS137H15	**	
YS137H16	**	
YS137H17	**	
YS137H18	**	
YS137H19	**	
YS137H20	**	

（1）井方位**

井方位设计中兼顾压裂效果和安全钻井，井方位与最小主应力和天然裂缝方向成一定夹角。结合地应力分布特征、最大水平主应力方向等因素，最终确定本项目**井方位角为**°~**°、**°~**°，具体方位以实际地应力方向确定。

（2）井长度**

本项目针对不同的埋深，采用不同的水平段长度，具体范围见下表 3.2-2。

表 3.2-2　**井长度

埋深（m）	水平段（m）
**	**
**	**
**	**

（3）井压裂参数**

本项目采用**～**m/段的长段压裂方案，分段采取相似原则，将小层相同、储层物性、完井情况和最小水平主应力相近的尽量划为一段；同时采取避让原则，避免段内出现断层、工程风险点、尽量避免跨层。

3.2.2 单井开发指标

（1）配产原则

选取地质条件相似、地质背景相同且生产数据丰富的太阳-大寨井区进行类比，以储量丰度、埋深、水平段长度等确定气井单井可采储量（EUR）。

（2）单井可采储量

***

（3）递减率

借鉴太阳-大寨区块浅层页岩气开发实践，气井普遍采用平稳控制返排及生产模式，预期本项目浅层页岩气井具备缓慢递减特征。本项目 YS137 井区设计标准单井产量年递减率见下图 3.2-1。

***

图 3.2-1　本项目设计标准单井产量年递减率

3.2.3 开发方案设计

（1）平台及井部署**

本项目共部署 17 个平台，共计 126 口井，其中。平台部署情况见表 3.2-4。

表 3.2-4　各平台开发井埋深及时序统计表

开发年限	平台号	部署井数	埋深
2022年	YS137H2	6	**
	YS137H8	5	**
	YS137H9	4	**
	YS137H11	7	**
	YS137H12	10	**
	YS137H17	10	**
	YS137H20	10	**
	小计	52	**
2023年	YS137H7	7	**
	YS137H10	6	**
	YS137H18	8	**
	YS137H19	9	**
	小计	30	**
2024年	YS137H5	8	**
	YS137H6	8	**
	YS137H13	6	**
	YS137H14	11	**
	YS137H15	3	**
	YS137H16	8	**
	小计	44	/

（2）开发方式

以**组-**1 亚段为建产目的层，用**井开发，采用集中增压方式开采，区块产能主要采用平台接替方式保持稳产。

3.3 项目组成及概况

YS137 井区产能建设主体工程由钻井工程、地面集输工程两部分组成，另涉及部分依托工程，具体情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1　YS137 井区产能建设项目组成表

类别	项目		建设内容	主要环境影响	
				施工期	运营期
主体工程	钻井工程		包括钻前工程、钻井工程和储层改造测试三部分，新建平台钻井工程井场采用标准化建设，本项目共新建 94 口页岩气井	改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失，施工扬尘、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等	/
	地面集输工程	采气站场	新建采气站场 13 个，单井设计规模***m^3/d，平台设计规模***m^3/d	施工噪声；施工人员生活污水、生活垃圾等	设备运行噪声；放空废气；除砂废渣；分离气田水；环境风险
		集输管道	新建集输管线 12 条，其中集气干线 2 条，总长 23km；集气支线 10 条，总长 50.1km，各集输管道同沟敷设集气管道和集水管道 2 条管线	临时占地，破坏农林植被，造成水土流失；管道施工机械及车辆噪声、废气；管道试压废水；生活污水、生活垃圾等	环境风险
		集气增压站	新建 YS137H12 集气增压站，建设规模：为***m^3/d	改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失，施工扬尘、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等	设备运行噪声；放空废气；清管、检修废水废渣；分离气田水；污泥；值守人员生活污水、生活垃圾、环境风险
		改扩建集气站	扩建 YS137H1 集气站，扩建内容为新增增压功能，增压规模为***m^3/d，扩建后集输规模仍维持现有***m^3/d	施工噪声；施工人员生活污水、生活垃圾等	
利用工程	本项目部署的 17 个平台 126 口井中，有 7 个平台共 32 口井前期已另行环评并取得批复，本次将该 32 口井开采的页岩气纳入井区产能，不再重复评价			/	/
依托工程	井场依托		本项目依托现有井场 7 座，其中 6 座在现有井场内新建开发井，其余 1 座不新	/	/

		增井，仅新建集输管线将平台内开采的页岩气汇至集气站			
	集输工程依托	YS137H1 集气站及集气管道工程	依托已建成运行的“海坝 1 号集气站（YS137H1 集气站）至海坝 1 号清管站（阳 102H33）管线”，将汇入 YS137H1 集气站的页岩气输送至海坝 1 号清管站	/	/
		云山坝增压脱水站及集气管道工程	依托已建成运行的“阳 102H33—云山坝脱水站集输管道”将 YS137H1 输至海坝 1 号清管站（阳 102H33）的页岩气输送至云山坝脱水站，并依托云山坝脱水站处理后外输	/	/
	外输干线依托	依托云山坝集气增压脱水站和新坝阀室间已建管线，输送 YS137 井区页岩气经过新坝阀室接入区域宁纳线		/	/
	回注井依托	井区内无法回用的气田水、压裂返排液等依托阳 1 井、阳 102 井回注井回注		/	/

3.3.1 平台钻井工程

本项目所有井场均位于四川省泸州市叙永县，各平台具体地理位置及拟实施情况见下表 3.3-2 及**附图 1**。

表 3.3-2　拟部署平台概况

序号	名称	井数			坐标		井场海拔（m）	备注
		总数	已有	新增	经度	纬度		
1	YS137H2	6	4	2	***	***	***	依托现有 YS137H2 井场，新增 2 口井
2	YS137H5	8	/	8	***	***	***	
3	YS137H6	8	1	7	***	***	***	依托现有 YS160H 井场，新增 7 口井
4	YS137H7	7	/	7	***	***	***	
5	YS137H8	5	/	5	***	***	***	
6	YS137H9	4	/	4	***	***	***	
7	YS137H10	6	/	6	***	***	***	
8	YS137H11	7	/	7	***	***	***	

9	YS137H12	10	/	10	***	***	***	
10	YS137H13	6	/	6	***	***	***	
11	YS137H14	11	11	0	***	***	***	依托现有 YS152H 井场，不新增井
12	YS137H15	3	/	3	***	***	***	
13	YS137H16	8	1	7	***	***	***	依托现有 YS158H 井场，新增 7 口井
14	YS137H17	10	8	2	***	***	***	依托现有 YS146H 井场，新增 2 口井
15	YS137H18	8	/	8	***	***	***	
16	YS137H19	9	6	3	***	***	***	依托现有 YS155H 井场，新增 3 口井
17	YS137H20	10	1	9	***	***	***	依托现有 YS141H 井场，新增 9 口井
合计		126						

根据开发方案，YS137 井区产能建设项目共部署 17 个平台 126 口井，其中依托的 7 个现有平台中的 32 口井前期已另行环评，该 7 个平台本次钻井工程评价内容仅包括其拟新增的井，对已批复的井不再重复评价；本项目依托的 YS137H14 平台原环评已批复 11 口井，本项目将其纳入井区产能，不再对其新增井，因此，YS137H14 平台不涉及钻井工程。

综上所述，本项目钻井工程共涉及钻井平台 16 个（依托现有井场 6 个，新建井场 10 个），钻井数 94 口。主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响，见表 3.3-3。

表 3.3-3　YS137 井区平台钻井工程组成一览表

类别	名　称		单位	数量		主要工程量	可能产生的环境影响
主	钻	场地平整	m^2	110×60	H13　、	平台场地平整，前场区域	改变土地利

类别	名称		单位	数量		主要工程量	可能产生的环境影响
体工程	前工程				H8、H5	采用 8cm 厚泥结碎石+32cm 厚片石基础+素土夯实，后场区域采用 20cm 厚C30 混凝土+20cm厚 5%水泥稳定碎石+素土夯实，井架基础采用，井架基础采用 40cm厚的C30 钢筋混凝土面层；混凝土抗渗等级P8	用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失，施工扬尘、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等
				100×80	H12、H15		
				120×80	H10、H7、H11、H18		
				120×50	H9		
		井口方井	个	94		按 3×3×3.5m/井，共新增 94 口井。H7、H10、H11、H12、H15、H18 采用双排布置，其余采用单排布置	
		清水池	m^3	700×10		位于井场外边界处，半地埋式钢筋混凝土结构，30cm厚C30 混凝土构筑池底及池壁，水池内表面涂刷 1mm 厚水泥基渗透结晶型防水涂料。每个新建平台建 1 个清水池，容积为 700m^3，本项目共新建 10 个。	
		放喷坑	个	10		每个新建平台井场外距离井口 75m 以上设置 1 个，单个占地约 28m^2，尺寸 7m×4m×2.5m，每个放喷坑配 10m^3 的集酸坑 1 个，放喷坑和集酸坑做三油两布防酸防渗层，表层用 50mm厚新型耐火砂浆分层抹面。	
	钻井工程	钻井设备安装	套	单排井场：各 1 套；双排井场：各 2 套		埋深***m井推荐使用Z***钻机，单排布置平台采用单机钻井作业，双排布置平台采用双钻机作业，包括搬运、安装、调试	钻井废水、水基钻井固废、钻井作业废气、噪声、施工人员生活污水、生活垃圾、环境风险
		钻井作业	口	94		导管~一开段采用空气或清水钻井，二开采用高性能水基泥浆钻井，共涉及 94 口井钻井作业	
		固井作业	口	94		全井段实施套管保护+水泥固井	
		井控作业	套	94		井控装置：液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口防喷设备	
		钻井泥浆配置系统	套	单排井场：各 1 套；双排井场：各 2 套		每套钻机配 1 套，按需调配钻井泥浆，配备有搅拌机的泥浆储备罐储存	
		钻井泥浆循环利用系统	套	单排井场：各 1 套；双排井场：		每套钻机配 1 套，含除砂器、除泥器、振动筛、除气器等	

类别	名　称		单位	数量	主要工程量	可能产生的环境影响
				各 2 套		
	储层改造测试	压裂作业系统	套	16	每个平台 1 套，由压裂车、混砂车、仪表车、管汇车等组成	压裂返排液、压裂噪声、测试废气、生活污水、生活垃圾、环境风险
		压裂液混配系统	套	16	每个平台 1 套，由高、低压供液系统、砂罐等组成	
		重叠液罐	具	255	单个平台重叠液罐总容积 2000m³（15 具，140m³/具），用于存储压裂用水	
		测试放喷管	套	16	每个平台 1 套，开井返排压裂液及测试放喷，放喷管高度为 1.5m	
		井口井控系统	套	94	每口井 1 套，建防护墙保护井口	
辅助工程	发电机房		m²	100/平台	井场内设置发电机房，放置柴油发电机作为备用电源，单个平台发电机房面积为 100m²	废气、噪声
	钻井参数测定系统		套	16	对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数测定	/
	井控系统		套	16	自动化控制系统	/
	钻井监控系统		套	16	节流阀组独立控制井控装置	/
	放喷点火控制系统		套	16	单个平台设置自动、手动和电子点火装置各 1 套	废气
储运工程	井场公路		km	3.3	根据当地路网情况，已建平台和集气站均已有进场道路通往井场，本工程新建井场和集气增压站共新建进场道路 3.3km，为四级混凝土路面，进场道路宽 4.5m。	占地、水土流失
	柴油罐		m³	20×16	各平台均设 1 个柴油罐，单个有效容积 20m³，单个井场最大储存量 17t，储罐区防渗处理，设置 0.2m 高围堰，各设一个集污池，容积 1m³	环境风险
	表土堆场		m²	1000×10	10 个新建井场钻前工程各设置 1 个临时表土堆场，单个面积约 1000m²，表土场设置建挡土墙和排水沟	废气、固废
	钻井、固井材料储存区		m²	350×16	各平台均设置 1 处材料堆存区，单个面积为 350m²，堆场采用彩钢板顶棚防雨防风，地面水泥防渗	跑冒滴漏泄漏污染
公用工程	生活区活动板房		座	16	板房采用现场吊装，单个占地约 1000m²，每个生活区各配备 30/60 人的食堂	生活垃圾、生活污水
	供电	当地电网	/	/	各平台就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源	/

类别	名 称		单位	数量	主要工程量	可能产生的环境影响
	供水	生活用水	/	按需	使用桶装水，利用车辆运至场内	/
		钻井用水	m^3		在永宁河支流白杨河取水，采用潜水泵取水后通过管道输送至集气站，再通过平台与集气站之间的水管线输送至各平台清水池，压裂用水同时采用重叠液罐存放。	取水影响
		压裂用水				
	排水	场内排水沟	m	3680	在各井场四周均设置 40cm×40cm明沟排水，水泥砂浆抹面	/
		场外排水沟	m	5000	排水明沟	
环保工程	水基泥浆钻井污染物“不落地”随钻处理系统		套	单排井场：各 1 套；双排井场：各 2 套	由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现水基泥浆钻井废水、泥浆、岩屑不落地，废水回用钻井系统，不外排。钻井污染物“不落地”随钻处理系统区设置 20cm高围堰	跑冒滴漏、板框压滤后的泥浆和岩屑现场贮存泄漏污染土壤、地下水
	水基泥浆钻井固废收集贮存系统		套	16	暂存“不落地”随钻处理系统压滤单元压滤处理后的固相物质，外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用。贮存场地占地约 $40m^2$，拟采取水泥基渗透结晶型防渗，1m高砖混结构C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨措施	
	跑、冒、滴、漏油集污池及围堰		/	/	各井场集污池分布于柴油机房、发电机房和油罐区，$1m^3$/个，池体经防腐防渗处理，并设置 20cm高的围堰	渗漏污染土壤、地下水环境
	放喷系统		套	10	各新建平台设置 3.5m高防火砖结构放喷坑 1 个，放喷管高度 1.5m	放喷废气
	隔油池		个	7×16	各新建井场在边沟四角处分别设置 1 个隔油池，容积为 $1m^3$；井口及循环系统泥浆罐区域处设置 1 个隔油池，容积 $2m^3$；生活区设置 1 个隔油池，容积 $2m^3$。	/
	生活垃圾收集池		个	2×16	各新建平台生活区和井场旁各设 1 个	生活垃圾
	危废暂存间		个	16	单个约 $10m^2$，按照危废管理要求进行“三防”处置，危险废物分类存储、分类标识	危险废物
	生化池		个	10	各新建平台均设置 1 个生化池，生活污水经收集后，转运至就近乡镇污水处理厂处理，已建井场依托原有设施。	生活污水

（1）主体工程

平台钻井工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程和储层改造测试三部分。

①钻前工程

钻前工程包括新建井场、清水池、放喷坑以及钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程。本项目 YS137H2、H6、H14、H16、H17、H19 和 H20 七个平台为依托已建井场，不涉及钻前工程；其余 10 个平台均需严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求实施标准化井场建设。

本项目钻前工程新建井场共新增占地 10.53hm^2，均为临时占地。

②钻井工程

本项目为页岩气开发，目的层为**-**组，钻井工程主要包括实施泥浆钻井、套管固井，以及完钻后钻井设备离场拆除等。项目主体采用二开井身结构，各开发井平台第一口井采用“引管+导管+二开”结构，若实钻未发现破碎带及易漏地层，平台剩余井将采用“导管+二开”结构。

***

图 3.3-1　引管+导管+二开”典型井身结构图

***

图 3.3-2　导管+二开”典型井身结构图

表 3.3-4　井深结构设计说明

开钻次序	套管程序	套管尺寸（mm）	设计说明
引管		***	***
导管		***	***
一开	表层套管	***	***
二开	油层套管	***	***

A 钻井设备安装

本项目 YS137H7、H10、H11、H12、H15、H18 平台采用双机钻井，其余采用单机钻井作业，单套钻井设备组成见下表 3.3-5。

表 3.3-5　　单套钻井设备一览表

序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
1	井架	***	***	1
2	底座	***	***	1
3	绞车	***	***	1
4	辅助刹车	***	***	1
5	天车	***	***	1
6	游车	***	***	1
7	大钩	***	***	1
8	水龙头	***	***	1
9	转盘	***	***	1
10	钻井泵	***	***	2
11	柴油机/发电机组	***	***	2
12	空压机	***	***	2
13	机械传动装置	***	***	2
14	振动筛	***	***	2
15	除砂器	***	***	1
16	除泥器	***	***	1
17	离心机	***	***	1
18	除气器	***	***	1
19	钻井参数仪	***	***	1
20	司钻控制台	***	***	1

B 钻井作业

本项目导管~一开段采用空气或清水钻井，二开采用高性能水基泥浆钻井，共涉及 126 口井钻井作业。

C 固井作业

本项目全井段实施套管保护+水泥固井，套管选型参数见下表 3.3-6、3.3-7。

表 3.3-6 套管选型参数表

套管	规范	钢级	壁厚	抗外挤强度	抗内压强度	抗拉强度

程序	尺寸（mm）	扣型		mm	MPa	MPa	kN
引管	***	***	***	***	***	***	***
导管	***	***	***	***	***	***	***
表层套管	***	***	***	***	***	***	***
生产套管	***	***	***	***	***	***	***
			***	***	***	***	***

表 3.3-7　套管串设计

套管程序	套管串结构
表层套管	***
油层套管	***

D 井控作业

本项目井控装置包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口防喷设备，结合增产改造需要及地层压力情况，**井套管头选用 TF 95/8×51/2-70/105MPa 套管头，井口防喷器及节流、压井管汇选用 35MPa 及以下力级别。

***

图 3.3-3　井口装置示意图

E 钻井液

本项目导管、一开采用空气或清水体系，二开采用水基钻井液，具体钻井液密度见下表 3.3-8、3.3-9。

表 3.3-8　埋深小于 600m 钻井液密度设计表

层位	预测地层压力当量密度 g/cm^3	邻井实钻钻井液密度 g/cm^3	钻井液密度 g/cm^3
第四系～**	***	***	***
**	***	***	***
**	***	***	***

表 3.3-9　埋深大于 600m 钻井液密度设计表

层位	预测地层压力当量密度 g/cm^3	邻井实钻钻井液密度 g/cm^3	钻井液密度 g/cm^3

第四系～**组	***	***	***
～组	***	***	***
～组	***	***	***
**组	***	***	***

③储层改造测试

页岩气藏作为“人工气藏”，获取页岩气储层性质须首先开展储层改造作业，针对页岩气储层的改造主要采取压裂人工构筑地层裂缝方式进行，主要分为压裂、开井排液测试放喷、完井撤离三个阶段。

A 压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝（裂缝长度控制在 100m 长度范围内），并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。

本项目采用“长段多簇+控液稳砂+极限限流+暂堵转向”方式进行**井体积压裂，分段工艺采用可溶桥塞+分簇射孔联作方式进行，具体压裂方案及规模见下表 3.3-10、3.3-11。

表3.3-10 **井分段压裂规模

埋深（m）	单段长度	加砂强度	用液强度	单段簇数	单段砂量	单段液量	支撑剂	滑溜水
***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***

表3.3-11 **井分段压裂施工排量及限压

埋深（m）	井口压力等级 MPa	排量区间 m^3/min	施工压力预测 MPa	水马力 Hhp
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

本项目选用减阻水和活性液混合液体系，项目压裂液配置在现场进行。

表 3.3-12　　压裂液体系及配方

压裂液体系	配方
JC-J10 减阻水	***
活性胶液	***
泥浆替换剂	***

B 测试放喷

水平段压裂后关井稳压 20 天左右，关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液）。开井排液期间记录开关井时间、排液量、产气量，每 30min 记录一次井口油、套压力，并观察出砂量及砂粒形状。开井排液时必须控制井口压力，其最大压降控制在地层压力的**%。本项目各井钻井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，返排液趋于稳定时（气水平衡），对井下页岩气进行测试放喷作业。测试放喷前需换装井口接测试管线，井内页岩气经该管线，通过专用产量测试仪器测定页岩气产量、压力、气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的页岩气，单井测试放喷时间一般不超过 3h，测试放喷燃烧筒一般为高度 1.5m 的地面火炬，放喷坑内点火放喷，放喷坑设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。

C 完井撤离

本项目钻井和储层改造测试完工后，将进行设备和井场清理。

（2）辅助工程

为了保障钻井工程、完井工程顺利实施，需配套设置钻井参数电测测定系统、井控系统、钻井监控系统、放喷点火系统，发电机房等，其属于辅助工程内容。

（3）储运工程

①井场公路

根据当地路网情况，已建平台和集气站均已有进场道路通往井场，本工程新建井场和集气增压站共新建进场道路 3.3km，为四级混凝土路面，进场道路宽 4.5m。

②柴油罐

本项目在各平台均设 1 个柴油罐，单个有效容积 20m³，单个井场最大柴油储存量为 17t，储罐区防渗处理，设置 0.2m 高围堰，每个储存区设一个集污池，单个容积 1m³。

③表土堆场

本项目共涉及 10 个平台的钻前场地平整，将各设置 1 个表土堆场，单个面积约 1000m³，用于临时堆放剥离的表土。表土场设置建挡土墙和排水沟，防止水土流失，临时弃土上遮盖篷布抑制扬尘。

④钻井、固井材料储存区

本项目在 16 个平台各设置 1 处材料堆存区，单个面积为 350m²，堆场采用彩钢板顶棚防雨防风，地面进行水泥防渗。

（4）公用工程

①生活区活动板房

本项目拟对 16 个平台实施钻井，钻井施工期间，各平台均设置 1 处生活区，用于钻井施工人员临时居住。生活区采用现场吊装板房，且每处生活区均配备 1 个食堂，单钻机平台食堂可供 30 人就餐，双钻井平台食堂可供 60 人就餐。

②供电

本项目各平台用电均就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源。

②供水

A钻井用水及压裂用水

1）取水方案

本项目在取水点设置取水泵站，输水规模为200m³/h（4800 m³/d），通过取水泵站将清水输至YS137H1集气增压站，并通过本项目拟建的YS137H1~YS137H12水管线与YS137H12集气增压站连通，再由各平台与集气增压站之间拟建的水管线，将清水输送至各个平台。拟取水位置及取水线路见下图3.3-4、3.3-5。

***

图 3.3-4　取水位置图

***

图 3.3-5　取水管网示意图

2）取水原则

本项目压裂供水应优先调配区块内暂存的气田水、压裂返排液等，暂存水不够时，再采用取水泵抽取清水输送至各平台。

3）取水工程量

本项目在取水点设置取水泵站1座，依托现有YS139H1平台设置中间泵站1座，在YS137H1和YS137H12集气增压站内各设置1座专属泵撬。另设置取水点至YS137H1集气站地面供水管线10km。

B 生活用水

各平台施工期间生活用水采用外购桶装水，利用车辆拉运至井场。

③排水

本项目各新建井场设置内外排水沟。其中，场内排水沟约 3680m，场外排水沟约 5000m，采用明沟排水。

（5）环保工程

①水基泥浆钻井污染物“不落地”随钻处理系统

“不落地”随钻处理系统由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现水基泥浆钻井废水、泥浆、岩屑不落地，废水回用钻井系统，不外排。钻井污染物“不落地”随钻处理系统区设置 20cm 高围堰。

②水基泥浆钻井固废收集贮存系统

水基泥浆钻井固废收集贮存系统用于暂存“不落地”随钻处理系统压滤单元压滤处理后的固相物质，袋装贮存外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用。贮存场地拟采取水泥基渗透结晶型防渗，0.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨措施。

③跑、冒、滴、漏油集污池及围堰

各井场集污池分布于柴油机房、发电机房和油罐区，单个容积约 1m^3，池体经防腐防渗处理，并设置 20cm 高的围堰。

④放喷系统

本项目各新建平台设置 3.5m 高防火砖结构放喷坑 1 个，放喷管高度 1.5m。

根据本次现场调查，区块内各已建井场考虑到后续开发计划，均保留了钻井工程设置的放喷坑，因此本次各已建井场均依托现有放喷坑，不另行新建。

⑤隔油池

各新建井场在边沟四角处分别设置 1 个隔油池，容积为 1m^3；井口、循环系统泥浆罐区域及生活区处也各设置 1 个隔油池，容积约 2m^3。

⑥生活垃圾收集池

本项目各井场钻井期间均设置生活垃圾收集池，拟在生活区设置 1 个，井场旁设置 1 个。

⑦危废暂存间

本项目各井场钻井期间各设置 1 个危废暂存间，单个面积约 10m^2，用于临时暂存钻井过程中产生的危险废物。暂存间按照危废管理要求进行“三防”处置，危险废物进行分类存储、分类标识。

⑧生化池

本各新建平台均设置 1 个生化池，生活污水经收集后，运至就近乡镇污水处理厂处理。已建井场依托原有设施，不另行新建。

3.3.2 地面集输工程

本项目地面集输工程包括新建集气增压站 1 座（YS137H12 集气增压站）、改扩建集气站 1 座（YS137H1 集气站）、集输管线 12 条以及站场地面工程，其主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响见下表 3.3-13。

表 3.3-13　地面集输工程组成一览表

类别	名　称	单位	数量	主要工程量	可能产生的环境影响

类别	名　称	单位	数量	主要工程量		可能产生的环境影响
主体工程	新建 YS137H12 集气增压站	座	1	**位置：**泸州市叙永县后山镇； **占地面积：**1.5hm^2； **建设规模：*****m^3/d； **建设内容：**新建集气工艺装置区、增压区、采出水处理装置区、综合值班房等； **主要功能：**接收周边平台和集气站来气，经分离、计量、增压后输送至云山坝脱水站； **值守：**有人值守。		废气、生产废水、生活污水、生产废渣、生活垃圾、设备运行噪声
	改扩建 YS137H1 集气站	座	1	**位置：**泸州市叙永县后山镇； **扩建规模：**新增增压规模量***m^3/d，输气规模仍维持现状***m^3/d； **主要功能：**接收周边平台来气及对平台来气进行增压； **扩建内容：**在原YS137H1 集气站范围内新增压缩机、分离器、清管收发球筒及进出站阀组等； **值守：**无人值守。		
	采气站场	座	17	**位置：**泸州市叙永县后山镇、黄泥镇、正东镇，各平台钻井工程井场占地范围内； **占地面积：**单个站场面积约 4333m^2，均在钻井工程井场占地范围内建设，不新增占地； **建设规模：**单井设计规模***m^3/d，平台设计规模***m^3/d； **建设内容：**在井场范围内新建除砂橇、分离橇、清管橇、出站阀组、仪表风橇和放散管等设备； **值守：**无人值守。		
	集输管线	集气干线	YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站	设计压力*** MPa，管径 DN250，长度为 18.0km。		环境风险
			YS137H1 集气站~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径 DN200，长度为 5.0km。		
		集气支线	YS137H10 平台~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径 DN100，长度为 4.0km。		
			YS137H11 平台~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径 DN100，长度为 3.6km。		
			YS137H17 平台~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径 DN100，长度为 6.4km。		
			YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径 DN200，长度为 15.1km。		
			YS137H14 平台~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径 DN100，长度为 1.7km。		

类别	名　称	单位	数量	主要工程量		可能产生的环境影响
			YS137H9 平台~YS137H2 集气站	设计压力*** MPa，管径DN100，长度为 2.4km。		
			YS137H8 平台~YS137H12 集气增压站	设计压力*** MPa，管径DN200，长度为 2.8km。		
			YS137H7 平台~YS137H1 集气站	设计压力*** MPa，管径DN200，长度为 8.5km。		
			YS137H5 平台~YS137H1 集气站	设计压力*** MPa，管径DN100，长度为 3.8km。		
			YS137H2 平台~YS137H1 集气站	设计压力*** MPa，管径DN100，长度为 1.8km。		
		集气干线和集气支线均同沟敷设DN150 集水管线，共设置集水管线 12 条，总长 73.1km，设计压力 6.4MPa。				
辅助工程	防腐工程	本工程站外线路管道的外防腐采取防腐层加阴极保护的联合保护措施，站内管道及设备采用外防腐层保护				/
	线路标志桩、警示带	本工程共设置标志桩 200 个，包含转角桩、穿越桩、交叉桩等；设置警示牌约 60 个，警示带 73.1km				
临时工程	施工便道	交通不便利处修建施工便道，约 4.5km，宽度按 4m考虑				改变土地利用性质，水土流失、施工噪声、扬尘等
	堆管场	本项目集气支线大部分小于 3km，长度较短，堆管主要依托两端站场；集气干线和较长的支线需在沿线设置堆管场，本项目共设置堆管场约 8 处，单个堆管场占地面积约 600m^2。				
	施工作业带	管线施工期在管沟两侧设置施工作业带，，一般地段作业带宽度水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m				
	施工营地	本项目管线和站场施工期不单独另设施工营地，施工人员依托周边农户				
公用工程	供配电	新建集气增压站和站场供电就近接入当地电网，改扩建YS137H1 集气站供电依托现有设施				/
	给排水	本项目各新建站场和YS137H1 集气站均为无人值守，运营期不涉及生活用水，生产用水为间歇用水，采用清水罐车拉运；新建YS137H12 集气增压站拟依托后山镇供水站接入供水管线供给；各站场气田水、检修清管废水优先回用于区域压裂用水，不能回用的部分回注处理；新建集气增压站生活污水采用生化池收集，转运至就近乡镇污水处理厂处理				
	自动控制	自控系统采用三级网络结构，包括浙江油田西南采气厂已建的区域调度中心、井区控制级和站场控制级				
	通信工程	采用干线自建光缆+支线租用公网的方式作为主用通信方式				
环保工程	放空系统	各新建站场均设置 1 套放空系统，放空火炬不设置明火，采用高空电点火+外传火方式点燃				放空废气
	污水处理设施	YS137H12 集气增压站内内新建 1 套污水预处理设施，采取絮凝沉淀工艺，由污水罐、泥水收集池、加药间、一体化污水处				废水、污泥

类别	名　称	单位	数量	主要工程量	可能产生的环境影响
		理设备等组成，处理规模约 50m³/h			

（1）地面集输工程总体布局

本项目区块范围内共有 2 座集气站，其中，YS137H1 集气站在前期先导工程中已建成，目前处于正常运营状态；YS137H12 集气增压站为本次工程新建。项目实施后，海坝区块 137 井区内气体集输及调配主要依托区块内的两条线路进行。

①线路一：将 YS137H1 集气站周边平台接入该站，在 YS137H1 集气站设置压缩机，对周边平台来气进行一次增压。增压后，通过已建的“YS137H1 集气站~阳 102H33 增压站”和“阳 102H33 增压站~云山坝脱水站”2 条管道输送至云山坝脱水站。

②线路二：新建 YS137H12 集气增压站，采用螺杆式压缩机+往复式压缩机的增压方式，对周边平台来气先后进行一次增压、二次增压，增压完成后，依托本次工程新建的“YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线”输送至云山坝脱水站。

本项目建成后，两条线路将同时运行，且为了避免输量受限于已建管道，本项目将新建“YS137H1 集气增压站~YS137H12 集气增压站集气干线”将 YS137H1 集气站与 YS137H12 增压站进行连通，保证两个站的气量能灵活调配。

***

表 3.3-6　海坝 YS137 井区运行总图

（2）新建 YS137H12 集气增压站

YS137H12 集气增压站位于泸州市叙永县后山镇，位于 YS137H12 平台的西北侧，直线距离约 200m，占地面积为 1.5hm²，建设规模***m³/d。增压站增压前设计压力为***MPa，增压后设计压力为***MPa。

①建设内容：新建集气工艺装置区、增压区、采出水处理装置区、综合值

班房等。站内设清管接收装置，定期接收上游站场发送的清管器（球）；考虑站内管道、设备的安全运行，设置进站紧急截断阀及 ESD 紧急放空系统。

YS137H12 集气增压站拟采用螺杆式压缩机+往复式压缩机的增压方式，增压机组采用橇装模式，压缩机组由入口分离器、过滤器、电机、主机、油气分离器、风冷、出口分离器、油过滤器、PLC 控制柜及隔声罩箱体等组成。

②主要功能：接收周边平台和集气站来气，经分离、计量、增压后输送至云山坝脱水站。

③集气增压站站场主要工程量

YS137H12 集气增压站主要工程量见表 3.3-14。

表 3.3-14　拟建集气增压站主要工程量表

序号	规格	单位	数量
1	***	套	4
2	***	套	3
3	***	套	1
4	***	套	1
5	***	套	5
6	***	套	3
7	***	套	1
8	***	套	1
9	***	套	2
10	***	套	4
11	***	套	3
12	***	套	2
13	***	套	1
14	***	套	1
15	***	套	1

（3）改扩建 YS137H1 集气站

YS137H1 集气站（原名海坝 1 号集气站）位于叙永县后山镇****，与 YS137H1 平台合建，现状主要功能为收集 YS137H1、YS137H3、YS137H4、YS139H1 和 YS153H1 共 5 个平台的来气，再通过管道输送至云山坝脱水站，现状设计规模为***万 m^3/d。该集气站于 2021 年取得泸州市生态环境局下发的环评批复（*****号），目前处于投运初期。

本次工程将对 YS137H1 集气站（海坝 1 号集气站）进行改扩建，具体改扩建内容为：新增压缩机、分离器、清管收发球筒及进出站阀组等设备，接收周边平台来气并对进行一次增压。

①扩建规模

新增增压功能，增压规模为***m^3/d，项目实施后，YS137H1 集气站输气规模仍维持现状***m^3/d。

②扩建内容

在原 YS137H1 集气站范围内新增压缩机、分离器、清管收发球筒及进出站阀组等。扩建后放空及排污均依托集气站原有设施。

③扩建后主要功能

接收周边平台来气，经分离、计量、一次增压后输送至云山坝脱水站。

④站场扩建主要工程量

YS137H1 集气站改扩建主要工程量见表 3.3-15。

表 3.3-15　YS137H1 集气站改扩建主要工程量表

序号	规格	单位	数量
1	***	套	1
2	***	套	2
3	***	套	1
4	***	套	2
5	***	套	2
6	***	套	1
7	***	套	2
8	***	套	2
9	***	套	1
10	***	套	2

（4）采气站场

①建设内容

本项目共涉及 17 个平台的采气工程。采气站场建设内容包括：新建除砂橇、分离橇、清管橇、出站阀组、仪表风橇和放散管等设备，项目单个站场面积约 4333m^2，各平台地面工程均在钻井工程井场占地范围内实施，不新增占

地。

②建设规模

单井设计规模***m^3/d，平台设计规模***m^3/d。

③主要功能

收集平台内井口开采出的气体，经除砂、分离、计量后，经集气管线输送至周边集气站。站场内设置清管发送设施，可对集气支线定期进行清管。

④站场主要工程量

本项目采气站场主要工程量见表 3.3-16。

表 3.3-16　采气站场主要工程量表（单平台）

名称	规格	单位	数量
1	***	套	1
2	***	套	1
3	***	套	1
4	***	套	1
5	***	套	1

表3.3-15所列为单座平台采气站的主要设施设备，本项目井区内YS137H2、YS137H14、YS137H17、YS137H19四个平台前期单独环评并取得批复的工程内容已包括采气站设施，因此本项目仅新增13个平台采气站的采气设施。本工程各平台开关井和冬季气温降低时注入水合物抑制剂，以防止水合物的生成，不设置加热装置。

（5）集输管线

本工程共新建集输管线12条，总长73.1km。其中集气干线2条，总长23km；集气支线 10 条，总长 50.1km。输送介质均为原料气，并同沟敷设集水管线。

①管线路由

本项目管线工程包括了连接集气增压站和脱水站的 2 条集输干线和连接平台和集气增压站之间的 10 条集气支线。管道采用“枝状”管网布局，路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原

则进行布局。由于本项目集输管线的起、终点相对确定，且平台间距离较近，大部分管线长度较短，线路的路由走向相对唯一，因此，本项目仅对管线长度大于 10km 的两条管线（YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线、YS137H20 平台~ YS137H12 集气增压站集气支线）进行线路比选。

1）YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线

YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线起点为 YS137H12 集气增压站，终点为云山坝脱水站，该条集气干线设计压力*** MPa，管径 DN250，长度为 18km。

该条集气干线从 YS137H12 集气增压站北侧出站后，需绕避 1 座大山，绕避大山后地形较缓，沿线无集中居民区等敏感区域分布，也未穿越自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊和重要生态敏感区和饮用水源保护区，线路走向基本为直线最短路径，因此，本项目针对线路绕避大山段设计了东线和西线两个方案进行比选。

东线方案：管线从 YS137H12 集气增压站北侧出站后，沿东北向敷设，从大山东侧进行绕避，管线沿现有山路西侧布置，在桐麻庄西侧完成绕避，线路继续向北敷设。

西线方案：管线从 YS137H12 集气增压站北侧出站后，向北敷设，到达大路坎后，线路转向西北方向绕避大山，经过一个小山坡后，向东北侧布线完成绕避，线路继续向北敷设。

***

图 3.3-8 比选方案线路走向图

表 3.3-17　方案比选表

序号	项目	东线方案	西线方案	比选结果
工程比选				
1	线路长度	2.5km	2.2km	西线优
2	水域穿跨越	无	无	相当
3	公路穿越	无	无	相当
4	施工道路	施工大部分有道路依托，施工条件较好	全线基本无道路依托，施工条件较差	东线优
5	房屋拆迁	不涉及	不涉及	相当

6	风险	地势较西线相对平缓，施工难度较小，风险较小	线路地势有起伏，需穿越 1 处小山包，施工难度较东线大，风险较大	东线优
工程比选结果		推荐东线		
环保比选				
1	水环境	管线沿线不涉及饮用水源及饮用水源保护区	管线沿线不涉及饮用水源及饮用水源保护区	相当
2	环境空气和声环境	沿线仅有零星散户分布	沿线仅有零星散户分布	相当
3	生态环境	线路沿线及评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，线路穿越林地长度约 1.3km，生态扰动和植被破坏量相对较小	线路沿线及评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，线路穿越林地长度约 2.0km，生态扰动和植被破坏量较大	东线优
4	环境风险	主要为管线泄漏风险，沿线仅有零星散户分布，无学校、医院、集中居民点等高后果区	主要为管线泄漏风险，沿线仅有零星散户分布，无学校、医院、集中居民点等高后果区	相当
环保比选结果		推荐东线		

表 3.3-18　两方案优缺点对比表

项目 / 方案	优点	缺点
东线方案	1.管线施工大部分有道路依托，施工条件较西线方案好； 2. 地势较西线相对平缓，施工难度较小，风险较小； 3.穿越林地长度较短，施工期生态扰动和植被破坏影响相对较小。	1 线路长度较西线长 0.3km。
西线方案	1.线路长度较短。	1. 全线基本无道路依托，施工条件较差； 2. 线路地势有起伏，需穿越 1 处小山包，施工难度较东线大，风险较大； 3. 穿越林地长度较东线长，施工期生态扰动和植被破坏影响更大。

根据以上分析结果，西线方案虽线路长度较东线短 300m，但其施工条件、施工难度及风险都较东线更高，尤其是穿越林地长度较长，由此造成施工期的植被砍伐和生态影响均较大，因此，综上所述，本项目从环保角度推荐东线方案，与设计推荐方案一致。

2）YS137H20 平台~ YS137H12 集气增压站集气支线

YS137H20 平台~ YS137H12 集气增压站集气支线起于 YS137H20 平台，终点为 YS137H12 集气增压站，线路设计压力*** MPa，管径 DN200，长度为 15.1km。

该条集气支线主要服务范围包括 YS137H20 平台、YS137H19 平台、YS137H18 平台、YS137H16 平台、YS137H14 平台和 YS137H12 集气增压站等，区域主要制约因素包括后山镇***饮用水水源地、后山镇城镇规划区和后山镇***饮用水水源地。为尽可能绕避以上制约因素，本项目设计了南线和北线两条线路进行比选。

北线方案：线路从 YS137H20 平台出站后向南侧布线至 YS137H19 平台，从 YS137H19 平台西侧出站后，向西面敷设，接入 YS137H18 平台后继续向西敷设，穿越叙赤路后接入 YS137H14 平台，由 YS137H14 平台西侧出站后，从东侧

南线方案：线路从 YS137H20 平台出站后向南侧布线至 YS137H19 平台，从 YS137H19 平台西侧出站后，向西面敷设，接入 YS137H18 平台后继续向西敷设，在长沟头北侧向西南侧专向接入 YS137H16 平台，从 YS137H16 平台出站后继续沿西南侧布置，穿越叙赤路后专向西北侧敷设，从东南侧进入终点 YS137H12 集气增压站。

两条线路路由走向见下图 3.3-9。比选结果见表 3.3-19~3.3-20。

***

图 3.3-9 比选方案线路走向图

表 3.3-19 方案比选表

序号	项目	北线方案	南线方案	比选结果
工程比选				
1	线路长度	10.5km	11.5km	北线优
2	水域穿跨越	穿越冷水河大堰 1 次 两岔河 1 次	穿越冷水河大堰 1 次 两岔河 1 次	相当
3	主要公路穿越	夏蓉高速 2 次，叙赤路 1 次	夏蓉高速 2 次，叙赤路 1 次	相当
4	施工道路	施工大部分有道路依托，	施工大部分有道路依	相当

		施工条件较好	托，施工条件较好	
5	房屋拆迁	不涉及	不涉及	相当
6	施工难度	线路沿线地形起伏较缓，不穿越大型山脉，但穿越老林顶集中式饮用水水源地二级保护区，施工期需采取严格措施，施工难度和投资均较大	线路沿线不穿越敏感区域，地形起伏较缓，不穿越大型山脉，施工难度较北线低	南线优
7	风险	北侧靠近后山镇城镇规划区和冷水河大堰饮用水水源地，穿越老林顶集中式饮用水水源地二级保护区，施工期和运营期风险均较南线方案更大	不穿越饮用水源保护区，且距离后山镇城镇规划区较远，风险较小	南线优
工程比选结果		推荐南线		
环保比选				
1	水环境	北侧靠近冷水河大堰饮用水水源地，最近距离约500m；穿越老林顶集中式饮用水水源地二级保护区，穿越长度约 1.4km	管线沿线不穿越饮用水源保护区，距离老林顶集中式饮用水水源地二级保护区最近距离约101m	南线优
2	环境空气和声环境	沿线评价范围内主要为零星散户分布	沿线评价范围内主要为零星散户分布	相当
3	生态环境	线路沿线及评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，线路沿线土地利用类型、植被类型相似	线路沿线及评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，线路沿线土地利用类型、植被类型相似	相当
4	环境风险	主要为管线泄漏风险，线路北侧距离后山镇城镇规划区范围较近，最近距离约 325m，城镇内包括学校、医院、集中居民点等高后果区，环境风险影响较大	主要为管线泄漏风险，沿线主要为零星散户分布，距离后山镇城镇规划区范围较北线远，最近距离约 550m	南线优
环保比选结果		推荐南线		

表 3.3-20　两方案优缺点对比表

项目 / 方案	优点	缺点

北线方案	1.线路长度较短。	1.穿越老林顶集中式饮用水水源地二级保护区，施工难度和环境影响较大； 2. 北侧靠近后山镇城镇规划区和冷水河大堰饮用水水源地，风险较大。
南线方案	1.线路沿线不穿越敏感区域，施工难度较北线低； 2. 沿线主要为零星散户分布，距离后山镇城镇规划区范围较北线远，风险较小。	1.线路长度较北线长 1km。

根据以上分析结果，北线方案虽线路长度较南线短 1km，但其施工条件、施工难度都较南线更高；北线穿越穿越老林顶集中式饮用水水源地二级保护区，环境影响较大；且北线北侧靠近后山镇城镇规划区和冷水河大堰饮用水水源地，施工和运行期环境风险均较大。因此，综上所述，本项目从环保角度推荐南线方案，与设计推荐方案一致。

②线路用管

本工程输送介质为原料气，集输管道材质选用无缝钢管，具体型号见下表 3.3-21。

表 3.3-21　管线规格型号统计表

序号	名称	规格
1	YS137H10 平台~ YS137H12 集气增压站	DN100 L245
2	YS137H11 平台~ YS137H12 集气增压站	DN100 L245
3	YS137H17 平台~ YS137H12 集气增压站	DN100 L245
4	YS137H20 平台~ YS137H12 集气增压站	DN200 L245
5	YS137H14 平台~ YS137H12 集气增压站	DN200 L245
6	YS137H9 平台~ YS137H2 集气站	DN100 L245
7	YS137H8 平台~ YS137H12 集气增压站	DN200 L245
8	YS137H7 平台~ YS137H1 集气站	DN200 L245
9	YS137H5 平台~ YS137H1 集气站	DN100 L245
10	YS137H2 平台~ YS137H1 集气站	DN100 L245
11	YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站	DN250L360
12	YS137H1 集气增压站~YS137H12 集气增压站	DN200L245

③穿越工程

A 河流穿越

本项目位于永宁河水系，项目管线未穿越大中型河流，主要水体穿越工程为小河沟渠，具有水面宽度较小，水流量不大等特点，本项目采用“开挖+套管”方式穿越水体。

表 3.3-22　管线穿越主要水体

序号	穿越管线	水体名称	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式
1	YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站集气支线	冷水河大堰	1	5	开挖+套管
2		两岔河	1	5	开挖+套管
3	YS137H7 平台~YS137H1 集气站集气支线	白秧河	1	5	开挖+套管
4	YS137H5 平台~YS137H1 集气站集气支线	白秧河	1	5	开挖+套管

B 公路穿越

本项目集输管线涉及的公路穿越工程主要包括 G76 夏蓉高速、G321 国道、叙赤路以及部分乡村水泥路、机耕道。具体穿越情况见下表 3.3-23。

表 3.3-23　管线穿越主要公路

序号	穿越管线	公路名称	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式
1	YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站集气支线	夏蓉高速	2	60×2	H20~H19：高架下穿
					H19~H18：顶管
2		G321 国道	1	40	顶管
3		叙赤路	1	30	顶管
4	YS137H17 平台~YS137H12 集气增压站集气支线	叙赤路	1	30	顶管
5	乡村水泥路、机耕道		107	10	开挖+套管

C 其它穿越

本工程集气管线穿越已建天然气管道约 68 次、光缆约 68 次。

管道与原有埋地输气管、电缆、水管等交叉时，应从原有管道下方 0.3m 通过。新管道与其它管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用

绝缘材料垫隔。管线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5 米。

④管道铺设

A 管道埋深

本项目线路管道采用沟埋方式敷设，卵砾石、碎石地段、石方段，管沟开挖须超挖 0.3m。穿越乡村道路时，管顶距路面埋深不小于 1.2m；对于县乡公路应设置钢筋混凝土套管，以保护工作管，套管顶距路面埋深不小于 1.2m；管道开挖通过河渠小型穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1m，无冲刷水域应在水床底大于 1m，河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.5m。

B 管沟开挖、下沟及回填

管沟开挖前，对作业带内表土进行剥离并集中堆放，管沟敷设完毕后，将表土还原至管沟开挖面。本工程表土剥离厚度不小于 0.3m。

管沟回填工作应与集水管线、通信光缆敷设工序结合，合理组织工期。一般地段管沟回填土应高出地面 300mm 以上，用来弥补土层沉降的需要，覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度，并应做成弧形。

C 管口组对

管口组对前清除管内杂物，管端 50mm 范围内无污物；一般地段的管口组对优先采用内对口器；对口时，吊管机数量不宜少于 2 台。

D 管道转向处理

本工程管道水平和竖向的转向可根据具体情况分别采用弹性敷设、冷弯弯管和预制热煨弯管来处理。

⑤管道焊接与检查

A 管道焊接

本项目管线焊接推荐采用以半自动焊接为主、手工焊为辅的方式。在地形相对平坦的地段，宜采用沟上焊进行管道焊接；在地形狭窄、施工困难地段，可以采用沟下焊。

B 焊接检验

本工程管道环向焊缝均采用 100%超声波检测，并采用 20%射线检验对管

道环向焊缝进行复检。射线照相探伤按照《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2013）的规定执行，质量合格等级为 II 级。同沟敷设管段、返修焊、连头处等除进行 100%射线照相检验外，还需进行 100%的超声波探伤检验，质量合格等级为 II 级。

⑥清管、试压、干燥、置换

管道投产前应进行清管、试压和对管道内的空气进行置换。清管排放口和吹扫口不得设置于人口密集区。试压设备和管线 50m 范围内在升压过程中为试压禁区，试压时应对试压禁区内的人员进行疏散并设专人看守；本项目管道一般以公路、沟渠等为节点进行分段清管试压。

A 清管

管道在下沟回填后进行分段清管和分段试压。进行分段试压前必须采用清管器进行分段清管，清管次数不少于 4 次。清管时应及时检查清管效果，将管道内的水、泥土、杂物清理干净。

B 试压

管道试压分为强度试压和严密性试压两个阶段，严密性试压应在强度试压合格后进行。本项目试压采用清洁水作为介质，试压结束后排水以不再排出游离水为合格。

C 干燥

管道在投产之前须进行管道内水分的清除和管道干燥。管道干燥的方法采用干燥空气法（用露点低于-40℃干燥空气）。管道干燥时，在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点值应连续 4h 低于-20℃（常压下的露点），变化幅度不大于 3℃为合格。

D 置换

管道内空气的置换在清管、试压、干燥合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。置换管道末端、站场应配备气体含量检测设备，当置换管道末端气体含氧量不大于 2%时即可认为置换合格。

（6）辅助工程

①防腐工程

总体方案：本工程站外线路管道的外防腐采取防腐层加阴极保护的联合保护措施，站内管道及设备采用外防腐层保护。

A 线路管道防腐层

本工程线路管道直管推荐采用三层 PE 防腐层，热煨弯管防腐和补口采用带配套底漆的热熔胶型聚乙烯热缩带，补伤采用聚乙烯补伤片。

B 站内地面管道设备外防腐

100℃以下地面不绝热管道和设备（储罐）采用涂装防腐涂料进行外防腐。推荐采用涂装附着力强、耐候性优异、抗紫外线性能好、防腐性能好、不易褪色、装饰性好、使用寿命长的氟碳涂料防腐。涂装结构为环氧富锌底漆（厚度≥60μm）-环氧云铁中间漆（厚度≥100μm）-氟碳面漆（厚度≥80μm），涂层总干膜厚度≥240μm。

C 站内埋地管道外防腐

为尽可能提高站内埋地管道的可靠性，推荐 DN≥50 管道采用三层 PE 常温型加强级防腐层，防腐管补口和热煨弯管防腐采用带配套底漆的热熔胶型聚乙烯热收缩带（套）；其余的管道以及弯头、三通等采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层，防腐管补口采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

聚乙烯胶粘带特加强级防腐层结构为底漆+聚乙烯胶粘带（搭边 50％~55％），防腐层总厚度≥2.0mm。

②线路管道阴极保护

本工程在 YS137H12 集气增压站新建 1 座阴极保护站，用于保护本工程的站外管线；本工程新增接入 YS137H1 集气站的管线，利用 YS137H1 集气站已建阴极保护站进行跨接保护。

③线路标志桩、警示带

A 标志桩

拟建项目共设置约 200 个标志桩，包含转角桩、穿越桩、交叉桩、结构桩等。

转角桩：埋地管道转弯时，应设置转角桩，转角桩宜设置于管道转角处中

心线正上方。

交叉桩：埋地管道与其它地下构筑物（如电缆、其它管道、坑道）交叉时，交叉桩应设置在交叉点正上方。

结构桩：标示固定墩、埋地绝缘接头及其他附属设施，设施桩应设置在所标示物体的正上方。

穿越桩：管道穿越重要的公路、水体时，应在两侧设置穿越桩。

B 警示牌

管道在穿越公路、学校、人口集中居住区等应设置警示牌，本工程共设置警示牌约 60 个。

C 警示带

警示带连续敷设于埋地管道上方，是用于防止第三方施工破坏而设置的地下警示标记。一般地段管道标识带宜距管顶 500mm，岩石段细土回填处可置于管顶以上 300mm～500mm，标识带字体向上。本工程共设置警示带 73.1km。

（7）临时工程

①施工便道

本项目管线施工在交通不便利处需修建施工便道，总长约 4.5km，宽度按 4m 考虑。

②堆管场

本项目集气支线大部分小于 3km，长度较短，堆管主要依托两端站场；集气干线和较长的支线需在沿线设置堆管场，本项目共设置堆管场约 8 处，单个堆管场占地面积约 600m^2。

③施工作业带

1）施工作业带

一般地段作业带宽度水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m。

④施工营地

本工程管线均为内部集输管线，线路长度较短，施工工程量较小，工期较短，因此，管线和站场施工均可依托周边农户，不单独另设施工营地。

（8）公用工程

①供配电

本项目新建集气增压站和各采气站场供电就近接入当地电网，改扩建 YS137H1 集气站供电依托现有设施。

为确保站场的仪表系统、通信、应急照明等重要负荷的不间断供电，在站内设置 UPS 蓄电池作为备用电源。

②给排水

A 供水

本工程新建平台、改扩建 YS137H1 集气站均为无人值守，仅检修期间等需零星间歇用水，采用清水罐车拉运供给。

新建 YS137H12 集气增压站拟从后山镇供水站内接入供水管线供给。

B 排水

本项目各站场排水主要包括气田水、清管和检修废水以及新建集气增压站值守人员生活污水。

本项目集气管线将同沟敷设集水管线，用于收集转输采气站场和集气站产生的气田水和清管、清管检修废水，优先回用于各平台压裂用水，不能回用的部分运至区域回注井回注处理；新建 YS137H12 集气增压站值守人员生活污水采用生化池收集后转运至就近乡镇污水处理厂处理。

③自动控制

本项目自控系统采用三级网络结构：

A 第一级为浙江油田西南采气厂（海瀛）已建的区域调度中心，该中心对浙江油田所属页岩气区块进行监视，但不对丛式井、集气站和脱水站进行控制；

B 第二级为井区控制级，已建的太阳-大寨井区控制中心 SCADA 系统对本区块内的平台、集气站和扩建站进行监视、报警、控制和联锁；

C 第三级为站场控制级，在平台相关工艺设施设置远程终端装置 RTU 和 GDS 系统，完成显示、控制、报警和联锁。

新建 YS137H12 集气增压站设置 PLC 站控系统、GDS 系统和火灾报警控制盘，完成集气站的显示、控制、报警和联锁。

④通信工程

本项目采用干线自建光缆+支线租用公网的方式作为主用通信方式，通信光缆采用 24 芯 GYTA53-24B1 光缆，与集气干线管道同沟敷设。

（9）环保工程

①放空系统

本项目各新建站场均设置 1 套放空系统，由手动放空、超压安全阀放空、火灾安全阀放空、放空分液罐和放空火炬构成，放空火炬不设置长明火，采用高空电点火+外传火方式点燃。

本项目已建平台和集气站依托现有放空系统。

②污水处理设施

本项目在 YS137H12 集气增压站内内新建 1 套污水预处理设施，由污水罐、泥水收集池、加药间、一体化污水处理设备等组成，处理规模约 50m^3/h。该设施采取絮凝沉淀工艺，对各平台接入 YS137H12 集气增压站的分离气田水进行预处理，处理后优先回用于区域压裂用水，无法回用的部分输送至区域回注井回注处理。

3.3.3 利用工程

本项目部署的 17 个平台中，有 7 个平台共 32 口井前期已另行环评并取得批复，本次将该 32 口井开采的页岩气纳入井区产能，不再重复评价。利用的平台及对应井数见下表 3.3-24。

表 3.2-24　YS137 井区利用平台及对应井数

序号	平台名称	环评批复文号	已批复井数	本次利用井数	备注
1	YS137H2	***	4	4	本次 YS137H2 平台利用其原井场
2	YS141	***	1	1	本次 YS137H20 平台利用其原井场
3	YS146H1	***	8	8	本次 YS137H17 平台利用其原井场
4	YS152H1	***	11	11	本次 YS137H14 平台利用其原井场
5	YS155H1	***	6	6	本次 YS137H19 平台

					利用其原井场
6	YS158H	***	1	1	本次 YS137H16 平台利用其原井场
7	YS160H	***	1	1	本次 YS137H6 平台利用其原井场

3.3.4 依托工程

本项目主要依托工程报告已建井场依托、集输管道工程依托、外输干线依托和回注井依托等。

（1）井区内已有平台依托情况

本项目共部署 17 个平台，其中 7 个平台依托已有井场，已建井场前期均已单独开展环评并取得批复（见附件）。已有平台依托情况见下表 3.3-25。

表 3.3-25　井区内已有平台依托情况

依托平台	原平台号	地理位置	原环评文号	原环评已评井数	已实施井数	本次新增井数
YS137H6	YS160H	叙永县后山镇****	***	1（勘探井）	1（勘探井）	7
YS137H14	YS152H	叙永县后山镇河源村	***	1 口直井 10 口水平开发井	1 口直井 1 口**井	0
YS137H16	YS158H	叙永县后山镇***	***	1（勘探井）	1（勘探井）	7
YS137H17	YS146H	叙永县后山镇后山村	***	8 口**井	1 口**井	2
YS137H19	YS155H	叙永县正东镇***	***	6 口**井	1 口**井	3
YS137H20	YS141H	叙永县正东镇***	***	1（勘探井）	1（勘探井）	9
YS137H2	YS137H2	叙永县后山镇****	***	4 口**井	暂未实施	2

本项目依托的井场均已单独环评并取得批复，因此本项目部署的 126 口井中，有 32 口前期已取得环评批复，其相关工程内容及环境保护措施按照原环评继续实施。

根据本次评价现场调查及资料收集结果，各现有井场均为标准化井场设计，各井场考虑到后续开发的可能性，均暂时保留了钻前工程设置的清水池、

放喷坑等设施，且各井场面积均具备新增井的空间要求。因此，本项目依托6个现有井场新建井是可行的。

（2）集输工程依托情况

1）YS137H1集气站及集气管道工程依托情况

中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部于2021年6月完成了《YS137井区集输工程环境影响报告书》，批文号为*****[2021]48号，其主要工程内容见表3.3-26。

表 3.3-26　YS137H1 集气站及集气管道工程概况

名称	主要工程内容
海坝 1 号集气站（YS137H1 集气站）	具备来气汇合、分离、计量、收发球、紧急截断、应急放空等功能，无人值守站，位于叙永县后山镇****1 组（与 YS137H1 平台合建），现状处理规模为 80 万 m^3/d。
海坝 1 号清管站（阳 102H33 平台内）	具备收发球、紧急截断、分离、计量、应急放空等功能，无人值守站，位于叙永县后山镇***4 组（位于阳 102H33 平台内），处理规模为 150 万 m^3/d。
海坝 1 号集气站至海坝 1 号清管站（阳 102H33）管线	管径为 DN150（Φ168.3mm×10.97mm），设计压力**MPa，L245N 无缝钢管，长度 5.3km
YS139H1 平台至海坝 1 号集气站管线	管径为 DN100（Φ114.3mm×6.02mm），设计压力**MPa，L245N 无缝钢管，长度 4.7km
YS137H3 平台至海坝 1 号集气站管线	管径为 DN100（Φ114.3mm×6.02mm），设计压力**MPa，L245N 无缝钢管，长度 2.4km
YS153H1 平台至 YS137H4 平台至海坝 1 号集气站管线	管径为 DN100（Φ114.3mm×6.02mm），设计压力**MPa，L245N 无缝钢管，长度 3.4km

本项目依托“YS137H1集气站及集气管道工程”中已建成运行的“海坝1号集气站（YS137H1集气站）”和“海坝1号集气站至海坝1号清管站管线”，具体依托内容为：

A对YS137H1集气站进行改扩建：将YS137H1集气站周边平台接入该站，在YS137H1集气站设置压缩机，对周边平台来气进行一次增压；

B依托“海坝1号集气站至海坝1号清管站（阳102H33）”管线，将汇入YS137H1集气站的气体输送至海坝1号清管站（阳102H33平台）。

②云山坝增压脱水站及集气管道工程依托情况

中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部于2021年7月完成“云山坝增压脱水站及集气管道工程（建产期）”的竣工环境保护验收调查工作，根据《云山坝增压脱水站及集气管道工程（建产期）竣工环境保护验收调查报告》，已建成的主要工程内容见表3.3-27。

表 3.3-27　云山坝增压脱水站及集气管道工程已投运工程概况

名称		主要工程内容
云山坝增压脱水站		**规模为 2***m³/d**
集输支线	5 条集输支线管道长 26.55km，集气管道和采出水管道同沟敷设。	
	阳 102H33—云山坝脱水站集输管道	长 11.49km，集气管道管径 DN150，输送压力**Mpa，采出水管道管径 DN150，输送压力 10.0Mpa。
	阳 102H36—阳 102H33 集输管道	长 5km，集气管道管径 DN150，输送压力**Mpa，采出水管道管径 DN125，输送压力 6.4Mpa。
	阳 102H34—阳 102H33 集输管道	长 2.83km，集气管道管径 DN150，输送压力**Mpa，采出水管道管径 DN125，输送压力**Mpa。
	阳 102H29—云山坝脱水站集输管道	长 5.03km，集气管道管径 DN150，输送压力**Mpa，采出水管道管径 DN125，输送压力**Mpa。
	阳 102H26—云山坝脱水站集输管道	长 2.2km，集气管道管径 DN150，输送压力**Mpa，采出水管道管径 DN125，输送压力**Mpa。

本项目依托“云山坝增压脱水站及集气管道工程”中已建成运行的“云山坝增压脱水站”和“阳102H33—云山坝脱水站集输管道”，具体依托内容如下：

1）本项目新建“YS137H12集气增压站~云山坝脱水站”集气干线，并同沟敷设集水干线，在云山坝脱水站内新建进出站和清管阀组；

2）本项目接入YS137H1集气站的气体进行一次增压后，通过的“海坝1号集气站至海坝1号清管站（阳102H33）”管线输送至阳102H33平台内，再依托“阳102H33—云山坝脱水站集输管道”输送至云山坝脱水站；

3）井区内各平台开采页岩气通过集气管道输送至云山坝集气增压脱水站处理后外输，各平台收集的气田水通过集水管道输送至云山坝集气增压脱水站后在区域调配，优先管输至可回用的平台用于压裂液配制，不能回用的输送至阳1井或阳102井回注井回注。根据本次评价现场调查及资料收集结果，云山坝脱水站环保及验收手续齐全，处理能力可满足本项目需求，具备依托可行性。

本项目依托的井场及集输管道工程总体分布情况见图3.3-12。

图 3.7-4　依托集输管道工程及回注工程分布示意图

（3）外输干线依托情况

中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司天然气勘探开发事业部于2021年7月完成“太阳-大寨页岩气集输干线工程”的竣工环境保护验收调查工作，根据《太阳-大寨页岩气集输干线工程竣工环境保护验收调查报告》，该项目已建成投运长31.8km的DN400集输干线，连接云山坝集气增压脱水站和新坝阀室，输送YS137井区页岩气经过新坝阀室接入区域宁纳线。

YS137井区周边依托的外输干线工程情况见表3.3-28和图3.3-13。

表 3.3-28　外输干线工程情况

名称	起点	终点	管道规格	管道长度(km)	设计参数		备注
					压力（MPa）	输量（万 m^3/d）	
太阳-大寨页岩气集输干线	云山坝集气增压脱水站	新坝阀室	DN400	32	6.3	250	井区外输干线，已运行
宁纳线	宁 209 井区脱水站	纳溪西站	DN800	115	6.3	1200	区域外输干线，已运行

***

图 3.3-13　YS137 井区页岩气外输干线分布情况

（4）回注井工程依托情况

项目所在区域及周边已建的回注井工程包括阳1井回注井工程和阳102井回注井工程。

①阳1井回注井工程

1）基本情况

本项目建设单于 2020 年 12 月 4 日获得泸州市叙永生态环境局局关于《阳 102 井回注工程建设项目环境影响报告表》的批复（****号），阳 102 井回注工程建设项目于 2021 年 4 月建成试运行，目前正在开展竣工环境保护验收调查工作。阳 102 井位于泸州市叙永县正东镇伏龙村，利用阳 102 井建设回注井，

回注水来源为太阳-大寨区块采出水，可回注空间为 421.***m^3，设计回注量为 1000m^3/d，回注限压为 20MPa，新建一套处理能力为 45m^3/h 的采出水回注系统；同时在阳 1 井回注水处理站内配套扩建水处理系统处理能力 25m^3/h，处理合格的采出水通过 200m 的管道回注阳 102 井。利用阳 1 井回注站已建的 2 座 500m^3 的采出水调节罐和 1 座 500m^3 的清水罐。回注工艺流程图见图 3.3-14。

***

图 3.3-14　阳 1 井回注工程回注工艺流程示意图

2）回注水质

回注水质执行国家能源局发布的行业标准《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）及中国石油集团公司的企业标准《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）。

3）回注井封闭性、井筒完整性、环境可行性情况介绍

封闭性：根据《阳1井回注工程环境影响报告表》，阳1井回注层位为龙王庙组和娄山关组，回注层位上伏地层桐梓组、红花园组、湄潭组、**组等，地层岩性为厚层状泥岩、白云岩、泥质白云岩、瘤状灰岩等，地层厚度在400m左右，具有较好的隔层作用；下部隔层为筇竹寺组的泥岩单层厚度大，与上部的金顶山组、明心寺组泥岩在垂向上叠加，为区域上较好的盖层，对其下灯影组碳酸盐岩储集层能起到极好的封盖作用隔层。该井东侧2.4km处有一条通天断层，多年油气勘探研究成果证实该断层封闭性良好。

井筒完整性：根据《阳1井回注工程环境影响报告表》，阳1井目的层以上井段固井质量综合评价为合格，井筒完整性较好。根据《阳1井回注工程竣工环境保护验收监测报告表》，阳1井回注井于2020年10月24日-2020年11月14日进行微地震监测，监测结果表明暂未监测到井筒有漏失情况，且回注水外溢风险较小；并提出了“项目后期需定期进行地面微地震监测，为生产运行提供较为可靠的参考数据”的要求。

环境可行性：根据《阳1井回注工程竣工环境保护验收监测报告表》，在阳1回注井上游及下游布置的地下水环境质量监测点各项监测因子均满足相应的

环境质量标准，下游监测点环境质量没有明显高于上游监测点的情况，且各监测点未见特征因子氯离子的明显升高或异常变化；回注井制定了地下水跟踪监测制度，明确了跟踪监测方案和措施落实责任主体，对区域地下水变化情况，具备早预警、早发现、早治理条件。

4）现状运行情况

阳1回注井目前正常运行，根据阳1井回注日报，阳1井从2020年7月3日试运行开始至2021年7月22日，累计回注量24×10^{4}m^3，日最大回注量900m^3。目前阳1井回注工程尚剩余回注空间121万m^{3}左右，富余回注能力100m^3/d。

②阳102井回注井工程

1）基本情况

本项目建设单于2020年12月4日获得泸州市叙永生态环境局局关于《阳102井回注工程建设项目环境影响报告表》的批复（****[2020]112号），阳102井回注工程建设项目于2021年4月建成试运行，目前正在开展竣工环境保护验收调查工作。阳102井位于泸州市叙永县正东镇伏龙村，利用阳102井建设回注井，回注水来源为太阳-大寨区块采出水，可回注空间为421.***m^3，设计回注量为1000m^3/d，回注限压为20MPa，新建一套处理能力为45m^3/h的采出水回注系统，处理合格的采出水通过200m的管道回注阳102井；托利用阳1井回注站已建的2座500m^{3}的采出水调节罐和1座500m^{3}的清水罐，阳102井回注系统处理工艺同阳1井回注水处理站的回注工艺（见图3.3-1）。阳102井回注工程同时在阳1井回注水处理站内配套扩建水处理系统处理能力25m^3/h。

2）回注水质

回注水质执行国家能源局发布的行业标准《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）及中国石油集团公司的企业标准《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）。

3）回注井封闭性、井筒完整性、环境可行性情况介绍

封闭性：根据《阳102井回注工程环境影响报告表》，阳102井回注层位为为洗象池组和龙王庙组，回注层位上部隔层以**组、**组、**组泥厚层泥页岩

为主，分布稳定，单层厚度大，为一套较好的区域性盖层，具有较好的封盖能力。下部隔层为筇竹寺组的泥岩单层厚度大，与上部的金顶山组、明心寺组泥岩在垂向上叠加，为区域上较好的盖层，对其下灯影组碳酸盐岩储集层能起到极好的封盖作用隔层。该井东侧4km处发育一条通天断层，但未断穿回注层位上隔层，多年油气勘探研究成果证实该断层封闭性良好。

井筒完整性：根据《阳102井回注工程环境影响报告表》，阳102井目的层以上井段固井质量综合评价为合格，井筒完整性较好。环评提出了开展地面微地震监测的要求，利用地面微地震监测技术对回注井回注层进行现场监测，判断回注水的运行情况、确定回注水的优势方向。

环境可行性：《阳102井回注工程环境影响报告表》制定了地下水跟踪监测制度，明确了跟踪监测方案和措施落实责任主体，对区域地下水变化情况，具备早预警、早发现、早治理条件。

4）现状运行情况

阳102回注井目前正常运行，根据阳102井回注日报，建成试运行开采至2021年7月31日，累计回注量为1.5万m^3，平均回注量约400m^3/d。目前阳102井回注工程尚剩余回注空间420万m^3左右，富余回注能力600m^3/d。

③回注井依托可行性

根据前述分析，阳1井目前富余回注能力为100m^3/d，阳102井富余600m^3/d，两口井总计可回注空间566.5万m^3，剩余可回注空间约541万m^3，具备本项目的可依托性。具体回注可行性分析见9.1.3。

3.4 工程主要原辅材料及来源

3.4.1 钻前工程主要原辅材料及来源

钻前工程主要为场地平整、硬化以及修建井场道路、设施等，主要原辅材料为混凝土、钢筋等材料，来源均为外购。

3.4.2 钻井工程主要原辅材料及来源

（1）钻井泥浆

本项目施工使用的钻井泥浆原材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储。本项目单平台钻井工程钻井泥浆材料用量见表 3.4-2。

表 3.4-2　　钻井泥浆材料用量（单平台）

材料名称	用量 t	储存方式	存储位置
***	62.16	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	21.19	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	141.29	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	70.64	桶装，50kg/桶	材料堆场
***	82.42	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	94.19	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	153.06	桶装，50kg/桶	材料堆场
***	141.29	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	105.97	桶装，50kg/桶	材料堆场
***	35.32	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	47.10	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	14.13	桶装，50kg/桶	材料堆场
***	5.89	桶装，50kg/桶	材料堆场
***	9.42	桶装，50kg/桶	材料堆场
***	按密度需要	袋装，25kg/袋	材料堆场
***	2500	袋装，25kg/袋	材料堆场

（2）压裂材料

根据本项目设计资料，压裂液由破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成。本项目共涉及94口井的压裂作业，单井目的层水力压裂所需的材料见表3.4-3。

表 3.4-3　　项目水力压裂材料一览表（单井）

序号	药品名称	代号	主要成分	用量（t）	储存位置及方式
1	***	***	***	3.0 万 m^3	重叠液罐存储
2	***	***	***	9	袋装、材料区堆存
3	***	***	***	29	桶装、材料区堆存
4	***	***	***	2	桶装、材料区堆存
5	***	***	***	4	袋装、材料区堆存
6	***	***	***	4	桶装、材料区堆存
7	***	***	***	1	桶装、材料区堆存
8	***	***	***	3	桶装、材料区堆存
9	***	***	***	2	桶装、材料区堆存
10	***	***	***	2	桶装、材料区堆存
11	***	***	***	3	袋装、材料区堆存
12	***	***	***	64	袋装、材料区堆存

13	***	***	***	308	袋装、材料区堆存
14	***	***	***	40	袋装、材料区堆存
15	***	***	***	约 300 个	按需运送至现场，现场不进行储存

3.5 工程占地及土石方平衡

3.5.1 工程占地

根据海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目工程内容，本项目占地涉及施工期临时占地和场站永久占地两种类型，项目占地统计如下表 3.5-1。

表 3.5-1　YS137 井区页岩气产能建设项目占地情况

序号	工程类别		占地面积(hm^2)		备注
			临时站地	永久占地	
1	钻井工程	井场	10.56	/	临时占地为钻井期间井场、进场道路、表土堆场等
2	站场工程	采气站场	/	5.63	位于井场临时用地占地范围内
		YS137H12 集气增压站	/	1.5	
		YS137H1 集气站	0	0	依托现有站场，不新增占地
2	管道工程	作业带+堆管场	79.77	/	施工完毕后生态恢复
		施工便道	1.8	/	
		标志桩、警示牌等	/	0.03	/
小计			92.13	7.16	/
合计			93.63		采气站场、标志桩等永久占地位于临时占地范围内，不重复统计

3.5.2 土石方平衡及堆存

平台土石方平衡及堆存：本项目各平台根据土石方平衡设计平台标高，各平台土石方内部平衡，每个平台在平台附近就近设置占地约1000m^2的表土临时堆场暂存比例表土，用于平台钻井工程临时用地施工结束后的土壤复垦表层覆盖。平台钻井工程无永久弃方，也无需取土，不需设置取土场和永久弃渣场。

管线工程土石方平衡及堆存：土石方主要产生在管沟开挖过程中，本工程管道直径小，管沟开挖土石方在管道敷设后可全部回填管沟，无弃方。管沟开

挖土石方堆放于管沟一侧，不需单独设置排土场。

本项目预计总挖方91.5万m^3，填方91.5万m^3，无弃方产生。

3.6 组织机构及定员

3.6.1 钻井工程组织机构及定员

钻前工程：主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时单平台每天施工人员约 20 人。仅白天施工，夜间不作业。

钻井工程：本项目钻井工程施工队由钻井专业人员组成，每个钻井队共计 30 人左右，管理人员有队长、副队长、地质工程师、钻井工程师、钻井泥浆工程师、动力机械师、安全监督、环保员等，24h 连续不间断作业。双排布置的平台根据计划和施工条件，可能实施双排钻井同时作业，单个平台钻井工程施工作业时间约 5~6 个月（双钻机平台 5 个月，单钻机平台 6 个月）。

储层改造压裂作业：由页岩气井下压裂作业专业人员组成，包含储层水力压裂、稳压、返排测试放喷定产作业，每个平台共计 30 人左右，办公、生活依托钻井工程的活动板房，仅白天施工，夜间不作业。

3.6.2 地面集输工程组织机构及定员

采气站场、集气增压站施工作业：采气站场施工作业由专业人员和民工组成，各平台采气站施工时间根据平台钻井作业而定，在平台钻井作业完井后开展。每个平台采气站施工作业预计每天10人左右，仅白天施工，夜间不作业。单个平台采气站施工作业时间约1个月。

集输管道施工作业：集输管道施工作业由专业人员和周边民工组成，集输管道开工时间可以和平台钻井工程以及采气站场施工作业同步开展，具体施工时间根据井区建产计划以及井区内污染物（气田水）转运需求而定。预计各条集输管道工程施工期间每人施工人数20人左右，仅白天施工，夜间不作业。单条集输管道施工作业时间约在1~3个月。

本项目运营期各采气站场和 YS137H1 集气站均无人值守，YS137H12 集气增压站为有人值守站，运营期劳动定员 58 人。

***

图 3.7-4　依托集输管道工程及回注工程分布示意图

4 工程分析

根据项目“区块产能接替生产、生产单元模块建设”的特点，可逐类选取区块内典型单项工程项目进行分析，即选取平台钻井工程和地面集输工程的典型单项工程项目，结合项目工程特点，将实施分为三个阶段：施工期、运营期和退役期。在分析井区产排污的总体水平时，兼顾考虑纳入井区产能的已有环评但还未实施的井对井区总体产排污的贡献。

平台钻井工程内容为钻前工程、钻井工程和储层改造及测试工程，地面集输工程内容为新建采气站场工程、YS137H12 集气增压站、集输管线及扩建 YS137H1 集气站。

4.1 施工期工程分析

4.1.1 钻前工程施工

钻前工程为钻井工程以及后续储层改造压裂作业施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中营地。钻前工程建议根据《页岩气平台钻前土建工程作业要求》进行施工。

项目共部署 17 个页岩气平台，其中 YS137H2、H6、H14、H16、H17、H19 和 H20 为依托已建井场，不涉及钻前工程。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

由于各井场的钻前工程施工主要为土建施工，施工过程简单，施工过程及主要环境影响因素见**图 4.1-1**。

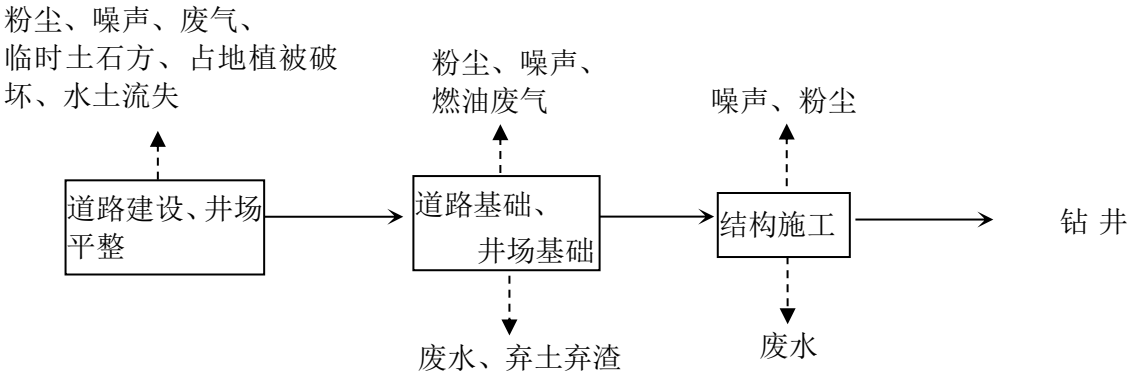

图 4.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

（2）钻前施工内容

本项目钻前工程主要包括新建井场（规格：100m×80m、110m×60m、120m×80m 或 120m×50m）、清水池（700m^3）、放喷坑（7m×4m×2.5m）、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程。

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

（3）钻前施工主要污染工序及产污情况

①生态环境

井场道路修建、井场平整、设备基础开挖过程，将导致地表原有农作物、灌草林地植被破坏，造成的地面裸露，形成水土流失。

根据对井区内拟选井站位置现场调查和土地利用现状卫片资料解译结果，井场选址占地类型以农用地为主，少量林灌地，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于井站施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力。

② 废气

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，本项目钻前工程不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工扬尘和运输、作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约 1 个月）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运工程中的二次扬尘。

③ 废水

钻前工程的水污染主要来自各井场道路修建、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、BOD_5、SS 和 NH_3-N 等）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 20 人，主要为就近聘请的当地民工。上述人员租住在附近农户，其产生的生

活废水利用农户现有设施进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。

④噪声

钻前工程主要噪声源为推土机、挖掘机、载重汽车等机械设备噪声，钻前工程仅昼间施工，各声源噪声级见表 4.1-1。

表 4.1-1　主要施工机具噪声源强

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

④ 固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，便于施工结束后的临时占地恢复用土，开挖的土石方由场地内实现挖填平衡。类比区块内已实施井场钻前施工实际情况，井场土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做场填方区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体废物管理的物质”，钻前施工现场应按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施。

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

4.1.2 钻井工程施工

钻井工程主要包括实施泥浆钻井、套管固井，以及完钻后钻井设备离场拆除等。

（1）钻井工艺流程及产污环节分析

①设备搬运及安装

施工单位用汽车将钻井设备和泥浆循环罐等钻井设备运至进场并进行安装，通常 12~15 天可安装完毕。

②钻井作业流程

根据区块开发方案，项目钻井平台采用单机或双机钻井，钻井方式主要为泥浆钻井，主体采用二开井身结构，各开发井平台第一口井采用“引管+导管+二开”结构，若无破碎带及易漏地层，平台剩余井将采用“导管+二开”结构，导管~一开段采用空气或清水钻井，二开采用高性能水基泥浆钻井。

泥浆常规钻井工艺属过平衡钻井技术，作用于井底的压力大于该处地层孔隙压力情况下的钻井作业；本项目通过钻机、转盘带动钻杆切削地层，同时由钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、取芯测井和后续井身固井作业，钻井作业为 24h 连续作业，平台内各井依次实施钻进作业。

③钻井工艺

泥浆钻井过程中以钻井泥浆作为载体将岩屑带至地面，返排钻井泥浆经泥浆循环系统分离处理实现钻井泥浆的循环利用，分离的固相（钻井岩屑、失效钻井泥浆）进入钻井污染物“不落地”生产系统收集处理，钻井过程中钻井泥浆循环使用。主要的产污环节为污泥泵、污泥循环系统产生的噪声及钻井泥浆、岩屑等。不能循环利用的水基泥浆钻井固废外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用。

引管/导管~一开段采用清水或空气钻井，二开段采用水基泥浆钻井。

***

图 4.1-2　清水及水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节图

***

图 4.1-3　空气钻井水喷淋除尘示意图

A、清水钻进过程

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

主要钻井过程为：由电力提供钻井动力，将清水通过钻杆立柱不断地高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水泥浆夹带着岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口，清水泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的层，然后进行起下钻具更换钻头、替换钻井液等作业，为水基泥浆钻井做准备。

B、空气钻进过程

空气钻井工艺属欠平衡钻井技术，以空气为工作介质，采用现场压缩增压方式供给。气体钻井具有钻进速度快，井下压力小于底层压力，可有效避免复杂地质段井漏的发生，防止和减少钻井对地层的伤害，与清水钻井相比，减少了钻井污染物产生。

工艺过程：空气压缩机→增压机→主供气管线→立管→方钻杆→钻具钻头→环形空间→旋转控制头旁通口→排砂管线→喷淋除尘。气体钻井过程中岩屑（0.2mm<r＜2.5mm）随返排气流带至井口地面排砂管，对气体钻井废气作喷淋除尘处理，实现固相/气相分离，岩屑排入岩屑池内，喷淋废水循环使用。

C、泥浆钻进过程

平台各井二开井段采用水基泥浆钻井，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将钻井液进行转变。高压水基泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。

D、钻井泥浆循环工艺

本项目采用中石油在页岩气开采领域主力推荐并成功运行的钻井污染物

“不落地”生产处理系统，处理系统由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统（振动、水喷淋、搅拌沉淀单元）、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现岩屑和泥浆的不落地随钻处理，废水回用钻井系统用水，减少新鲜用水量。

“不落地”生产处理系统结构：包括废弃物预处理系统、固液分离系统、输送系统及加药系统组成。所述输送系统由螺旋输送机、带（链）式输送机组成；泥浆预处理单元由预处理罐、振动筛、水喷淋组成；泥水分离单元由泥浆搅拌罐、厢式自动拉板压滤机和与之配套的输送泵组成；加药系统由药剂搅拌罐、加药计量泵组成；水喷淋系统由喷头及加压泵组成。

“不落地”生产处理系统工艺步骤：由振动筛、旋流除砂器、除泥器排出的废弃物通过螺旋输送机送至预处理罐振动筛上，经由预处理罐上振动筛过滤后的水基钻井岩屑，经水喷淋后经带（链）式输送机装车外运综合利用；预处理罐中浆液在浆液泵的作用下排入混凝罐；启动加药系统向混凝罐不断加入适量水溶液药剂，搅拌后破胶沉淀处理，通过泥浆泵不断向压滤机中挤入泥浆，压滤机的滤室内的压力逐渐提高，把水基泥浆中的水分不断挤出，从而实现固液分离，固体部分可通过带（链）式输送机进固废存储罐，外运综合利用，压滤机分离出来的水通过管道进入污水罐内，用于岩屑振动筛的冲洗用水以及钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，固废随钻处理。

“不落地”处理系统贮存场地采取水泥基渗透结晶型防渗，0.2m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨措施。本“不落地”处理工艺方案把钻井过程中产生的废弃物随钻进行处理，使井队不必再修建废水池、岩屑池等，减少对临时占地的占用和对环境的污染，同时也能免除废水池、岩屑池现场贮存污染物渗漏地下水污染环境风险。

钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。完钻后井筒内替换出来的泥浆经循环系统处理后与泥浆循环系统内剩余的合格钻井泥浆全部拉运至其他井场回用。

泥浆循环系统和“不落地”处理系统工艺流程见**图 4.1-4**。

***

图 4.1-4　泥浆循环系统和“不落地”处理系统工艺流程图

⑤ 钻井泥浆类型及组成

钻井泥浆的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，根据对项目各井钻井工程钻井泥浆使用材料判断，清水钻井液主要成分为水，产生的废水主要污染物为 SS；水基泥浆主要成分以无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，组成物质化学性质稳定，产生的废水主要污染物以 COD、SS、pH、盐分、Cl^-为主，不含汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。因此，本工程水基钻井泥浆主要污染物为 COD、SS、高 pH 值，最终完井时钻井液 pH 值达到 9~10。根据咨询建设单位在项目区域已实施页岩气钻井的统计资料，预计本项目单井钻井水基泥浆使用量 400m^3。为满足井喷压井应急处置需要，压井泥浆（重泥浆）现场储存量≥400m^3，罐装存储在井场后场，可重复利用。

⑤钻井辅助作业

钻井辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、井控等作业组成，根据需要实施。其中井控主要是在井口安装管汇控制气浸、井涌、井喷，先根据本井预测地层压力及套管抗内压强度等情况，确定井控装置压力等级，再根据等级要求选择相应的井控装置进行井控作业。主要控制设备有环形防喷器、闸板防喷器、阻流管汇、节流管汇、压井管汇等设备。

⑥固井作业

在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起。固井作业与钻井过程交替进行，各井段钻至预定深度后，下套管进行本井段固井作业，然后开始下一井段钻进及固井，依次交替进行，直至钻至目的深度并下套管固井。

⑥ 完井撤离

固井完钻后对钻井设备实施撤离，撤离后的设备基础保留用于下阶段压裂设备井场安装；备用柴油、钻前修建的清水池及放喷池等保留至压裂试气阶段继续使用。

（2）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

①废气

本项目各平台钻井工程以当地电网做动力，在停电状态下，井场将使用柴

油机作为备用电源，将产生一定量的柴油机废气。此外项目井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低。钻井过程中产生的废气主要为车辆尾气等。

A、柴油机废气

根据调查，区块所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NOx、SO_2 和颗粒物的浓度分别约为 25mg/m^3、77mg/m^3 和 100mg/m^3，废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

B、车辆尾气

钻井过程中，需不断拉运钻井原辅材料等，车辆运输产生的路面扬尘，排放少量汽车尾气。

C、空气钻井废气

空气钻井过程中岩屑将随空气带如排砂管，排砂管出口接入清水池，在排砂管出口前设置喷淋除尘，实现钻井废气和岩屑的分离。根据已实施的空气钻井产排污统计资料，喷淋除尘后废气量中含尘量较小，仅约 10~30mg/m^3。

②废水

根据本项目产能建设方案以及井区内已实施钻井平台的钻井作业情况，本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，钻井工程钻进过程中无废水外排（还需每天补充新鲜水约 5m^3/d）。本项目废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱出水以及设备冲洗废水）、方井雨水以及钻井队人员生活污水。

A. 钻井废水

空气钻井阶段除尘废水及收集利用：空气钻井无外加钻井液剂，喷淋除尘废水主要污染物为 SS，在钻前工程修建的 700m^3 的清水池中沉淀去除，喷淋水经沉淀后上清液循环利用，喷淋用水不足时通过清水池补充新鲜水。空气钻井过程中产生的废水沉淀后循环使用，根据空气钻井经验数据，空气钻井阶段每米进尺喷淋除尘水用量约 0.3m^3，喷淋水回用率约为 80%，循环过程中的新

鲜水的蒸发损耗量约 20%。根据井身结构，预计本项目单井空气钻井最大深度约 300m，则单井空气钻井除尘用水量约 90m³，循环利用后单井最终产生的废水量约 30m³。由于钻井平台内各井采取前分井段总体钻进，即先实施各井导管、然后实施各井一开，依次类推完成各井钻井，前一开井的空气钻井废水可收集至清水池暂存用于下一口井空气钻井除尘用水，故单个平台空气钻井阶段完成后产生的除尘废水量约为 30m³。对于采用双机钻井的平台，其空气钻井废水最大产生量约 60m³。本项目实施空气钻井废水产生总量约 690m³。空气钻井产生的除尘废水全部由清水池收集后全部用于后续水基钻井阶段配置泥浆。

水基泥浆钻井阶段钻井废水：水基泥浆钻井过程中钻井废水全部经井场配备的随钻处理系统处理后上清液循环利用于钻井泥浆循环系统，钻井过程中无废水外排。水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备清洗废水。根据对井区内页岩气钻井过程的钻井废水产生量的调查统计，单套钻机完钻阶段钻井废水产生量约 250m³，则采用双机钻井平台的完钻阶段钻井废水产生量约 500m³；本项目实施钻井废水产生总量约 5750m³。完钻阶段产生的钻井废水在钻前工程修建的清水池暂存用于后续**井压裂用水。考虑到存在的不确定性，若出现清水池可能无法确保钻井废水完全不外溢存放并回用的情况时，钻井废水采取罐车外运回注。

冲洗废水冲洗的是直接接触钻井工具（使用刮泥器挂泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井平台，钻井冲洗废水主要污染物成分与钻井泥浆成分相似，其性质是钻井泥浆的高倍稀释废水，经板框压滤处理后主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。本项目钻井用水和钻井泥浆中均不添加重金属等有毒有害物质，故钻井废水中的污染物亦不含重金属。

B. 方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。根据区域气象资料以及区块同类型井类比调查，并结合本项目各井场区域占地情况，1 口方井雨水产生量约 10m³，项目实施方井雨水产生总量约 940m³，其 SS 和石油类浓度分别约为

200mg/L 和 20mg/L。方井雨水钻井期间回用于水基泥浆或压裂液调配用水，完钻后的方井雨水外运回注处置。

C. 井场初期雨水

本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的清水池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。根据泸州市暴雨降雨强度，按最不利情况考虑，计算 120m×80m 平台 15min 初期雨水收集量为 183m^3。染物主要为 SS 和少量石油类。

D. 生活污水

单个井队人员为 30 人，生活用水按每人每天 80L 计，本项目单钻机钻井作业期间（6 个月）生活用水量约为 432m^3，污水按用水量的 90%计，则生活污水产生量共计 388.8m^3（约 2.16m^3/d）；双钻机平台钻井作业期间（5 个月）生活用水量约为 720m^3，生活污水产生量共计 648m^3（约 4.32m^3/d）。生活污水产生量较少，主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD_5 约为 150 mg/L，SS 约为 250mg/L、NH_3-N 约为 20mg/L，水质较为简单，经生化池收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

项目钻井阶段废水产生情况见下表 4.1-2。

表 4.1-2　项目钻井施工阶段废水产排情况统计表

污染物种类	主要污染物	产生量（m^3）	污染防治措施	排放情况
空气钻井除尘废水	pH 、COD、SS、石油类、氯化物	30 或 60m^3/平台，总量 690m^3	钻井期间回用于水基泥浆或压裂液调配用水	0
水基钻井废水		250 或 500m^3/平台，总量 5750m^3		
方井雨水	SS、石油类	10m^3/井，总量 940m^3	钻井期间回用于水基泥浆或压裂液调配用水	0
初期雨水	SS、石油类	最不利情况：120m×80m 平台 15min 初期雨水收集量为 183m^3	通过排水明沟导入沉砂池内暂存，用于钻井泥浆或压裂液配置用水	0
生活污水	COD、BOD_5、SS、NH_3-N	388.8 或 648m^3/平台，总量 8164.8 m^3	经各井场生化池收集后送至周边污水处理厂处理	0

③噪声

井场钻井期主要噪声设备有：

泥浆泵区：主要为直流电机、泥浆泵、振动筛、搅拌器、除砂器等，位于井场后场。

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

“不落地”处理工艺区：主要振动筛、搅拌机、污水转输泵等，位于井场后场东北侧。

井场在停电情况下，柴油机备用电源运行将产生柴油机噪声。

根据目前西南地区已钻井的主要钻井设备噪声源强监测数据，以及类比同类项目环评报告中的数据，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表 4.1-3。

表 4.1-3　项目各井组钻井工程主要噪声源

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB(A) (1m 处)	采取的降噪措施	降噪后源强 dB(A) (1m 处)	噪声特性	排放时间	频谱特性	声源种类
钻井工程	柴油动力机（备用）		95~100	排气筒上自带高质量消声器的柴油机	85~90	机械	昼夜连续	以低频噪声为主，60~1000Hz 以内，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点	固定声源
	发电机（备用）		90~95	活动板房隔声，安装减振垫层	80~85				
	钻井设备	1~2 套	95~100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	88~93				
	泥浆泵	2 台	85~90		80~85				
	振动筛	2 台	70~80		70				
	离心机	2 台	70~80	软垫基座	70		间断		
事故状态	放喷高压气流	/	110	/	110	空气动力	/		固定声源

④固体废物

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

A. 水基钻井固废

水基钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经“不落地”系统进行固液分离产生的固相废渣。根据《危险废物排除管理清单》（环办土壤函[2017]367 号），对于水基钻井固废，全国各大油田开展了一系列的鉴别及研究工作，为其属性认定提供了依据，根据已开展的水基废泥浆和岩屑的危险特性鉴别报告，石油天然气开采产生的水基废泥浆和岩屑均不具有相关危险特性，属于一般工业固废，由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用。根据区域页岩气钻井固废统计情况，本次评价按埋深最大***m 的最不利情况考虑，单井平均水基钻井固废产量为 400m^3，区块各平台新增水基钻井固废产生总量详见表 4.1-4。

表 4.1-4　各平台水基钻井固废产生量统计表

序号	名称	水基钻井固废产生量（脱水泥饼）/（m^3）
1	YS137H2	800
2	YS137H5	3200
3	YS137H6	2800
4	YS137H7	2800
5	YS137H8	2000
6	YS137H9	1600
7	YS137H10	2400
8	YS137H11	2800
9	YS137H12	4000
10	YS137H13	2400
11	YS137H14	0
12	YS137H15	1200
13	YS137H16	2800
14	YS137H17	800
15	YS137H18	3200
16	YS137H19	1200
17	YS137H20	3600
合计		37600
注：32 口井已已单独开展环评并取得批复，其固体废物不列入本项目新增量。		

B. 生活垃圾和包装材料

生活垃圾产生量按 0.5kg/人•d 计算，钻井期间单个钻井队钻井人员 30 人，

则预计单钻机平台生活垃圾产生量约 15kg/d（钻井期 6 个月，共 2.7t），双钻机平台单个平台产生量约为 30kg/d（钻井期 5 个月，共 4.5t）。本项目实施期间生活垃圾产生总量约 56.7t。生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期交由环卫部门处理。

废包装材料包括膨润土、防塌剂、纯碱、氢氧化钠、水泥等各类钻井和压裂原辅材料的包装袋和盛装桶。根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的规定，“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质，或者在产生点经过修复和加工后满足国家、地方制定或行业通行的产品质量标准并且用于其原始用途的物质”不作为固体废物管理。上述包装材料可回收直接回用于各类材料的包装，因此不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。本项目预计单平台产生废包装材料 0.4t，项目产生总量约 6.8t。

C. 含油固废

钻井、完井工程中含油固废主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油固废。根据区块同类型项目类比和现场调查，本项目单平台含油固废产生量约 0.6t，产生总量约 10.2t。含油固废属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求，在危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置。

项目钻井固体废物产生量见表 4.1-5。

表 4.1-5　项目钻井固体废物产生量

阶段	种类	产生量（m^3）	主要成分	处理处置方式	分类
水基泥浆钻井	水基钻井固废	37600 400m^3/井	水、粘土、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石、岩石、土壤等	由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用	II 类一般工业固废(900-999-99)
全过程	生活垃圾	2.7~4.5t/单平台，总量 56.7t	生活垃圾	按当地环卫部门要求统一妥善处理	生活垃圾
	废包装材料	6.8t	塑料、纸皮等	在材料区集中收集后送当地废品回收站处理	I 类一般工业固废(900-999-99)

	含油固废	10.2t	废油等其他含油固废	设置废油桶集中收集并在暂存场所妥善暂存，完钻后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置	HW08 900-249-08 危险废物

表 4.1-6　钻井作业危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
含油固废	HW08	900-249-08	0.6t/井场	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	T、I	废油桶收集，危废间贮存，完钻后交由钻井队综合利用或交由资质单位处置

4.1.3 储层改造测试工程

页岩气藏作为“人工气藏”，获取页岩气储层性质须首先开展储层改造作业，针对页岩气储层的改造主要采取压裂人工构筑地层裂缝方式进行，主要分为压裂、开井排液测试放喷、完井撤离三个阶段。

（1）储层改造测试施工工序及产污环节

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝（裂缝长度控制在 100m 长度范围内），并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液），平台内各井钻井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，测试结束后换装采气树关井待产。主要的产污环节主要出现在储层改造（压裂）环节和开井返排测试环节，工艺流程及产排污环节见**图 4.1-5**。

***

图 4.1-5　储层改造测试工艺流程及产污环节图

A、压裂过程

①压裂液

本项目选用减阻水和活性液混合液体系，主体配方见表 4.1-7。

表 4.1-7　压裂液体系及配方

压裂液体系	配方
JC-J10 减阻水	***

活性胶液	***
泥浆替换剂	***

注：配方各药剂主要成分详见储层改造阶段主要原辅材料表

②支撑剂

本项目支撑剂采用 100 目石英砂与 40/70 目陶粒组合方式，其中 100 目石英砂除了能有效充填微细裂缝外，而且能保证压后更长的支撑裂缝的时间，确保水力裂缝长期稳定导流能力，40/70 目陶粒用于主体裂缝支撑。

③压裂液配制工艺

采用连续混配工艺，配制工艺见**图 4.1-6**。

***

图 4.1-6　压裂液连续混配工艺流程示意图

④压裂过程

本井区拟采用分段水力压裂方式，每段长度**~**m，采用桥塞分隔井段，自下至上依次分段进行压裂。首先向井下放置桥塞以分隔井段，然后采用射孔仪对分隔井段内的套管进行射孔，再利用地面高压泵组将现场配置的压裂液（约 2000m^3/段）以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底产生高压，当井底压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂，压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。

单段压裂作业时间约 3h，每天压裂约 2 段（仅白天作业，夜间不施工），平台各井采用拉链式压裂。各井压裂完后采用连续油管钻塞或可溶桥塞方式，连通各个分段，然后开井返排，测试放喷定产，前两口井关井后开始后二口井的压裂，依次类推。压裂施工结束后，关井稳压 20 天左右。

⑤测试放喷过程

关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液）。开井排液期间记录开关井时间、排液量、产气量，每 30min 记录一次井口油、套压力，并观察出砂量及砂粒形状。开井排液时必须控制井口压力，其最大压降控制在地层压力的 30～50%。平台各井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，

测试结束后换装采气树关井待产。

根据太阳页岩气田不同类型投产井返液量统计资料，单井开井排液时1~2d 内返排水量较小，4~15d 后返排水量逐渐增大，约在 12~15d 左右达到峰值，最大返排水量约为 300m^3/d，而后从 16~30d 返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡，排水量约 30m^3/d，返排液由返排废水转为气水混合物形式返排（页岩气开发井返排液可一直持续到气井开采的中后期），气水同产时启用井场内安装的气液分离器，分离出来的废水排入钻井阶段使用清水池+重叠液罐内暂存中转外运其他钻井平台回用，不能回用则外运回注处理；分离出的气体管输至放喷坑点火燃烧处理。

返排液趋于稳定时（气水平衡），对井下页岩气进行测试放喷作业。测试放喷前需换装井口接测试管线，井内页岩气经该管线，通过专用产量测试仪器测定页岩气产量、压力、气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的页岩气，单井测试放喷时间一般不超过 3h，测试放喷燃烧筒一般为高度 1.5m 的地面火炬，放喷坑内点火放喷。出于安全操作和有利于燃烧废气污染物大气扩散考虑，测试放喷一般在白天进行。测试放喷时可能产生燃烧废气和高压气流噪声。

（2）储层改造测试主要污染物及污染物排放情况

根据对储层改造测试工程分析，产污环节主要出现在储层改造（压裂）环节和开井返排测试环节。由于压裂是将压裂液高压注入地层，此阶段无返排液外排，主要污染源为压裂设备噪声；开井返排测试环节由于采取的是无动力泄压外排，此阶段主要污染源为返排废水以及测试放喷气体燃烧废气。

本项目考虑最不利情况，选取埋深***~***m、水平段长***~***m 进行污染物及污染物排放情况分析。

①噪声

压裂噪声分布区域主要分为压裂泵车设备区、压裂液调配泵区等，其主要噪声设备有：

压裂泵车设备区：约 20 辆压裂泵车，围绕井口后场两列并排布置。

压裂液调配泵区：主要为直流电机和提升设备噪声。位于井场后场。

根据压裂作业工作制度，仅昼间施工，夜间不施工作业，单井压裂持续时间约 7 天；测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源位于放喷坑，单井测试放喷持续时间一般不超 3h，且安排在昼间进行。储层改造测试主要噪声源设备噪声值见表 4.1-8。

表 4.1-8　　储层改造测试主要噪声源特性

阶段	噪声设备	数量	单台源强dB(A)（1m处）	采取的降噪措施	降噪后源强dB(A)（1m处）	噪声特性	排放时间	频谱特性	声源种类
压裂	压裂设备	20套	95~100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	90-95	机械	昼夜连续，夜间停止	以低频噪声为主，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点	固定声源
	提升设备	1台	85~90		80-85				
测试	放喷坑	/	110	/	/	气流噪声	测试3h/次		固定声源

②废水

本项目采用**～**m/段的长段压裂方案，每段压裂用水量预计为 2000m^3，按最不利情况**m/段，水平段长最大***m，压裂段数为 19 段，单井压裂总用水量约为 3.8 万 m^3。

地下稳压结束后开井返排，在开井排液时严格控制井口压力，通过最大压降（尽量控制在地层压力的 30~50%）实现对井口返排液量的控制。根据类比区域内已实施井统计资料，在开井返排气水平衡时，压裂返排液量为压入量的 20%左右，即单井返排液总量约为 0.76 万 m^3；其中 85%（0.646 万 m^3）的压裂返排液可回用配置压裂液，另外 15%（0.114 万 m^3）的压裂返排液无法回用。平台内开井返排持续时间均 30 天/井，返排量峰值约为 300m^3/d，气水平衡后为 30m^3/d，峰值返排时间一般约为 1~2d。井下剩余压裂液在运营期以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。本项目各平台压裂返排液产生量见表 4.1-16。

返排压裂液出井后经站场分离器分离后由钻井阶段使用的清水池（容积约为 700m^3）以及 2000m^3 的重叠液罐收集暂存中转，优先用于平台内压裂液配置、其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注；如后期生产调整，也可运至其他有环保手续

和处理能力的其他回注井回注。

表 4.1-9　各平台压裂返排液产生量统计表

序号	名称	压裂返排液产生量（万 m^3）
1	YS137H2	1.52
2	YS137H5	6.08
3	YS137H6	5.32
4	YS137H7	5.32
5	YS137H8	3.8
6	YS137H9	3.04
7	YS137H10	4.56
8	YS137H11	5.32
9	YS137H12	7.6
10	YS137H13	4.56
11	YS137H14	0
12	YS137H15	2.28
13	YS137H16	5.32
14	YS137H17	1.52
15	YS137H18	6.08
16	YS137H19	2.28
17	YS137H20	6.84
合计		71.44

各平台压裂施工人员办公和生活依托附近居民房，产生的生活污水依托附近农户已有设施进行收集处置。

③废气

储层改造测试工程产生的废气主要为放喷燃烧废气以及非正常状态事故放喷废气。

A. 测试放喷废气

每口井开井返排结束后进行一次测试放喷确定目的层产能，为地面采气阶段定产。为了测试安全和减轻对环境的污染，本项目采取点火燃烧方式处置测试放喷的天然气，根据本项目钻井设计资料，本项目目的层获取的页岩气不含硫化氢，页岩气经燃烧后产物主要为NO_x、CO_2和水蒸气，单井测试放喷时间约3h，燃烧产物对环境影响甚微。

B. 非正常状态事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x、CO_2 和水。

④固体废物

压裂期间固体废物主要为返排砂和生活垃圾。

返排砂主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于一般工业固废。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口。

压裂期间施工人员租住在附近农户，其产生的生活垃圾依托已有设施进行收集处置。

4.1.4 采气站场建设工程

采气站场建设内容仅为井站内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、采气设备安装等施工。无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量。设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

（1）站场施工工序及产污环节

采气场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理四个阶段。主要工艺流程见**图 4.1-7**。

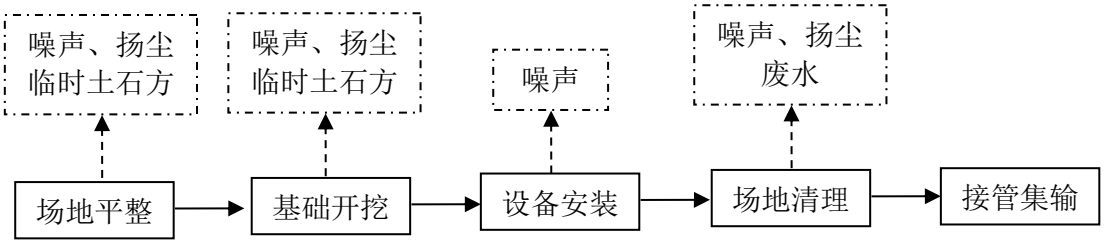

图 4.1-7　场站施工工序及产污环节示意图

（2）场站施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

场站施工在钻井井场范围内进行，不新增占地，对生态环境影响很小。

②废气

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

③废水

施工期污废水主要来自施工废水和施工人员生活污水。

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

生活污水：每个站场施工人员按高峰时日工人数约 10 人计，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，上述人员租住在附近农户家中，其产生的生活废水利用农户已有设施进行收集处置，不外排。

④噪声

本项目各采气站场均在已有场地范围内建设，不新增占地，施工内容主要为撬装设备的安装，不涉及大规模土建工程，因此不涉及高噪声作业，施工期对周边声环境影响较小。

表 4.1-10　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

土石方：站场建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），因此开挖土石方产生量较小。根据区块内已实施站场的实际情况，各站场施工土石方均可做到各自站场内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

生活垃圾：施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.5 集输管线施工

（1）集输管线施工工序及产污环节

本井区集输管线包括集气干线（2 条）和集气支线（10）条，同沟敷设集气管线和集水管线。集气管道工程施工一般包括施工准备、地表清理、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序。整个施工过程由专业化队伍完成，不设施工营地，依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见**图 4.1-8**。

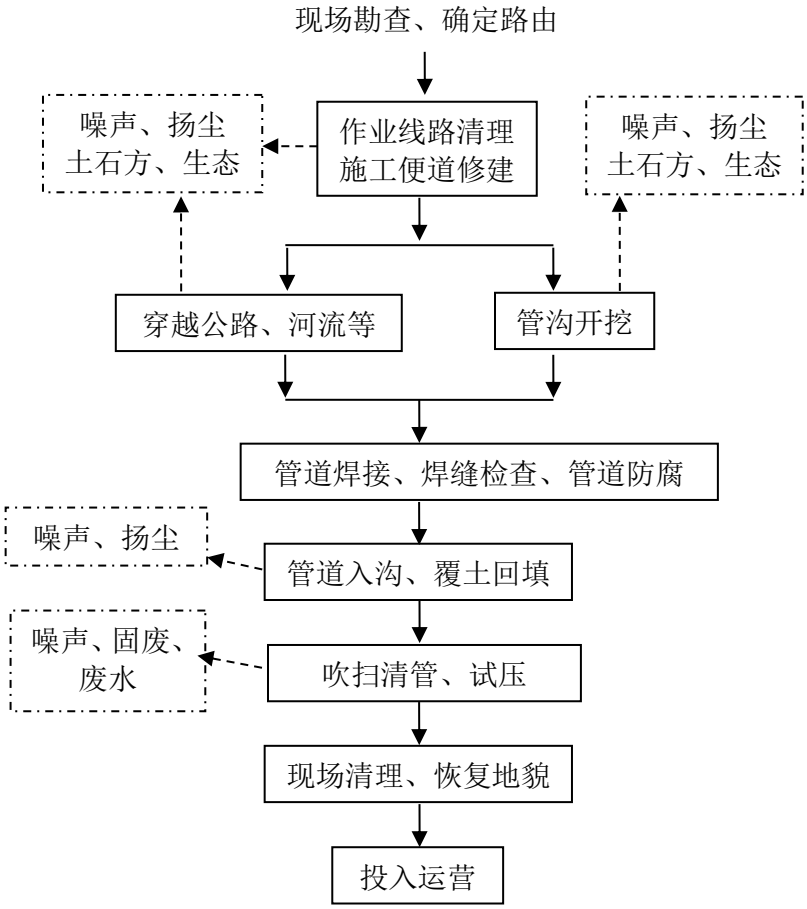

图 4.1-8　集输管线主要施工工序及产污环节示意图

管线铺设主要过程有：路由确定后进行作业线路清理、修建临时施工便道，完成管沟开挖，河流、公路穿越等基础工程后，将钢管运至各施工现场。将管段组装后，焊接并检查焊缝、进行管道防腐，按管道施工规范下到管沟内，覆

土回填。最后对管道进行吹扫试压，清理作业现场并恢复地貌，管道试运行正常并验收合格后投入运营。

①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。

A. 施工作业带清理、管沟开挖

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行，然后才能进行管沟开挖作业。

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

本工程地面集输管道主要采用沟埋方式敷设，本工程管道最小埋设深度不小于 1m。管沟断面一般呈梯形，埋地管道沟底宽 1.1m；管沟边坡取 1∶0.1~1∶0.67。管沟开挖土石方堆放于管沟一侧，另一侧为施工场地。

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 范围内的植被破坏较为严重；开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况、植被的恢复、农作物的生长发育等。

B. 施工便道

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

本工程管道沿线道路依托主要为乡村公路，局部地段无道路依托，总体交通依托较差。为便于后期施工，考虑新修部分施工便道。施工便道按照普通砂石路等级设计，砂石路面，坡度能适应运送管道，宽度按 4m 考虑。

②穿越工程

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本项目地面建设方案，集输管线穿越工程河流穿越主要为沟渠、冲沟穿越，无小中大型河流穿越，公路穿越有高速、国道、乡村水泥路、乡村碎石路、机耕道等。

A. 河流穿越

本项目穿越河流沟渠主要采用开挖方式，一般为围堰开挖，根据河流的地形、水文和地质条件、施工场地和设备，拟利用河床 1/3 做导流沟、2/3 做围堰区、采用分两侧交替围堰、干水、大开挖的施工方式。为避免河流冲刷及动水浮力对管道安全的影响，本穿越管道开挖通过河渠小型穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1m。无冲刷水域应在水床底大于 1m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.5m。采用开挖法通过河渠中型穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1.2m。无冲刷水域应在水床底大于 1.3m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.6m。当管道采用大开挖方式穿越河流时，对边坡进行扰动，在雨季极易发生滑坡泥石流等破坏，应采用浆砌石护岸保护管道敷设的边坡，河槽内设置混凝土压重块或石笼护底来进行稳管。

大开挖穿越河流的影响主要表现为增加河水的泥沙含量，从而影响河水水质；管沟回填后，多余的土石方处置不当，有可能会造成水土流失或阻塞河道。

B. 公路穿越

管道穿越公路一般采用顶管和开挖两种方式。本工程穿越乡村水泥路面优先采用顶管穿越，机耕道、碎石路穿越采用大开挖+套管方式。管道穿越位置，宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 1.2m。

a.顶管

本工程穿越乡村水泥路优先采用顶管穿越。套管采用钢筋混凝土套管(适用于较长距离)以及钢套管(适用于较短距离)，以增加承载能力。管道穿越公路时，输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路路面以下 1.2m，公路边沟底面以下 1.0m。

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

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

顶管和沟埋开挖穿越方式将产生一定量土石方，数量少，就地选择坑凹地或公路两侧管道护坡内填埋，不产生弃方，无需设置土石方堆放场。

b.开挖

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路时，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出公路边沟外 2m，套管规格为 DRCPⅢ1000×2000 （GB/T11836-2009），管线与公路交叉尽量垂直，必须斜交时，斜交角度大于 60°。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。

C. 其他穿越

管道与原有埋地输气管、电缆、水管等交叉时，应从原有管道下方通过。交叉处必须保证 0.3m 净空间距，采用绝缘材料垫隔(如汽车废外胎衬垫)。管

线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5m。

③清管、试压、干燥、置换

A. 清管

管道在下沟回填后进行分段清管和分段试压。进行分段试压前必须采用清管器进行分段清管，清管次数不少于 4 次。清管时应及时检查清管效果，将管道内的水、泥土、杂物清理干净。

B. 管道试压

清管合格后应进行管道试压，首先进行强度试压，强度试压合格后进行严密性试压。本项目采用分段试压的方式进行，管道强度试压和严密性试压介质采用洁净水。

各试压段应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，最低点的管道环向应力不超过屈服强度的 90%。二级地区强度试验压力不小于管道设计压力的 1.25 倍，稳压不小于 4 小时，管道无断裂、目测管道无变形、无泄漏为合格。严密性试验压力为管道设计压力，稳压 24 小时，当管道无泄漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 时为合格。

试压中如有泄漏，应泄压后立即修补，修补合格后应重新试压。试压宜在环境温度 5℃以上进行，当不能满足时，应采取防冻措施。试压合格后，应将管段内积水清扫干净。

C 干燥

管道在投产之前须进行管道内水分的清除和管道干燥。管道干燥的方法采用干燥空气法（用露点低于-40℃干燥空气）。管道干燥时，在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点值应连续 4h 低于-20℃（常压下的露点），变化幅度不大于 3℃为合格。

D 氮气置换

管道内空气的置换在清管、试压、干燥合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。置换管道末端、站场应配备气体含量检测设备，当置换管道末端气体含氧量不大于 2%时即可认为置换合格。

（2）管线施工期产排污情况分析

①废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

A. 施工扬尘

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

B. 机具尾气

在管道铺设和站场建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 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。

C. 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。

②废水

管道施工期产生的废水主要有施工废水、试压废水、生活污水。

A. 施工废水

主要为施工机械冲洗废水和顶管施工废水，该类废水中主要污染物为 SS，并含少量石油类，可通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

B. 试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目设计，本工程共新建集输管线 12 条，总长 73.1km。其中集气干线 2 条，总长 23km；集气支线 10 条，总长 50.1km。本项目各条管线试压废水产生量见表 4.1-11。

表 4.1-11　管线试压废水产生量统计表

序号	名称	型号	长度（km）	试压废水产生量（m^3）
1	YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站	DN250	18.0	971
2	YS137H1 集气增压站~YS137H12 集气增压站	DN200	5.0	173
3	YS137H10 平台~ YS137H12 集气增压站	DN100	4.0	35
4	YS137H11 平台~ YS137H12 集气增压站	DN100	3.6	31
5	YS137H17 平台~ YS137H12 集气增压站	DN100	6.4	55
6	YS137H20 平台~ YS137H12 集气增压站	DN200	15.1	522
7	YS137H14 平台~ YS137H12 集气增压站	DN200	1.7	59
8	YS137H9 平台~ YS137H2 集气站	DN100	2.4	21
9	YS137H8 平台~ YS137H12 集气增压站	DN200	2.8	97
10	YS137H7 平台~ YS137H1 集气站	DN200	8.5	294
11	YS137H5 平台~ YS137H1 集气站	DN100	3.8	33
12	YS137H2 平台~ YS137H1 集气站	DN100	1.8	16
合计				2307

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。试压废水施工管道分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘，不外排。

C. 生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活用水以每人 80L/d 计，考虑每天施工人员为 20 人，产污系数为 0.9，因此，生活污水产生量约 1.44m^3/d。本项目管道施工不设施工营地，施工人员生活污水依托沿线周边居民现有设施处理，无集中生活污水产生。

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 4.1-12。

表 4.1-12　主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	测点距施工机具距离 m	噪声源强 dB(A)	声源类型
1	挖掘机	5	84	流动源
2	推土机	5	86	流动源
3	吊管机	5	86	流动源
4	电焊机	5	83	固定点源
5	切割机	5	93	流动源
6	载重汽车	5	88	流动源

7	顶管机械	5	85	固定源

④固体废物

施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆及施工岩屑等。

A. 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金属等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道总长 73.1km，管道施工废料的产生量约 14.62t，收集后外售回收利用。

B. 废弃泥浆

废弃泥浆来自顶管施工，该施工过程中所用泥浆主要用来减少顶进过程管壁与土体之间的磨擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（碳酸钠）。项目顶管施工设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆在泥浆池内循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆量较小，本项目仅约 40m^3，废弃泥浆交由周边水泥厂或砖厂资源化利用。

C. 生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工人员生活垃圾依托沿线周边居民现有设施处理，无集中生活垃圾产生。

⑤生态环境

工程施工占地改变将原有土地属性，破坏土壤结构，对耕地和土壤肥力产生影响。管道穿越林地，破坏森林植被，森林保持水土、涵养水源和维持生多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大，施工最大的影响就是造成物种个体数量减少，但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目占地及施工范围内不涉及珍稀濒危野生动物分布区，也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感区，对野生动物多样性影响较小。随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复，工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看，工程建设对生态环境影响可控。

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

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。

4.1.6 集气增压站施工

（1）集气增压站施工内容

井区集气增压站工程包括新建集气增压站 1 座（YS137H12 集气增压站）及改扩建集气站 1 座（海坝 1 号集气站）。

①YS137H12 集气增压站

施工期主要进行土建施工包括：基础工程、主体工程、设备安装等施工。由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设工程集中营地。

②YS137H1 集气站

YS137H1 集气站（又名：海坝 1 号集气站）为已建站场，本次扩建内容仅在原 YS137H1 集气站范围内新增压缩机、分离器、清管收发球筒及进出站阀组等，扩建后放空及排污均依托集气站原有设施，无新增占地。

（2）集气增压站施工工序及产污环节分析

YS137H1 集气站扩建无新增占地，故重点分析新建 YS137H12 集气增压站施工过程。工程建设主要为场地平整等土建施工，施工过程简单，施工过程及主要环境影响因素见**图 4.1-9。**

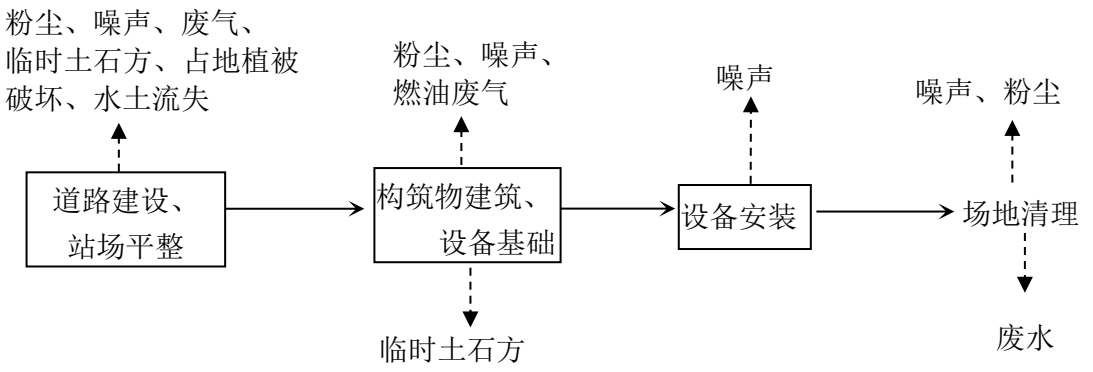

图 4.1-9 集气增压站施工过程及主要环境影响

（3）集气站施工主要污染工序及产污情况

①生态环境

本项目拟配套建设 YS137H12 集气增压站并对 YS137H1（海坝 1 号）集气站进行改扩建。其中 YS137H1（海坝 1 号）集气站仅新增压缩机、分离器、清管收发球筒及进出站阀组等设备，均在原有占地范围内进行，不新增占地，对生态环境影响较小。而 YS137H12 集气增压站的建设将新增 1.5hm^2 占地，对生态环境的影响主要表现在改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失等方面。

②废气

项目集气站建设过程中产生的废气主要为施工粉尘和运输、作业车辆等排放的汽车尾气。

③废水

工程的水污染主要来自各道路、站场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、BOD_5、SS 和 NH_3-N 等）。施工高峰时日上工人数约 20 人，生活用水以每人 80L/d 计，产污系数为 0.9，因此，生活污水产生量约 1.44m^3/d。主要为就近聘请的当地民工。上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集处置；施工主要为土建施工，产生的施工废水经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。

④噪声

工程主要噪声源为推土机、挖掘机、载重汽车等机械设备噪声，集气增压站仅昼间施工，各声源噪声级见表 4.1-13。

表 4.1-13　主要施工机具噪声源强

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

6	振动棒	1	86	移动设备	间断，<4	工程区内

⑤固体废物

施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，便于施工结束后的临时占地恢复用土，场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡。

根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做场填方区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体废物管理的物质”，施工现场按照工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施。

集气增压站施工期生活垃圾按 0.5kg/人•d 计算，高峰期施工人数约 20 人，生活垃圾产生量约为 10kg/d。施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.7 施工期污染物排放统计

本工程施工期产生的主要污染物排放总量统计见表 4.1-14。

表 4.1-14　本项目施工期“三废”排放统计表

施工阶段	污染物类型	污染物种类		污染因子	产生量	处理措施	排放量
钻前阶段	废气	施工扬尘		颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		运输作业车辆、施工机具尾气		NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料，机具排气筒排放	少量
	废水	施工废水		SS	少量	全部回用，无外排	0
		生活污水		COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	固废	生活垃圾		生活垃圾	少量	利用附近农户现有的设施	0
		土石方		/	0	优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于后期恢复用土	0
	噪声	施工噪声		噪声	82~88dB(A)	仅昼间施工	82~88dB(A)
	生态影响	占地、植被破坏、造成的地面裸露，局部水土流失				井站施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力	
钻井阶段	废气	柴油及废气（网电停电时产生）	NO_x	25mg/m³	少量，仅网电停电时产生	采用合格的柴油机及柴油，燃烧废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放	少量
			SO_2	77 mg/m³			
			颗粒物	100mg/m³			
		空气钻井废气	颗粒物	10~30 mg/m³	少量	喷淋除尘	少量
		非正常状态事故放喷废气		NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
	废水	钻井废水		pH、COD、SS、石油类、Cl^-	250 或 500m³/平台	回用于平台内压裂液调配用水，无法回用的情况下外运阳 1 井或阳 102 井回注	回用或外运处置
		方井雨水		SS 和石油类	10m³/口	回用于钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用的情况下外运回注阳 1 井或阳 102 井	回用或外运处置
		初期雨水		SS 和石油类	183m³/平台	通过排水明沟导入清水池暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用的情况	回用或外运处置

					下外运回注阳 1 井或阳 102 井	
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	648 或 1080m^3/平台	经各井场生化池收集后送至周边乡镇污水处理厂处理	外运处置
	固废	水基泥浆钻井固废（岩屑及废泥浆）脱水泥饼	钻井岩屑、泥浆	约 400m^3/口 总量 37600m^3	“不落地”系统收集脱水，交可接受且环保手续齐全的单位进行资源化利用	地方水泥厂或砖厂综合利用
		生活垃圾	/	0.45~7.5t/平台	统一收集，定期按当地环卫部门要求妥善处理	委托处理
		废包装材料	/	厂家回收	在材料区集中收集后送当地废品回收站处理	委托处理
		含油固废	/	10.2t	设置废油桶集中收集并在暂存场所妥善暂存，完钻后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置	回收或委托处理
	噪声	钻井工程设备噪声	Leq	70~100dB(A)	排气筒上自带高质量消声器；隔声减震	70~100dB(A)
		事故放喷噪声	Leq	110 dB(A)	测试放喷及事故情况下产生	110 dB(A)
储层改造阶段	废水	压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	0.76 万 m^3/单井，总量 71.44 万 m^3	优先用于平台内压裂液配置、其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注	0
		生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	废气	非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
	噪声	设备运行噪声	噪声	85~100dB（A）	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	80~95dB（A）
	固废	生活垃圾	生活垃圾	少量	依托当地农户现有设施	0
		返排砂	石英砂和陶粒等砂砾	总量 94t	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	0

采气站场、集气增压站建设施工	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
	废水	施工废水	SS	少量	沉淀后回用	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	噪声	施工机械噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	固废	土石方	/	少量	场内平衡	0
		生活垃圾	/	少量	利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生	0
	生态环境	场站施工在钻井井场范围内进行，不新增占地，对生态环境影响很小。新建集气增压站占地，改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，局部水土流失。				
管线施工	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		施工机具尾气	CO、NO_x	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
		焊接烟尘	颗粒物	少量	无组织排放	少量
	废水	施工废水	SS、石油类	少量	沉淀后回用，不外排	0
		试压废水	SS	1955m^3	分段试压，沉淀处理后用于洒水抑尘	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托沿线周边农户现有设施	0
	固废	施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	8.62t	收集后外售回收利用	0
		废弃泥浆	/	40m^3	施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂进行综合利用	0
		生活垃圾	/	少量	依托沿线现有设施	0
	噪声	施工机械噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	生态影响	占地、植被破坏、河流水生生态影响、局部水土流失			短期影响，施工结束后逐步恢复	

4.2 运营期工程分析

4.2.1 采气站场、集气站

（1）采气站场工艺流程分析

本项目实施后，各采气站场页岩气由管线外输至集气增压站处理，其主要工艺流程采用“一级节流+除砂+分离计量+二级节流”的集输工艺。页岩气在管线、设备中封闭运输，正常情况下不产生废气，仅有少量返排砂砾、气田水及设备噪声。

采气站场地面采气工艺流程及产污环节见**图 4.2-1**。

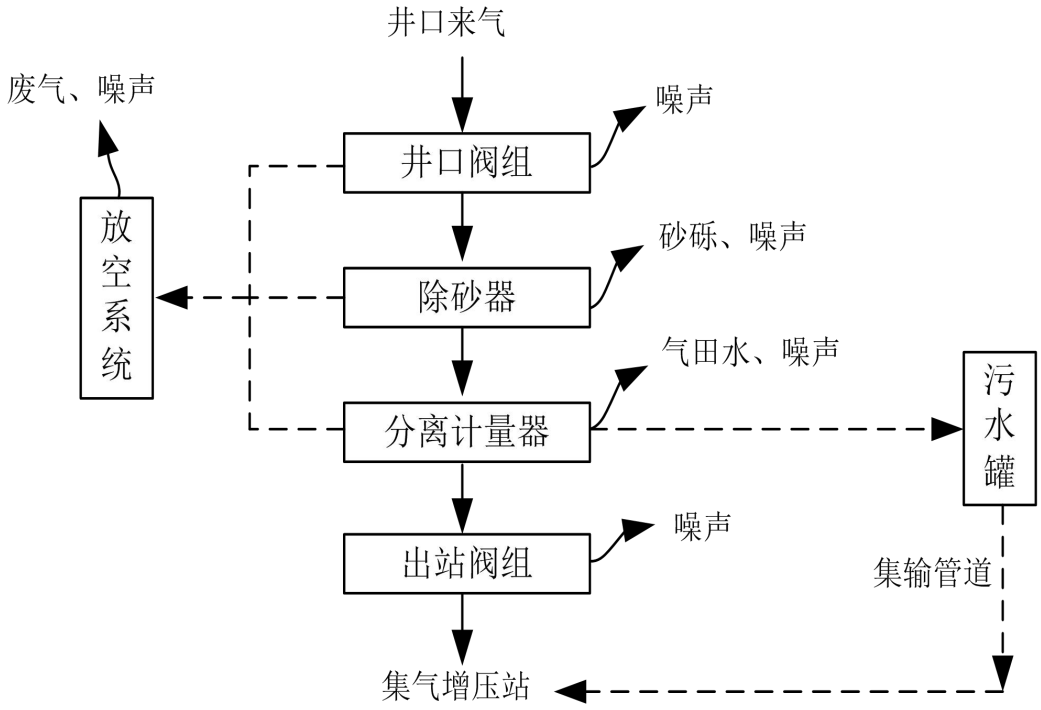

图 4.2-1　采气站场工艺流程及产污环节示意图

本项目各平台站场均为无人值守站（采用巡检方式管理），紧急情况下的应急放空采用自动放散泄压方式进行，当设备出现故障时，井控装置自动切断上游采气阀、下游出站阀组，打开放散系统，使地面采气工艺管道内页岩气从井场边角处设置的放空管，放空页岩气量小，不含硫化氢。

（2）集气增压站工艺流程分析

①YS137H1 集气站

YS137H1 集气站扩建后，集气站周边平台开采的页岩气通过集气支线进

入 YS137H1 集气站内，依次经过进站阀组、分离计量、增压、出站阀组后通过管道输出。页岩气在管线、设备中封闭运输，正常情况下不产生废气，会产生一定量气田水和噪声，在清管检修时会产生少量清管检修废水、废渣。YS137H1 集气站扩建后依托现有放空系统，作为采气管线、集气干线事故状态下及站内天然气放空。YS137H1 集气站扩建后，废水预处理依托站内现有污水处理设施。

② YS137H12 集气增压站

YS137H12 集气增压站周边平台来气通过集气支线进入 YS137H12 集气增压站内，经过进站阀组、分离计量后，先后进行两级增压，增压完成后再经出站阀组进入集气干线外输。页岩气在管线、设备中封闭运输，正常情况下不产生废气，会产生一定量气田水和噪声，在清管检修时会产生少量清管检修废水、废渣。YS137H12 集气增压站内新建点火放空系统，作为采气管线、集气干线事故状态下及站内天然气放空。YS137H12 集气增压站工艺流程见图 4.2-3。

YS137H12 集气增压站内将新建 1 套污水处理设施，用于预处理站内产生的气田水、清管废水、检修废水，设计处理规模为 50m^3/h；其主要设备包括 3 个 1000m^3 的污水罐、1 个 300m^3 的泥水收集池、1 个加药间及 1 套一体化污水处理设备。

（3）采气井站运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

本项目运营期各井站均为无人值守井站，无生活污水产生，仅分离计量器有一定量气田水产生。检修时，产生少量检修废水。

气田水：根据区块内已实施采气站场生产情况统计，开采期间井区内单口井分离的气田水产生量约为 12m^3/d，随着开采逐渐稳定，产出气中气田水含量将明显下降。本项目各站场分离的气田水经集水管线输送至集气站处理。

检修废水：各站场设备检修也会产生少量的检修废水，预计每年进行 1~2 次检修作业，每次检修产生的废水量约 0.8m^3/次，与气田水一并输送至集气站处理。检修废水中主要污染物有为 SS 和石油类。

② 废气

在正常情况下，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、检修或事故时，将相关设备及管线中原料天然气通过放空火炬系统进行点火燃烧后排放，排放时间为几分钟至几十分钟，其废气中污染物主要为 CO_2、NOx 和 H_2O。

A 正常工况

项目无组织排放主要来自各工艺装置区天然气泄漏产生的非甲烷总烃。本次评价参考类似已建工程的无组织排放浓度厂界监测资料，根据各站场内部管线、集气站设备容积，按每天万分之一的泄漏率进行计算。各站场无组织挥发源强详见表 4.2-1。

4.2-1　各站场无组织排放源强

站场		泄漏率（1/d）	非甲烷总烃	
			体积比(%)	源强(10^{-5}kg/h)
新建	YS137H2	1×10^{-4}	0.00597	0.066
	YS137H5	1×10^{-4}	0.00597	0.062
	YS137H7	1×10^{-4}	0.00597	0.284
	YS137H8	1×10^{-4}	0.00597	0.246
	YS137H9	1×10^{-4}	0.00597	0.057
	YS137H10	1×10^{-4}	0.00597	0.071
	YS137H11	1×10^{-4}	0.00597	0.071
	YS137H12	1×10^{-4}	0.00597	0.265
	YS137H13	1×10^{-4}	0.00597	0.062
	YS137H15	1×10^{-4}	0.00597	0.066
	YS137H18	1×10^{-4}	0.00597	0.071
已建	YS137H6	1×10^{-4}	0.00597	0.057
	YS137H14	1×10^{-4}	0.00597	0.057
	YS137H16	1×10^{-4}	0.00597	0.057
	YS137H17	1×10^{-4}	0.00597	0.071
	YS137H19	1×10^{-4}	0.00597	0.322
	YS137H20	1×10^{-4}	0.00597	0.057

注：根据气质组分，本次评价非甲烷总烃考虑的是乙烷。

B．非正常工况

a.清管废气

根据生产情况，管道运行一定周期后采用密闭不停气清管技术进行清管作业。内部集输工程的清管作业频率为 1 次/年。清管作业时，在各井站进行清管发球作业，在集气站进行清管收球作业。收球作业时，集气站清管器中少量

天然气通过火炬放空系统点火排放，每次清管时排放天然气约 40m³，排放时间为几分钟。

b.检修/事故放空废气

站场在检修作业或事故状态下时，将对站内工艺设备和管道内的天然气进行放空，天然气最大放空量考虑配产规模 2min（考虑 2min 内截断井口阀门）内的排放量。各井站的检修/事故放空废气经放空火炬燃烧后排放（燃烧时间按 2h 计）。检修/事故放空废气经放空火炬燃烧后排放，主要污染物为 NO_x，为瞬时排放，对周围环境影响较小。

4.2-2　各站场检修/事故放空废气统计表

站场		规模 ($10^4m^3/d$)	排放量		污染物		排放参数		
			天然气 (m^3/次)	烟气量 (m^3/次)	NO_x		排放高度 (m)	排气筒内径 (m)	温度(℃)
					kg	mg/m^3			
新建	YS137H2	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H5	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H7	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H8	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H9	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H10	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H11	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H12	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H13	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H15	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H18	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
依托	YS137H6	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H14	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H16	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H17	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H19	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500
	YS137H20	***	416.67	5625.00	0.77	136.07	10	0.15	500

③ 噪声

本工程正常生产时，各井站噪声主要来源于分离器等设备噪声，噪声大小与产量有关，一般产量越大，噪声也越大。检修或事故时，噪声主要来源于放空火炬的气流声，其声级大小取决于放空量的大小。经调查，放空噪声一般较

大，其声级一般为 105dB(A)，但放空时间短，一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min。

根据类比调查，本工程各站场各噪声源强见**表 4.2-3**。

表 4.2-3　站场运营期主要噪声源强

站场	噪声源	单台声级（dB(A)）	排放规律
采气站场	节流阀	62	连续排放
	分离器	65	连续排放
放空管		105	临时排放

④ 固废

采气井站为无人值守站，运行期间产生的固体废物主要来自站场除砂器产生的废渣。井场除砂器分离出来的废渣具有前期多后期少的特点，开采初期单平台产生的废渣约为 2kg/a。除砂器分离的废渣主要为试气作业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，属于一般工业固废。

（4）集气增压站运营期主要污染源及污染物排放情况

①新建 YS137H12 集气增压站

A 废水

拟建集气增压站运营期废水主要为站场内分离器分离出的气田水、站场清管检修废水以及值守人员生活污水。

气田水：YS137H12 集气增压站运营期气田水由两部分组成，一部分为站内分离器分离出的气田水，另一部分为周边采气站场输送的气田水。YS137H12 集气增压站主要服务井场包括 YS137H10、H11、H17、H13、H20、H19、H18、H16、H12 等平台，运营期输送到 YS137H12 集气增压站的气田水量最大约为 564m^3/d；同时类比区域内已实施的 YS137H1 集气站生产统计数据，集气站内分离气田水产生量约 62m^3/d。因此，拟建 YS137H12 集气增压站建成后气田水产生总量约 626m^3/d。

清管检修废水：拟建集气增压站设备检修将产生少量清管检修废水。类比已实施 YS137H1 集气站生产统计数据，清管检修废水产生量约 6.5m^3/a。

生活污水：拟建 YS137H12 集气增压站为有人值守站，运营期劳动定员为

58 人，每人生活用水按 80L/d 计，产污系数为 0.9，运营期生活污水产生量约 4.18m^3/d。

B 废气

本项目集气增压站主要功能为接收周边平台和集气站来气，经分离、计量、增压后输送至云山坝脱水站，在正常情况下，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、检修或事故时，将相关设备及管线中原料天然气通过放空火炬系统进行点火燃烧后排放，排放时间为几分钟至几十分钟，其废气中污染物主要为 CO_2、NOx 和 H_2O。

1）正常工况

项目无组织排放主要来自各工艺装置区天然气泄漏产生的非甲烷总烃。本次评价按每天万分之一的泄漏率进行计算。各站场无组织挥发源强详见表 4.2-4。

4.2-4 集气站无组织排放源强

站场	泄漏率（1/d)	非甲烷总烃	
		体积比(%)	源强(10^{-5}kg/h)
YS137H12 集气站	1×10^{-4}	0.00597	1.511

注：根据区块已完钻气质组分，本次评价非甲烷总烃考虑的是乙烷。

2） 非正常工况

a.清管废气

根据生产情况，管道运行一定周期后采用密闭不停气清管技术进行清管作业。内部集输工程的清管作业频率为 1 次/年，每次清管时排放天然气约 40m^3，排放时间为几分钟。

b.检修/事故放空废气

集气站在检修作业或事故状态下时，将对站内工艺设备和管道内的天然气进行放空，天然气最大放空量考虑配产规模 2min（考虑 2min 内截断井口阀门）内的排放量。各集气站的检修/事故放空废气经放空火炬燃烧后排放（燃烧时间按 2h 计）。检修/事故放空废气经放空火炬燃烧后排放，主要污染物为 NO_x，为瞬时排放，对周围环境影响较小。

4.2-5　各站场检修/事故放空废气统计表

站场	规模 ($10^4m^3/d$)	排放量		污染物		排放参数		
		天然气 (m^3/次)	烟气量 (m^3/次)	NO_x		排放高度 (m)	排气筒内径 (m)	温度(℃)
				kg	mg/m^3			
YS137H12 集气站	***	2083.33	28125.00	3.83	136.07	20	0.3	500

C 噪声

本工程正常生产时，集气站噪声主要来源于增压机、分离器等设备噪声，其噪声源强范围为 65~85dB（A）。检修或事故时，噪声主要来源于放空火炬的气流声。经调查，放空噪声一般较大，其声级一般为 105B(A)，但放空时间短，但放空时间短，一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min。根据类比调查，集气增压站各噪声源强见表 4.2-6。

表 4.2-6　集气增压站运营期主要噪声源强

站场	噪声源	单台声级（dB(A)）	数量（套）	排放规律
拟建集气增压站	1250KW 往复压缩机	85	2	连续排放
	1000KW 螺杆压缩机	80	3	连续排放
	分离器	65	1	连续排放
放空管		105	1	临时排放

D 固废

本项目拟建集气增压站运营期固体废物主要包括清管检修废渣、生活垃圾、污水处理装置产生的污泥以及废油等危险废物。

清管检修废渣：拟建集气增压站运营期每年实施 1~2 次清管检修作业，根据类比分析，清管检修废渣产生量约 19kg/a。废渣的主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后参入脱水后的污泥一并处置，不外排。

生活垃圾：拟建 YS137H12 集气增压站为有人值守站，运营期劳动定员为 58 人，生活垃圾每人按 0.5kg/d 计，运营期生活垃圾产生量约 29kg/d，约 10.6t/a。生活垃圾经收集后统一交由环卫部门处理。

污泥：本项目在拟建集气增压站内设置有 1 个 $300m^3$ 的泥水收集池，根据设计资料及类比已实施 YS137H1 集气站运行情况，预计本项目污水处理设备

产生的污泥经压滤脱水后产生量约为 233t/a，污泥经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

废油：拟建集气增压站压缩机组或撬装设备等在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，根据类比分析，拟建集气增压站废油产生量约 0.1t/a。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08）。本项目在 YS137H12 集气增压站内设置 1 个危废暂存间，按照危废管理要求进行“三防”处置，废油经废油桶收集后在危废暂存间暂存，定期回收利用或由资质单位处置。

项目运营期固体废物产生量见表 4.2-7。

表 4.2-7　拟建集气增压站运营期固体废物产生量

场所	种类	产生量	主要成分	处理处置方式	分类
YS137H12 集气增压站	清管检修废渣	19kg/a	铁屑、砂砾等杂质	统一收集后参入脱水后的污泥一并处置	一般工业固废
	污泥	233t/a	COD、SS 等	经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	
	生活垃圾	10.6t/a	生活垃圾	统一收集后交由环卫部门处理	生活垃圾
	废油	0.1t/a	废润滑油	废油桶收集后回收利用或由资质单位处置	危险废物

表 4.2-8　运营期危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
废油	HW08	900-249-08	0.1t/a	压缩设备	半固态	废润滑油	润滑油	T、I	废油桶收集，危废间贮存，及时交资质单位处置

②改扩建 YS137H1 集气站

1）YS137H1 集气站现有工程产排污情况

A 废气

在正常工况下，由于页岩气密闭输送和处理，管道沿线无泄漏，管输系统的运行控制、计量调配、维护检修、事故处理等作业都在各站场进行，运营期正常工况下无废气产生和排放；仅在设备检修或系统超压等非正常工况时排放少量页岩气燃烧废气，并可能会挥发或散逸出少量非甲烷总烃。

集气站内输送的页岩气不含硫化氢（主要成分为甲烷），检修或超压的设备及管道中页岩气通过站场设置的高 15m 的放空管点火燃烧排放，一次页岩气燃烧排放量约为 20Nm^3，产生的废气量约为 210m^3/次，排放的 NO_x 约 12.6g/次。检修作业每年 1 次，清管作业每年 1 次。

B 废水

YS137H1 集气站不设置值守人员，无生活污水产生和排放。正常工况下产生的生产废水主要为分离计量器产生的气田水，并在非正常工况情况下产生清管检修废水。

气田水：集气站内分离计量器产生的气田水约为 30m^3/d，各平台通过污水管道输送的气田水约 270m^3/d，集气站内气田水产生量总共约 300m^3/d。

清管检修废水：各站场管道清管、检修时会产生少量的废水（管道积液），污染物以悬浮物为主。集气站内清管检修废水产生量约 6.5m^3/a。

C 噪声

输气管道全线采用埋地敷设，正常工况下，集气站内分离计量器噪声源强约为 65dB（A），压缩机噪声源强约为 85dB（A）；非正常工况下，放空系统会产生噪声，噪声最大约 105dB（A）。

D 固体废物

YS137H1 集气站运营期无值守员工，无生活垃圾产生。项目运营期正常工况下产生的固体废物主要为泥水收集池污泥，非正常工况产生的固体废物主要为清管废渣和检修废渣。

已建集气站内设置有 1 个 300m^3 的泥水收集池，其污水处理设备产生的污泥为 233t/a，外送地方水泥厂综合利用。

集气站运营期每年清管检修废渣产生量为 13.9kg/a，主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后参入脱水后的污泥一并处置，不外排。

2）改扩建 YS137H1 集气站以新带老及三本账

本项目对 YS137H1 集气站的改扩建仅涉及新增增压功能，对该站原有工艺流程无任何调整变化，也不扩建其输气规模，因此，扩建后不新增其废水、废气产生量，也不存在以新带老等相关内容。改扩建站场改扩建前后污染物均

能得到妥善处置，改扩建前后污染物产生情况比对详见表 4.2-10。

4.2.2 集输管线

本工程海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目共涉及集输管线 12 条，其中集气干线 2 条，集气支线 10 条，总长 73.1km，同沟敷设集水管线。

管线运营期密闭输送，且埋于地下，其截断、清管、检修、放空等均依托两端站场，运营期管线本身无污染物排放，主要影响为环境风险，本项目在环境风险评价章节中予以详细评价。

4.2.3 运营期污染物排放统计

项目运营期各采气站场、集气增压站污废水均妥善处置不外排，废气、噪声、固废污染源排放清单见表 4.2-9。

表 4.2-9　污染物排放清单

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
采气站场	废气	清管、检修或事故废气	甲烷	少量	通过放空火炬系统进行点火燃烧后排放	少量
		无组织废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
	废水	气田水	COD、SS、石油类、Cl^-	12m³/（d·口）	通过污水管线管输送至集气站处理	0
		检修废水		0.8m³/（次）		0
	噪声	各类设备	正常运行噪声约 62-65dB(A)，应急情况下放散噪声约 105dB(A)			
	固废	废渣	石英砂和陶粒等砂砾	2kg/（a·平台）	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用	0
YS137H12 集气增压站	废水	气田水	COD、石油类、Cl^-、SS	626m³/d	优先区域回用，不能利用的转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注	0
		清管检修废水		6.5m³/a		0
		生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	4.18m³/d	生活污水经生化池收集后由罐车拉运至污水处理厂进行处置	0
	废气	清管、检修或事故废气	页岩气	少量	通过放空火炬系统进行点火燃烧后排放	少量
		无组织废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
	噪声	压缩机等各类设备	正常运行噪声约 65-85dB(A)，应急情况下放散噪声约 105dB(A)			

	固废	清管检修废渣	一般工业固废	19kg/a	统一收集后参入脱水后的污泥一并处置	0
		污泥		233t/a	经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	0
		生活垃圾	生活垃圾	10.6t/a	统一收集后交由环卫部门处理	0
		废油	废润滑油	0.1t/a	废油桶收集后由资质单位处置，HW08，900-249-08	0

改扩建站场 YS137H1 集气增压站改扩建前后污染物均能得到妥善处置，改扩建前后污染物产生情况比对详见表 4.2-10。

表 4.2-10　　改扩建 YS137H12 集气站三本账情况表

污染物种类		扩建前	扩建部分	以新带老	扩建后	增减量变化
废气	清管废气	20 m^3/a	0	0	20 m^3/a	0
	检修废气	20m^3/a	0	0	20m^3/a	0
废水	气田水	300m^3/d	0	0	300m^3/d	0
	清管检修废水	6.5m^3/a	0	0	6.5m^3/a	0
固体废物	污泥	233t/a	0	0	233t/a	0
	清管检修废渣	13.9kg/a	0	0	13.9kg/a	0
	废油	0	0.1t/a	0	0.1t/a	0.1t/a

本项目施工及运营期“三废”产生和排放总体情况见表 4.2-11。

表 4.2-11　本项目施工及运营期“三废”产生及排放情况统计表

要素			污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
地表水	施工期	钻前工程	施工废水	SS	少量	沉淀后全部回用，无外排	0
			生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
		钻井工程	钻井废水	pH、COD、SS、石油类、Cl^-	250 或 500m^3/平台	回用于平台内压裂液调配用水，无法回用的情况下外运阳 1 井或阳 102 井回注	
			方井雨水	SS、石油类	10m^3/口	回用于钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用的情况下外运回注阳 1 井或阳 102 井	
			初期雨水	SS、石油类	183m^3/平台	通过排水明沟导入清水池暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用的情况下外运回注阳 1 井或阳 102 井	
			生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	648 或 1080m^3/平台	经各井场生化池收集后送至周边乡镇污水处理厂处理	
		储层改造阶段	压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	71.44 万 m^3	优先用于平台内压裂液配置、其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注	0
			生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
		采气站场、集气增压站、管线建设	施工废水	SS	少量	沉淀后回用	0
			生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
			试压废水	SS	1955m^3	分段试压，沉淀处理后用于洒水抑尘	0
	运营期	采气站场	气田水	COD、SS、石油类、Cl^-	12m^3/（d·口）	通过污水管线管输送至集气站处理	0
			检修废水		0.8m^3/（次）		0
		YS137H12 集气增压站	气田水	COD、石油类、Cl^-、SS	626m^3/d	优先区域回用，不能利用的转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注	0
			清管检修废水		6.5m^3/a		0
			生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	4.18m^3/d	生活污水经生化池收集后由罐车拉运至污水处理	0

						厂进行处置	
废气	施工期	钻前工程	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
			运输作业车辆、施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料，机具排气筒排放	少量
		钻井工程	柴油及废气（网电停电时产生）	NO_x、SO_2、颗粒物	少量，仅网电停电时产生	采用合格的柴油机及柴油，燃烧废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放	少量
			空气钻井废气	颗粒物	少量	喷淋除尘	少量
			非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
		储层改造阶段	非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
		采气站场、集气增压站、管道建设	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
			施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
			焊接烟尘	颗粒物	少量	无组织排放	少量
	运营期	采气站场、集气增压站	清管、检修或事故废气	甲烷	少量	通过放空火炬系统进行点火燃烧后排放	少量
			无组织废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
固体废物	施工期	钻前工程	生活垃圾	生活垃圾	少量	利用附近农户现有的设施	0
			土石方	/	0	优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于后期恢复用土	0
		钻井工程	水基泥浆钻井固废（岩屑及废泥浆）脱水泥饼	钻井岩屑、泥浆	37600m^3	“不落地”系统收集脱水，交可接受且环保手续齐全的单位进行资源化利用	0
			生活垃圾	/	0.45~7.5t/平台	统一收集，定期按当地环卫部门要求妥善处理	0

			废包装材料	/	厂家回收	在材料区集中收集后送当地废品回收站处理	0
			含油固废	/	10.2t	设置废油桶集中收集并在暂存场所妥善暂存，完钻后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置	0
		储层改造阶段	生活垃圾	生活垃圾	少量	依托当地农户现有设施	0
			返排砂	石英砂和陶粒等砂砾	总量 94t	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	0
		采气站场、集气增压建设	土石方	/	少量	场内平衡	0
			生活垃圾	/	少量	利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生	0
		管线施工	施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	8.62t	收集后外售回收利用	0
			废弃泥浆	/	40m^3	施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂进行综合利用	0
			生活垃圾	/	少量	依托沿线现有设施	0
	运营期	采气站场	废渣	石英砂和陶粒等砂砾	2kg/（a·平台）	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用	0
		YS137H12 集气增压站	清管检修废渣	一般工业固废	19kg/a	统一收集后参入脱水后的污泥一并处置	0
			污泥		233t/a	经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	0
			生活垃圾	生活垃圾	10.6t/a	统一收集后交由环卫部门处理	0
			废油	废润滑油	0.1t/a	废油桶收集后由资质单位处置，HW08，900-249-08	0
噪声	施工期	钻前工程	施工噪声	噪声	82~88dB(A)	仅昼间施工	82~88dB(A)
		钻井工程	钻井工程设备噪声	Leq	70~100dB(A)	排气筒上自带高质量消声器；隔声减震	70~100 dB(A)
			事故放喷噪声	Leq	110 dB(A)	测试放喷及事故情况下产生	110 dB(A)

		储层改造阶段	设备运行噪声	Leq	85~100dB（A）	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	80~95dB（A）
		采气站场、集气增压站、管线施工	机械设备噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	运营期	采气站场	设备运行噪声	Leq	62-65dB(A)	合理布局	62-65dB(A)
		集气增压站	设备运行噪声	Leq	65-85dB(A)	降噪厂房	40-65dB(A)

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随本井区开采不断进行，其地下页岩气储量将逐渐减少，最终井区逐渐进入退役期。当采气井站开发接近尾声，各种生产设施将停止运行，其产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

采气平台关井后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。清理工作会产生少量扬尘和废弃建筑材料。因此，闭井操作过程中应注意采取降尘措施，将产生的废弃建筑材料集中收集后外运至指定的固体废物填埋场填埋处置。

4.4 工程产排污总体水平

本井区面积约 141.38km^2，2022 年~2024 年为页岩气平台施工建设期，2023 年~2028 年为井区稳产期（***方/年），从 2029 年起井区总体产量按照**%~**%递减。故 2022 年~2024 年，井区存在平台、站场、管线等单项工程施工和运行阶段重叠。为考虑区域资源利用上线、环境质量底线，本评价根据 YS137 井区区块产能建设工程产能开发时序，并考虑井区内已实施项目的产排污情况，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合井区先期实施的单项工程建设产排污情况，单项工程废气（主要施工机具废气）和噪声（施工设备噪声）以及生活污水影响范围小，井组间基本无叠加影响，不会改变区域环境空气和声环境功能区划，故本次 YS137 井区页岩气产能建设项目环境空气和声环境影响考虑单项工程环境影响，废水（主要为钻井废水、压滤返排液）、固废（水基钻井固废和少量含油固废）考虑井区整体产排污水平、区域环境影响和依托的环保工程接收能力分析。

（1）本次工程新建页岩气平台 10 个，利用原页岩气平台 7 个。依托及新建情况详见表 4.4-1。

表 4.4-1　YS137 井区开发方案时序及平台井数情况

序号	开发年份	平台名称	备注
1	2022	YS137H2	利用原井场，新增井 2 口
2	2022	YS137H8	新建平台
3	2022	YS137H9	新建平台
4	2022	YS137H11	新建平台
5	2022	YS137H12	新建平台
6	2022	YS137H17	利用原井场，新增井 2 口
7	2022	YS137H20	利用原井场，新增井 9 口
8	2023	YS137H7	新建平台
9	2023	YS137H10	新建平台
10	2023	YS137H18	新建平台
11	2023	YS137H19	利用原井场，新增井 3 口
12	2024	YS137H5	新建平台
13	2024	YS137H6	利用原井场，新增井 7 口
14	2024	YS137H13	新建平台
15	2024	YS137H14	依托平台，不新增井
16	2024	YS137H15	新建平台
17	2024	YS137H16	利用原井场，新增井 7 口

（2）井区开发方案共部署页岩气井 126 口，其中，32 口前期已另行环评，包括已实施 7 口，其余 25 口待实施；本次新建井 94 口。具体情况详见 4.4-2。

表 4.4-2　井区开发方案平台和井口数量及建设情况表

工程名称	单位	平台内总工程量	已有环评工程量	已实施工程量	**本次新增工程量**	已有环评未实施工程量	未实施工程总量
YS137H2	口	6	4	0	**2**	4	6
YS137H5	口	8	0	0	**8**	0	8
YS137H6	口	8	1	1	**7**	0	7
YS137H7	口	7	0	0	**7**	0	7
YS137H8	口	5	0	0	**5**	0	5
YS137H9	口	4	0	0	**4**	0	4
YS137H10	口	6	0	0	**6**	0	6
YS137H11	口	7	0	0	**7**	0	7
YS137H12	口	10	0	0	**10**	0	10
YS137H13	口	6	0	0	**6**	0	6
YS137H14	口	11	11	2	**0**	9	9
YS137H15	口	3	0	0	**3**	0	3

YS137H16	口	8	1	1	**7**	0	7
YS137H17	口	10	8	1	**2**	7	9
YS137H18	口	8	0	0	**8**	0	8
YS137H19	口	9	6	1	**3**	5	8
YS137H20	口	10	1	1	**9**	0	9
小计		**126**	**32**	**7**	**94**	**25**	**119**

4.4.1 生产废水产排污水平

2022 年~2024 年为井区各单项工程施工建设期（2023 年~2024 年同时为井区运营稳产期），根据各阶段的产排污情况以及污废水的回用情况计算井区的总体产排污水平，其中回用包括各平台钻井工程钻井废水回用于平台内后续压裂液配制、各平台前一口的压裂返排液回用于平台内后续井的压裂液配制、平台压裂返排液回用于区域其他平台压裂液配制。无法回用的情况下送至回注站处理后回注，钻井废水产生量小，各平台设置的水池能够满足存放要求，计算区域总体产排污水平按照其平台内回用考虑。雨水具有不确定性，本次井区废水产排污水平不予计算。

各单项工程建设期污废水产生集中在井区 2022 年~2024 年，气田水产生量按照稳产期单井 12m^3/d 考虑，进入衰减期后，实际气田水产生量会随着产气量的减少而逐渐减少，衰减率参考产气量年底递减率。计算得出各年度（近 20 年）井区废水产生量详见**表 4.4-3**。

表 4.4-3　本次工程各年度废水产生及回注量　单位：万 m^3

年份	压裂需水量	废水产生量			区域回用量	井区废水产生量/回注量	
		钻井废水	压返液	气田水		无法回用量	井区回注量
2022	148.2	1.1	29.6	0	27.4	4.4	4.4
2023	91.2	0.7	18.2	15.4	29.3	5.2	5.2
2024	117.8	0.9	23.6	18.8	36.9	6.5	6.5
2025	0	0	0	24.3	0	3.6	3.6
2026	0	0	0	14.6	0	2.2	2.2
2027	0	0	0	9.9	0	1.5	1.5
2028	0	0	0	2.6	0	0.4	0.4
2029	0	0	0	2.0	0	0.3	0.3
2030	0	0	0	1.6	0	0.2	0.2
2031	0	0	0	1.4	0	0.2	0.2

2032	0	0	0	1.2	0	0.2	0.2
2033	0	0	0	1.1	0	0.2	0.2
2034	0	0	0	1.0	0	0.1	0.1
2035	0	0	0	0.9	0	0.1	0.1
2036	0	0	0	0.9	0	0.1	0.1
2037	0	0	0	0.8	0	0.1	0.1
2038	0	0	0	0.8	0	0.1	0.1
2039	0	0	0	0.7	0	0.1	0.1
2040	0	0	0	0.7	0	0.1	0.1
2041	0	0	0	0.7	0	0.1	0.1
总计	357.2	2.7	71.4	99.4	93.6	25.7	25.7

4.4.2 固废产排污水平

固废主要来源于施工建设期的水基钻井固废及含油固废，运行期固废较施工期大幅减少，产生于集气站内，主要有污泥、清管检修废渣和废油。

2022 年~2024 年为本项目工程建设施工期，水基钻井固废的产生量分别为 1.56 万方/年、0.96 万方/年和 1.24 万方/年。同时，钻井平台内将产生 4.2t 含油危废。运行期固废集中产生在集气增压站内，污泥、清管检修废渣和废油的产生量分别为 233t/a、0.0273t/a 和 0.2t/a，井区产生建设各年度固废产生量详见表 4.4-4。

表 4.4-4　本项目工程各年度固废产生量　　单位：t

年份	施工期		运营期		
	水基钻井固废（m^3）	含油固废	污泥	清管检修废渣	废油
2022	15600	4.2	233	0.0273	0.2
2023	9600	4.2	233	0.0273	0.2
2024	12400	4.2	233	0.0273	0.2
2025	0	0	233	0.0273	0.2
2026	0	0	233	0.0273	0.2
2027	0	0	233	0.0273	0.2
2028	0	0	233	0.0273	0.2
2029	0	0	233	0.0273	0.2
2030	0	0	233	0.0273	0.2
2031	0	0	233	0.0273	0.2
2032	0	0	233	0.0273	0.2
2033	0	0	233	0.0273	0.2

2034	0	0	233	0.0273	0.2
2035	0	0	233	0.0273	0.2
2036	0	0	233	0.0273	0.2
2037	0	0	233	0.0273	0.2
2038	0	0	233	0.0273	0.2
2039	0	0	233	0.0273	0.2
2040	0	0	233	0.0273	0.2
2041	0	0	233	0.0273	0.2

4.5 平面布置合理性分析

4.5.1 井区总体布局合理性

YS137 井区内单项工程均不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物保护单位、生态保护红线、集中式饮用水源保护区等生态环境敏感区，总体布局合理。

4.5.2 施工期井场平面布置合理性

井口周边 500m 范围内未发现自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源地、文物保护单位等敏感区域，无珍稀野生保护动物栖息地，无医院学校等重要敏感目标；另外，本项目不在四川省生态保护红线范围内，项目选址周边无环境限制因素。根据现场调查及相关资料，本项目井场所在区域无危岩、崩塌、山体滑坡、溶洞、暗河等不良地质条件，不会对井场安全造成威胁。

根据《钻前工程井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”。本项目在钻井施工阶段将对各平台井口 100m 范围内的居民实施工程临时撤离（不属于环保和占地拆迁范畴），以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。本项目井区内各平台井口 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公路分布。

总的来说，井场施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）规范要求，采用模块化、撬装化布置。从环保角度分析，各井场施工作业井场平面布置充分利用地形、节约了土地，方便施工作业，从

平面合理布置角度最大限度地保护了项目周边环境敏感目标，各井场钻井施工作业布置合理可行。

4.5.3 运营期采气站平面布置合理性

站场内进行分区，均采用模块化装备，工艺装置区设置在中后场，便于设备维护作业、日常巡视，最大程度减轻检修、事故状态下的放空天然气燃烧废气对周边居民点和保障现场作业安全。通过巡视和远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制。从环境可接受性分析，本项目各井站运营期平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）相关规定要求。

4.5.4 运营期集气站平面布置合理性

集气增压站内设备设施数量较少，均采用模块化装备，并设置在中后场，便于设备维护作业、日常巡视，远离周边分散居民点，最大程度减轻检修、事故状态下对周边居民点的影响，保障现场作业安全。从环境可接受性分析，集气增压站运营期平面布置合理。

4.6 总量控制

本项目为页岩气产能建设项目，本项目施工和运营期均无废水外排，固体废物均能得到妥善处置，项目运营期正常工况下无大气污染物产生和排放。因此，结合项目产排污特点，建议本项目不设置污染物总量控制指标。

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

叙永县位于四川盆地和云贵高原过渡地带的中低山区，地跨东经105°03′～105°40′，北纬27°42′～28°31′之间，东面与四川省泸州市古蔺县、南面与贵州省毕节市、西面与四川省宜宾市兴文县、北面与四川泸州市纳溪区等地毗邻。东北面与四川省泸州市合江县、贵州赤水市，西南面与云南省镇雄县等地接连。辖区东西宽54.3千米，南北长94.9千米，总面积2977平方千米。

YS137井区位于叙永县南部，主要位于叙永县黄泥镇、后山镇、枧槽镇和营山镇境内，区内公路、铁路干线贯穿全境，交通便利。

5.1.2 气象特征

叙永县属亚热带湿润性季风气候，四季分明，降水充沛，全年平均温度17.9℃，日照达1170.3小时，降雨量1172.6毫米，霜日仅2.5天。春季回暖早，但冷空气活动频繁；夏季气温高，降水多而集中，旱涝交错；秋季气温下降快；冬季多云雾，山区降雪早，气温低。

本井区所在叙永县南部夏暖冬寒，中低山区海拔每升高100m，气温降低0.6℃，呈垂直立体分布。叙永县气象参数详见表5.1-1。

表5.1-1　　叙永县气象参数一览表

序号	气象参数	
1	年平均气温	17.9℃
2	最冷月平均气温	7.7℃
3	最热月平均气温	27.6℃
4	极端最高气温	41.9℃
5	极端最低气温	-1.2℃
6	多年平均降雨量	1172.6mm
7	最多年降水量	1499.4mm
8	最少年降水量	947.0mm
9	年平均蒸发量	1379.2mm
10	年平均风速	1.3m/s

11	主导风向	NW
12	日照时数	1170.3h
13	霜日数	2.5d

5.1.3 地形地貌

本项目位于四川盆地和云贵高原过渡地带的中低山区，属盆缘山地地貌。叙永县地势由北向南逐渐升高，区内最低海拔 247m；最高海拔 1902m，高差 1655m，一般相对高度 300-600m。东北鸡罩山、木鸡公梁子纵切；有三岔河、合乐营等中山盆地宽角；北部高木顶、青山岩之间为众多高低不一的馒头式山麓；南部猫儿山经终南山至罗汉林横切，形成永宁、赤水两条河流的大分水岭，山势南北倾斜，为多地垒式山地、山间盆地窄角，属低、中山区。素有“南山区、北丘陵”之称。

地貌分布最广为构造地貌，岩溶地貌也有少量分布，局部地区还有流水地貌。按其他表形态特征可分为丘陵冲谷区、低山槽谷区、中山峡沟区。

5.1.4 地质条件

（1）地层

区内出露均为沉积岩，除泥盆系、石炭系、古近系和新近系缺失，从寒武系到白垩系地层均有露出，第四系分布零星，总厚度可达 9182m。区内由老至新的地层特征阐述如下：

***

在区内分布较少，厚度不大，为棕黄色土层和砾石层。

（2）地质构造

***

5.1.5 水文地质条件

（1）区域水文地质条件

①水文地质单元划分

地下水系统是由若干具有一定独立性，而又相互联系、相互影响的不同等级的亚系统或次亚系统组成，每个地下水系统都具有各自的特征与演变规律，并且是能够适应环境变迁的综合体。地下水系统划分的原则以地下水循环特征

为基础，依据水文地质条件及其基本特征的差异性进行分类，按照从上到下、由一般到具体的次序进行分级。每一级分类力求反映各类型的基本特征和共性，保持地下水补给、径流、排泄系统的完整性，以便于剖析和归纳总结地下水的运动和赋存规律。

在地下水径流过程中，除受到分水岭边界、地形起伏、含水介质和空间通道等条件的影响外，河流做为地下水的最终排泄基准面和汇流边界，严格控制着地下水的流动和排泄特征。按照水流源汇项的循环过程，地下水从补给、径流到排泄形成一个完整的水文地质单元，不同的河流干流及其次级支流控制着不同级别的水文地质单元。

岩溶地下水流动系统本身十分复杂，受地质条件控制，岩溶水在流动过程中会发生不同程度的溶蚀作用，进一步改在岩溶地下水空间，流动通道也会发生新的变化，局部岩溶水管道流系统交错复杂。区内地貌形态和水文网的分布，控制着各类地下水的补径排条件，河流的发育方向控制着地下水排泄的方式，由于河流的深切，破坏了岩溶含水层的连续性，使得河间地段形成相对独立的地下水单元，岩溶地下水一般以岩溶大泉和地下河的形式出露地表进行排泄。

根据地下水导则的评价要求和地下水系统特征，为了更加整体、综合的评价本项目建设对区块内地下水环境的影响情况，基于上述地下水系统划分的原则，在分析区内的地形地貌、地表水系、地质构造、水文地质条件的基础上，将本项目评价区分为一、二、三级地下水系统。

本次评价在二级地下水系统划分的基础上，结合区内的地形地貌、地质构造、岩层产状、暗河空间分布范围、地表水与地下水转化关系等因素，同时考虑本项目各场地的空间分布范围，以满足本项目地下水评价为目的，充分分析项目建设对地下水的环境影响，本项目涉及的、相对独立的三级地下水系统进行了划分。本次评价只概述项目涉及的三级地下水系统，项目不涉及的三级地下水系统，本次不做划分与概述，各级地下水系统特征分述如下，各地下水系统空间分布情况见地下水评价范围划分图。

***

②地下水赋存条件及含隔水层划分情况

1）赋存条件

区内气候温暖潮湿，雨量充沛，为地下水的形成提供了丰富的补给源。加上区内广泛分布出露的以砂质碎屑岩和碳酸盐岩类为主、泥页岩类碎屑岩次之的各类沉积岩和仅零星散布于各地的松散堆积物，使得区内含水层的岩性特征决定了其含水性，又在一定程度上决定着地下水类型。

零星散布于漫滩、阶地和洼地内的第四系松散堆积物，赋存有贫乏的孔隙潜水，分布面积小，不具重要意义。

各类碎屑岩在构造变动中，形成了发育的“层状”裂隙系统，使这类岩石有着良好的透水性能和储水空间。发育的构造裂隙是碎屑岩具有含水性的主导因素，在褶曲或其翼部会形成储水的自流斜地或自流盆地，赋存较丰富的碎屑岩类裂隙孔隙水，其富水性仅次于各岩溶含水层。当裂隙的发育成层性差，或者上部无隔水盖层，未构成良好的储水构造时，其中则赋存着裂隙水。

区内三叠系至寒武系，各类可溶岩厚达两千米以上，多数以成厚数百米的所谓“纯层型”单独产出，少数仅以厚数米至数十米而夹于更厚的碎屑岩之间，即所谓“夹层型”产出。可溶岩在发育的构造裂隙的基础上，在区内温湿多雨的气候条件下，溶蚀作用强烈，发育岩溶，形成岩溶含水岩组并赋存丰富的碳酸盐岩类裂隙-溶洞水，以二叠系**组、栖霞组及三叠系雷口坡组、嘉陵江组发育最为典型，为区内富水性最好的含水岩组。

区内三叠系至**系发育各类碎屑岩类泥页岩，厚度相对较小，具塑性，多发育细小而密集的微裂隙，基本不透水，以二叠系长兴-龙潭组及三叠系飞仙关组、**系**-**-**组和**系湄潭组发育最为典型，形成了区内普遍存在的相对隔水层，是决定并影响地下水补给、径流、排泄的主要因素。

由于区内不同方向构造的多次作用，复杂的构造形迹使得构造裂隙发育，构造行迹还决定着含水岩组的产状、分布及富水性。区内褶皱强烈、背向斜连续、可溶岩与非可溶岩相互成层，形成了岩溶水与基岩裂隙水多随褶曲的展布方向而呈条带状相间分布的特点。

2）含隔水层划分情况

根据区内地下水含水层岩性、各含水层补径排特征和富水性，将区内含水

层的主要含水和相对隔水特征划分。

③地下水类型

根据区内地下水赋存条件、水理性质及水力特征，将地下水划分为松散岩类孔隙水、碎屑岩类裂隙（孔隙）水、碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞水、碳酸盐岩类裂隙-溶洞水四大类。

④地下水补径排条件

1）各类型地下水补径排条件

松散岩类孔隙水：松散岩类孔隙水主要靠大气降水垂直入渗补给，其次是周边岩溶水、裂隙孔隙水和地表水的侧向补给。由于多分布在河谷阶地及坝子地区，有利于大气降水及地表水的渗入补给，在以侧向补给的地区，降水垂直补给量微弱。因松散岩类零星分类分布，多为就地补给就地排泄，补径排区不易区分，排泄主要向河溪排泄，部分地下水埋藏较浅区域进行蒸发排泄。

碎屑岩类裂隙孔隙水：碎屑岩类裂隙孔隙水主要补给来源于大气降雨，其次是岩溶水的侧向补给，区内基岩以碎屑岩为主，其中砂岩地层中裂隙较为发育，有利于地下水的补给，碎屑岩分布区沟谷发育，地形切割较深，地下水分水岭与地表分水岭相一致，接受补给后，地下水径流途径段，循环交替强烈，又由于砂、页岩多呈互层或夹层的形式，地下水多顺岩层走向运移，在部分岩层切割地段以下降泉的出露，最终排泄向横切走向的河谷中，通过地表水排泄向区外；在褶皱翼部及核部地带，其中有一部分裂隙孔隙水向深部运移，转化为承压水，多沿层面向下运移，最终以补给深层含水层的形式进行排泄。

碳酸盐岩岩溶水：评价区内岩溶水主要接受大气降水补给，其次是地表水的补给，区内石灰岩及大型节理裂隙较为发育，提供了很好的补给通道。区内部分岩溶出露地段无地表溪流，大气降水几乎全部通过洼地、漏斗、落水洞等深入到地下，补给岩溶水。地表水主要在碎屑岩区或碳酸盐岩与碎屑岩岩互层地区的地表溪流流到碳酸盐岩地区时，通过落水洞补给地下水。接受补给后，赋存于溶孔、溶隙地下水运移特征与风化裂隙水相似，地下水沿溶隙下渗、运移，部分以泉形式在沟谷地带出露排泄。

岩溶水的径流条件受构造控制明显，在石灰岩组成的较开阔的向斜区，岩

溶水多由两端沿横涨裂隙向核部径流，形成暗河系统。岩溶水在向暗河支流汇集时以裂隙流为主，支流向主流汇集时以脉流为主，到主流后变为管道流，这种暗河补径排区域较为明显，支流为补给区，主流为径流区，出口为排泄区。在紧密褶皱的地区，由于碳酸盐岩与碎屑岩相间分布，碳酸盐岩坐在地表呈狭长的条带状分布，岩溶的发育在平面上受到碎屑岩的限制，使得岩溶水沿地层走向及纵张裂隙运移，形成暗河多为单管道，补径排区不分明，以管道流和裂隙流为主，脉流较差。区内构造复杂，断裂发育，为岩溶水的运移及暗河的发育创造了条件，岩溶水追踪断裂及大型节理裂隙运移，往往形成暗河，岩溶水以裂隙流在暗河两侧向暗河方向运移，暗河及其支流上游地段以脉流为主，下游以管道流为主，该类地区岩溶地下水补径排区分界明显。

此外，区内部分地段岩溶水与地表水呈互补关系，互补条件主要受岩性的控制，即碳酸盐岩区之岩溶水运移至碎屑岩地区时便排泄出地表成小溪，当小溪流至碳酸盐岩地区时又潜入地下补给岩溶水，构成互补关系且多次重复。

2）各水文地质单元地下水补径排特征

***

⑤地下水水化学特征

由于区内地质构造强烈，褶皱发育，地表切割强烈，地形起伏较大，岩溶区广布，因此区内地下水循环速度较快，这也使得区内地下水具有水化学类型相对简单，矿化度较低，pH 值中性的特征。

***

⑥地下水开发利用现状

区内地下水开发利用现状与区内地下水赋存条件、含水层类型、岩溶发育情况、地下水补给条件等息息相关，整体上区内地下水主要开发用途为生活用水、农田灌溉用水、畜牧业养殖用水、小型发电站用水等。生活用水主要为当地居民饮用，利用方式采取分散式和集中式，受区内地下水时空分布不均、岩溶区广布的特点，区内居民主要以集中式开采地下水为主，分为场镇集中式和村组集中式，场镇集中式供水范围以场镇及附近村组为目标，村组集中式一般规模较小，几户至几十户人家共用一个取水点，区内地下水开发形式主要通过集中或单户输送管道将远处出露的泉水收集利用。此外，评价区内的养猪场、

养牛场、养鸡场等养殖场所的主要供水来源于区内出露的泉水。

通过现场调查可知，区内岩溶区地下水多以岩溶大泉形式出露，具有出露点少、水量大、受降水干扰大的特征，碎屑岩区地下水分散出露，出露点多，泉水流量小，但流量波动比较稳定，受季节影响较小。上述泉水出露点特征使得岩溶区地下水多以集中开采为主，开采量较大；碎屑岩区以分散开采为主，开采量较小。

区内海坝岩溶管道系统（W320）、后山镇岩溶管道系统（W336）中的岩溶大泉主要被用来发电和灌溉，未进行生活饮用水开发；正东岩溶管道系统岩溶大泉（W150、W151、W153）被居民作为分散式饮用水源；评价区外的冷水河大堰岩溶管道系统岩溶大泉（W321）被后山镇通过冷水河大堰水渠引至三斗米冷水河大堰集中饮用水取水点作为城镇生活供水，剩余地下水一部分被排泄冷水河，另一部分被三斗米发电站收集利用发电。

综上所述，评价区地下水开采利用范围较广，开发方式多样，是区内主要的供水水源。评价区内各集中式和分散式饮用水源取水点开发利用情况见表 1.8-33~34。

⑦水文地质参数确定

1）抽（压）水试验

评价区含水层的水文地质参数是开展地下水环境影响预测评价的基础，由于项目评价区及周边已经开展了充分的水文地质勘察及专项水文地质调查工作，因此本次评价含水层水文地质参数确定以收集资料为主。

A.抽水试验

本次评价收集分析了《1:20 万区域水文地质报告（筠连幅、叙永幅）》中抽水试验资料，主要为三叠系飞仙关组、二叠系上统龙潭+长兴组碎屑岩及下统栖霞+**组碳酸盐岩抽水试验成果，抽水试验原始资料齐全，操作均按规范进行，资料完成准确，结果可信。碎屑岩裂隙含水层渗透系数介于 0.015~0.042m/d，栖霞+**组碳酸盐岩渗透系数介于 0.099~0.360m/d。

B.压水试验

同时，本次评价还收集了项目周边区域叙永抗旱打井工程区域碳酸盐岩含

水层压水试验成果，压水试验原始资料齐全，操作均按规范进行，资料完成准确，结果可信。评价区碳酸盐岩含水层渗透系数介于 0.003~0.119m/d。

2）渗水实验

根据评价区内地层岩性空间展布情况、水文地质条件和项目场地空间分布位置，为了测定包气带渗透性能及防污性能，本次评价在适当的地段选取具有代表性的点位进行了渗水试验。本次野外勘察在项目区共布设了 3 组试坑渗水试验，采用双环法进行渗水试验。

双环法渗水试验是在一定的水文地质边界以内，通过双环向地表松散岩层进行注水，最后注入水量基本达到稳定，即单位时间内渗入水量近似相等时，利用达西定律即可求出渗透系数（K）值。井场所在位置粘土层渗透系数为 0.055-0.088m/d。由此可知，井场及周边地区的表层包气带防渗性能为中等。

表 5.1-6　渗水试验成果表

编号	地理位置	经度	纬度	包气带岩性	渗透系数 m/d
T3	YS137H6 井场东南 20m 处	***	***	亚粘土	0.055
T4	YS137H8 井场内	***	***	砂质粘土	0.088
T5	YS137H20 井场北侧 10 处	***	***	粉质粘土	0.063

（2）项目所在场地水文地质条件

***

（3）各水文地质单元岩溶区典型井场岩溶发育情况

根据本次项目各场地 1:50000 精度水文地质调查、岩溶发育情况调查，结合区内已有水文地质勘察成果，各水文地质单元岩溶区典型井场岩溶发育情况分述如表 5.1-8 所示。

表 5.1-8　各水文地质单元岩溶区典型井场岩溶发育情况

***

根据上述典型井场场地岩溶发育情况分析，各场地未发现岩溶发育，项目选址避开了岩溶发育区，避免了项目实施直接破坏岩溶地下水环境。此外，环境影响评价单位全程参与了本项目各场地前期场地选址勘定工作，在选址期

间，通过场地踏勘和已掌握水文地质资料，对于原选址井场下部发育暗河、落水洞和洼地的情况均提出了优化选址建议，建设单位也根据相应建议优化了场地选址，避开了岩溶发育段，保护地下水环境不受影响。同时本次评价充分参考分析了区块内已实施井场的勘察施工情况，勘察资料表明已实施井场避开岩溶发育区后，井场所在位置岩体完整，施工过程未发生因钻遇岩溶地层而发生的井漏问题。因此，通过工程实例、资料分析、现场踏勘、前期选址参与，本项目在选址上已避开岩溶发育段，避免了实施直接破坏岩溶地下水环境，同时，本项目实施过程中在目的层以上嘉陵江组、**-栖霞-梁山组岩溶地层均采用空气钻施工，避免了钻井液漏失情景的发生，保护了地下水环境，整体上区内岩溶区分布的井场无明显岩溶发育。

5.1.6 土壤

叙永县土地类型有土类 6 个，亚类 10 个，土属 23 个，耕地土种 45 个，自然土种 17 个。土属多，适宜多种农作物生长。在 6 个土壤类型中黄壤土最多，占土地总面积的 38%，水稻土最少，占 0.14%。有耕地 608655 亩，基中水田 31605 亩，旱地 577050 亩，占总耕地面积的 5.19%和 94.81%，农业人口人均耕地 1.16 亩。本项目所在地周边土壤以黄红紫泥土壤为主，质地较沙。

5.2 环境敏感区分布情况

根据现场调查及与叙永县相关部门对接情况，本项目区块占地及其影响区范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园等，也不涉及生态红线区域。评价范围内主要敏感区为集中式饮用水源保护区和永久基本农田。

5.2.1 饮用水水源保护区

本项目井场、站场占地范围及管线穿越区域不涉及饮用水源及饮用水源保护区，项目区块范围内共有 2 处饮用水源分布，分别为：后山镇老林顶集中式饮用水水源地和冷水河大堰三斗米集中式饮用水水源地，两处饮用水源与本项目位置关系见下表 5.2-1。

表 5.2-1　项目与饮用水源位置关系

饮用水源名称	项目	位置关系

后山镇老林顶集中式饮用水水源地	YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站（经 H19、H18、H14 平台）集气支线	管线位于饮用水源南侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 101m，距离一级保护区最近距离约 1.0km，距离取水口最近距离约 1.1km
	YS137H14 平台	平台位于饮用水源西北侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 280m，距离一级保护区最近距离约 1.1km，距离取水口最近距离约 1.2km
冷水河大堰三斗米集中式饮用水水源地	YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站（经 H19、H18、H14 平台）集气支线	管线位于饮用水源南侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 680m，距离一级保护区最近距离约 670m，距离取水口最近距离约 760m
	YS137H1417 平台	平台位于饮用水源西侧，距离饮用水源二级保护区最近距离约 550m，距离一级保护区最近距离约 1.4km，距离取水口最近距离约 1.5km

5.2.2 永久基本农田

根据现场调查并结合对叙永自然资源及规划局的走访调查，本项目临时占地、永久占地均将占用部分永久基本农田，其中临时占地约 7.07hm^2，永久占地约 2.034 hm^2（位于临时占地范围内），项目实施前，应取得相关用地手续。

5.2.3 文物保护单位

根据现场调查及与叙永县文管所对接结果，本项目 YS137 井区区块占地及项目评价范围内不涉及县级及以上文物保护单位分布。

5.3 环境质量现状评价

5.3.1 大气环境现状调查与评价

（1）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分公开发布的评价基准年环境质量公告中的数据或结论。其它污染物环境质量现状数据为补充监测数据。

①区域环境空气质量达标情况

本项目位于泸州市叙永县境内，根据泸州市生态环境局发布的《2020 年泸州市生态环境状况公报》（2021 年 6 月），2020 年，叙永县累计有效采样天数为 366 天，优良天数为 353 天，达标率为 96.4%，同比上升 4.1%。，环境空气质量状况见下表。

表 5.3-1　2020 年叙永县环境空气质量状况统计表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	19	60	31.67	达标
NO_2			25	40	62.50	达标
PM_{10}			41	70	58.57	达标
$PM_{2.5}$			29	35	82.86	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.6mg/m³	4mg/m³	40.00	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	116	160	72.50	达标
备注	执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，本工程所在叙永县 2020 年属于环境空气质量达标区。

⑦ 污染物环境质量现状评价

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，本次评价委托四川力博检测有限公司于 2021 年 8 月 10 日~8 月 16 日对本项目新建井区域环境空气质量现状进行了现场补充监测。同时对区域内已实施工程现状厂界进行了监测。

监测点位、监测因子及监测频次详见表 5.3-2。

表 5.3-2　大气环境质量补充监测点

监测点位	具体位置	监测因子	监测类型
G1	拟建 YS137H12 集气站周边	非甲烷总烃	环境空气质量
G2	拟建 YS137H19 平台周边		环境空气质量
G3	已建 H1 集气站南侧厂界		厂界无组织排放浓度

监测时间：2021 年 8 月 10 日~8 月 16 日。

监测频次：G1~G2 监测 7 天，小时值；G3 每天采样 3 次，连续监测 2 天。

采样及分析方法：本次现状监测按照《环境监测技术规范》、《空气和废气监测分析方法》（第四版）中的规定进行。

评价标准：本次评价 G1、G2 监测点非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准；G3 监测点非甲烷总烃执行《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）中的相关标准。

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。

监测及评价结果见表 5.3-3。

表 5.3-3　项目环境空气质量监测及评价结果统计

***

注：检出限+L 表示未检出。下同。

由上表可知，本项目 G1、G2 监测点的非甲烷总烃小时值满足《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，G3 监测点浓度满足《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB51/2377-2017）标准要求。

5.3.2 地表水环境现状调查与评价

（1）水污染源调查

本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不开展区域污染源调查，本项目钻井期不能回用的废水和压裂返排液以及采气期间产生的气田水等均外运回注处理。

（2）水环境质量现状调查与评价

本项目区块所在区域属于永宁河水系，根据《2020 年泸州市生态环境状况公报》，2020 年永宁河水质优，断面达标率为 100%。上桥、观音桥、乐道子和泸天化大桥断面水质类别均为 II 类，除乐道子断面水质月达标率为 91.7%，其余各断面水质月达标率均为 100%。

本次评价委托四川力博检测有限公司对项目管线穿越冷水堰断面进行现场取样监测，监测设置情况如下：

监测断面：冷水堰监测断面。

监测因子：pH、COD、BOD_5、氨氮、石油类、六价铬、SS、TP、硫酸盐、氯化物、硫化物。

监测时间及频率：2021 年 8 月 10 日~8 月 12 日，每日取样 1 次，连续监测 3 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：

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

式中：S_{pHj}——pH 的标准指数；

pH_j——pH 的实测值；

pH_{su}——地表水质量标准中规定的 pH 值上限。

监测结果如表 5.3-4 所示。

表 5.3-4　水质现状监测结果表　单位：mg/L(pH 无量纲)

***

根据上表评价结果，本次地表水取样断面各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准。

5.3.3 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 285km^2，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 5.3-5 和图 5.3-1。

表 5.3-5　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 2021 年 7 月~8 月在项目所在水文地质单元开展了地下水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。本次地下水水位调查点主要为泉点，地下水位的变化取决于地下水赋存条件，一般含隔水层变化界面处、地势低洼处地下水埋深较小，分水岭处、岩溶发育区地下水埋深较大。本次地下水位调查点共有 226 个，通过调查可知区域内地下水位较低点为 377m，地下水位较低高点为 1443m，整体上南部地下水位高，分水岭部位地下水位高，北部地下水位低，河溪处地下水位偏低。

（3）地下水污染源现状调查

①原生水文地质问题

通过环境水文地质调查，评价区内未见由水、土引发的地方性疾病，但是根据相关资料及现场调查访问可知，由于评价区位于岩溶地区，地下水与岩溶地层相互作用，使得地下水中的钙离子含量较高，部分水质偏硬，煮水容易出现水垢，部分岩溶大泉偶尔出现白色浑浊；由于二叠系硫铁矿层的存在，矿体附近的地下水溶解了硫铁矿，使得部分地段出露点的地下水出现黄色带有刺鼻气味的酸性水。此外，由于评价区内的岩溶较为发育，使得区内地下水分布不均。

②人类活动对地下水的影响

根据本次现场走访调查，评价区内地下水近些年受人类活动干扰，存在着少量的生活、农业和工矿企业污染源。

评价区内无地下水开采井，地下水主要开采天然出露的泉点，不会形成地下水疏干区，也无因农业灌溉导致的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题。由于区内居民住户比较分散，生活污废未经处理随意排放，尤其在岩溶发育地段，部分居民将落水洞作为天然排污口，使得区内的岩溶大泉多数收到污染；区内少量的农业生产、畜牧业养殖使用的化肥农药和产生的污水粪

便，都存在一定的处置不当情况，以分散点状形式影响着区内地下水环境，化肥与农药的施用以面源的形式缓慢的影响着受其直接补给的浅层含水层，在降雨季节，经常发生畜牧养殖废水进入岩溶管道地下水系统。近些年，区内存在着一些列的厂矿开发史，主要为石灰石矿、硫铁矿、煤矿、高岭土矿以及最近几年开发的页岩气开发项目；石灰石矿、硫铁矿、煤矿、高岭土矿的开采方式对区内的地下水资源存在一定的破坏，矿区及周边部分地段的地下水补给和赋存条件被破坏，造成地下水疏干断流，同时硫铁矿和煤矿矿井水的不及时处置，造成矿井水进入地下水环境污染地下水。但通过现场调查表明，与本项目类型相同的页岩气开采实施未对周边地下水环境产生明显影响，并且通过本次地下水环境质量监测、居民走访调查分析可知，区内未发生明显的页岩气开采实施引起的地下水污染事故，区内地下水污染源大部分也得到合理的处置，区内地下水环境整体较好。

（4）地下水环境质量调查与评价

①监测点布设情况

为查清本项目周边地下水的环境质量现状，本次评价以水文地质单元为单位，重点兼顾各场地和管线的上游、中、下游位置，选取了具有代表性的监测点进行了地下水质量监测分析，监测点位置见表 5.3-6~5.3-7 和图 5.3-2。

表 5.3-6　地下水环境质量现状监测点布置情况（续表）

***

***

图 5.3-2　评价区水质监测点空间分布图

②检测因子与监测频率

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

地下水环境现状监测频率：一期

③评价标准

为最大限度保护具有供水价值的含水层及相关地下水揭露点，结合项目工程所在地区地下水环境功能要求，地下水环境质量分类参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的Ⅲ类质量标准（**地下水组分含量中等，以 GB 5749-2006 为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水**），上述标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）执行，具体标准值见表 1.5-4。

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，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。本次监测数据部分监测点出现硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标，其中，硝酸盐超标率为28%，超标倍数为1.06~2.54倍；总大肠菌群超标率为32.0%，超标倍数为1.33~306.67倍；菌落总数超标率为30.0%，超标倍数为1.1~1.7倍。

根据地下水样品中超标指标的种类及采样点的分布特征分析可知，评价区内地下水中硝酸盐、总大肠菌群和菌落总数因子超标由于评价区内生活生产活动所致，区内居民较为分散，农业种植普遍，生活污水和垃圾的随意排放，过量的化肥和农家肥施用，畜牧业养殖是上述因子超标的主要原因。因此，本项目在实施的过程中应注意与总大肠菌群、硝酸盐、菌落总数等有关因子的污染物处置。

同时，本次评价对项目特征因子分析结果表明，特征因子氯化物、石油类和 COD 均能满足地下水质量三类水标准。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 5.3-8　地下水质量现状监测结果与评价结果统计分析结果表

***

（5）包气带环境质量调查与评价

根据地下水导则要求，YS137H1（海坝 1 号）集气站为改扩建项目，应开展包气带环境质量现状调查，本次评价选取 YS137H1（海坝 1 号）集气站污水暂存和处理的场地具有代表性的监测点进行了包气带质量现状的监测调查分析，包气带监测因子为 pH、石油类、氨氮、铁、锰、钡、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、硫化物。本次监测对包气带深度 20cm 处和 80cm 处进行分层取样，监测一次数据。监测点位置见表 5.3-9 和图 5.3-2。

表5.3-9　地下水环境质量现状监测点布置情况

编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	取样深度	与项目区位置关系
B1	****	***	***	包气带	20cm、80cm	YS137H1（海坝 1 号）集气站西北侧污水池下游 48m
B2		***	***			YS137H1（海坝 1 号）集气站南侧上游 88m

根据目前包气带监测要求和监测数据评价情况，考虑到包气带无环境质量标准可参考，故本次评价布设一个背景值监测点（B2），将背景值作为评价包气带环境质量现状变化的标准。同时，考虑到空间分布的包气带环境所导致的监测结果差异性，本次评价将厂区内包气带监测点与背景值监测点数据进行标准差计算，当标准差较小时，表明厂区内包气带与厂区外的背景值点的监测结果变化不大，说明厂区内包气带现状良好，未受到外界开发影响。基于上述评价原则。根据评价结果可知，本次包气带监测的目标监测点与背景值监测点各因子标准差较小，表明本项目原场地包气带现状良好，未出现污染情况，而溶解性总体浅部包气带监测结果差异较大，根据现场调查表明该点受地层岩性及地面蒸发的影响。

表5.3-10　包气带监测与评价结果表

***

5.3.4 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农村地区，声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区。根据四川省区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区。参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，本次产能建设项目所在地声环境功能区划定为 2 类区。本项目所在地周围部分居民区位于交通干线两侧，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4a 类标准要求。

（2）污染源调查

本次产能建设项目井区内各单项工程声环境影响评价范围内主要噪声源为分散居民点生活噪声、交通噪声，根据现场调查，无高噪声源分布，区域内居民生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

（3）声环境现状调查与评价

根据石油天然气行业规范要求，新建井场选址将避开场镇、医院、学校等集中居住区或社会关注区域（500m），本产能建设项目井区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。

本项目根据井区内的项目组成，按照井站、集气站单体项目分布情况布置声环境质量监测点，同时对区域内已实施工程进行厂界和敏感点噪声现状监测。

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，本环评对本项目部署的各平台、集气站均布设监测点位，以了解其声环境质量情况。同时对区域内已实施工程进行厂界和敏感点噪声现状监测。

共布设 35 个环境噪声监测点，布点情况及具体位置见表 5.3-9。

表 5.3-9　本项目噪声监测实测点

***

②监测项目

等效声级 L_{Aeq}。

③监测时间和频次

监测时间：2021 年 8 月 12 日~2021 年 8 月 19 日。

监测频次：每个监测点昼、夜各一次，连续 2 天。

④评价标准

敏感点噪声执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求；厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准要求。

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 5.3-10。

表 5.3-10　噪声监测结果　　单位：dB(A)

***

从上表可以看出，本项目各环境噪声监测点监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求；各厂界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)要求。

5.3.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤类型及理化性质调查

①区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询分析结果，项目所在区域内土壤主要分布有黄壤、黄壤性土、黄色石灰土、中性紫色土及其他等。

表 5.3-11　项目所在区域土壤主要理化性质

***

***

图 5.3-2　井站所在区域土壤类型分布情况

② 土壤理化特性调查

本次委托四川力博检测有限公司于 2021 年 8 月对区块内代表性井场附近的土壤进行理化性质分析。理化特性调查结果表见表 5.3-12。

表 5.3-12　土壤理化特性调查结果表

***

（2）影响调查

调查重点关注单项工程周边重大污染性工矿企业及分散居民日常生活产生的土壤环境影响源。本次对井区内已实施的站场附近的土壤进行监测，结果显示周边土壤监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值要求，表明工程实施未对周边土壤环境造成严重影响。

（3）现状监测

本次环评委托四川力博检测有限公司对井区区域土壤进行现场取样监测，监测设置情况如下：

①监测时间及频率

2021 年 8 月 10 日~8 月 12 日，一次取样监测。

②监测布点

根据平台分布及土壤类型，在已建平台、新建平台及集气站设置设置柱状样，同时确保每种土壤类型均不少于 1 个表层样，在已建井场总计 7 个（T1~T7）；拟建站场周边共布设总计 19 个监测点，（T8~T26）。

本项目监测布点情况详见表 5.3-13~14。

表 5.3-13　已建站场土壤监测点位、因子和频率

***

表 5.3-14　拟建站场土壤监测点位、因子和频率

***

③监测因子

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

芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。钡离子；

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；

土壤理化性质调查：土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

④评价标准

农用地土壤监测因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），建设用地土壤监测因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）。

⑤评价方法

农用地特征因子中石油类、氯化物、硫酸盐、钡离子监测结果仅作为背景值，不开展评价。其他监测因子监测结果采用单项污染指数法进行评价，公式如下：

Pi=Ci/Si

式中：Pi——第 i 种污染物的污染指数；

Ci——第 i 种污染物的实测浓度(mg/kg)；

Si——第 i 种污染物的评价标准(mg/kg)。

（4）土壤环境现状监测结果及评价

本项目建设后站场占地属于建设用地第二类用地，其他占地属于农用地，各监测点的监测结果见表 5.3-15~17。

由上述监测结果可知，各监测点土壤环境质量均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值和《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。

表 5.3-15　　本项目土壤监测结果统计表

****

注：ND 表示未检出

表 5.3-16　　土壤环境质量现状监测结果　单位：mg/kg(pH 无量纲)

***

注：1、“ND”表示检测结果小于方法检出限；

表 5.3-17　土壤环境质量现状监测结果

***

注：①pH 无量纲，氯离子单位 g/kg，其余为 mg/kg；

5.4 生态环境现状调查

5.4.1 生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目主要涉及四川盆地亚热带温润气候生态区（I）的盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区（I_5），具体生态功能区为 I_{2-4} 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区。本项目所在生态功能区三级区特征一览表具体情况见表 5.4-1。

表 5.4-1　　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	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	Ⅰ5 盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区	I-5-2 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区	中低山地貌，并有岩溶地貌发育。年均气温 17.8℃，≥10℃积温 5600℃左右，年降水量 770~1173mm。河流属长江干流水系。森林植被重要为偏湿性常绿阔叶林。生物多样性及矿产资源较丰富。	滑坡塌陷较强发育，水土流失较为严重，局部地区出现石漠化，易发生旱灾。	矿产品提供功能，生物多样性保护功能，土壤保持功能	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。加强基本农田保护和建设，保护耕地。防治水土流失。防止喀斯特地貌区石漠化。调整农业结构，发展生态农业和农林产品深加工。发展沼气等清洁能源。发展旅游业。发挥媒体资源优势，加强煤炭资源合理开发和综合利用，发展煤电、煤化联营生产基地，建设资源循环利用体系。规范和严格管理矿产资源的开发，严格控制环境污染和生态破坏，保障饮用水安全。

***

图 5.4-1　　项目与四川省生态功能区划位置关系图

5.4.2 土地利用现状

本次评价以 2021 年 6 月 Worldview 卫星影像数据作为信息源，提取评价范围土地利用信息，空间分辨率为 0.5m，数据质量满足 1:2.5 万~1:10 万国土资源调查监测精度要求，最小监测图斑面积达到 0.2 亩。根据最新卫星遥感影像图片解译结果，结合现场调查，采用《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）对土地利用类型进行分类，本项目区块范围及评价范围的土地利用现状情况如下。

（1）区块范围内土地利用现状

海坝YS137井区范围14138.26hm^2，生态评价范围约6161.44 hm^2，土地利用类型以乔木林地、灌木林地、其他草地、旱地、水田、竹林地、城镇住宅用地、农村宅基地、工业用地、河流水面、道路用地等为主。区块及评价范围土地类型统计见表5.4-2。

表 5.4-2　　矿区范围内土地利用现状

序号	土地类型（二级类）	区块范围		评价范围	
		面积(公顷)	占比（%）	面积(公顷)	占比（%）
1	0301 乔木林地	5655.91	40.00	2110.74	34.26
2	0305 灌木林地	1875.11	13.26	864.68	14.03
3	0404 其他草地	1062.40	7.51	502.91	8.16
4	0103 旱地	2535.75	17.94	1288.27	20.91
5	0101 水田	764.14	5.40	319.15	5.18
6	0302 竹林地	2015.79	14.26	964.10	15.65
7	0701 城镇住宅用地	9.20	0.07	0.00	0.00
8	0702 农村宅基地	82.15	0.58	49.63	0.81
9	0601 工业用地	29.86	0.21	16.01	0.26
10	1101 河流水面	31.21	0.22	7.67	0.12
11	1002 道路用地	76.74	0.54	38.28	0.62
总计		14138.26	100	6161.44	100

由表5.4-2及土地利用现状图可知，矿区范围内土地利用类型以林地（乔木林地、灌木林地）等为主，总面积约为7531.02hm^2，占总面积的53.26%；其

次为旱地、水田等耕地，总面积约3299.89hm^2，占比约23.34%，评价范围内林地占总面积的48.29%，耕地占总面积的26.09%。区块及评价范围内的土地利用类型均整体呈现林地与耕地镶嵌分布，同时零星分布其他土地利用类型。

（3）占地区域土地利用现状

项目新增占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要是站场等，临时占地主要为施工作业带、堆管场、施工便道等。据统计，本工程新增总占地面积93.63hm^2，其中永久占地约7.16hm^2（除YS137H12集气增压站外，其余站场、标志桩等均位于临时占地范围内），临时占地约92.13hm^2。根据项目占地情况分析，项目永久性占用的土地类型主要为其他草地，占总面积47.52%，其次为灌木林地，占总面积的38.14%。在临时占地中，主要占地类型仍为耕地，占比为42.30%（其中旱地为32.87%、水田为9.45%）。

表 5.4-3　　新建项目占地类型统计表　　单位：hm^2

工程内容		占地类型								合计
		乔木林地	灌木林地	其它草地	旱地	水田	河流水面	道路用地	工业用地	
输气管线	新建、整修临时道路	0	0	0.38	0.82	0	0	0.6	0	1.8
	施工作业带	27.024	14.696	8.281	21.142	7.76	0.01	0.407	0	79.32
	堆管场	0	0	0.08	0.4	0	0	0	0	0.48
平台	YS137H5	0.095	0	0	0.824	0	0	0	0	0.919
	YS137H7	0	0.044	0	1.278	0	0	0	0	1.322
	YS137H8	0.105	0.477	0	0.269	0	0	0	0	0.851
	YS137H9	0.056	0	0.104	0.551	0	0	0	0	0.711
	YS137H10	0	0	0.004	1.243	0	0	0	0	1.247
	YS137H11	0	0	0	1.246	0	0	0	0	1.246
	YS137H12	0	0.084	0.21	0.72	0	0	0	0	1.014
	YS137H13	0.031	0	0	0.851	0	0	0	0	0.882
	YS137H15	0.448	0	0	0.625	0	0	0	0	1.073
	YS137H18	0	0	0	0.317	0.948	0	0	0	**5
YS137H12 集气增压站	面积	0.215	0.572	0.713	0	0	0	0	0	1.5
合计		27.974	15.873	9.772	30.286	8.708	0.01	1.007	0	93.63
占比		29.88%	16.95%	10.44%	32.35%	9.30%	0.01%	1.08%	0.00%	100.00%

注：①本项目除 YS137H12 集气增压站外，其余站场、标志桩等均位于临时占地范围内。
②YS137H1 集气站在现有站场范围内扩建，YS137H2、YS137H6、YS137H14、YS137H16、YS137H17、YS137H19、YS137H20 等 7 个平台均在现有钻井工程井场范围内修建，因此本表未统计。

5.4.3 水土流失现状调查与评价

根据《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去和重点治理区符合划分成果>的通知》（办水保〔2013〕188号），拟建项目所在叙永县属于乌江赤水河上中游国家及水土流失重点治理区。本评价以2021年6月的Worldview卫星影像数据作为信息源（空间分辨率达0.5m），并结合区域1:1万地形图及相关资料，进行遥感解译，得到区域水土流失现状。详见表5.4-4。

表 5.4-4　　区块范围内水土流失类型统计

序号	水土流失类型	矿权范围内		评价范围内	
		面积(ha)	占比（%）	面积(ha)	占比（%）
1	微度水力侵蚀	7769.63	54.95	*3041.97*	49.37
2	轻度水力侵蚀	2903.50	20.54	*1512.73*	24.55
3	中度水力侵蚀	3047.13	21.55	*1471.44*	23.88
4	强烈水力侵蚀	418.00	2.96	*135.30*	2.20
总计		14138.26	100.00	*6161.44*	100.00

根据本次调查解译结果，就整个矿区范围而言，侵蚀以微度侵蚀为主，占比为54.95%；本次评价范围内主要为微度侵蚀为主，占比为49.37%，其余轻度及中度水力侵蚀，合计占评价区总面积的48.43%。

5.4.4 植物资源现状调查与评价

（1）调查方法

根据评价的要求和评价范围的情况，评价区域植被分布现状采用资料收集、遥感解译和现场样方调查三种方式。

①基础资料收集

收集整理区域生物多样性资料，包括涉及的市县地方志、地方统计年鉴以及林业、环保、水利、农业、国土资源等部门提供的相关资料，并且参考《中国植物志》、《中国高等植物图鉴》、《四川植物志》、《中国植被》、《四川植被》等专著和叙永县林业变更调查资料记载，在综合分析现有资料的基础上，确定实地考察的重点区域和考察路线。

②遥感解译

在收集和分析前人工作的基础上，以遥感（RS）、全球定位系统（GPS）

和地理信息系统（GIS）等高新技术结合的方法进行评价区生态环境信息的获取和分析。评价采取遥感影像解译、现场调查、地理信息系统分析制图与统计以及生态分析等方法对评价区植被类型、植被覆盖度、土地利用状况等专题进行解译，为环境影响评价提供科学依据。然后根据遥感影像室内解译结果，利用1:2000地形图和粗加工的卫星图像为基础，采用PCI图像处理软件对数字图像进行几何精校正和波段合成等图像处理，最后成图。

③野外实地调查

在遥感解译的基础上，进行野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况、重点保护野生植物的种类及生存状况等。实地调查采取样线调查与样方调查相结合的方法，在项目重点施工区域（如施工区、永久占地区域等）以及评价区内植被状况相对良好的区域实行样方重点调查；对重点保护野生植物、古树名木调查采取野外调查、民间访问和有关部门调查相结合的方法进行。

样方布点原则：本次评价重点对拟建钻井工程及拟建管道穿越和接近拟建管道穿越的地方较密集地设置样方，并考虑全线路布点的均匀性、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。

调查方法：乔木植被样方面积大小设置为10m×10m，灌丛样方面积为5m×5m，高大草本与低矮草本样方面积分别设置为1m×1m；乔木样方调查种名、高度、胸径、株数、冠幅等指标，灌木和草本样方中需调查植株种名、高度、株(丛)数、盖度等群落特征。

本次评价根据“以点带面、点面结合”的原则，采用资料收集与野外实地踏勘相结合的方法，对调查范围生态环境进行现状调查。在本项目涉及的主要区域，在资料收集及遥感解译的基础上，进一步采取样方调查的方法进行补充调查，以研究推测调查范围植物的总体情况。为了解区域植被现状，我公司组织相关技术人员于 2021 年 7 月对项目周边典型植被类型的分布地内布设具有代表性样方，主要针对管线沿线及两侧 200m 范围内的植被进行了调查，共布设调查样方 28 个。详见表 5.4-5。

表 5.4-5　　样方布设统计表

样地	样方编号	经度（°）	纬度（°）	海拔(m)	面积（m^2）	群落类型
YS137H20	1#	***	***	***	25	杉木、盐肤木灌丛
	2#	***	***	***	100	桤木、柳杉混交林
YS137H19	3#	***	***	***	100	柳杉林
踩山包	4#	***	***	***	100	柳杉林
	5#	***	***	***	1	爵床草丛
YS137H18	6#	***	***	***	1	葎草草丛
YS137H17	7#	***	***	***	1	山马兰草丛
	8#	***	***	***	1	狗尾草草丛
	9#	***	***	***	1	五月艾草丛
殷家沟	10#	***	***	***	100	柳杉林
YS137H14	11#	***	***	***	1	飞蓬草丛
YS137H16	12#	***	***	***	100	毛竹林
YS137H13	13#	***	***	***	100	硬头黄竹林
	14#	***	***	***	25	水麻灌丛
构皮沟	15#	***	***	***	100	柳杉林
YS137H6	16#	***	***	***	25	麻栎灌丛
	17#	***	***	***	1	里白草丛
YS137H5	18#	***	***	***	100	香椿林
马家沟	19#	***	***	***	25	川莓灌丛
YS137H8	20#	***	***	***	1	甘露子、艾蒿草丛
	21#	***	***	***	100	柳杉林
YS137H9	22#	***	***	***	25	高粱泡灌丛
YS137H15	23#	***	***	***	25	盐肤木灌丛
YS137H12	24#	***	***	***	100	柳杉林
YS137H10	25#	***	***	***	100	香椿林
	26#	***	***	***	100	蓉城竹林
马儿坡	27#	***	***	***	100	硬头黄竹林
太平山	28#	***	***	***	100	苦树林

***

图5.4-2 样方实拍照片

（2）区域植被概况

项目位于泸州市叙永县，根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，项目所在植被小区为$IA_{2\,(1)}$娄山北侧东端植被小区。

娄山北侧东端植被小区位于四川盆地南部边缘山地东段，娄山北侧东端，黔北高原北缘向四川盆地过渡得地带，包括古蔺、叙永、合江、纳溪、江津、綦江、南川等县的部分地方。为具有岩溶地貌中等切割的中山，相对高差一般在500-600m，仅古蔺至叙永间，金佛山等地海拔较高，可达1800~2000m左右。

以南川县气候资料可表面本小区气候的一般特征：海拔558.1m，年均温16.5℃，≥10℃的积温5190.7℃，年降水量1151.4mm，年平均相对湿度81%，年平均日照时数1275.3小时，年平均日照率为29%，无霜期307.5天。水热条件在本植被地区居第二位，次于娄山北侧西端小区，主要表现在热量较娄山北侧西端小区差，而降水又较黄茅埂东侧小区少。土壤以黄壤、山地黄壤为主，其次有山地黄棕壤。

自然植被主要分布在山地，以低山偏湿性常绿阔叶林最为普遍，面积较大的地方有金佛山、合江县福宝、古蔺县与叙永县间的笋子山。海拔800-1000m的低山，以栲树林、桢楠林较多，海拔1000-***m带，主要分布刺果米槠、四川大头茶、大苞木荷林。这类常绿阔叶林，组成种类多，层片结构复杂，特别是山茶科植物十分丰富，常成群落乔木层的优势种，榆木属和茶属植物则常成为灌木层的优势植物，四川红淡、湖南红淡、 杨桐、厚皮香也常为伴生植物。在海拔***m以上有面积不大的峨眉栲、华木荷林，有时还渗入一定数量的包石栎、多穗石栎、箭杆石铦、青树、小叶青柄、云山青枫、光叶四照花、粉叶新木姜、紫色新木姜以及五加科、山矾科、樟科、木兰科等植物。灌木层常以金佛山方竹和茶树占极大的优势。低山常绿针叶林中，杉木林、马尾松林有较大面积。古蔺县还有福建柏分布。楠竹林在合江县福宝区面积大而集中，杆高径粗,常与杉木、山茶科、山毛榉科、樟科一些喜湿热的常绿种类形成混交林。在古蔺县至叙永县间海拔***m左右的山脊部分，还有面积狭窄、小片状的常绿阔叶与落叶阔叶混交林。常绿树种中常见的有峨眉栲、长尾槭等, 落叶树种较多，常见者水青、亮叶水青、光叶珙桐、中华槭等。在海拔1600-2000m的石灰岩地区，有峨眉栲、曼青、化香树、西门鹅耳枥、小叶朴等组成的常绿与落叶阔叶混交林。

栽培植被一般分布在海拔较低的地方。作物以水稻、玉米为主，其次有红苕、豆类、小麦、油菜、马铃薯、绿肥、烟草、花生、青麻等作物。水稻主要分布在河谷与丘陵低山的缓坡向阳处，中稻——冬水田的面积大于中稻——小春作钧的面积。玉米主要分布于坡地及海拔较高的山坡地。玉米——冬闲与玉米——小春作物约各占一半。 作物三熟类型较少，旱地三熟类型面积近年有所扩大。双季相受热量限制，分布面积狭窄。从这些情况可以看出: 一熟制栽培作物类型占的比例较大，复种指数低，土地资源利用极不充分。旱地占的比重大，一是因为山区气温低，发展水稻有

困难；二是因为灌溉条件不能保证水稻整个生育期的用水，每年都有部分水田不能按时栽插或不能栽插。经济林木主要有油桐、油茶、茶、红桔、甜橙。

本小区是四川常绿阔叶林组成种类最丰富的地区之一，其中一些喜湿的种类仅在本小区才有分布。常绿阔叶林的分布面积和蓄积量仅次于黄茅埂东坡。在合理采伐利用的同时，进一步选择速生、质优的树种，进行人工造林，增加栽培植物中的种类，适当扩大森林面积；应在适当的地点，建立供林业生产采种用和科学研究的自然保护区。在农业方面，重要的措施足加速农叫基本建设，改良土壤。在不断改善农业生产条件的基础上，改革耕作制度，变一熟为两熟，乃至多熟，并选用良种，提高单位面积产量。

（3）评价区植被现状

① 植被类型

根据叙永县林业调查资料，参考《中国植被》的植被型-群系-群系三级分类系统，对评价区的实地植被调查结果进行植被类型划分，评价区内自然植被类型可分为 6 种植被型和 21 种群系组，另外还有 3 种主要的栽培植被类型。具体植被类型见表 5.4-6。

表 5.4-6　　评价区主要植被类型

	植被型组	植被型	群系	群系拉丁名
自然植被	针叶林	亚热带针叶林	柳杉林	Form. *Cryptomeria japonica*
	针阔叶混交林	亚热带针叶、常绿阔叶、落叶阔叶混交林	桤木、柳杉混交林	Form. *Alnus cremastogyne* 、*Cryptomeria japonica*
	阔叶林	亚热带落叶阔叶林	香椿林	Form. *Toona sinensis*
			苦树林	Form. *Picrasma quassioides*
		亚热带、热带竹林和竹丛	毛竹林	Form. *Phyllostachys edulis*
			硬头黄竹林	Form. *Bambusa rigida*
			蓉城竹林	Form. *Phyllostachys bissetii*
	灌丛和灌草丛	亚热带常绿阔叶、落叶阔叶灌丛	杉木、盐肤木灌丛	Form. *Cunninghamia lanceolata*、*Rhus chinensis*
			水麻灌丛	Form. *Debregeasia orientalis*
			麻栎灌丛	Form. *Quercus acutissima*
			川莓灌丛	Form. *Rubus setchuenensis*
			高粱泡灌丛	Form. *Rubus lambertianus*
			盐肤木灌丛	Form. *Rhus chinensis*

		亚热带草丛	爵床草丛	Form. *Justicia procumbens*
			葎草草丛	Form. *Humulus scandens*
			山马兰草丛	Form. *Aster lautureanus*
			狗尾草草丛	Form. *Setaria viridis*
			五月艾草丛	Form. *Artemisia indica*
			飞蓬草丛	Form. *Erigeron acris*
			里白草丛	Form. *Diplopterygium glaucum*
			甘露子、艾蒿草丛	Form. *Stachys sieboldii*、*Artemisia argyi*
栽培植物	1、一年两熟水田作物组合型			
	2、一年两熟旱地作物组合型			
	3、经济果林			

***

图 5.4-3　耕地作物

②珍稀保护植物

根据现场调查及相关资料查阅，项目占地范围内未见有野生保护植物分布。

③名木古树

根据现场调查及相关资料查阅，项目占地范围未发现名木古树分布。

④生态公益林分布及占用情况

本次新建项目内容主要包括钻井工程、站场工程及管线工程。根据与叙永公益林、国有林场分布数据对比分析，项目不占用国有林场及国家一级公益林，临时占用国家二级公益林约3.53hm^2。

5.4.5 陆生脊椎动物现状调查与评价

（1）调查方法

①查阅文献资料

查阅以往的调查资料，参考《四川资源动物志》、《中国动物志》、《中国动物地理》等文献资料，以获得评价范围陆生脊椎动物的基本组成情况，了解动物的区系组成。

②现场调查

通过走访评价区范围内及周边居民，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，以此了解评价区及其周边区域的陆生脊椎动物资源。

A 两栖爬行类：根据两栖爬行类的生活习性，主要选择在河边、草丛、农田周边等环境进行调查，记录动物种名、数量等，并对部分未能鉴别的物种进行采样。

B 鸟类：主要采用样线调查法，观察并记录所见鸟类种类、数量以及痕迹，对部分未能鉴别的鸟类进行拍照待鉴定。

C 兽类调查：主要采用访问调查法，通过对调查点周边居民的访问了解评价范围域主要兽类种类、种群数量、海拔分布等问题，主要采用调查方法为样线调查法。

（2）调查结果

根据现场调查、访问及查阅资料，项目所在区域人为活动较频繁，地表植被多为人工林和农田植被，林地多呈岛屿状分布，野生动物栖息地较小，大型兽类极少。项目用地范围及周边以鸟类居多，兽类、爬行类、两栖类较少，且多为和人类关系较为密切或适应了人类影响的种类。

① 种类组成

A 兽类

项目管线及站场（阀室）周边人类活动频繁，经现场调查、走访及文献资料查阅，用地范围及周边常见的兽类多为啮齿目，大型兽类较为稀少。

a 半地下生活型：此种类型的有四川短尾鼩（*Anourosorex squamipes*）、灰麝鼩（*Crocidura attenuata*）、草兔（*Lepus tolai*）、黑线姬鼠（*Apodemus agrarius*）、小家鼠（*Mus musculus*）、褐家鼠（*Rattus norvegicus*）、黄鼬（*Mustela sibirica*）等。在评价范围内主要分布在山林、农田、居民住宅区。

b 岩洞栖息型：此类型动物主要有大蹄蝠（*Hipposideros armiger*）、中华山蝠（*Nyctalus plancyi*）。在评价范围内主要分布于山区的岩洞洞穴中。

c 树栖型：此类型动物主要有隐纹花松鼠（*Tamiops swinhoei*）、泊氏长吻松鼠（*Dremomys pernyi*）、赤腹松鼠（*Callosciurus erythraeus*）等，主要在评

价范围内的山林中分布。

B 鸟类

根据现场调查、文献资料查阅，本项目所在区域鸟类以留鸟为主，冬候鸟、夏候鸟、旅鸟较少。鸟类区系组成中东洋种较多，古北种、广布种亦有分布。

a 涉禽：主要分布于评价区内的山间河流、稻田、池塘周边，主要包括白鹭（*Little Egret*）、池鹭（*Ardeola bacchus*）、苍鹭（*Ardea cinerea*）牛背鹭（*Bubulcus ibis*）等。

b 陆禽：主要分布于有人类活动的林地或其它区域，主要包括雉鸡（*Phasianus colchicus*）、山斑鸠（*Streptopelia orientalis*）、灰胸竹鸡（*Bambusicola thoracica*）等。

c 攀禽：主要分布于评价区范围内的各种林地，部分也在林缘村庄内活动，主要包括大杜鹃（*Cuculus canorus*）、普通翠鸟（*Alcedo atthis*）、灰头啄木鸟（*Picus canus*）、戴胜（*Upupa epops*）等。

d 鸣禽：在评价区内广泛分布，主要集中于林地、农田、村落等区域。雀形目的所有鸟类都为鸣禽，它们在评价区分布范围广泛，为评价区占优势的生态类型，常见有画眉（*Garrulax canorus*）、八哥（*Acridotheres cristatellus*）、家燕（*Hirundo rustica*）、喜鹊（*Pica pica*）等。

C 爬行类

根据现场走访调查及文献资料查阅，本项目评价区内爬行类以东洋种为主。

a 住宅型：主要在评价范围内的住宅区及周边活动，包括蹼趾壁虎（*Gekko subpalmatus*）、多疣壁虎（*Gekko japonicus*）等。

b 林栖傍水型：主要在评价范围内有溪流的山谷间、农田周边等区域活动，包括王锦蛇（*Elaphe carinata*）、乌梢蛇（*Zaocys dhumnades*）、黑眉锦蛇（*Elaphe taeniura*）等。

c 树栖型：主要在评价范围内的林间活动，包括翠青蛇（*Cyclophiops major*）等。

D 两栖类

通过调查和查阅文献发现，评价区的两栖类以东洋界为主。

a 流溪型：主要在评价去内常年有水的小河或中小型山溪中活动。主要有华西雨蛙（*Hyla annectans*）、棘腹蛙（*Quasipaa boulengeri*）、绿臭蛙（*Odorrana margaratae*）、大鲵（*Andrias davidianus*）等。

b 静水型：主要在评价范围内的池塘、水库及稻田间活动。包括泽蛙（*Fejervarya limnocharis*）、沼蛙（*Hylarana guentheri*）、黑斑侧褶蛙（*Pelophylax nigromaculatus*）、粗皮姬蛙（*Microhyla butleri*）等。

c 陆栖型：主要在评价范围内离水不远的陆地上活动，包括中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）、峨眉林蛙（*Rana omeimontis*）等。

②珍稀保护动物资源

根据现场走访及资料收集，评价区有 4 种国家 II 级保护动物，即大鲵、画眉、红腹锦鸡、白鹇，2 种四川省级重点保护动物鹰鹃、中华鳖。

A 大鲵

成鲵一般常栖息在海拔 1000m 以下的溪河深潭内的岩洞、石穴之中，以滩口上下的洞穴内较为常见，其洞口不大，进出一个口；洞的深浅不一，洞内宽敞平坦。白天常卧于洞穴内，很少外出活动，夏秋季节，也有白天上岸觅食或晒太阳的习性。大鲵一般夜出晨归，常住一个洞穴。捕食主要在夜间进行，常守候在滩口乱石间，发现可猎动物经过，突然张嘴捕食。大鲵适宜栖息于水温 3~23℃的水中，个体大的多生活于深水处，中小型个体多在浅水处。成鲵多数单栖活动，幼鲵常集群在乱石缝中，其生活最适水温为 10~20℃。

通过访问、资料分析等表明，在评价区，大鲵主要分布在永宁河上游、白秧河、黄泥河等区域。

B 画眉

画眉体长约 23cm，上体橄榄色，头顶至上背棕褐色具黑色纵纹，眼圈白色，并沿上缘形成一窄纹向后延伸至枕侧，形成清晰的眉纹，极为醒目。下体棕黄色，喉至上胸杂有黑色纵纹，腹中部灰色。虹膜橙黄色或黄色，上嘴橘色，下嘴橄榄黄色，跗蹠和趾黄褐色或浅角色。

主要栖息于海拔***m 以下的低山、丘陵和山脚平原地带的矮树丛和灌木

丛中，也栖于林缘、农田、旷野、村落和城镇附近小树丛、竹林及庭园内。杂食性，主要取食昆虫，特别在繁殖季节嗜食昆虫；兼食草籽、野果。

C 红腹锦鸡

又名金鸡，中型鸡类，体长 59-110cm。尾特长，约 38-42cm。雄鸟羽色华丽，头具金黄色丝状羽冠，上体除上背浓绿色外，其余为金黄色，后颈被有橙棕色而缀有黑边的扇状羽，形成披肩状。下体深红色，尾羽黑褐色，满缀以桂黄色斑点。雌鸟头顶和后颈黑褐色，其余体羽棕黄色，满缀以黑褐色虫蠹状斑和横斑。脚黄色。野外特征极明显，全身羽毛颜色互相衬托，赤橙黄绿青蓝紫具全，光彩夺目，是驰名中外的观赏鸟类。

栖息于海拔 500-2500m 的阔叶林、针阔叶混交林和林缘疏林灌丛地带。成群活动，特别是秋冬季，有时集群多达 30 余只，春、夏季亦见单独或成对活动的。性机警，胆怯怕人。听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁。常常在林中边走边觅食，早晚亦到林缘和耕地中觅食。主要以植物的叶、芽、花、果实和种子为食，也吃小麦、大豆、玉米、四季豆等农作物。此外也吃甲虫、蠕虫、双翅目和鳞翅目昆虫等动物性食物。

D 白鹇

属于大型鸡类。雄鸟全长 100-119cm，雌鸟 58-67 cm。头顶具冠。嘴粗短而强壮，上嘴先端微向下曲，但不具钩；鼻孔不为羽毛所掩盖着。翅稍短圆。尾长。跗蹠裸出，雄性具距，但有时雌雄均有；趾完全裸出，后趾位置较高于他趾。雌雄异色；雄鸟上体白色而密布以黑纹，头上具长而厚密、状如发丝的蓝黑色羽冠披于头后；脸裸露，赤红色；尾长、白色，两翅亦为白色。下体蓝黑色，脚红色。雌鸟通体橄榄褐色，羽冠近黑色。

栖息于森林茂密，林下植物稀疏的常绿阔叶林和沟谷雨林。食昆虫、植物茎叶、果实和种子等。通常成对或成 3-6 只的小群活动，性机警，很少起飞，紧急时亦急飞上树。繁殖期筑巢于灌木丛间的地面凹处。每窝产卵 4-6 枚，雏鸟早成性，孵出的当日即可离巢随亲鸟活动。

E 鹰鹃

外形似鸽，但稍细长。嘴强，嘴峰稍向下曲。翅具 10 枚初级飞羽。尾长阔，呈凸尾状，有 8-10 尾羽。脚短弱，具 4 趾，第 1、4 趾向后，趾不相并。

雌雄外形大体相似，幼鸟羽色与成鸟不同。

有巢寄生的习性，自己不营巢，寄生于喜鹊等鸟类巢中产卵，卵与寄主卵的外形相似，孵化后雏鸟将寄主雏鸟杀死，被寄主喂养至成熟。一般栖息于山林中、山旁平原、冬天常到平原地带以及限于树上活动。

F 中华鳖

又名水鱼、甲鱼、团鱼，水栖性，生活于江河、湖沼、池塘、水库等水流平缓、鱼虾繁生的淡水水域，也常出没于大山溪中，多夜间觅食。在安静、清洁、阳光充足的水岸边活动较频繁，有时上岸但不能离水源太远。能在陆地上爬行、攀登，也能在水中自由游泳。喜晒太阳或乘凉风。

5.4.6 水生生物现状调查与评价

本项目所在地隶属于长江上游川江段支流永宁河流域。项目管线未穿越大中型河流，主要水体穿越工程为 YS137H7 平台~ YS137H1 集气站集气支线、YS137H5 平台~YS137H1 集气站集气支线穿越白秧河；YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站集气支线穿越冷水河大堰、两岔河。

本评价引用《泸州市永宁河流域水电开发环境影响回顾性评价报告书》（2021 年 5 月）中对黄坭河的水生生态现状调查内容。该评价报告书中针对白秧河的浮游动植物、底栖生物、水生维管束植物、鱼类监测点位分别位于本项目白秧河穿越点下游约 380m、4.3km。

（1）调查内容

① 饵料生物：浮游植物、浮游动物（原生动物、轮虫、枝角类、桡足类）、底栖动物、水生高等植物的种类和数量等。

② 鱼类资源：鱼类物种多样性和区系组成（种属名称、分类地位、组成和分布等）；鱼类资源现状（渔获物统计分析（群体结构组成）、渔业现状等）；重要鱼类生境。

（2）调查方法

参照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ 19-2011）、《内陆水域渔业自然资源调查手册》（农业出版社，1991 年）、《淡水浮游生物研究方法》（科学出版社，1991 年）、《生物多样性观测技术导则内陆水域鱼类》（HJ

710.7-2014）、《生物多样性观测技术导则淡水底栖动物大型无脊椎动物》（HJ 710.8-2014）等技术规范。

（3）调查结果

① 浮游植物

本项目所在流域浮游植物以硅藻门为主。浮游植物总密度范围为 4.37×10^4~7.94×10^4 个/L，均值为 6.03×10^4 个/L；总生物量变化范围为 1.11~2.11mg/L，平均值为 1.57 mg/L。白秧河、两岔河等均属小型河流，属贫营养型，浮游植物种类及现存量分布规律不明显。

② 浮游动物

本项目所在流域浮游动物中，原生动物占比较大。其中，浮游动物的密度变化范围为 1.67~11.67ind./L，平均值为 7.78 ind./L；浮游动物的密度变化范围为 0.15mg/L~0.69mg/L，平均值为 0.33mg/L。

③ 底栖动物

根据调查，项目所在流域采集到的底栖动物以昆虫纲占比较多。底栖动物密度范围为 60.0~103.33ind/m^2，平均密度为 83.33 ind/m^2。

④ 水生维管束植物

项目所在流域河段底质主要由砾石、卵石、细砂等组成。多数河段岸间带缺乏腐殖质、淤泥等，故调查河段水生植物多为以芦苇、水茅、宽叶香蒲、豆瓣菜、蕨、菖蒲等为主的挺水植物，以水车前、微齿眼子菜为主的沉水植物，以及以莲子草、喜早莲子草、山蔹菜、丁香蓼等为主的湿生植物；

调查河段水生植物呈零星分布，基本未发现较大规模种群集中分布，这一规律也符合调查河段岸间带缺乏腐殖质、多卵石或砾石的生境特征。

⑤ 鱼类

A 鱼类种类组成

结合有关文献资料及渔获物采集结果，白秧河共有鱼类 4 目 6 科 19 属 24 种。其中，有长江上游特有鱼类 6 种，为短体副鳅、山鳅、四川华吸鳅、西昌华吸鳅、宽口光唇鱼、张氏鲿。

B 鱼类区系

根据其生活史各阶段所栖息生活的水域环境条件的差异，大致可以分为 5 种生态型。

表 5.4-7 评价区鱼类区系复合体组成一览表

***

C 生态类群

根据其生活史各阶段所栖息生活的水域环境条件的差异，大致可以分为以下 3 种生态类型：

a 溪流型：主要指喜急流卵石生存的鱼类，主要分布于支流水域，河道水流急，地势变化大，如四川华吸鳅等鱼类。

b 江河型：主要是指在江河中进行繁殖和摄食的种类，在白秧河部分河道较为宽阔处，有中华倒刺鲃等底层鱼类生长繁殖。

c 定居型：主要是指在静水库区进行繁殖和摄食的种类，如鲫、麦穗鱼等喜缓流定居型鱼类开始逐步增多。

D 鱼类食性

a 以水生昆虫为主要食物的鱼类：主要是鳅科、平鳍鳅科、鲿科鱼类。

b 以小型鱼类为主要食物的鱼类：以鱼类为主要食物的鱼类，大，游泳速度快，常见的有鲇等鱼类。

c 以浮游动植物为食的鱼类

以浮游动植物为食的鱼类，口较大，鳃耙密而长，多栖息于湾沱以及开阔的水面，并且水流较缓，如鲢等经济鱼类。

d 杂食性鱼类

杂食性鱼类既食水生昆虫、虾类和淡水壳菜等动物性饵料，也食藻类、植物碎屑和种子等，主要有泥鳅、宽鳍鱲、马口鱼等。

E 鱼类资源现状

通过走访及收集有关资料得知，评价区域现已不存在渔业捕捞，但存在着零星的杆钓、地笼捕鱼、刺网捕鱼等。

本次根据调查河流自然流水段、急缓间段、河湾、深沱、支流汇入口等分布情况，结合鱼类索饵、产卵等特点，对黄泥河开展鱼类样品采集工作，并对

沿岸的主要镇村开展了市场调查。主要结果详见表 5.4-8。

表 5.4-8　2021 年 4 月渔获物采集

***

F 珍稀保护及特有鱼类

本项目所在白秧河分布有长江上游特有鱼类短体副鳅、山鳅、四川华吸鳅、西昌华吸鳅、宽口光唇鱼、张氏鲨等 6 种。具体特有鱼类鱼类习性及资源状况分述如下。

a 短体副鳅

为底栖性鱼类，喜生活在江河或溪流底层。体型较小，生长速度缓慢。主要摄食水生昆虫幼虫等底栖无脊椎动物。2 龄性成熟，繁殖期为 3~4 月。卵大，呈圆形。通过查阅资料及现场走访得知白秧河有此种鱼类分布。

b 山鳅

为小型底栖型鱼类，多生活在水流湍急，水质清澈有石砾、岩缝和洞穴的河段；食物主要是底栖无脊椎动物或昆虫幼虫等，也食植物碎屑。生殖季节 5~7 月，怀卵量少，一般在 300~1000 粒，卵较大，黄色。调查区域山鳅多分布在白秧河地下水溶洞发达的区域。

c 四川华吸鳅

为小型底栖鱼类。主要生活于山间石滩河江河急流中。主要摄食着生藻类和小型底栖动物，繁殖期 5~7 月。四川华吸鳅的受精卵呈浅黄色，卵膜径较小，具粘性。在 2021 年 4 月的渔获物中，有采集到此种鱼类。

d 西昌华吸鳅

为小型底栖鱼类。主要生活于山间石滩河江河急流中。主要摄食着生藻类和小型底栖动物。

e 宽口光唇鱼

生活在淡水中，喜栖息于石砾底质、水清流急之河溪中，常以下颌发达之角质层铲食石块上的苔藓及藻类。每年 6~8 月在浅水急流中产卵。产卵场位于底质为卵石和砾石的浅水滩，分散产卵，卵弱粘性。

f 张氏鲚

张氏餐为杂食性鱼类，繁殖期为 5~9 月，栖息在中底层水域。

⑥ 鱼类“三场”

根据资料记载及本次调查结果，白秧河、两岔河及其支流内无产卵场、越冬场、索饵场等鱼类重要生境分布。

5.4.7 生产力和生物量现状评价

生态系统生产力和生物量由该生态亚区各植被的面积、平均生产力和平均生物量等因素决定。自然植被生产力由于环境保护、时间、经费等方面的限制，不可能对评价区涉及的植被类型进行生产力的实测，本次评价各种植被类型平均净生产力数据来源于专著《中国森林生态系统的生物量和生产力》（冯宗炜，王效科，吴刚．[M]．北京：科学出版社，1999）、《中国陆地植被净初级生产力遥感估算》（朱文泉，植物生态学报，2007），各植被类型平均生物量数据来源于文献《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云，刘国华，徐嵩龄．[J]．生态学报，1996，16 (5)：497~508）。常见的植被类型生产力和生物量详见表 5.4-9。

表 5.4-9　　常见植被类型生产力和生物量统计表

生态系统类型	净第一性生产力	生物量
	平均（gC/（m^2·a））	平均（t/hm^2）
温性针叶林	630	48.3
温性针阔叶混交林	750	78
暖性针叶林	760	72.3
落叶阔叶林	880	118.6
常绿落叶阔叶混交林	1320	147.1
常绿阔叶林	1270	114.7
竹林	430	14.3
落叶阔叶灌丛	525	9.5
常绿阔叶灌丛	590	11.9
灌草丛	380	5.3
草甸	270	2.5
水域	432	1.2
耕地	720	6.0

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，评

价区内各类植被的面积、平均生产力和总生产力、生物量见表 5.4-10、5.4-11。。

表 5.4-10　矿区范围内各植被类型的生产力、生物量现状

生态类型	面积(hm²)	比例(%)	生产力[tc/a]	总生物量（t）	比例(%)
暖性针叶林	3002.96	0.21	22822.50	217114.01	37.07
常绿阔叶林	2652.95	0.19	33692.47	304293.37	51.96
竹林	2015.79	0.14	8667.90	28825.80	4.92
灌草丛	2937.51	0.21	11162.54	15568.80	2.66
农作物	3299.89	0.23	23759.21	19799.34	3.38
水域	31.21	0.00	134.83	37.45	0.01
建设用地	197.95	0.01	0.00	0.00	0.00
合计	14138.26	1.00	100239.43	585638.77	100.00

表 5.4-11　本次评价范围各植被类型的生产力、生物量现状

生态类型	面积(hm²)	比例(%)	生产力[tc/a]	总生物量（t）	比例(%)
暖性针叶林	1004.64	16.31%	7635.26	72635.47	12.40%
常绿阔叶林	1106.10	17.95%	14047.47	126869.67	21.66%
竹林	964.10	15.65%	4145.63	13786.63	2.35%
灌草丛	1367.59	22.20%	5196.84	7248.23	1.24%
农作物	1607.42	26.09%	11573.42	9644.52	1.65%
水域	7.67	0.12%	33.13	9.20	0.00%
建设用地	103.92	1.69%	0.00	0.00	0.00%
合计	6161.44	100.00%	42631.76	230193.72	39.31%

由上表可得，对于整个海坝 YS137 井区而言，区域生物量为 585638.77 t，乔木林（主要是以柳杉为主的针叶林、香椿等为主的阔叶林以及硬头黄为主的竹林）生物量占的比例最大，占总生物量的 93.95%；其次是农作物，占总生物量的 3.38%，表明乔木林是区域维持生物量最为重要的植被类型，对维持区域的生态系统稳定和生态平衡发挥着至关重要的作用。

对于本次评价范围而言，评价区域生物量为 230193.72 t，生物量构成与整个区块内相似，乔木林为生物量贡献值最大的植被类型，其次为农作物。

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）占地类型统计

拟建工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要是站场、管线三桩等，临时占地主要为钻井井场、施工作业带、堆管场、施工便道等。

项目新建内容主要部署页岩气产建平台 17 个，其中 7 个平台依托已有井场，其余 10 个平台为新建井场；另配套建设地面集输工程，包括采气站场、集气增压站和集输管线三部分，其中，集气增压站包括新建 YS137H12 集气增压站和改扩建 YS137H1（海坝 1 号）集气站；集输管线共包含 2 条集气干线和 10 条集气支线，总长 73.1km。根据项目占地情况分析，项目永久占地约 7.16hm^2，新增临时占地约 92.13hm^2。项目永久性占用的土地类型主要为其他草地，占总面积 47.52%，其次为灌木林地，占总面积的 47.52%。在临时占地中，主要占地类型仍为耕地，占比为 42.32%（其中旱地为 32.87%、水田为 9.45%）。

（2）永久占地对土地利用的影响

永久占地将改变现有土地利用现状，一定程度上导致耕地、林地等用地的减少，造成粮食作物、经济作物减产，林地面积损失，以及局部森林覆盖率降低。根据占地类型统计工程永久占地主要包括站场、管道三桩等占地，永久占地面积较小，约占整个区块面积的 0.051%，且永久占地以耕地为主，项目沿线区域分布有广阔的林地、耕地，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。

项目建设前，业主应向沿线地区的国土部门提出工程用地申请，得到主管部门的批复后方可动工；建设单位要与地方政府及有关职能部门积极协调，在施工前认真落实地方有关征地补偿手续及其费用，配合地方政府解决工程沿线扰动区域内的土地占补平衡问题；同时在施工和运营期间要落实本报告书中的有关环境保护措施，将永久性工程占地对沿线地区土地利用的影响减到最小。

（3）临时占地对土地利用的影响

施工队伍租用当地民房，不设施工营地，工程临时占地主要为临时用地为钻井工程占地、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和林地，占用耕地（旱地、水田）38.994hm^2，占评价区内耕地总面积的 1.47%；占用林地（乔木林地、灌木林地、竹林地）43.06hm^2，占评价区内林地总面积的 0.61%。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。

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，土壤中有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮约下降 43%，磷素约下降 40%，钾素下降 43%。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

本次拟新建工程中，7 个平台均在已有钻井工程井场范围内修建，其实施不会新增植被损失。故项目建设对植被的影响主要为 10 座新建平台钻前工程、新建 YS137H12 集气增压站及内部集输管线占地对植被的影响。

根据现场样方调查，管线穿越区域及新建钻井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。根据项目所在区域的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始恢复演替过程。要恢复植被覆盖，草本最先进入，至少需要 1～2 年，灌木侵入需要 5～10 年，森林的自然恢复时间更久远。采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，2～3 年即可同步恢复草本植被和灌木植被，3～5 年恢复森林植被，10～15 年恢复成成熟的森林植被。沼泽、湿地、草甸地带植被恢复时间约 3～5 年。但是，恢复的含义并非是完全恢复原施工前的植被种类组成和相对数量比例，而只是恢复至种类组成近似，物种多样性指数值近似的状态，但仍有所降低。

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）对动物资源影响

①影响因素

本工程施工期对评价区内动物的影响可以概括为以下几个方面：

A、永久占地和临时占地使动物栖息地面积缩小，在区域栖息的两爬类、鸟类、兽类的部分栖息地将被直接侵占，迫使其迁往周边区域适宜栖息地；

B、输气管道施工地段的阻隔也可能使一些陆行动物暂时失去迁移行走的通道；

C、施工活动可能直接导致动物巢穴破坏，使动物幼体死亡；

D、输气管线铺设将直接致使导致地上覆盖的植被消失，使在此栖息的动物觅食地、活动地面积减少，让在附近栖息的动物产生不适感；

E、施工噪声、机械振动、施工人员活动惊扰野生动物，影响它们的正常活动、觅食及繁殖，噪音影响严重的将迫使它们暂时迁徙。

②对兽类动物的影响

施工期对兽类的影响主要体现在施工活动的影响、管道施工阻隔影响、施工人员的影响。

A、施工活动的影响

工程沿线的种类以小型鼠类为主，因此受影响最大的是野栖的小型兽类，如褐家鼠、大足鼠、小家鼠、社鼠、草兔等。

项目建设对小型兽类的影响主要是工程占地对栖息地的破坏，破坏它们的地下巢穴，机械振动和人员活动影响其活动范围。但由于工程呈现线性走向，占地规模较小，上述小型兽类都具有较强的适应能力、繁殖快，施工不会使它们的种群数量发生明显波动。评价区大中型兽类以访问和历史资料为主，数量稀少而极其少见。但工程施工、车辆运输产生的噪音、震动较大，对偶尔活动到附近的大型兽类个体还是会受到惊扰而避开干扰区，从而减小对其的影响。

根据现场调查，评价区的生境相似，可以为受到干扰的野生动物提供替代生境，进一步减少了施工活动对兽类的影响，且管道施工为线性施工，不在某一区域进行长期施工作业，项目总体施工期限较短，随着施工的结束，对兽类

的影响逐渐消失。

B、管道施工的阻隔影响

管道施工的阻隔作用可能使部分兽类暂时失去迁移行走的通道，但管线主要穿越水田、旱地生境，未发现管线横穿大片森林，非动物主要的迁移廊道。同时，本工程新建管线长度较短，且分段施工，施工期较短，施工完毕可逐渐恢复正常，不会对评价区兽类的迁移产生明显阻隔影响。

C、施工人员的影响

管道施工过程中，施工人员人为干扰如滥捕乱猎等现象将直接影响到这一地区的某些野生动物种群数量，通过加强对施工人员的宣传教育和管理，施工人员对兽类的影响较小。

综上分析，项目施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

③对两栖类动物的影响

评价范围内两栖动物主要栖息在管线沿线的河流、池塘、稻田、水库中。本工程新建管线等穿越河流次数较少，且为小型河流，工程穿越小型河流时一般采用大开挖方式进行，在一定程度上将改变施工点及其下游部分水域水质，影响该河段两栖动物生境。但管线施工时间较短，且对水质影响范围较小，工程建设影响的范围不大且影响时间短，因此对两栖动物不会造成大的影响。当恢复河床及周边生境后，它们仍可回到原来的栖息地。

在施工环节减少对河岸、水塘、水沟等生境的破坏，可有效降低对两栖动物的影响范围。由于评价区内两栖类种类单一，种群密度低，且多为中华蟾蜍、泽陆蛙、黑斑侧褶蛙等陵地区的常见种，故管道工程施工对两栖类影响较小。

④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 500m 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。

⑤对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在沿线施工人员噪声及施工机械噪声产生的惊吓、干扰等。但鸟类可以通过迁徙和飞翔来避免施工对其栖息和觅食的影响。拟建项目周边雀形目鸟类等多在浅水中觅食，在水域附近的草丛、灌丛或高大乔木上营巢繁殖。施工的干扰可能会导致这些鸟类向邻近地区迁移，远离施工区范围。

由于管线分段进行施工，施工期较短，一般只有 2～4 个月，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，做到生态施工，工程对鸟类的影响是可控的，总体影响较小。

⑥对珍稀保护动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，评价区有 4 种国家 II 级保护动物，即大鲵、画眉、红腹锦鸡、白鹇，2 种四川省级重点保护动物鹰鹃、中华鳖。其中，鸟类可以通过迁徙和飞翔来避免施工对其栖息和觅食的影响。拟建站场及集输管线主要位于农村区域，由于施工的干扰，可能会导致这些鸟类向邻近地区迁移，远离施工区范围。但这种影响随着施工期结束后植被的恢复将逐渐减小。本项目 YS137H7 平台~ YS137H1 集气站集气支线、YS137H5 平台~ YS137H1 集气站集气支线穿越白秧河，施工期可能会对大鲵、中华鳖产生影响。根据大鲵生活习性，大鲵一般夜出晨归。本项目施工在白天进行，夜间不施工。本项目应制定重点保护野生动植物保护方案，在施工过程中落实动物的巡查，施若发现珍稀保护动物，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及四川省级重点保护动物的影响可控。

6.1.4 对水生生态的影响评价

本项目在跨河管线建设会涉水，涉及河流为两岔河、白秧河等，为小型河流，采用开挖+套管的方式穿越，涉河施工会影响河流水质，进而对水生生态造成影响。运行期无需从河道取水、也无生产废水排入河道，对水生生物的影响很小。因此项目建设对河流生态的主要影响体现在施工期。

（1）对浮游生物的影响

施工导致水体颗粒悬浮浓度升高以及污染物对水体的污染，造成浮游生物种类组成和优势度的变化。另外，路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，

在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，破坏浮游生物的生长环境。

虽然施工期会改变原有浮游生物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游生物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游生物影响较小。

（2）对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流的水质的破坏，而蜉蝣目幼虫、毛翅目幼虫和鞘翅目幼虫均为适应栖息于较洁净水体的物种，污染必然造成此类物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其它地区相似的环境中亦有分布，并非是本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程建设的影响可接受。

（3）对鱼类的影响

施工使水质受到一定程度破坏，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其它地方，施工区域鱼类密度降低。

施工期在水下作业时，搅动水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生一定程度的变化而趋于减少。根据历史资料记载及本次现场调查，项目穿越的河流为小型河流，鱼类数量较少，不属于鱼类集中分布区域，管线穿越点下游无鱼类保护区、鱼类“三场”等敏感区分布。

管线施工时应尽可能将穿越河流工程施工时间选择在枯水季节，并加快管道穿越河流的施工速度，施工对水体的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

6.1.5 对生物多样性的影响评价

根据占地面积统计，拟建项目新增占地较少，现状多为农用地，工程永久

占地对区域生物多样性的影响较小。对于临时占地，随着施工完成，施工带等临时占地将进行生态修复，工程建设对区域生物多样性的影响随着时间推移逐渐降低。根据调查，占地范围的生境与影响范围周边的生态环境相似，均为当地常见物种，项目建成后不会造成物种在区域内消失，对整个区域的生物多样性影响小。

6.1.6 对生态系统完整性的影响评价

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。

根据前文分析，由于项目占地面积较小，以耕地为主，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，区域动植物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

6.2.1 钻前施工

各井场钻前工程主要包括新建井场、清水池、放喷坑、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程，单个井场钻前工程施工期约为 1 个月，高峰时每天施工人员约 20 人，施工人员以当地民工为主。

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及施工机械废气。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为 1.2m/s 或 2.4m/s 下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离 50~150m 处下风方向粉尘浓度为 11.7~5.0mg/m^3。项目所在区域的年平均风速约为 1.61m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水湿式作业措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类施工机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含 CO 和 NO_x 等污染物，由于施工机械为间断施工，加之污染物排放量小，本

项目施工区域均位于开阔地带，利于扩散，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

6.2.2 钻井工程

根据前文工程分析，本项目钻井阶段废气主要为车辆尾气，在停电状态下，井场将使用柴油机作为备用电源，将产生一定量的柴油机废气。

根据调查，区块所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NOx、SO_2 和颗粒物的浓度分别约为 25、77 和 100mg/m^3，废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

钻进过程中，需不断拉运钻井原辅材料等，本项目周边其他工矿企业较少，除本项目外，少有货运车辆经过本项目井场公路，井场公路路面经夯实硬化处理后，车辆运输产生的路面扬尘少，且由于运输车辆少，汽车尾气排放量少，公路车辆尾气对当地居民影响很小，在当地环境可接受范围内。

6.2.3 储层改造测试工程

根据前文工程分析，储层改造测试工程产生的废气主要为测试放喷燃烧废气以及非正常状态事故放喷废气。

（1）测试放喷废气

压裂完成后仅在目的层进行的测试放喷定产时产生页岩气燃烧废气本项目目的层获取的页岩气不含硫化氢，页岩气经燃烧后产物主要为NO_x、CO_2和水蒸气，单井测试放喷时间约3h，燃烧产物对环境影响甚微，在当地环境可接受范围内。

（2）事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，

其燃烧主要产物为 NO_x、CO_2 和水。

事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。各钻井井场放喷坑据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m，不在当地主导风向的上风向。根据设计及调查，各井场放喷池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷不会对周边农户产生影响。

6.2.4 站场建设工程

根据前文分析，项目采气站场建设期间产的废气主要为施工机械废气、施工粉尘、道路扬尘等。

（1）施工机械废气

由于施工机械为间断作业，且使用数量不多，本项目施工区域均位于开阔地带，利于扩散，因此施工期产生的机械废气对空气的不利影响较小。

（2）施工扬尘

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

（3）汽车运输二次扬尘

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

总体来说，施工扬尘主要集中在开挖期，项目区周边敏感目标均较远，项目施工采取相应措施后，施工扬尘对其影响不大。

6.2.5 集输管线施工

施工废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

（1）扬尘

扬尘主要产生于两个部分：管沟的地面开挖、填埋、土石方堆放，以及车辆运输过程产生的扬尘。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、

材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m^3 以上，25m 处为 1.53mg/m^3，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。管道沿线的较近居住民施工期内会受到施工扬尘的影响，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，且本项目拟建管道沿线土壤多比较湿润，因此总体而言，管线施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大。由于四川气候湿润，再加上土壤本身的湿润性，地面开挖时产生的扬尘很少；在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后，施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。

汽车施工阶段运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用道路定时撒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

（2）施工机具尾气

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。

6.2.6 项目施工期对区域大气环境影响分析

根据典型单项工程各施工阶段大气环境影响预测分析，本项目各单项工程各阶段大气环境影响范围小，主要表现为单项工程周边小范围的大气环境影响，影响距离一般小于 200m 范围，且仅表现为污染物浓度的小幅度增加，均控制在当地环境可接受范围内。综上所述，本项目施工期不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境影响可接受。

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 钻前施工

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 NH_3-N 等）。

（1）施工废水

钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水。钻前施工无废水排放，对当地地表水环境影响很小，环境可接受。

（2）生活污水

本项目单井场钻前工程施工期约 1 个月，施工队伍主要临时聘用周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员生活污水依托周边现有设施处理，对当地地表水环境影响较小，环境可接受。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。

6.3.2 钻井施工

本项目钻井期间废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱出水以及设备冲洗废水）、方井雨水、井场初期雨水以及钻井队人员生活污水。

本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，无废水外排。

（1）钻井废水

①空气钻井废水

空气钻井无外加钻井液剂，喷淋除尘废水主要污染物为 SS，在钻前工程修建的 700m^3 的清水池中沉淀去除，沉淀后上清液循环利用，喷淋用水不足时

通过清水池补充新鲜水，最后不能循环利用的除尘废水全部由清水池收集后用于后续水基钻井阶段配置泥浆。

②水基泥浆钻井废水

水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备清洗废水。水基泥浆钻井过程中钻井废水全部经井场配备的随钻处理系统处理后上清液循环利用于钻井泥浆循环系统，钻井过程中无废水外排；完钻阶段产生的钻井废水在清水池暂存，用于后续**井压裂用水。考虑到存在的不确定性，若出现清水池可能无法确保钻井废水完全不外溢存放并回用的情况时，钻井废水采取罐车外运回注。

③冲洗废水

冲洗废水冲洗的是直接接触的钻井工具（使用刮泥器挂泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井平台，钻井阶段冲洗废水回用于水基泥浆循环系统，完钻阶段在清水池暂存，用于后续**井压裂用水，无法及时回用的部分由罐车外运回注。

（2）方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。方井雨水钻井期间回用于水基泥浆或压裂液调配用水，完钻后的方井雨水外运回注处置。

（3）井场初期雨水

本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的清水池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

（4）生活污水

本项目单钻井平台生活污水产生量为 2.16m^3/d，双钻机平台产生量为 4.32m^3/d，生活污水水质较为简单，经生化池收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目钻井期间无废水外排。

6.3.3 储层改造测试工程施工

本项目储层改造测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

本项目水力压裂采用**～**m/段的长段压裂方案，各平台压裂返排液产生总量约为 71.44 万 m^3。

返排压裂液由钻井阶段使用的清水池（容积约为 700m^3）以及 2000m^3 的重叠液罐收集暂存中转，优先用于平台内压裂液配置、其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注；如后期生产调整，也可运至其它有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

（2）生活污水

各平台压裂施工人员办公和生活依托附近居民房，产生的生活污水依托附近农户已有设施进行收集处置。

综上所述，本项目储层改造测试工程期间无废水外排。

（3）压裂取水影响

本项目拟在永宁河支流白杨河（又名：黄泥河）取水，取水地点拟选择白秧河与六拐河交汇处， 根据本项目实施计划，拟部署的平台压裂取水情况见下表 6.3-1。

表 6.3-1　井区各平台压裂取水情况表　单位：m^3

实施年份	平台名称	日需水量	利用区域水量	地表水取水量		
				取水点	河流日取水量	取水占比%
2022	YS137H2	6000	YS137H1、YS137H12 集气增压站（2000+3000）×0.8+2000×7=18000	永宁河支流白杨河	24000（超过取水泵单日取水上限 4800m^3/d，故 7 个平台不同日进行压裂取水，本次按上限值 4800m^3/d 分析）	0.9
	YS137H8	6000				
	YS137H9	6000				
	YS137H11	6000				
	YS137H12	6000				
	YS137H17	6000				
	YS137H20	6000				
2023	YS137H7	6000	YS137H1、YS137H12 集气增压站（2000+3000）×0.8+2000×4=17200		12000（超过取水泵单日取水上限 4800m^3/d，故 7 个平台不同日进行压裂取水，本次按上限	0.9
	YS137H10	6000				
	YS137H18	6000				
	YS137H19	6000				

					值 4800m³/d 分析）	
2024	YS137H5	6000	YS137H1、YS137H12 集气增压站（2000+3000）×0.8+2000×5=17200		16000（超过取水泵单日取水上限 4800m³/d，故 7 个平台不同日进行压裂取水，本次按上限值 4800m³/d 分析）	0.9
	YS137H6	6000				
	YS137H13	6000				
	YS137H15	6000				
	YS137H16	6000				
日需水量按最大情况单平台每日压裂 2 段考虑用水； 利用区域水量按各平台设置的重叠液罐容积+集气增压站污水调节罐容积 80%考虑； 取水泵取水规模为 200m³/h，4800m³/d。						

本项目取水点白杨河多年平均流量为 6.14m³/s，根据上表分析结果，按本项目取水泵最大取水能力考虑，单日取水量 4800m³/d 计算，取水占比仅 0.9%，取水量远小于白杨河流量，故本项目实施期间压裂取水不会对白杨河造成较大影响。项目各单项工程实施取水前，应取得相应取水许可。

6.3.4 采气站场、集气增压站工程施工

本项目采气站场和集气增压站施工期污废水主要来自施工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）生活污水

本项目各采气站场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，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场和集气增压站施工期间无废水外排。

6.3.5 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、施工人员生活污水及管线穿越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 2307m^3，试压废水，分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘，不外排。

（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。

（4）管道穿越沟渠对地表水环境影响

开挖穿越在施工期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，本项目穿越水体在枯水期施工作业，施工时间短，工程量小， 在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。

综上所述，本项目集输管线施工期无废水外排，管线穿越工程对水体影响较小，环境可接受。

6.3.6 项目施工期对区域地表水环境影响分析

根据各单项工程废水污染特性，项目各单项工程土建施工废水回用于各场地施工现场，不外排；不能在项目自身回用的废水转输至附近其他平台回用，无平台可利用的情况下，转输至回注井回注，正常工况下无废水在现场外排，对当地地表水环境影响小。根据对区域内可依托的回注井等各施工阶段废水处理设施的处理、接纳能力及剩余空间等情况的调查统计结果可知，区域可依托处理处置的回注井等设施均有足够能力接收本项目各阶段产生的各类废水，确保本项目各阶段产生的各类废水处理处置及时、有效，不会产生二次污染，对区域的地表水环境不会产生较大影响。

结合区域内已实施的勘探开发工程，通过其实施后对区域地表水环境影响的回顾性分析可知，已实施项目钻井施工期废水均不在现场进行外排，进行了

利用或回注处理。区域勘探开发至今，未出现因天然气勘探开发工程而发生较大的地表水污染事故。因此，已实施的项目未对整个区域地表水造成较大的影响，本项目在此基础上实施亦不会对整个区域地表水产生较大影响。

6.4 施工期地下水环境影响分析

根据前文地下水环境影响识别，本项目由钻井工程和地面集输工程组成，且区块内各项目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、特征污染物等特征基本一致，故同类型项目对地下水影响程度也非常接近。由于区块内分布有多个地下水影响方式相似的的场地，因此，本次评价依据项目场地建设类型、项目组成、岩溶区与非岩溶区的分布情况、水文地质单元划分情况、岩溶发育情况、地下水环境敏感点分布情况，以预测场地空间均匀分布、产生地下水污染影响最大、岩溶区与碎屑岩区兼顾、场地污染途径多、水文地质单元内存在敏感点和岩溶系统等特征，以区块为基础，结合水文地质单元划分情况，选取典型场地为例，预测评价区块建设对地下水环境的影响。

本次评价不仅要分析单个项目场地建设对地下水环境的影响，还要分析区块井场整体建设对区块内地下水环境的整体叠加影响，同时还要分析项目建设对地下水敏感区的影响，为项目建设地下水环境影响分析结果及采取的地下水污染防控计划提供可靠依据。

根据以上预测分析原则本次评价将分属于不同水文地质单元、不同项目组成、涉及岩溶地下水系统分区、碎屑岩含水层分区、单元内存在集中式饮用水源的 YS137H7 井场及井站、YS137H16 井场及井站及井站、YS137H12 集气增压站和输水管线做为本次预测分析的对象。

6.4.1 预测情景假设

（1）正常状况

本项目施工期的建设内容主要由钻井工程的钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面集输工程的集气增压站基础设备建设、管线埋设组成。正常状况下，各建设施工环节均按照设计要求施工，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生

跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本区块开发项目在建设过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污废水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目在正常状况下对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

本项目在建设施工过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污废水会进入到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景进行地下水环境影响预测。根据工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

本项目施工期钻前、场站、管线基础设施修建主要为基建施工，场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。根据地下水导则预测原则，本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度以及储罐或池子中污废水存储时间等因素考虑，对施工周期长、污染物产生量大、种类多、部分工程内容隐蔽复杂的钻井阶段和储层改造阶段进行预测。综上，本次评价将施工过程钻井液通过井壁渗漏和储存压裂返排液的池底破损压裂返排液渗漏进入到浅层含水层作为预测情景。

6.4.2 预测时段及预测因子

（2）预测时段

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

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了周边同类型项目污废水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，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，本次评价将钻井废水、压裂废水中所含的石油类、氯化物和 COD 污染物为预测因子。

6.4.3 污染源源强概化

（1）钻井泥浆泄漏情景

在页岩气开采的钻井过程中，非正常状况下钻井液漏失可概化为点源泄漏，排放规律可立即阻断可以简化为瞬时排放。根据钻井工程施工工艺井漏处理方案，井漏时钻井液进入含水层的量一般小于 3m^3/h，在保守估计的基础上，结合区块内及周边已实施井场堵漏处理时间，约 5~12 小时，按最大限度考虑计算，在发生井漏的情境下，井孔钻井液渗漏量约为 36m^3。

（2）清水池泄漏情景

本项目储层改造期间，后期的产生的压裂返排液均会进入清水池，本次评价假定钻井过程清水池底因老化腐蚀发生裂缝，废液通过裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于老化腐蚀、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，废液经包气带渗入地下含水层。池体检修周期按每月一次考虑，持续泄漏时间为1个月。本次源强计算假设池水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算废液的渗漏量，清水池有效容积700m^3。公式如下：

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

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量（m^3/d）；K—为包气带的垂向渗透系数（m/d），根据渗水试验结果取值；H—为池内水深（m）；D—为地下水埋深（m）；A—为池体的泄漏面积（m^2），按10%的面积破损。

各井场压裂返排液泄漏量计算结果见表6.4-1。

表 6.4-1　施工期各井场压裂返排液泄漏量计算结果表

井场编号	包气带渗透系数 m/d	井场地下水埋深/m	清水池水深/m	清水池底面积 m^2	泄漏时间/天	泄漏量 m^3/d
YS137H7	0.055	16	3.7	185.4	30	37.67
YS137H16	0.063	18	3.7	185.4	30	42.24

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以 YS137H7 井场、YS137H16 井场作为典型预测井场，其他井场对地下水的影响特征可参照分析。依据类似页岩气开采项目废水及采气废水的水质成分情况，非正常状况下施工期污染物浓度及源强计算结果见表 6.4-2。

表 6.4-2　施工期非正常状况污染物预测源强

场地类型	预测阶段	污染源泄漏位置	污染物种类	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（g）
YS137H7 井场	施工期	钻井泥浆漏失	COD	1360	36	48960
			石油类	2.07	36	74.52
			氯化物	2120	36	76320
		清水池泄漏	COD	4160	37.67	156707.2
			石油类	18.01	37.67	678.4367
			氯化物	15900	37.67	598953
YS137H16 井场	施工期	钻井泥浆漏失	COD	1360	36	48960
			石油类	2.07	36	74.52
			氯化物	2120	36	76320
		清水池泄漏	COD	4160	42.24	175718.4
			石油类	18.01	42.24	760.7424
			氯化物	15900	42.24	671616

6.4.4　预测与评价范围

本次施工期模拟预测范围为场地所在水文地质单元所在范围，包括地下水保护目标和环境影响的敏感区域，预测范围见评价范围一节。

6.4.5 水文地质条件概化

***

6.4.6　预测方法及预测参数确定

（1）预测方法

通过对项目建设工程的分析，该项目建设期产生污染物在泄漏情境下会对地下水环境造成一定的影响。通过井场所在地区的水文地质条件的分析，结合评价等级划分情况，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。

根据不同类型含水层的地下水水流特征，在分析污染源特征及可能的污染途径的基础上，预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维

稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式。本次预测不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

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

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标m；t—时间，d；C（x，y，t）—t时刻点x，y处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；m_M—长度为M的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；u—水流速度，m/d；n_e—有效孔隙度，无量纲；D_L—纵向弥散系数，m^2/d；D_T—横向弥散系数，m^2/d；π—圆周率。

（2）水文地质参数确定

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。由于项目评价区内已经开展过详细的水文地质调查和勘探工作，本次评价主要引用前人所取得勘探成果，水文地质资料主要参照《1:20 万区域水文地质普查报告》（筠连幅、叙永幅）和叙永抗旱打井工程报告。通过对区内水文地质参数类比分析，结合水文地质试验和现场调查结果，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数：渗透系数、孔隙度、含水层厚度、地下水流速、纵向（横向）弥散系数等。本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各浅层含水层的岩性；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；孔隙度 n_e 取值为含水层的平均有效孔隙度；地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/n_e$ 而得，渗透系数 K 和水力坡度 I 为试验和现场调查所得；x 方向纵向弥散系数 D_L 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，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；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。并结合项目区现场调查情况进行调整校验，各项水文地质参数取值见表 6.4-3。

表 6.4-3　水文地质模拟参数取值

井场	含水层厚度/m	地下水流速 m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数 m^2/d	横向弥散系数 m^2/d	渗透系数 m/d	水力坡度
岩溶发育区 YS137H7	100	0.421	0.085	1.6	0.16	0.32	0.112
碎屑岩发育区 YS137H16 井场	50	0.0206	0.11	3.5	0.35	0.028	0.081
YS137H12 集气增压站	50	0.014	0.105	2.8	0.28	0.016	0.092
碎屑岩发育区管线	50	0.050	0.078	3.2	0.32	0.031	0.126

6.4.7 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）。

（1）YS137H7井场预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-1~3和表6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生44天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处；45天时污染物迁移至下游41m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染物迁移至下游65m处；365天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生27天时，污染物最大超标距离迁移至下游11m处；28天时污染物迁移至下游29m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染物迁移至下游57m处；365天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生5天时，污染物最大超标距离迁移至下游

2m处；6天时污染物迁移至下游20m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游1686m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

表 6.4-5　各类污染因子预测评价结果统计表

情景		钻井泥浆泄漏			清水池泄漏		
污染物种类	时间	最大迁移距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）	超标影响情况	最大迁移距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）	超标影响情况
COD	45/145 天	41	19.990	迁移 19m 超标现象消失	100	19.997	迁移 61m 超标现象消失
	100 天	65	9.010	未超标	78	28.996	迁移 58m，发生超标现象
	365 天	0	2.480	未超标	194	7.944	未超标
	1000 天	0	0.900	未超标	0	2.900	未超标
	1825 天	0	0.490	未超标	0	1.589	未超标
	3650 天	0	0.250	未超标	0	0.794	未超标
石油类	28/252 天	29	0.049	迁移 12m 超标现象消失	157	0.049	迁移 106m 超标现象消失
	100 天	57	0.014	未超标	83	0.126	迁移 67m，发生超标现象
	365 天	0	0.004	未超标	208	0.034	未超标
	1000 天	0	0.001	未超标	0	0.013	未超标
	1825 天	0	0.001	未超标	0	0.007	未超标
	3650 天	0	0.000	未超标	0	0.003	未超标
氯化物	6/45 天	20	233.990	迁移 3m 超标现象消失	66	246.279	迁移 19m 超标现象消失
	100 天	97	14.122	未超标	108	110.825	未超标
	365 天	241	3.869	未超标	266	30.362	未超标
	1000 天	541	1.412	未超标	587	11.083	未超标
	1825 天	907	0.774	未超标	977	6.073	未超标
	3650 天	1686	0.387	未超标	1802	3.036	未超标

***

图 6.4-1　污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-2　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-3　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

②压裂返排阶段——清水池破裂

根据钻井阶段清水池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-1~3 和表 6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 144 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 60m 处；145 天时污染物迁移至下游 100m 处，浓度降低至标准值以下；365 天时污染物迁移至下游 194m 处；1000 天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生 251 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 105m 处；252 天时污染物迁移至下游 157m 处，浓度降低至标准值以下；365 天时污染物迁移至下游 208m 处；1000 天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 44 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 18m 处；45 天时污染物迁移至下游 66m 处，浓度降低至标准值以下；3650 天时污染最大影响距离为下游 1802m 处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

（2）YS137H16井场预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-4~6和表6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生32天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；33天时污染物迁移至下游28m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染物迁移至下游28m处；365天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生19天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；20天时污染物迁移至下游22m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生3天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；4天时污染物迁移至下游21m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游251m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

表 6.4-6　各类污染因子预测评价结果统计表

***

图 6.4-4　污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-5　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-6　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

②压裂返排阶段——清水池破裂

根据钻井阶段清水池泄漏假设情景预测结果（图6.4-4~6和表6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游15m处；115天时污染物迁移至下游54m处，浓度降低至标准值以下；365天时污染物迁移至下游56m处；1000天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游33m处；199天时污染物迁移至下游72m处，浓度降低至标准值以下；365天时污染物迁移至下游80m处；1000天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生35天时，污染物最大超标距离迁移至下游3m处；36天时污染物迁移至下游62m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游452m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

6.4.8 地下水预测结果及其影响情况分析

（1）对含水层的影响分析

根据施工期地下水环境影响预测结果，各情景对浅层含水层影响的分析如下。

岩溶溶隙发育区的井场施工期发生钻井泥浆泄漏，各类污染物最大超标距离在下游 18m（COD），各类污染物最大影响距离在下游 1686m（氯化物）；施工期清水池发生泄漏，各类污染物最大超标距离在下游 105m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 1802m（氯化物）。

碎屑岩发育区的井场施工期发生钻井泥浆泄漏，各类污染物最大超标距离在下游 3m（COD），各类污染物最大影响距离在下游 251m（氯化物）；施

工期清水池发生泄漏，各类污染物最大超标距离在下游 34m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 452m（氯化物）。

上述预测结果表明，钻井泥浆泄漏、清水池破裂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；岩溶溶隙发育区较碎屑岩发育区影响范围较大，污染物扩散性差；两种预测情景中清水池泄漏对地下水环境的影响相对较大。

本次评价结合碎屑岩分布区和岩溶分布区的典型场地的预测分析结果，类比分析了各水文地质单元内分布场地实施过程中发生钻井泥浆泄漏、清水池破裂泄漏对地下水环境的影响分析，各单元内主要场地地下水环境预测影响情况详见表6.4-7。

表6.4-7　各水文地质单元场地地下水环境影响预测类比分析表

***

（2）对保护目标的影响分析

根据施工期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游3~105m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游251~1802m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响，各井场下游地下水保护目标受影响情况如表6.4-8所示，由分析结果可知，在预测情景下下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小，因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

表6.4-8　下游分散保护目标影响情况分析一览表

***

6.5 施工期噪声环境影响分析

由于本项目噪声影响范围小，各单项工程项目噪声环境影响不叠加，同时由于井场钻前施工和采气站、集气增压站、集输管线施工工艺类似（主要为土建施工），故本评价按照单项工程施工期分阶段论述声环境影响分析。

本项目噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）中规定的点源衰减模式进行声环境预测。

点声源衰减模式如下：

$$L_P = L_{P_O} - 20L_g(r/r_o)$$

式中：L_P—距声源 r（m）处声压级，dB（A）；

L_{PO}—距声源 r_o（m）处声压级，dB（A）。

施工机具综合影响采用以下预测模式：

a）建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

$$L_{eqg} = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T— 预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

b）预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

$$L_{eq} = 10\lg\left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqd}}\right)$$

式中：L_{eqg}— 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}— 预测点的背景值，dB（A）。

利用公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，施工机械在不同距离处噪声影响。

6.5.1 钻前施工

（1）源强

根据工程分析可知，钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声源强见前文表 4.1-2。

（2）预测分析

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

表 6.5-1　钻前施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0
钻孔机	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0
空压机	68.0	58.5	54.0	51.1	48.0	45.7	44.5	42.0
振动棒	66.0	56.5	52.0	49.1	46.0	43.7	42.5	40.0

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 51.0~65.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 45.0~59.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 39.0~53.0dB（A）。

本项目各平台井场钻前工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不采取任何土建施工噪声防治措施的情况下，通过施工期噪声预测可知，在临近厂界 28m 范围内使用高噪声设备可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）敏感点噪声影响

根据现场调查，本项目各井场周边均有少量散户居民分布，具体分布情况详见前表 1.7-2~1.7-18。施工过程噪声影响预测见表 6.5-2。

表 6.5-2　钻前工程施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

***

注：1.本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算，下同；
2.已建平台不涉及钻前工程。

根据本项目预测情况，整体来看，各钻井平台在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响；但由于钻前施工全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近居民产生影响。在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，

最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各井场钻前工程施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，且周边居民分布较少，施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.5.2 钻井施工

（1）源强

本项目钻井期间噪声主要为各钻井平台钻井设备的运行噪声。钻井工程采用市政供电，停电情况下使用柴油发电机供电，可能会对周围居民产生影响。本项目各井场设柴油动力机 3 台（2 用 1 备），考虑最不利情况下使用柴油动力机、发电机钻井作业对周围人居环境产生的影响。则各井场钻井阶段钻井噪声主要来源于 3 台（2 用 1 备）柴油机、1 台发电机、1~2 套钻井设备、2 台泥浆泵、2 台振动筛、2 台离心机等设备产生的机械噪声；此外，在测试放喷和事故工况下将产生气流噪声。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-3。

表 6.5-3　钻井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
钻井设备	73.0	63.5	59.0	56.1	53.0	50.7	49.5	47.5
泥浆泵	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0
振动筛	50.0	40.5	36.0	33.1	30.0	27.7	26.5	24.0
离心机	50.0	40.5	36.0	33.1	30.0	27.7	26.5	24.0
柴油动力机（备用）	70.0	60.5	56.0	53.1	50.0	47.7	46.5	44.0
发电机（备用）	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0

本项目各平台钻井工程采取昼夜连续施工，由上表可知，各钻井平台在钻井施工时产生的噪声均不可避免会对周边产生一定的影响，在临近厂界 80m

范围内使用高噪声设备可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A）限值要求。因此，在钻井工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）钻井阶段敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测钻井施工噪声对周边居民的影响，本项目 H7、H10、H11、H12、H15、H18 六个平台采用双机钻井，其余采用单机钻井，具体噪声预测值见表 6.5-4。

表 6.5-4　钻井工程施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

***

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。下同；YS137H14 平台本次不新增井，不涉及钻井工程。

根据本项目的预测结果：对于采用双钻机井场，钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 84m，夜间噪声达标距离为距离井口约 265m；对于单钻机井场，钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 71m，夜间噪声达标距离为距离井口约 222m。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场钻井期间部分敏感点夜间噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

***

典型单钻机平台（YS137H17）噪声等值线图（昼间最不利情况）

***

典型单钻机平台（YS137H17）噪声等值线图（夜间最不利情况）

***

典型双钻机平台（YS137H18）噪声等值线图（昼间最不利情况）

***

典型双钻机平台（YS137H18）噪声等值线图（夜间最不利情况）

项目各井场采取柴油机、发电机等高噪声设备置于活动板房内、设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料等措施降噪。在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施。本次评价按照最不利情况，即无法使用网电采用柴油动力机、发电机钻井时进行噪声影响预测，正常情况下井区电

网情况较好，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用网电情况下项目钻井噪声将显著降低，可减小对周围声环境的不利影响；建设单位应在开钻前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.5.3 储层改造测试施工

（1）源强

本项目储层改造测试施工期间噪声源主要包括压裂设备、提升设备等，根据压裂作业工作制度，压裂仅昼间施工，单井压裂持续时间约 7 天；测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源位于放喷坑，单井测试放喷持续时间一般不超 3h，且安排在昼间进行。压裂期间主要噪声源强见表 4.1-15。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-5。

表 6.5-5　压裂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
压裂设备	75.0	65.5	61.0	58.1	55.0	52.7	51.5	49.0
提升	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0

由上表预测可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处压裂施工机具对声环境的贡献值为 51.0~61.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 45.0~55.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 39.0~49.0dB（A）。

本项目压裂仅在昼间进行，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不采取任何噪声防治措施的情况下，将对周边一定范围内的敏感目标造成影响。在压裂施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）压裂阶段敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测钻井施工噪声对周边居民的影响，见表 6.5-6。

表 6.5-6　压裂施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

***

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。下同；YS137H14 平台本次不新增井，不涉及压裂工程。

根据本项目的预测结果：各井场压裂期间昼间噪声达标距离为井口约 59m 范围内。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，压裂期间噪声将对部分井场周边居民点产生影响。但本项目压裂仅在昼间施工，且施工时间较短，在合理安排机械布局、做好周边居民协调工作的情况下，压裂期间噪声影响可接受。

6.5.4 采气站场、集气增压站站建设施工

本项目各采气站场和改扩建 YS137H1 集气站均在已有场地范围内建设，不新增占地，施工内容主要为撬装设备的安装，不涉及大规模土建工程，因此不涉及高噪声作业，施工期对周边声环境影响较小。因此，本项目重点分析新建 YS137H12 集气增压站施工期噪声影响。

（1）施工影响范围预测

利用预测公式对各采气站场施工机械噪声的污染范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-7。

表 6.5-7　施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0
钻孔机	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0
空压机	68.0	58.5	54.0	51.1	48.0	45.7	44.5	42.0
振动棒	66.0	56.5	52.0	49.1	46.0	43.7	42.5	40.0

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 51.0~65.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 45.0~59.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 39.0~53.0dB（A）。

本项目拟建集气增压站夜间不施工，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 28m 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。

（2）敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目拟建集气增压站场外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，施工过程噪声影响预测见表 6.5-8。

表 6.5-8　集气增压站施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

站场名称	敏感点名称	方位	相对场界距离（m）	施工噪声贡献值（最不利情况）	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
YS137H2 集气增压站	1#居民点	E	145~168	52.3	50	54.3
	2#居民点	N	136~178	52.9		54.7

根据预测结果，本项目集气增压站在施工时产生的噪声不可避免会对其附近居民点产生一定的影响；但由于站场施工工程量小、施工时间短，且施工全部在昼间进行，夜间不施工，噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，故产生的噪声影响可接受。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。

6.5.5 集输管线施工

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 6.5-9。

表 6.5-9　施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

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

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0~73.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 57.0~67.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 51.0~61.0dB（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，当施工机具周边一定范围内将出现噪声超标，需要采取适当措施降低环境影响。

6.5.6 项目施工期噪声对区域环境影响分析

根据前述各单项工程各阶段声环境影响与预测结果可知，本产能建设工程声环境影响主要表现在各井场钻前施工及钻井期间设备噪声对周围敏感点的影响，不同施工阶段对声环境的影响主要体现在各单项工程周边 300m 范围内的区域。施工期会对各单项工程周边一定范围内声环境及敏感点产生一定影响，但施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期、大范围的声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.6 施工期固体废物环境影响分析

6.6.1 钻前施工

钻前施工产生的固体废物主要为剥离的表土和施工人员的生活垃圾。

（1）表土

本项目钻前工程优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，

待施工结束后用于临时占地恢复用土；项目场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。

（2）生活垃圾

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

6.6.2 钻井施工

本项目钻井工程固体废物主要有水基钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油等。

（1）水基钻井固废

本项目水基钻井固废不具有相关危险特性，属于一般工业固废。本项目水基钻井固废产生总量约 37600m^3（脱水后泥饼量），由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用。

（2）生活垃圾

本项目单机钻井平台生活垃圾产生量为 15kg/d，双机钻井平台为 30kg/d，生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

（3）废包装材料

本项目钻井工程产生的包装材料可回收后直接回用于各类材料的包装，因此不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。

（4）含油固废

钻井工程中含油固废主要来源于机械润滑废油。含油固废属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），在现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求，在井场的危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置。

6.6.3 储层改造测试工程施工

压裂期间施工人员租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用农户已有设施进行收集处置。

6.6.4 采气站场、集气增压站工程施工

本项目采气站场、改扩建 YS137H1 集气站均主要在现有场地内安装撬装设备，土建工程量较小，施工期固废主要为施工人员生活垃圾；YS137H12 集气增压站为新建集气增压站，需进行场地平整，将产生一定量的表土和土石方。

（1）生活垃圾

采气站场、集气增压站施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

（2）YS137H12 集气增压站表土及土石方

YS137H12 集气增压站施工中优先剥离 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。

6.6.5 集输管线工程施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

（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。本项目管道施工废料的产生量约 14.62t，收集后外售回收利用。

（2）废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管施工，该施工过程中所用泥浆主要用来减少顶进过程管壁与土体之间的磨擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（碳酸钠）。顶管施工设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆交由周边水泥厂或砖厂综合利用。

（3）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。

6.6.6 项目施工期固废对区域环境影响分析

根据前述各单项工程固废产排污及环境影响分析可知，各单项工程产生的

固体废物经以上分类处置措施处理后，去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，对各单项工程所在地的环境影响较小。

各单项工程中产生量最大的固体废物类型为水基钻井固废，其余固体废物产生量相对较小。根据本项目产能建设进度及开发时序安排，井区内部署的17 个平台，2022 年开工 7 个平台共计 39 口井的建设、2023 年建设 4 个平台共 24 口井、2024 年建设 6 个平台共 31 口井。本项目 17 个平台钻井期间总计产生水基钻井固废约 37600m^3（52640t），产生时间为 2022 年~2024 年，产生高峰期在 2022 年（2.18 万 t）。中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司委托*****节能环保科技有限公司负责水基钻井废弃物不落地无害化处理，根据调查，*****节能环保科技有限公司与位于叙永县的***水泥有限公司以及多家砖厂签订有钻井平台的水基钻井固废（岩屑及泥饼）接收处理协议。水基钻井固废运至水泥厂及砖厂处置是目前工艺成熟的常规处置方式，在川渝地区的页岩气钻井工程中广泛应用，处置方式合理可行。叙永县境内已实施有多个页岩气平台，境内水泥厂及砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程，且有水泥厂及多个砖厂可以接收，区域水泥厂及砖厂完全有能力接收本项目实施期间产生的水基钻井固废，可确保本项目产生的水基钻井固废全部资源化利用。综上分析，对于本项目产生量最大的固体废物水基钻井固废，依托周边水泥厂及砖厂进行资源利用是可以实现的，措施可行，采取该措施后对周边环境影响小。

6.7 施工期土壤环境影响分析

6.7.1 钻前工程施工建设

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

钻前工程为临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，在钻井施工结束后，将进行土地复垦，对各类池体进行回填，对池体表层进行覆土并种植浅根植物，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复；而机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深

度较浅，随着土壤的回填和混合，对土壤环境的影响微乎其微，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.7.2 钻井工程施工建设

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

钻井工程对土壤的污染主要为产生的污染物对土壤环境的影响，污染物经大气沉降对土壤的影响很小，主要为事故工况下泄漏的钻井废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 6.7-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.7-2。

表 6.7-1　土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期		√	√	
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

表 6.7-2　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途经	全部污染物指标 a	特征因子	备注 b
场地	钻井过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/
a 根据工程分析结果填写 b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

（2）土壤影响分析

本项目井场及配套区域均进行了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，井场内设置了排水沟和收集池体，可有效的收集井场内的雨污废水，正常情况下无井场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在事故工况下，即在暴雨情况下井场内形成雨污废水漫流进入附近土壤，可能对土壤环境产生一定的影响。为了有效控制井场污废水漫流情况发生，在重点污染物产生区域设置了具有强防渗性的围堰（高 40cm），在柴油罐区、危

废暂存间、柴油动力机和发电机房区域各设置 1m³ 的集污池，并可将井场内污废水引至清水池（容积 700m³）内暂存，可防止非正常工况下污染物进入附近土壤内，土壤环境的影响在可控制范围内。

根据本井区已实施平台（YS137H6 和 YS137H14）周边土壤监测点监测结果，各监测点均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，通过类比分析，本项目钻井过程在采取上述措施后，发生井场污废水漫流的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，本项目各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。本项目除采取上述土壤污染防治措施外，还应将土壤污染防治措施和地下水污染防治、生态环境治理措施相结合，综合做好土壤环境、地下水环境和生态环境的保护。

6.7.3 储层改造测试工程施工

本项目压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在清水池、重叠液罐内暂存，并及时外运，回用于区块内其他平台压裂用水使用或回注处置，无污水外排。本项目在清水池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效的防止非正常工况下压裂液或返排液漫流、入渗进入周边土壤内。另外，本项目设置了 700m³ 的清水池，可在非正常工况下收集漫流的压裂液或返排液，减小对周边土壤的影响。

根据本井区已实施平台类比分析，本项目压裂、测试过程在采取上述措施后，发生污染物漫流的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复。

6.7.4 采气站场、集气增压站工程施工

采气站场、集气增压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。

采气站场工程和 YS137H1 集气站改扩建工程主要建设内容为站场内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、设备安装等施工，施工集中在已建站场，无新增占地。建设施工机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

新建集气增压站工程施工临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，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，本项目采气站场、集气增压站工程施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.7.5 集输管线施工

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。

6.7.6 项目施工期对区域土壤的环境影响分析

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证各单项工程施工对施工区周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复，采取措施后，施工活动对周边土壤环境影响小。

6.8 敏感区环境影响分析

根据现场调查及与叙永县相关部区、森林公园、地质公园、文物保护单位等，也不涉及生态红线区门对接情况，本项目区块占地及其影响区范围内不涉

及自然保护区、风景名胜域。评价范围内主要敏感区为集中式饮用水源保护区和永久基本农田。

6.8.1 饮用水水源保护区

（1）饮用水源保护区划分情况

根据前文识别结果，本项目共涉及两处饮用水源：分别为后山镇老林顶集中式饮用水水源地和冷水河大堰三斗米集中式饮用水水源地。根据《泸州市人民政府关于划定、调整和撤销合江县、叙永县部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（***号），两处饮用水源保护区的划分情况如下表 6.8-1。

表 6.8-1　饮用水源保护区划分情况

***

（2）本项目与饮用水源保护区位置关系

本项目井场、站场占地范围及管线穿越区域不涉及饮用水源及饮用水源保护区，项目与两处饮用水源位置关系见下表 6.8-2。

表 6.8-2　项目与饮用水源位置关系

***

（3）政策符合性分析

为保护饮用水源，国家及各级管理部门分别颁布了《中华人民共和国水污染防治法》、《饮用水源保护区污染防治管理规定》、《四川省饮用水源保护管理条例》等，本项目与相关政策符合性分析见下表 6.8-3。

表 6.8-3　　与饮用水源相关政策符合性分析

***

由上表分析可知，本项目与《中华人民共和国水污染防治法》、《饮用水源保护区污染防治管理规定》、《四川省饮用水源保护管理条例》等相关政策规范均是相符合的。

（4）对饮用水源保护区影响

本项目施工和运营期均无污废水外排，固体废物可得到妥善处置，且本项占地及管线穿越区域不涉及饮用水源及饮用水源保护区，施工期也不在饮用水

源内取水，正常工况下，对区块内饮用水源影响较小。主要影响为施工期开挖土石方、施工材料的不规范堆放或事故状况下对饮用水源的风险影响。主要表现为以下几个方面：

①施工期施工废水、试压废水、生活污水等处理不当，出现泄露等，废水进入饮用水源，对水质造成破坏；

②施工期施工材料、土石方等临时堆放不当，遇暴雨等冲刷进入水体；

③施工或运营期出现水管、池体等泄露，废水进入饮用水源，对水体造成污染。

④根据本项目各场地的水文地质条件，与集中式地下水饮用水源位置关系，并结合预测模拟结果，***老林顶集中式饮用水水源地位于本项目分布场地 YS137H16 井场的侧方向，根据地下水流动方向，即使发生污染情况，地下水也不会向该饮用水源取水点方向运移，结合该井场的预测结果，污染最大超标距离为 34m，远小于井场距离保护区的范围，其余井场均位于该饮用水源上游，其实施不会对饮用水源造成超标污染，同时根据管线预测结果，各类污染物最大超标距离在下游 4m，各类污染物最大影响距离在下游 495m（氯化物），小于二级保护区半径 900m，此时污染物氯化物浓度 1.197mg/l，接近背景值 1.23mg/l，其标准值 250mg/l，可能会对老林顶二级饮用水源保护区产生轻微影响，但影响随后很快消失；冷水河大堰三斗米集中式饮用是划分为河流型集中式饮用水源，但实际补给源位于***的冷水河暗河出口，通过引水渠将水源引至该水源地后取水，该水源地的补给源位于各场地上游，若发生预测情景的污染事故，对该饮用水补给源的影响也较小。其他位于区块外的集中式饮用水源均分布于本项目各场地的上游地区，发生污染事故对其他饮用水源的影响也较小。

（5）饮用水源保护区保护措施

①控制污染源

施工期合理布置施工场地和土石方临时堆放地，施工期结束尽快进行土地复垦和植被恢复，避免饮用水源保护区生态环境受到破坏。

本项目施工期施工废水、试压废水等经沉淀后循环回用，钻井废水、方井雨水、压裂返排液等优先在区域内调配回用，无法回用的部分转运至回注井回

注处理，施工和运营期均应确保无废水外排，保证饮用水源安全。

②合理安排工期

项目施工期应加强对气象预报的关注，一旦出现暴雨天气，应暂停施工，加强巡逻，避免重大事故出现。

③规范施工

施工区域应明确施工界限，防止超线施工，在临近饮用水源段尽可能减少作业带宽度；施工材料和土石方应堆放在远离饮用水源一侧，管线采取分段开挖、及时回填，减少土石方堆放时间；在临近饮用水源一侧，禁止设置堆管场、沉淀池等临时工程，并加强工程施工监理工作，对施工情况进行巡检，发现不符合要求现象，应及时整改，切实保护饮用水源。

④应急措施

若发生污废水泄漏事故，应立即启动应急程序，第一时间查明渗漏原因并采取源头控制措施（停止施工），将污染影响降至最低，同时启动应急预案，报告饮用水源主管部门，做好信息公示。

6.8.2 永久基本农田

（1）占用情况

根据现场调查并结合对叙永规自局叠图结果，本项目临时占地、永久占地均将部分占用永久基本农田，其中临时占地占用永久基本农田面积约 7.07hm^2，永久占地约 2.034 hm^2（位于临时占地范围内）。

（2）占用永久基本农田必要性

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置；另一方面，管线路由受地形影响较大，同时须平衡服务范围、与周边居民点位置关系、林地占用、敏感区位置关系等，因此，将不可避免部分占用永久基本农田。

（3）政策符合性

为保护永久基本农田，国家及各级管理部门分别颁布了《中共中央 国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》（2017 年 1 月 9 日）、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）、《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规[2018]1 号）等，本项目与相关政策符合性分析见下表 6.8-4。

表 6.8-3　与永久基本农田相关政策符合性分析

***

（4）对永久基本农田影响

①对产量的影响

本项目临时占地、永久占地均将部分占用永久基本农田，其中临时占地约 7.07hm^2，永久占地约 2.034hm^2（位于临时占地范围内）。根据调查，项目所在区域现状主要种植玉米、番薯等旱地植物和水稻等水田栽培植物。根据项目周边区域粮食产量数据及耕地分布情况，按照旱地每亩产量约 800 斤，水稻亩产约 1000 斤进行估算，本项目临时占地压占永久基本农田损失的生产量约为 44.79t，永久占地压占永久基本农田损失的生产量约为 12.89t/a。

②对永久基本农田地表开挖影响

本项目临时占地致使原地表形态、土壤结构等直接破坏，使土地原有功能降低。具体为：

A 破坏了表土和植被，对地表和植被的直接挖损破坏了原有的表层土质、地貌景观和植被，使土地丧失原有的使用价值；

B 施工开挖将扰乱土壤耕作层，除开挖部分受到直接破坏以外，施工区使用的砂石、水泥、土石方等等散落在地表，混合回填后，亦改变了土壤层次。

③对永久基本农田污染影响

施工机械运行及放置期间可能存在渗油，但这种影响是可以避免的。在施工期施工单位在加强施工机械的养护，并对施工机械放置场地采取隔垫措施防止渗油污染土壤后，项目对永久基本农田的污染影响极小。

（5）永久基本农田保护措施

①严格执行相关法律、法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川

国土资发〔2012〕105 号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔 2019 〕197 号）和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4 号）文件中相关基本农田保护规定：

A、国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

B、经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

C、符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

②基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目营运期对基本农田基本无影响，因此本方案仅针对建设前期和施工期两个阶段提出基本农田保护措施。

A、建设前期

a.进一步优化施工道路、施工场地、井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开基本农田、不破坏其水利设施。

b.合理安排工期。占用农田的的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

c.施工便道应避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。

d.建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补

偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

e.建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

B、施工期

a.占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

b.严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田

c.严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力。

d.妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

e.本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

f.施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染基本农田土壤。

g.各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保各井场实施不会对当地基本农田产生不利影响。

h.施工结束后，建设单位负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。根据“边开采边复垦”的原则，在每段管线施工结束后对临时占用的基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，

以用于耕作层土恢复。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

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、放空等均依托两端站场和集气站，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄露的环境风险，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站场和集气增压站进行分析和评价。

7.1 大气环境影响分析

本项目管线埋于地下密闭输送，正常工况下无大气污染物排放，风险状况下的气体泄露本评价将在风险章节进行详细论述。项目运营期大气环境影响主要为各采气站场、集气站无组织逸散的少量页岩气以及非正常工况下的放空废气。

7.1.1 正常工况

根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程大气环境为三级评价，无需进行进一步预测。项目运营期各站场将无组织逸散少量页岩气，主要污染物为非甲烷总烃。根据本次评价对区域内已建井站典型站场（YS137H1 集气站）厂界非甲烷总烃的监测结果，YS137H1 集气站厂界非甲烷总烃监测浓度为 0.59~0.70mg/m^3，满足厂界排放标准要求，表明项目正常工况下无组织逸散的非甲烷总烃对周边大气环境影响很小，环境影响可接受。

7.1.2 非正常工况

本项目各采气站场、集气站检修或事故时，相关设备及管线中页岩气经放空系统进行点火燃烧，燃烧后的气体经放空管高空排放。本项目一次放空作业一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min，主要污染物为少量 CO_2、NO_x 和 H_2O。

本项目采气站场和集气站放空频率低，时间短，放空排放的污染物量较少，对区域环境空气影响较小。

7.2 地表水环境影响分析

本项目运营期各采气站场和集气增压站分离器将产生一定量气田水；检修等非正常工况下，将产生检修废水；本项目各采气站场均为无人值守井站，无

生活污水产生，新建 YS137H12 集气增压站为有人值守站，运营期将产生少量生活污水。

本项目运营期分离的气田水、清管检修废水均采用管线输送至集气站，经处理后优先回用于区域内压裂调配用水，不能回用的外运至阳 1 井或阳 102 井回注，如后期生产调整，也可运至其它有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

新建 YS137H12 集气增压站运营期值守人员将产生少量生活污水，经生化池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理。

综上所述，本项目运营期无废水外排，对区域地表水影响较小，环境可接受。

7.3 地下水环境影响分析

7.3.1 预测情景假设

本项目运营期地下水环境影响预测评价思路与同建设期一致，通过分析典型场地环境影响分析表征区块建设的地下水环境影响。

（1）正常状况

本项目运营期的主要为地面集输工程的采气工程、集输工程的井站、集气增压站和管线组成。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，运营期集输工程站场与井场同建，场站产生的废水主要为采气过程分离出的气田水，现场暂存入站内污水罐，由管线输至集气增压站场地进行收集后统一处置。在非正常状况下，运营期井站及集气增压站污水罐或输水管线因老化腐蚀或其它外力导致破裂，气田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周边同类型项目污废水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，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，本次评价将气田水中所含的石油类、氯化物和COD污染物为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

本项目井站和集气增压站主要利用架空式的地面圆柱状金属罐暂存开采过程中产生的气田水，并通过带压管道输送收集各井站的气田水集中处置。在非正常状况下金属罐体破裂且罐体下部的防渗层受老化腐蚀影响发生破损，罐体中的气田水会泄漏至地表防渗堰中，沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染；此外，在非正常状况下管线受老化腐蚀影响发生破损，管线内输送的气田水会泄漏进入到地下水中并发生污染。运营期井站为无人值守站场，井站和管线都设置了在线监控系统，并设置了日常的定期检修维护，无人值守的井站和管线的应急处置时间为 3 小时，集气增压站的应急处置时间为 1 小时。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）中液体泄露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，m^2，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；P_0—环境压力，Pa；g—重力加速度，m/s^2。h—裂口之上液位高度，m。

根据上述公式计算可知，典型井站泄漏的最大气田水量为 22.69m^3，集气增压站为 39.54m^3，管线为 62.81m^3。依据类似页岩气开采项目废水及采气废

水的水质成分情况，非正常状况下施工期和运营期污染物预测指标及浓度见表7.3-1、7.3-2。

表 7.3-1　运营期气田水泄漏量计算结果表

序号	源强参数	井站气田水罐体泄漏	集气增压站气田水罐体泄漏	气田水输送管道泄漏
1	环境压力 P_0（Pa）	101325	101325	101325
2	容器内介质压力 P(Pa)	101325	101325	6400000
3	液体密度ρ（kg/m^3）	1000	1000	1000
4	裂口面积 A（m^2）	0.00785	0.00785	0.0012
5	裂口之上液位高度（m）	2.8	8.5	640
6	液体泄露系数 Cd	0.65	0.65	0.55
7	重力加速度 m/s^2	9.81	9.81	9.81
8	液体泄露速度 Q_L（kg/s）	37.819	65.893	104.676
9	泄漏时间/min	10	10	10
10	液体泄漏量 m^3	22.69	39.54	62.81

表 7.3-2　运营期非正常状况下污染物预测源强

场地类型	预测阶段	污染源泄漏位置	污染物种类	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（g）
YS137H12 集气增压站	运营期	污水罐泄漏	COD	**	39.54	5021.58
			石油类	**	39.54	49.8204
			氯化物	**	39.54	136413
YS137H7 井站	运营期	污水罐泄漏	COD	**	22.69	2881.63
			石油类	**	22.69	28.5894
			氯化物	**	22.69	78280.5
YS137H20 井站	运营期	污水罐泄漏	COD	**	22.69	2881.63
			石油类	**	22.69	28.5894
			氯化物	**	22.69	78280.5
YS137H16 井站	运营期	污水罐泄漏	COD	**	22.69	2881.63
			石油类	**	22.69	28.5894
			氯化物	**	22.69	78280.5
输水管线	运营期	管线泄漏	COD	**	62.81	7976.87
			石油类	**	62.81	79.1406
			氯化物	**	62.81	216694.5

7.3.4 预测与评价范围

本次运营期的模拟预测范围同施工期一致，为各场地所在水文地质单元，包括地下水保护目标和环境影响的敏感区域。

7.3.5 水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定

运营期水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定同施工期一致，见6.4.5和6.4.6一节。

7.3.6 预测结果评价与分析

（1）YS137H12集气增压站预测评价结果

根据运营期气田水罐泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生4天时，污染物最大超标距离迁移至下游1m处；5天时污染物迁移至下游9m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生17天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；18天时污染物迁移至下游18m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生9天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；10天时污染物迁移至下游29m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游295m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

表 7.3-3　各类污染因子预测评价结果统计表

***

***

图 7.3-1　污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-2　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-3　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（2）YS137H7井站预测评价结果

根据运营期采气阶段井站气田水罐泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生2天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；3天时污染物迁移至下游7m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污

染物石油类在泄漏发生10天时，污染物最大超标距离迁移至下游5m处；11天时污染物迁移至下游16m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生5天时，污染物最大超标距离迁移至下游3m处；6天时污染物迁移至下游20m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游1688m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

***

表 7.3-4　各类污染因子预测评价结果统计表

***

图 7.3-4　污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-5　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-6　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（3）YS137H16井站预测评价结果

根据运营期采气阶段井站气田水罐泄漏假设情景预测结果可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生1天时，污染物最大超标距离迁移至下游4m处；2天时污染物迁移至下游7m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生7天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；8天时污染物迁移至下游14m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生11天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；12天时污染物迁移至下游36m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游366m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

表 7.3-5　各类污染因子预测评价结果统计表

***

***

图 7.3-7　污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-8　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-9　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（4）输水管线预测评价结果

①碎屑岩分布区管道破裂

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图7.3-10~12和表7.3-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕以管道流形式随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低，污染晕迁移受流速控制，迁移速度较快。污染物COD在泄漏发生1天时，污染物最大超标距离迁移至下游4m处；2天时污染物迁移至下游7m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物石油类在泄漏发生7天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；8天时污染物迁移至下游14m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生11天时，污染物最大超标距离迁移至下游2m处；12天时污染物迁移至下游36m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染最大影响距离为下游366m处；由于氯化物的检出限较低，使得分析出影响时间较久、距离较大。

表 7.3-6　各类污染因子预测评价结果统计表

***

***

图 7.3-10　污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-11　污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-12　污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

7.3.7 地下水预测结果及其影响情况分析

（1）对含水层的影响分析

根据运营期地下水环境影响预测结果，各情景对浅层含水层影响的分析如下。

岩溶溶隙发育区的井场运营期发生气田水罐泄漏各类污染物最大超标距离在下游 5m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 1688m（氯化物）。污染发生后，可能对上述范围内分布的分散式地下水保护目标存在影响，应加强对满足上述条件的保护目标的跟踪监测。

碎屑岩发育区的井场运营期发生气田水罐各类污染物最大超标距离在下游 4m（COD），各类污染物最大影响距离在下游 366m（氯化物）。污染发生后，可能对上述范围内分布的分散式地下水保护目标存在影响，应加强对满足上述条件的保护目标的跟踪监测。

增压集气站场地运营期气田水罐发生泄漏各类污染物最大超标距离在下游 2m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 295m（氯化物）。污染发生后，可能对上述范围内分布的分散式地下水保护目标存在影响，应加强对满足上述条件的保护目标的跟踪监测。

集输管道场地发生泄漏各类污染物最大超标距离在下游 4m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 495m（氯化物）。污染发生后，可能对上述范围内分布的分散式地下水保护目标存在影响，应加强对满足上述条件的保护目标的跟踪监测。

上述预测结果表明，气田水罐和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；岩溶溶隙发育区较碎屑岩发育区影响范围较大，污染物扩散性差；集输管道泄漏对地下水环境的影响相对较大。

本次评价结合碎屑岩分布区和岩溶分布区的典型场地的预测分析结果，类比分析了各水文地质单元内分布场地运行过程中发生气田水罐泄漏、管道破裂泄漏对地下水环境的影响分析，各单元内主要场地地下水环境预测影响情况详见表7.3-7。

表7.3-7　各水文地质单元场地地下水环境影响预测类比分析表

***

（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井站下游4~5m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游366~1688m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响；增压集气站下游2m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游295m以内的地下水保护目标可能会受到井场

污染事故的影响；管线下游4m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游495m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响。各井场下游地下水保护目标受影响情况如表7.3-8所示，由分析结果可知，在预测情景下下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小，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 7.3-8　下游分散保护目标影响情况分析一览表

***

7.4 噪声环境影响分析

7.4.1 采气站场运营期噪声

本项目各采气站场均采用标准化、模块化生产工艺，各采气站场无高噪声设备，正常工况下主要噪声源为井口节流阀、站场分离器的运营噪声，源强为62~65dB(A)。根据同类型项目运行经验，结合本次评价对区域已建成站场噪声监测结果，正常工况下，采气站场场界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；各站场周边敏感点噪声监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。因此本项目运营期站场噪声对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

7.4.2 集气增压站运营期噪声

本项目集气增压站运营期噪声源主要为压缩机和分离器的运行噪声，噪声值见下表 7.4-1。

表 7.4-1　集气增压站运营期主要噪声源强

站场	噪声源	单台声级（dB(A)）	数量（套）
拟建集气增压站	1250KW 往复压缩机	85	2
	1000KW 螺杆压缩机	80	3
	分离器	65	6
改扩建 YS137H1 集气站	1000KW 螺杆压缩机	80	2
	分离器	65	2

本项目压缩机置于降噪机房内，采取减振隔声措施，机房墙体采用吸隔声材料，类比同类型项目相关资料，降噪机房对压缩机的降噪效果可超过 30dB

（A），本项目采用保守评价，降噪值取 25dB（A）。

根据导则要求，本评价对拟建集气增压站场界及周边敏感点的噪声值进行预测。

（1）拟建 YS137H12 集气增压站

①厂界噪声

拟建 YS137H12 集气增压站运营期厂界噪声预测结果见下表 7.4-2。

表 7.4-2　拟建集气增压站场界噪声排放预测结果

站场	预测点	声源与场界最近距离（m）		预测贡献值 dB（A）	是否达标
YS137H12 集气增压站	东面场界	压缩机	10	45.0	达标
		分离器	95		
	南面场界	压缩机	55	38.6	达标
		分离器	55		
	西面场界	压缩机	95	46.8	达标
		分离器	20		
	北面场界	压缩机	15	49.9	达标
		分离器	15		

根据预测结果，拟建集气增压站场界的昼间、夜间噪声预测值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准，集气增压站正常运行时产生的噪声影响较小，环境可接受。

②敏感点噪声

根据调查，YS137H12集气增压站周边200m内的声环境保护目标主要是分散农户，本次评价对周边敏感点进行噪声影响预测，预测结果见下表7.4-3。

表7.4-3　YS137H12集气增压站声敏感点噪声预测结果表　单位：dB(A)

***

由上表预测结果可知，运营期正常工况下，YS137H12 集气增压站对周边敏感点声环境影响较小，昼间、夜间环境噪声预测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

（2）改扩建 YS137H1 集气站

①厂界噪声

表 7.4-4　改扩建站场运营期场界噪声排放预测结果

***

根据预测结果，在叠加现有噪声影响的情况下，YS137H1 集气站改扩建后场界的昼间、夜间噪声预测值均仍能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准，扩建后集气站正常运行时产生的噪声影响较小，环境可接受。

②敏感点噪声

根据调查，YS137H1集气增压站周边200m内的声环境保护目标主要是分散农户，本次评价对周边敏感点进行噪声影响预测，预测结果见下表7.4-5。

表7.4-5　　站场声敏感点噪声预测结果表　　单位：dB(A)

***

由上表预测结果可知，运营期正常工况下，YS137H1 集气站改扩建后对周边敏感点声环境影响较小，昼间、夜间环境噪声预测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

7.4.3 放空噪声

本项目采气站场和集气站放空系统在事故放空情况下将产生放空噪声，其源强可达105dB，放空噪声不同距离的贡献值见表7.4-6。

表7.4-6　　放空噪声影响范围预测结果

距声源(m)	50	100	150	200	300	400	500
贡献值(dB/A)	71.0	65.0	61.5	59.0	55.5	53.0	51.0
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准达标距离：昼间 177m，夜间 560m。							

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。

7.5 固体废物环境影响分析

7.5.1 采气站场运营期固体废物

本项目各采气站场为无人值守，运营期无生活垃圾产生。各采气站场仅设置清管发球装置，未设置收球筒，故不产生清管废渣。本项目采气站场运营期

固体废物主要为除砂器产生的废渣，产生量较少，属于一般工业固废，经收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

7.5.1 集气增压站运营期固体废物

本项目集气增压站运营期固体废物主要包括清管检修废渣、生活垃圾、污水处理装置产生的污泥以及废油等危险废物。

（1）清管检修废渣

根据类比分析，拟建 YS137H12 集气增压站运营期清管废渣产生量约 19kg/a，清管检修废渣的主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后参入脱水后的污泥一并外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。

（2）生活垃圾

拟建 YS137H12 集气增压站为有人值守站，运营期劳动定员为 58 人，运营期生活垃圾产生量约 10.6t/a。生活垃圾经收集后统一交由环卫部门处理。

（3）污泥

本项目在拟建集气增压站内设置有 1 个 300m^3 的泥水收集池，运营期污泥实际产生量为 233t/a，经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。YS137H1 集气站改扩建后污泥延续现有处置方式，外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

（4）废油

集气增压站压缩机组或撬装设备等在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，拟建 YS137H12 集气增压站废油产生量约 0.1t/a，YS137H1 集气站扩建后新增废油产生量为 0.1t/a。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），经废油桶收集后回收利用或交由资质单位处置。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

7.6 土壤环境影响分析

7.6.1 采气站场、集气增压站对土壤的影响分析

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

采气站场、集气增压站运营期正常工况下无废气排放，非正常工况下，页岩气燃烧主要污染物为 CO_2、NO_x 和水，大气沉降对周边土壤环境影响极小，

主要为事故工况下，泄漏的废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 7.6-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 7.6-2。

表 7.6-1　土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
运营期		√	√	
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

表 7.6-2　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途经	全部污染物指标 a	特征因子	备注 b
场地	地面采气、集气增压过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/
a 根据工程分析结果填写 b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

（2）土壤影响分析

本项目运营期各采气站场和集气增压站将产生一定量气田水和检修废水，均采用管线输送至集气站，正常情况下站场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在暴雨或事故等非正常工况下，集气增压站内的污水罐、泥水收集池、污水池可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤，污水中的主要污染物有 pH、SS、氯化物、石油类、COD 等，可能对土壤环境产生一定的影响，对土壤中的农作物或其他植被生长产生影响。为有效应对上述非正常工况，废水存放池均预留 20%的空白容积，防范废水漫流事故，对周边土壤环境影响较小。

根据本井区已实施平台及集气增压站周边土壤环境质量数据，通过类比分析，本项目在采取上述措施后，发生废水漫流或入渗的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

7.6.2 集输管线对土壤的影响分析

本项目页岩气和气田水均采用密闭输送，采用外防腐层、强制电流阴极保，

正常情况下，不会对土壤环境造成影响。输水管道发生事故非正常工况，气田水（含检修废水、清管废水）将进入土壤环境，从而影响土壤结构和植被生长，造成区域土壤环境质量降低。当发生上述非正常工况时，站场压力阀将显示异常，可及时发现事故并进行修复处理，将污水管泄漏对土壤环境的影响控制在可接受范围内。在落实本项目泄漏事故防范措施前提下，输水管道事故对周边土壤环境影响较小。

7.7 生态环境影响分析

7.7.1 对土地利用现状的影响

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等永久占地。

（1）对耕地的影响

项目永久占地面积较小，约为 7.16hm^2，主要为站场等占地。根据现场调查，耕地在区域分布内广泛分布，项目占用的耕地面积占比极小，故项目运营期永久占地对耕地的影响较小。

（2）对林地的影响

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，的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。项目运营期对植被主要的影响体现在进场天然气放喷及火炬排放放空时产生的热辐射对植被的影响。项目放喷坑、放空管均设于远离周边植被丰富区域，对植被影响较小。

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。本项目运营期对野生动物的影响主要是站场天然气放空系统排放产生的瞬时强噪声对周边动物造成一定惊吓。本项目新建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

项目运营期，管线沿线植被逐渐恢复，对生态系统的分割效应减小，站场等永久占地面积较小，不会对区域生物量的大量损失，站场等放空噪声会对周边动物造成一定影响，但持续时间较短，动物可通过移动来减弱对自身的影响，但不会影响生物的多样性，也不会破坏整个生态系统的结构和稳定性，故项目运营期对生态系统影响较小。

7.8 区域开发累积环境影响分析

根据本项目开发方案，项目部署的平台将在三年内实施，其中，2022 年拟部署 7 个平台共新增 39 口井；2023 年拟部署 4 个平台共新增 24 口井；2024 年拟部署 6 个平台共新增 31 口井，故施工期最不利情况下，最多可达到 7 个平台同时施工；根据建设单位实施计划，各平台管线拟先于平台或与平台同期施工，故本项目实施过程中，各单项工程将对区域产生一定的累积影响。

7.8.1 水环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期废水主要来源于钻前施工、钻井施工、储层改造测试工程施工、采气站场、集气站施工及集输管线等施工过程，废水种类包含施工人员生活污水、土建施工废水、管线试压废水、压裂返排液、钻井废水、井场方井雨水及井场初期雨水等，此外，管线穿越施工期将短期增加小型沟渠水中泥

沙含量。

本项目各单项工程均无废水外排。其中，除钻井施工人员的生活污水是经井场生化池收集后拉运地方城镇污水处理厂处置，其余施工人员的生活污水均依托当地已有设施；施工废水、管线试压废水（主要污染物 SS）经收集沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘；钻井废水包括设备冲洗废水、方井雨水以及初期雨水，通过采取雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，回用于生产用水，无法回用时将采用罐车外运回注处理；返排压裂液在平台内暂存优先回用于平台，平台内无法回用时采用管道或罐车运至区域其它平台回用，剩余部分外运回注处理。施工期管线穿越地表水体，施工结束后原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。通过采取上述措施，本项目施工期对区域的地表水环境累积影响很小。

同时，由于施工期压裂返排液回用量较大，26.3 万方/年~36.9 万方/年，在区域开发建设过程中，应加强区域压裂返排液回用的总体协调。

（2）生产运营期

本项目生产运营期废水主要来源于采气站场和集气增压站生产运营过程，废水种类包含值守站人员生活污水、气田水及少量清管检修废水。

在区域开发建设过程中，采气站场和集气增压站生产废水可回用于区域生产用水，若区域开发建设施工结束可回用于区域其他区块的开发建设，运营期废水产生量 1.2 万方/年~24.3 万方/年，呈先增加后平稳降低的趋势，平稳期最大水量 24.3 万方/年，通过管道回用于区域开发建设，不发回用时，并定期外运回注，回注量约 0.1 万方/年~6.5 万方/年，不外排。集气增压站场的生活污水通过生化池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理，不外排。

根据井区内已实施工程的现场调查，通过采取上述回用、回注等污水污染防治措施，井区生产运营期对区域地表水环境累积影响很小。应加强回用量和回注量的统筹协调。

7.8.2 大气环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期大气污染物主要来自管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘、测试放喷废气，以及管道焊接烟尘等，井区面积约

141.38km^2，井区内各相邻井场的距离较远，780m~4.7km，管线施工分段进行，因此建设施工期对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 200m 范围内，不会出现叠加的大气环境影响，且施工期结束后大气环境影响消失，不会改变区域环境空气功能区划，建设施工期对区域大气环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期大气污染物主要来自设备检修/事故放空废气、无组织废气等。清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，通过各采气井站、集气站放空管燃烧后排放，为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施。根据井区已建工程现场调查，本项目通过采取上述措施后，不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境累积影响可接受。

7.8.3 声环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期噪声主要来自钻前施工、钻井施工、储层改造测试工程施工、采气站场、集气站施工及集输管线等施工过程中，其中钻井施工和储层改造测试工程施工的噪声影响范围一般在 300m 范围内，其余施工过程噪声影响范围相对较小。井区面积约 141.38km^2，井区内各相邻井场的距离较远，780m~4.7km，管线施工分段进行，因此建设施工期噪声对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 300m 范围内，不会出现叠加的噪声环境影响，且施工期结束后噪声环境影响立即消失，不会改变区域声环境功能区划，建设施工期对区域声环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期噪声主要来自各采气站场和集气增压站工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声、集气增压站内集气、增压工艺区设备噪声及应急事故下的放散、放空噪声等。各采气站场和集气增压站之间相隔较远，780m~4.7km，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且个单项工程影响范围不会出现叠加影响。单项工程通过选用低噪声设备、优化平面布置，建设降噪机房、隔声材料等减振降噪措施，对周围环境影响较小。

根据已建站场的现场调查，营运期采气站场、集气增压站通过采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，项目生产运营期对区域声环境累积影响可接受。

7.8.4 固体废物环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期固体废物主要来自钻前工程、钻井工程、储层改造测试工程、集输管线施工等过程，主要固废污染物包括剥离的表土、生活垃圾、施工废料、顶管施工废弃泥浆、废包装材料、水基钻井固废及含油固废（危险废物）等。各单项工程相距较远，且由施工队分别进行施工，对区域的影响主要表现为单个项目的影响。

本项目产生的上述固体废弃物，将采取表土剥离单独推存、生活垃圾集中收集交环卫部门处置；施工废料和包装厂家回收；顶管施工废弃泥浆、水基钻井固废综合利用；含油固废规范暂存交有资质单位处置等措施处置本项目建设期间产生的固体废物。本项目通过采取上述固体废物污染防治措施，井区建设施工固体废物对区域环境累积影响很小。

同时，由于施工期水基钻井固废集中产生，产生量较大，1.56 万方/年~0.9 万方/年，在区域开发建设过程中，应加强井区固体废物处置的总体协调。

（2）生产运营期

本项目生产运营期各采气站场为无人值守，且采气站场产生的清管废渣和砂砾均随管线介质输往集气增压站，因此，生产运营期固体废弃物主要产生于集气增压站内，固废包括生活垃圾、清管检修废渣、污水处理装置产生的污泥以及废油（危险废物）等。

本项目将通过采取生活垃圾集中收集交环卫部门处置、清管检修废渣和污泥（污水处理装置内）外运综合利用、废油规范暂存交有资质单位处置等措施，控制生产运营期固体废弃物污染。本项目通过采取上述固体废物污染防治措施，井区生产运营期固体废物对区域环境累积影响很小。

7.8.5 土壤环境影响累积影响

根据土壤影响识别结果，本项目属于污染影响型，影响范围一般在 0.2km 范围内，井区内各相邻井场的距离较远，780m~4.7km，因此建设运行期对区

域土壤环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 0.2km 范围内，不会出现叠加的土壤环境影响。

本项目土壤环境的影响主要为跑、冒、滴、漏污染物漫流以及垂直下渗影响，各站场通过采取雨污分流制、分区防渗、池体预留空高等措施，减少项目建设运营对周边土壤环境的影响。根据井区已建工程的现场调查，通过采取上述措施后，本项目对区域土壤长期累积影响很小。

7.8.6 地下水环境污染累积影响

本项目共 19 个场地，分属于 6 个水文地质单元，根据各场地对地下水环境的影响特征，从水文地质单元和地下水流场的角度考虑，项目在非正常状况下仅对其水文地质单元内的地下水环境及保护目标产生影响，各彼此独立水文地质单元的产生叠加影响可能性较小。同时，本项目共属同一水文地质单元的场地较为分散，预测结果表明污染晕影响范围有限，污染物浓度降低速度较快，故同一单元场地同时发生地下水污染事故发生叠加影响的可能性较小。

综上分析，本项目各场地建设合理安排开采时序，避免叠加影响发生。从区块开发角度而言，本项目场地分散，污染影响表现为点状或线状形式，影响范围有限，同时各场地实施运行采取了一系列的地下水保护措施，因此本项目建设运行对区块内的地下水环境影响较小。

7.8.7 生态环境累积影响

就整个海坝 YS137 井区而言，页岩气开发周期较长，现目前区块已建井场 14 座，已建集气站 1 座，已建管线 8.13km，随着后续开发项目的不断实施，对区域内的陆生生态将存在一定累积性影响。

区域内已建开发工程及管线集输工程已落实了相应的环保措施和生态恢复补偿措施，管线对景观造成的分割作用逐渐消失，破碎化程度降低；已建工程永久占地改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成了一定的影响，但井站永久占地面积较小，占用永久基本农田的面积建设单位已按照有关规定进行了生态补偿，影响和损失降低到了最小。

本项目永久占地以现有井场工业用地为主，新增永久占地面积小，管线长度较短，穿越区域主要为耕地、林地等，不占用和穿越生态敏感区，随着施工

完成后的植被恢复，工程实施后对区域生物多样性、景观结构、生态系统结构和功能的影响较小，不会对区域生态环境造成破坏，项目后续实施不会对区域生态环境造成长期累积性影响。

7.8.8 退役期累积影响

井区进入退役期后各采气站场井下气压大幅降低，井下储量逐渐减少，采气开发接近尾声。随平台来气量的减少，集气增压站各种生产设施将停止运行。退役期单项工程产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

8 环境风险评价

8.1 评价依据

8.1.1 风险源调查

本项目所开采的页岩气不含硫，单项工程主要包括：平台钻井工程和地面集输工程，按照各单项工程分别进行风险源调查。

（1）平台钻井工程风险源调查

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及平台钻井工程主要原、辅材料使用情况，平台钻井工程主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

①泥浆及钻井废水危险性分析

本项目泥浆为水基泥浆以粘土（主要用膨润土）、水为主，其余主要成分以无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，如：聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、重晶石粉、盐抑制剂以及降滤失剂、润滑防卡剂、棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维等，组成物质化学性质稳定，产生的废水主要污染物以COD、SS、pH、盐分、Cl^-为主，不含汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。影响环境的主要成分是原辅材料中杂质。

本项目钻井废水主要污染物成分与钻井泥浆成分相似，其性质是钻井泥浆的高倍稀释废水，经板框压滤处理后主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。钻井用水和泥浆中均不添加重金属等有毒有害物质，故钻井废水中的污染物亦不含重金属元素。但废水呈碱性（pH9.0~11.5），具有一定的腐蚀性。

②压裂液及压返液危险性分析

压裂液为破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成的混合液体系，主要成份为清水，并添加少量 JC-J10 减阻水、活性胶液及支撑剂（陶粒），均不添加重金属等有毒有害物质。

压返液与压裂液水质无明显变化，故亦不含重金属元素等有毒有害物质。

③页岩气（甲烷）危险性分析

从地层中开采出的页岩气属易燃、易爆物质，极易在环境中引起燃烧和爆炸。作为页岩气主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸，其爆炸极限5%~15%。当浓度达到10%时，使人感到氧气不足；当浓度达25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷(CH_4)的生产列为甲类火灾危险性生产。

甲烷的危险、有害特性详见**表8.1-1**。

表8.1-1　　甲烷理化性质

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH_4	分子量	16.04
	ICSC 编号	0291	IMDG 规则页码	2156
	CAS 号	74-82-8	RTECS 号	PA1490000
	UN 编号	1971	危险货物编号	21007
	EC 编号	601-001-00-4		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚.		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造		
	熔点(℃)	-182.5	相对密度(水=1)	0.42/-164℃
	沸点(℃)	-161.5	相对密度(空气=1)	0.55
	饱和蒸汽压(kpa)	53.32(-168.8℃)		
	临界温度(℃)	-82.6	临界压力(Mpa)	4.59
	燃烧热(KJ/mol)	889.5	最小引燃能量(mJ)	0.28
毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
		美国 TWA	ACGIH 窒息性气体	
		美国 STEL	未制定标准	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	1、当空气中甲烷浓度达 25-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		
燃	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲

烧爆炸危险性	闪点(℃)	-188	爆炸下限(v%)	5
	自然温度(℃)	538	爆炸上限(v%)	15
	危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定		
	聚合危害	不会出现聚合危害		
	禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等		
	灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。		
包装储运	危险性类别	第 2.1 类(UN 类别)易燃气体		
	危险货物包装标志	4		
包装储运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过 30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。		
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。		
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。		
防护措施	工程控制	全面通风。		
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩带供气式呼吸器。		
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。		
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。		
	其它	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触；3、进入罐区或其它高浓度区作业时须有人监护。		
泄漏处理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排(室内)或强力通风(室外)。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。			

④柴油危险性分析

本项目钻井工程采用市政供电，停电情况下使用柴油发电机供电。柴油具有可燃性，其特性见**表8.1-2**。

表8.1-2　柴油物理化学特性表

第一部分　危险性概述			
危险性类别	第 3.3 类　高闪点易燃液体。		
侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收		
健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头痛。		
第二部分　急救措施			
皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。		
眼睛接触	立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少 15min。就医。		
吸入	脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防治吸入性肺炎。		
误服	误服者饮牛奶或植物油，洗胃并灌肠，就医。		
第三部分　消防措施			
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。		
灭火方法灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。		
第四部分　泄漏应急处理			
应急处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。		
第五部分　操作处置与储存			
储存注意事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。		
第六部分　接触控制/个体防护			
工程控制	密闭操作，注意通风。		
眼睛防护	必要时戴安全防护眼镜。		
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。		
身体防护	穿工作服。		
手防护	必要时戴防护手套。		
其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		
第七部分　理化特性			
外观及性状	粘性棕色液体。	闪点(℃)	55
相对密度	0.87~0.9(水=1)	爆炸下限(V%)	1.5
相对密度	3.5(空气=1)	爆炸上限(V%)	4.5
引燃温度(℃)	257	用　途	用作柴油机的燃料。
溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇，易溶于脂肪。		

第八部分　稳定性及化学活性			
稳定性	稳定	避免接触的条件	明火、高热
禁配物	强氧化剂、卤素	聚合危害	不能出现。
分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		

（2）地面集输工程风险源调查

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，主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

①气田水危险性分析

气田水为压入地下压裂液的返排液，水质与压返液基本相同，危险性见 8.1.1 章节平台钻井工程。

②页岩气（甲烷）危险性分析

危险性见 8.1.1 章节平台钻井工程。

③柴油危险性分析

危险性见 8.1.1 章节平台钻井工程。

8.1.2 环境敏感目标调查

本项目的环境风险敏感目标重点调查各项目井场周围 3km 范围内的集中居民点、医院、学校、养老院和分散居民点以及拟建管线两侧 200m 范围内的分散居民点。

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）

井区施工期各平台、集输工程为独立施工，集输管线分段建设，各施工单位相对独立。井区运营期站场与站场之间通过进/出站阀组实现单元独立控制，集输管线设有截断阀室。因此本项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。

根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2018)附录B中对应临界量的比值确定Q。

（1）施工期

本井区页岩气不含硫，不属于含硫气井，涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）和柴油。根据海坝区块试气结果，截至 2021 年 5 月 31 日，直井测试产量最高为 YS137 井，测试产量达***m^3/d；**井测试产量最高为 YS137H4-1 井，测试产量达***m^3/d，YS153H1-5 井测试产量达 $6.4\times10^4m^3/d$。各平台依次实施钻井工程，平台内仅一口井实施，因此施工期天然气最大流量按照单井（参照 YS137H4-1 井）最大无阻流量进行计算。

根据中石油集团公司环境风险管理规定，风险事故状态下 15min 内实施点火，故钻井施工现场风险事故泄漏的甲烷按 15min 计算。项目环境风险事故时单井 15min 页岩气泄漏量最大为 0.95t（临界量为 10t），钻井阶段现场柴油储存量约 17t（临界量为 2500t）。

当存在多种危险物质时，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q_1，q_2，...，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：①$1\leq Q<10$；②$10\leq Q<100$；③$Q\geq100$。

本项目 Q 值计算结果见下表：

表 8.2-1　施工期 Q 值计算表

序号	物料名称	涉及单元	CAS 号	临界量（t）	项目涉及最大量（t）	该种危险物质 Q 值
1	柴油	柴油罐	68334-30-5	2500	17	0.0068
2	甲烷	井口	74-82-8	10	0.95	0.095
项目值 Q 值∑						0.1018
备注：临界量数据来源为《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B：重点关注的危险物质及临界量。						

由上述公式计算得出，本项目钻井施工期 Q=0.1018。

（2）运营期

根据本井区建设内容，主要产品为天然气，项目运营期间涉及的风险物质主要为采出的页岩气和柴油。根据导则要求，针对长输管线项目应按照站场、管线分段进行评价。本项目涉及 17 个站场及站内管线、12 条集输管线、新建 1 座集气增压站、改扩建 1 个集气站，本项目运营期环境风险共计 31 个风险单元。本项目各站场、集气增压站天然气暂存量根据管线长度、压力、管径进行计算，各集输管线天然气存在量根据单元独立管道容积进行天然气存量计算。

运行期各单元危险物质基本情况见下表 8.2-2。

表 8.2-2　　运营期 Q 值计算表

***

由上表 8.1-4 可知，本项目施工期 Q 值为 0.1018，运营期集输干线 Q 值最大 4.765（1≤Q＜10），其余单项工程 Q 值均＜1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）判定，本项目集输工程 YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线运营期 1＜Q＜10，需进一步判断环境风险潜势。其余各站场、管线施工期和运营期环境风险潜势均为Ⅰ，可开展简单分析。

8.2.2 行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，将 M 划分为（1）M>20；（2）10<M≤20；（3）5<M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。集气干线属于石油天气行业，为管道运输项目，生产工艺不涉及高温工艺（温度≥300℃）和高压（设计压力 P≥10.0MPa），本项目 M 值详见按照**表 8.2-3**。

表 8.2-3　　行业及生产工艺（M）

序号	工艺单元名称	行业	评估依据	M 分值
1	集气干线工程	石油天然气	油气管线[b]，（不含城镇燃气管线）	10
		其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
项目 M 值∑				15
b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。				

由上表可知，本项目行业及生产工艺 M 总计为 15，即本项目为 M2。

8.2.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，已知危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.2-3 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.2-4　集气干线工程危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

本项目集气干线工程的 Q 值 4.7651（≤Q＜10），M 值 15（10<M≤20），由上表可知，本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

8.2.4 环境敏感程度（E）的分级

（1）大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，大气环境敏感程度分级原则。

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。根据前文集气干线的敏感保护目标调查统计情况，管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数存在大于 200 人的管段。对比上表可知，集气干线大气环境敏感程度等级为 **E1**。

（2）地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 8.2-6 和表 8.2-7，分级原则见表 8.2-8。

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。集气干线距白杨河直线距离最近约 966m，泄露点河段下游有叙永县南门河水源地保护区，排放点下游距离其二

级保护区为 5.4km。集输管线（YS137H20 平台~YS137H12 集气增压站）穿越冷水河大堰处距离下游冷水河大堰饮用水源 1.3km。根据管线所在地的地形情况，当管线发生事故泄漏时随着雨水进入冲沟或通过土壤入渗进入地表水，可能流入饮用水水源保护区。地表水环境敏感特征为 F3，环境敏感目标为 S1，因此，本项目地表水环境敏感程度为 E3 环境低度敏感区。

（3）地下水环境

集气干线占地周边不涉及集中式饮用水水源保护区，地下水功能敏感性分区 G2 较敏感，包气带防污性能分级 D2。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，集气干线环境敏感程度分级为 E2 环境中度敏感区。

8.2.5 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ$^+$级，根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照**表 8.2-6** 确定环境风险潜势。

表 8.2-6　建设项目施工期环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ$^+$	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ$^+$为极高环境风险。				

本项目地下水环境敏感程度 E2、地表水环境敏感程度均为 E2，大气环境敏感程度为 E1，危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，因此，本项目环境风险潜势为Ⅲ。

8.2.6 评价等级

根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，将环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。

表8.2-7　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]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，本项目集气干线（YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站）运营期环境风险潜势为Ⅲ级，确定环境风险评价等级为二级。其余各站场、管线施工期和运营期环境风险潜势均为Ⅰ，可开展简单分析。

8.3 环境风险识别

8.3.1 物质危险性识别

本项目主要包括平台钻井工程、地面集输工程。根据工程分析，开发过程所涉及的主要物料包括：泥浆、钻井废水、柴油、天然气（甲烷）、气田水等，具体见“8.1.1 风险源调查”章节内容。

8.3.2 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别首先参照本工程各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施，由此可识别各工程建设生产过程的风险源。

危险单元是由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元。一个独立的危险单元在事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。本项目涉及的危险单元主要为采气站场、集气增压站和集气管道等。

（1）输气管道主要危险及有害因素分析

输气管道涉及的危险性物料输送量大，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设计不合理包括：a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满足强度要求，管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影

响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

②管材及施工缺陷：管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等，这些缺陷大多数是由于焊工责任心不强、工作不认真以及违反焊接工艺规程所造成的。制管质量事故多出现于有缝钢管（多见于螺旋缝钢管）。我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长，输送天然气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点，但它的焊缝长度具有应力集中现象，因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。施工不良还表现在以下方面：管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做；管道下沟动作粗鲁以及回填作业草率，使泥土、岩石冲击防腐层，造成防腐层破坏；阴极保护没有与管道埋地同时进行；还有管道搬运时不仔细，管道产生疲劳裂纹。

③腐蚀、磨蚀：本工程管道所经土壤腐蚀性较强。腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚，导致过度变形或爆破，也有可能导致管道穿孔，引发漏气事故。另外，如果管道的阴极保护系统故障或受到人为破坏，使被保护管段短时失去保护，也可能导致管线腐蚀。在管输工艺过程中，若天然气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除，同时管输天然气的流速较高，会冲击、磨蚀管道或设备材料表面，在管线转弯处尤为严重，从而可能导致局部减薄、刺漏。

④疲劳失效：管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致天然气泄漏或火灾、爆炸事故。

⑤第三方破坏：第三方破坏指人为偷盗油气造成的管道损伤以及管道沿线修筑道路、建筑施工、农民耕地等活动引起的管道损伤等。面对第三者破坏情况，2010年1月中华人民共和国主席令（第三十号）颁发了《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，这对确保石油天然气管道安全起到了积极作用，是打击和扼制第三方破坏的有效依据。

（2）钻井过程主要危险及有害因素分析

表 8.3-1　钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	司钻控制下放速度不当或操作不平稳，井下泥浆压力大于地层压力，井漏如果发生在潜水层，则泄漏的泥浆可能会污染潜水层	发生井漏事故
2	暴雨导致废水外溢，柴油储罐泄漏，柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油外溢，污染土壤、影响农作物生长发育和产量，污染地表水
3	工程废水罐车输送，由于转运路线较长，沿途经过的地区多，存在发生事故所引发的此生环境污染。一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，一方面可能会将造成土壤和地下水体污染，另一方面，若事故发生在跨河桥梁段，泄漏的废水会直接污染地表水体。运输路线应尽量避开饮用水源。	废水运输车发生交通事故或输水管线破裂，污染地表水体、地下水、土壤

8.3.3 环境风险类型及危害分析

环境风险类型包括危险物质泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，同一种危险物质可能有多种环境风险类型。

本项目主要环境风险物质为 CH_4、柴油和气田水等。一般来说，风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其它设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4 泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的的危险物质 CH_4，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 的排放引发的环境影响。

另外，气田水、扑救火灾时产生的消防水及污染雨水等沿地面漫流，可能会对地表水、地下水及土壤环境造成污染。本工程涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见表 8.3-2。

表 8.3-2　　环境风险类型及危害分析

序号	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
1	天然气	危险物质泄漏	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，天然气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，天然气泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	地表水、地下水环境扩散	钻井施工和采气、集输期间，天然气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或泄漏的液体未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
2	气田水	渗漏	土壤环境	气田水输送、贮存及回注期间，管道或储罐中的气田水泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	气田水输送、贮存及回注期间，泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
3	柴油	渗漏	土壤环境	钻井期间，储罐中的柴油泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	钻井期间，储罐中的泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故

8.3.4 风险识别结果

根据以上识别情况，本次环评选取运营期管道最长、在线量最大的功能单元，其余管段和站场可类比分析。本项目 YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线路由及危险单元分布示意图见**图 8.3-1**。

表 8.3-3　项目环境风险识别表

危险单元		风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
运行期	YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线	管道	甲烷	泄漏	进入大气，引起人体缺氧、窒息、中毒	沿线的居民

***

图 8.3-1　运行期集气干线路由及危险单元示意图

8.4 风险事故情形分析

风险事故触发因素具有不确定性。在不能包含全部可能环境风险的情况下，为了加强风险管理，为风险管理提供科学依据，在风险识别结果的基础上，首先根据危险物质、扩散途径等将识别的事故总结划分为不同类型（表 8.4-1），再筛选出对环境影响较大并具有代表性的事故类型，即为风险事故情形。风险事故情形的设定应体现在危险物质、环境危害、影响途径等方面的代表性。

表 8.4-1　本项目环境风险事故类型

序号	危险物质	扩散途径	事故类型
1	CH_4	大气扩散	天然气泄漏后火灾爆炸事故
2	钻井废水、气田水	地表水、地下水、土壤	废水罐、气田水罐泄漏，罐内介质进入外界地表水体、地下水和土壤

8.4.1 大气风险事故情形分析

输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天然气外溢，可能造成周边居民中毒、窒息。主要考虑管道腐蚀或应力作用引起的甲烷泄漏事故。源强设定拟采用导则推荐的计算法。由于各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，因此泄漏时间按10min考虑，泄漏量按管道截面100%断裂进行估算。

8.4.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险

（1）施工期

① 井漏风险

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸，对当地居民用水及生产生活造成影响。

② 废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废油、柴油发生泄漏的几率很小，当发生泄漏时，均可由罐区围堰或收集坑收集，并进行妥善处理，不会进入周边土壤、地表水及地

下水环境中。若罐体发生泄漏的同时发生强降雨，可能随降雨形成的地表径流外溢出井场，进入附近冲沟、土壤、浅层地下水中，污染物可能随着冲沟径流进入项目周边地表水体，可能对其水质产生一定影响。

本项目各井场池体为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。根据统计分析，已实施的各钻井工程几乎未发生过池体事故，机率很小。

① 废水、固废外运过程中的事故风险

本项目不能回用的钻井废水、气田水等主要采用管线输送至回注井回注，钻井固废主要进行综合利用。本环评要求废水、固废转运路线应尽量避免自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源保护区。若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

④压裂过程中的事故风险分析

本项目各井场压裂阶段，通过高压将压裂液注入改造目的层，压裂地层造缝，以达到储层改造的目的。在压裂过程中，高压力的压裂液存在压穿上覆地层和断层，串层影响到相邻含水层和地表的风险，从而影响到地下水环境。

根据对区内已实施页岩气钻井的施工验收记录和本次开发部署方案分析。通过对各井场的类比分析，各井场开采井距满足上述不顺层溢出、不串层、水平段不穿越断层等条件，因此也不会发生因压裂造成的压裂液外泄出目的层的风险事故。为了防患于未然，本项目各井场在实施压裂期间，严格按照压裂设计施工，并充分参考已实施钻井压裂的成功经验，将压裂过程的风险事故降至最低。

（2）运营期

本项目运行期污水管线输送介质为气田水、检修废水、清管废水等污水，主要考虑管道腐蚀或管材及施工缺陷引起的污水泄漏事故，进而进入地下水、土壤环境，直接影响地下水水质，造成的主要影响为 COD、氯化物和石油类指标增高，降低地下水水质及土壤质量，影响植被生长和饮水水源水质。

8.4.3 源项分析

（1）事故源强的确定

以运行期集输管线事故泄漏甲烷为假定情形。根据前文中各危险单元甲烷最大在线量统计结果，项目运行期环境风险事故情况下，以当量最大的管线为例进行分析。由于各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，因此泄漏时间按 10min 考虑，泄漏量按管道截面 100%断裂进行估算。泄漏源强如下。

表 8.4-3　项目运行期事故泄漏源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率/（kg/s）	泄漏时间/min	最大泄漏量/kg
1	集输管线天然气泄漏	YS137H12 集气增压站~云山坝脱水站集气干线	甲烷	大气	1012.8	10	607680

（2）事故概率分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E，内径＞150mm 的管道（本项目管线内径为 DN250）全管径泄漏的概率约为 1.00×10^{-7}/m·a。一般而言，发生频率小于 10^{-6}/年的事件是极小概率事件。因此，本项目站场、集输管线泄漏发生的概率极低。

8.5 环境风险预测与评价

8.5.1 大气环境风险

（1）预测模型

甲烷为轻质气体，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），可采用 AFTOX 模型进行预测。

（2）预测参数

根据导则要求，本次评价选取导则明确的最不利条件进行预测，最不利条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。

（3）环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录 H 大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表 8.5-1。

表 8.5-1　　危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值（mg/m³）		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 H

（4）预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压力管道断裂时天然气气流的喷射高度可达60m以上，本报告偏保守考虑，管道以抬升高度为50m预测评价。设定事故状态下的天然气泄漏时甲烷的毒性终点浓度预测结果见表8.5-2。

表8.5-2　事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

情景设定	最大落地浓度地点距离（m）	最大落地浓度（mg/m³）	影响半径（m）	
			>260000mg/m³	>150000mg/m³
管道断裂	762	88000	/	/

由上表预测可见：风速F类稳定度，风速1.5m/s下，YS137H12集气增压站~云山坝脱水站集气干线管道发生断裂泄漏时，最大浓度低于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2，故发生断裂泄漏时管道断裂点周边不会出现处于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2环境中的居民，本项目实施对周围环境的风险影响有限。

总的来说，由于项目各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，一旦管道发生泄漏事故，两端截断阀迅速关闭，泄漏时间一般不会超过10min，风险情况下，管道泄漏时间短，不会对人体造成不可逆的重大伤害。同时，结合导则的统计数据知，全管径泄漏的概率约为1.00×10^{-7}/m.a，事故发生的概率极低。采

取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

8.5.2 地表水环境风险影响

本项目正常情况下无污废水外排，对周边地表水体无不利影响。非正常工况下可能发生废水外溢，但鉴于废水量较小，区域水系不发育，管道埋地敷设，且与水体间有农田、林地等阻隔，能在短时间内进行补救，及时采取补救措施后不会进入附近地表水体，本项目废水对周边地表水体、集中式饮用水源的风险影响小。

8.5.3 地下水、土壤环境风险影响

（1）施工期

①井漏环境风险分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸，对当地居民用水及生产生活造成影响。

②废水、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、柴油发生泄漏的几率很小，当发生泄漏时，均可由罐区围堰或收集坑收集，并进行妥善处理，不会进入周边土壤、地表水及地下水环境中。若罐体发生泄漏的同时发生强降雨，可能随降雨形成的地表径流外溢出井场，进入附近冲沟、土壤、浅层地下水中，污染物可能随着冲沟径流进入项目周边地表水体，可能对其水质产生一定影响。

本项目各井场清水池为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。根据统计分析，已实施的各钻井工程几乎未发生过清水池泄漏事故，发生机率很小。各井场钻井过程备用柴油储罐为钢制密闭储罐，正常情况下不会出现泄漏的情况，若发生泄漏导则柴油进入周边地表水、地下水及土壤环境，可能产生石油类污染影响。根据统计分析，已实施的各钻井工程未发生柴油罐泄漏事故，发生机率很小。

②废水、固废外运过程中的事故风险

本项目产生的钻井固废主要外运至周边水泥厂、砖厂等进行综合利用。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

④污水集输管道发生泄漏的事故风险

根据 7.3 章节地下水影响分析结果，集输管道场地发生泄漏各类污染物最大超标距离在下游 4m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 495m（氯化物）。本项目一旦事故状态下发生地下水污染，可能对上述范围内保护目标存在影响，应迅速采取相应的应急措施，应立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并强跟踪监测。

（2）运营期

运行期气田水采用压力管道输送，正常情况下不会发生泄漏污染地表水、地下水及土壤环境的情况，在集水管道发生破裂等泄漏情况下将导致气田水进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。从事故类型来讲，集水管道破裂气田水泄漏事故影响与施工期可能造成的后果基本相同。

8.6 环境风险管理

8.6.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

本项目建设单位制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系，采取环境风险防范和应急措施，防止由突发性油气泄漏产生的环境风险事故。

8.6.2 环境风险防范措施

（1）集输管道环境风险防范措施

引发输气管道出现事故的最主要原因是腐蚀，其次是材料缺陷及人工缺陷，排在第三的是外部干扰。因此，主体工程在设计阶段已经提出了风险削减措施。

①设计选材防范措施

建设单位在委托设计单位时严格考察设计单位资质，选择具有相关资质的和设计实力的单位进行设计，确保设计及选材质量，从设计及选材上避免或降低发生风险事故的概率。钢管制管标准应达到《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2011）的要求。本项目采用无缝钢管，其优点在于无焊缝，质量均匀程度高，理化性能、力学性能较均匀，管道自身安全可靠，但受到管径和壁厚制作方面的限制，壁厚较直缝埋弧焊钢管厚，价格相对较高。在我国油气输送行业特别是管径不大于 DN400 的管道工程中运用较为广泛。

②防腐措施

根据各防腐层的性能及本工程环境条件，结合线路特点对防腐层性能的要求，从技术经济、安全可靠、维护管理等因素综合分析，本工程管道防腐选择三层 PE 防腐层。三层 PE 防腐层结合了原两层 PE 和熔结环氧粉末的优点。它既发挥了熔结环氧对钢管表面的高粘结力（物理键和化学键）、阴极剥离半径小等优良性能，又发挥了高密度聚乙烯抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，两层之间通过特殊的共聚物胶粘剂使三者形成化学键结合和相融的复合结构，汇集两者的优势为一体，达到防腐性能、机械性能良好的组合。

③外部干预消除

近年来，随着国家经济发展，外部干扰（第三方破坏）导致天然气管道环境风险事故的情况持续上升。针对这一情况，建设单位制定了一系列的宣传、保护措施。管道敷设完毕后，建设单位在管道沿线设置明显的标志桩，在穿越

公路的地段设置宣传牌，组织站场、管道沿线居民学习《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，强化“保护管道安全就是保护岩屑群众自身安全”的教育，并密切与地方有关部门共同协调保护管道，以法律来约束管道保护中的违规行为，确保管道安全运行。

④设计阶段

管线河流穿越段尽量加大埋深，将输气管道、污水管道敷设在基岩以下，尽量采用现浇混凝土稳管。环评要求污水管线穿越河道段采取套管保护，确保污水管线如果发生泄漏事故，气田水、清管废水、检修废水也不会直接进行河道内，减小对河道水环境的影响。

对不良地质地段的泥石流、滑坡、崩塌等进行调查，并提出的治理措施进行地质灾害治理措施设计。在断层、地震带内敷设管道时，采用浅埋措施，管道回填厚度应适当减小 (不宜超过 1.2m) ，管道回填土可采用疏松至中等密度的无粘性材料，断层过渡段可设有膨胀节，断层区管道不宜采用不同直径和壁厚的钢管，断层过渡段不宜设三通、旁通和阀门等部件，增加管道柔性 (采用合适的管材、接头采用柔性连接等) 。

管道穿越等级公路等交通要道，通行车辆多，负荷大，设计时应根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求设计管道强度系数。集中居民点附近应设置风向标，以便事故情况下为人群紧急疏散提供风向参考。应按照《石油天然气工程设计防火规范（GB50183）》的要求落实本项目防火设施设计，尽量避免或降低项目发生火灾事故的可能性，并保障在发生火灾事故的情况下及时进行灭火。

⑤施工阶段

加强对施工人员的培训及管理，主要技术人员持证上岗施工，辅助施工人员在技术人员的监督下施工；在施工过程中，加强监理，确保防腐、探伤等施工工艺的质量；严格保证各类建设材料的质量，严禁使用不合格产品；施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验

手段；进行水压实验，严格排除焊缝和母材缺陷；选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

输气管道试压过程中用氮气吹扫管线时，吹扫口应选择在空旷开阔的地区，其前方 100m，左右 50m 以内不得有人、畜和火源。吹扫口 50m 范围内应有专人警戒，有具体的防火、防爆措施。

⑥运营期

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强页岩气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

（2）废水泄露及外溢防范措施

①废水泄漏防范措施

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。

2）按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等相关要求规定对应急进行了防渗处理。

3）加强员工操作规范管理，尽量避免废水装车失误。装车过程若遇到废水泄漏，立即停止装车作业，减少废水泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至废水罐内，不外流。

②废水外溢防范措施

1）确保井场清洁生产处理系统连续稳定运行，减小废水现场贮存，同时确保池体正常情况下有一定容量空置，以便于应急使用。

2）井场采用清污分流系统，防止雨水进入池体，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

3）为了防止污水罐、重叠液罐污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对污水罐、重叠液罐内废水及时回用或外运处置；在暴雨季节，加强对池体的巡查，降低废水外溢的环境风险。

③废水外溢应急措施

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；二是对井场外溢的废水进行封堵或利用较近的水塘和冲沟进行导流，防止废水顺沟渠进入河流。另外，在井场内设置沙袋、吸水材料等，防止突发事故。

（3）废水、岩屑转运过程的保护措施

本项目压裂返排液（或钻井废水）转运时采取罐车密闭输送，岩屑采用岩屑罐整体运输。为降低废水、岩屑转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、岩屑得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、岩屑转运过程中，采取如下措施：

①建立建设单位与当地政府、环保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、岩屑外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

②对承包废水、岩屑转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

③转运过程做好三联单转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，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。

⑥转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等)）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，观察并安全通过。

⑦废水、岩屑转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

⑧运输前规划运输路线，钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感区，废水、钻井固废转运应建立交接联单制度，确保运至目的地。

（4）柴油使用、储运过程中的风险防范措施

①提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

②加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。柴油罐区设置有围堰和收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

③柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

④依据《四川省饮用水水源保护管理条例》，地表水饮用水水源准保护区内，禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全。

（5）井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

①通过地质勘探合理选址

本项目所处地区地表条件相对简单，业主单位已结合区域水文地质资料和

勘查资料，对井眼位置进行了合理选择，一开井段避开了溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

②降低井下环空压耗

在保证钻井介质（钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，做到近平衡钻井。

③提高地层承压能力

地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

1）调整钻井泥浆性能，对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

2）在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏，对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其它植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

3）先期堵漏，当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井喷等复杂情况发生，在进人高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。

④若发现地下水受到污染，立即告知村民，停止饮用地下水源，启动地下水紧急监测方案，并采取临时供水措施(配送桶装水等)以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活用水。

（6）其他环境风险防范措施

①公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保

养，检查是否备足所需应急材料。

按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井喷失控等风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边0~500m范围）居民，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，还需在井口周边500m范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区（井口周边0.5~3.0km范围）居民撤离。

① 钻井、储层改造期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），钻井现场设置点火系统，确保100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于10m，用点火枪点火。

③地质灾害防范

对项目地周边开展详尽地质勘探工作，进而指导钻前施工和钻井施工，严防地质灾害环境影响诱发本项目环境风险。

④夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要24小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井喷失控15min内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持一定的警惕性。

⑤运营期环境风险控制措施

本项目运营期环境风险主要为设备、管道内页岩气泄漏引发的事故，当井场内仪器监测到页岩气泄漏后，会自动关闭阀组，启动页岩气放散作业，环境风险可控。

本项目采取的主要风险控制措施有定期对井场内设备和管道进行巡查、检修，保证各类设备正常运行；实时对井场进行监控，发现风险事故立即启动控

制措施；加强对周边群众宣传教育，避免人员误入井场造成设备、管道损坏，发生泄漏风险。

⑥运营期气田水管线风险控制措施

在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入保护区。若污染物事故情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

8.6.3 环境风险事故应急措施

（1）页岩气窜层泄漏进入地表应急措施

由于页岩气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄漏点。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

（2）井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用合格的堵漏材料进行堵漏，并解决漏失带来的负面影响，处理井漏的一般规定流程如下：

1）若钻井过程中出现井漏现象，应立即停转，直至解决井漏问题后再恢复钻井；如果对周边环境造成影响，应采取应急措施和恢复措施，保证周边居民的生活、生产活动。

2）分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

3）保质保量的配置堵漏泥浆，立即进行堵漏。

4）使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

5）施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

6）凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

7）憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

8）施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

（3）事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生页岩气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。页岩气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度，对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

（4）废水泄漏事故、废水外运途中泄漏事故、柴油罐泄漏事故等应急措施

废水发生泄漏和外溢的措施：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注。外溢进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合各部门抢险。

废水外运途中发生泄漏事故的措施：废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，也可最大程度的避免或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长。由于一罐车水量仅约10t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响到面积。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门，并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，减少污染物下泄量。可能污染下游饮用水源的应及时通报当地环保局和相关取用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

柴油罐泄漏事故的措施：本项目柴油储罐区修建了围堰和集污池，泄漏时可将泄漏的柴油进行收集，不会进入外环境。当发现泄漏时应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施并观察周围修建的围堰和集污池存放情况，杜绝泄漏柴油进入地表；并将罐内剩余柴油转移至安全区域，防止柴油罐继续泄漏，对集污池收集的泄漏柴油进行处置。

污水管线泄露事故的措施：本项目配备防止污染物散落、溢流、渗漏的应急设施设备，一旦事故状态下发生地下水污染，应迅速采取应急措施，立即查找泄漏点，并采取相关围堵、抽取等保护措施，将污水管发生事故泄漏后对环境的影响控制在可接受范围内。对受影响的饮用水源，采取应急供水解决居民的饮水问题。

（5）应急联动

1）上层联动：本项目所在的泸州市、叙永县政府均设置有应急管理办公室，工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

2）下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

8.6.4 环境风险应急预案

针对本项目站场、管线的页岩气和污水泄漏事故，制定应急预案。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 8.6-1　　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	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

（1）应急计划区

建设单位应根据本项目的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

（2）应急组织结构

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

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

（3）应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏探测仪（各站均应配置）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮 、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、汽油发电机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等，评价参照国内同业单位的配置提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配置。

（4）应急响应

①应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

②通讯联系方式

1）报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

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

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

（5）应急处理措施

①应急反应

页岩气泄漏险情发生后，应急指挥启动应急预案；应急指挥组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，以及在应急情况下现场人员的疏散；HSE 监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施应急救援；通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障；二级应急指挥组完成一级应急指挥组交于的任务。

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

②事故现场警戒区的设立

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

事故现场隔离措施：HSE 监护组在事故现场设置警戒线、警示标志，专人配合进行警戒，防止无关人员和机动车辆进入警戒区；HSE 监护组负责检测事故现场周围页岩气浓度，确认安全后，方可允许抢险车辆进入警戒区；所有进入警戒区的车辆必须配带好防火帽。所有抢修车辆、发电机、电焊机等抢修工具必须停放在上风口，距事故点 50m 以外，未经允许不准发动；进入警

戒区的抢修人员必须佩戴个人防护用品，熟悉撤离路线；在未确认事故现场抢修部位页岩气浓度低于爆炸下限 20%LEL 时，严禁在警戒区域内使用非防爆工具和能够产生火花的电动工具。

③现场检测、监测与人员的防护

HSE 监护组负责对现场页岩气浓度进行检测和监测工作；现场检测工作指进入事故现场前，检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测。现场监测工作指应急抢修过程中检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测；应急救援人员进入事故现场前，HSE 监护组应首先对事故现场进行气体检测，确认事故现场检测合格后，应急救援人员方可进入事故现场；检测人员应携带必要的检测仪器对事故现场进行可燃气体检测工作；检测人员必须熟悉检测仪器的使用方法，具备必要的检测专业知识；检测人员必须穿戴防静电劳保服、佩带安全帽、防护镜，必要时应佩带空气呼吸器；检测人员必须熟悉异常情况下的应急措施和逃生路线；实施现场检测时，检测人员不得单独进入事故现场进行检测，要与外界保持通信联络；HSE 监护组在整个应急抢修过程中，应对事故现场实时监测。监测人员应根据现场情况合理布置现场可燃气体监测点，确定具体数量和位置；现场监测过程中，监测人员一旦发现异常情况，应立即向现场人员发出警告，同时报告现场管理单位负责人。

④异常情况下抢险人员的撤离

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

⑤事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情

况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况 (大面积泄漏、火灾、爆炸)：① 值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关断，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；② 应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；③ 通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；④ 生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；⑤ 后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；⑥ 若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

⑥管线发生异常情况：巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；应急指挥下令启动应急预案；通讯联络组向应急指挥组汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况管线实施泄压操作；HSE 监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；施工抢险单位到达现场后，生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

⑦火灾次生污染物环境风险影响消除措施

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

（6）事故后恢复程序

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

（7）应急培训与演练

应急培训和演练是培养和提高各岗位操作人员以及其他人员的日常应急处理能力的重要手段。应急预案应明确规定以下内容：①演练及考核计划：演练计划包括应急预案类型、演练时间、演练内容、参加人员、考核方式等要求。②演练记录：演练记录包括应急预案类型、演练时间、演练人员名单、演练过程、考核结果、存在问题等项内容。演练记录存档备查。③演练内容和形式：强化应急器材、医疗急救等方面的演练；采用答卷方式对操作人员进行应急预案教育；按照事故应急预案，以岗位为单位进行实战模拟演练；和地方消防、医疗等单位举行较大规模的实战模拟演练；采取各种形式(如电视、电影、宣传手册等)对管道工程周边的民众进行应急知识宣传，在距管道 200m 内有居民的村庄进行居民疏散演练。④总结：演练结束后应就演练过程与应急预案的要求进行对比，可采取自我评估或第三方评估的方式对预案实施过程中存在的问题进行评估，根据评估结果对应急预案进行修改、完善。

8.7 环境风险评价小结

项目涉及的危险物质包括：甲烷、柴油等。项目涉及危险单元：集气站、集输管线、采气井站等。

结合风险识别，项目大气环境风险主要为钻井井喷、集输管线中甲烷意外释放或泄漏造成的影响、污染物质泄漏环境风险影响等。本工程发生环境风险事故的机率小，但发生风险事故后，会对环境产生较为明显的负面影响，项目应严格落实风险防范措施，制定完善的突发环境事件应急预案，落实各项应急保障技术，加强区域应急联动，强化应急演练后，项目环境风险可控。

9 环境保护措施可行性论证

鉴于本项目海坝 YS137 井区页岩气产能建设工程是由井场、采气站场、集气增压站以及集输管线等若干个单项工程组成，从区域层面看处于施工期和运营期的不同单项工程重叠存在，故本评价环境保护措施按环境要素分类，结合各单项工程施工期和运营期所处不同阶段产排污情况分别进行单项工程和区域整体排污水平环保处置措施分析论证。

9.1 水污染防治措施

本评价水污染防治措施在各产水节点水污染防治措施的基础上，叠加分析区域层面废水循环回用、外委处置措施的可行性和合理性。

9.1.1 施工期水污染防治措施

（1）钻前施工

本项目钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水以及施工人员的生活污水。

由于钻前土建施工工程量较小，工期较短（约 1 个月），废水产生量也较小。施工废水主要污染物为 SS，水质成分简单，经简易沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排；钻前工程施工人员主要就近聘请当地民工，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（2）钻井施工

根据本项目产能建设方案以及井区内已实施钻井平台的钻井作业情况，本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，钻井工程钻进过程中无外排的废水产生。本项目废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱出水以及设备冲洗废水）、方井雨水以及钻井队人员生活污水；钻井初期井场将产生一定量的初期雨水。

①钻井废水

本项目钻井废水主要包括空气钻井阶段的除尘废水、水基泥浆压滤出水以

及设备的冲洗废水。

空气钻井产生的除尘废水由井场的清水池收集，全部用于后续水基钻井阶段配置泥浆；水基泥浆压滤出水和设备的冲洗废水在清水池暂存，用于后续**井压裂用水。考虑到循环使用的不确定性，当出现清水池的暂存水无法及时回用的情况时，将输送至至区域阳 1 井或阳 102 井回注处理，如后期生产调整，也可运至其它有环保手续和处理能力的其他回注井回注，确保钻井废水不外排。

②方井雨水

井场方井雨水主要污染物为 SS 和石油类，单井产生量较少，约 10m^3。钻井期间方井雨水经收集后与清水池内暂存，后续回用于水基泥浆调配用水，完钻后的方井雨水经管线输送至区域阳 1 井或阳 102 井回注处理，如后期生产调整，也可运至其它有环保手续和处理能力的回注井回注，确保方井雨水不外排。

③初期雨水

本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的清水池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

④生活污水

本项目各井场钻井期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为 SS、COD、BOD_5 和 NH_3-N，经井场生化池收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目钻井施工期间无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（3）储层改造测试工程施工

本项目储层改造测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

①压裂返排液

本项目各平台产生的返排压裂液由钻井阶段使用的清水池（容积约为 700m^3）以及 2000m^3 的重叠液罐收集暂存，优先用于平台内压裂液配置；平台内无法回用的部分采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置；其它平台均不能利用的则转运至区域内阳 1 井或阳 102 井回注；如后期生产调整，

也可运至其它有环保手续和处理能力的回注井回注，确保本项目各平台压裂返排液均不外排。

②生活污水

各平台压裂施工人员办公和生活依托附近居民房，产生的生活污水依托附近农户已有设施进行收集处置。

综上所述，本项目储层改造测试工程施工期间无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（4）采气站场、集气站施工

本项目采气站场和集气增压站施工期污废水主要来自施工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生活污水

本项目各采气站场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，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场和集气增压站施工期间无废水外排。结合区域内已实施站场经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（5）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，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘，不外排。

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。

综上所述，本项目集输管线施工期无废水外排。结合区域内已实施管线经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（6）施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，但穿越的水体均为小型沟渠，不涉及中大型河流穿越，也未穿越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，原有河床形态得到恢复，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在穿越河道施工过程中，应加强施工队伍的管理，严禁在河道范围内设置营地，严禁施工废料和生活污水排入河道中。

③在穿越水体的两侧禁止给施工机械加油或存放油品储罐，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。

（7）饮用水源保护措施

本项目施工期针对饮用水源保护措施见“6.8.1 饮用水水源保护区-（5）饮用水源保护区保护措施”。

9.1.2 运营期水污染防治措施

本项目运营期各采气站场和集气增压站分离器将产生一定量气田水；清管检修等非正常工况下，将产生清管检修废水；本项目各采气站场和 YS137H1 集气站均为无人值守井站，无生活污水产生，新建 YS137H12 集气增压站为有人值守站，运营期将产生少量生活污水。

各站场分离的气田水、清管检修废水均采用管线输送至集气站，经处理后优先回用于区域内压裂调配用水，不能回用的输送至阳 1 井或阳 102 井回注，如后期生产调整，也可运至其它有环保手续和处理能力的回注井回注，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

新建 YS137H12 集气增压站运营期值守人员将产生少量生活污水，经站场的生化池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理。

综上所述，本项目运营期无废水外排。结合区域内已实施站场、集气站运行经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.1.3 废水回注可行性分析

（1）废水回注总量分析

①钻井阶段废水

根据本项目区域内已实施平台施工和运行经验，页岩气开发井施工期的钻井废水、方井雨水产生量较少，经收集后均可回用于后续压裂用水，钻井期间各平台均设置有重点防渗处理的700m^3的清水池可应急存放雨污水；回注仅为应急情况下的备用措施，实际进行回注的钻井废水量很小，不会对回注井产生较大的冲击，措施可行。

②储层改造测试阶段压裂返排液

相比较于钻井阶段的废水量，压裂返排液具有产生强度大（短时间产生大量返排液）、不稳定的特点，高峰期的2天左右其产生量可达300m^3/d，然后1个月左右的时间快速衰减并稳定在30m^3/d左右；开井返排阶段约30天/井，返排的比率为压裂液用量的20%左右。根据调查，本项目所在区域已实施或正在实施有多个页岩气平台，根据已实施页岩气井的统计经验，单井85%的压裂返排液可在区域内回用配制压裂液，另外15%的压裂返排液无法回用，需回注处

理。

根据建设单位建设进度，在海坝区块内2022年实施压裂的钻井平台在7个左右，即每天压裂段数在14段左右，每段用水量在2000m^3左右，则同期压裂用水量在2.8万m^3/d左右，YS137井区内目前已实现采气的页岩气井产生的气田水量在312m^3/d左右。从区域用水量及产水量上来看，剩余压裂需水量大于两个井区2022年每天的最大返排量3000m^3/d，从用水量上分析，可满足本项目返排液85%回用的需求。此外，在各钻井平台均设置有700m^3的清水池和2000m^3的重叠液罐，YS137H1、YS137H12集气增压站均设置有污水罐，集气增压站可达到共计5000m^3的调节容积，形成有效的缓冲。综上分析，从区域压裂用水需求以及暂存调节设施综合分析，两个井区返排高峰期，压裂返排液实现85%区域回用是可行的。

① 运营期采气阶段气田水

页岩气平台稳产期单井气田水产生量12m^3/d，进入衰减期后，实际气田水产生量会随着产气量的减少而逐渐减少，呈现先增加后逐渐减少，2022年~2032年产水量1.2万方/年~24.3万方/年，高峰出现在2025年。每个采气站都有50m^3的污水罐暂存，且YS137H1和YS137H12集气增压站内设置共5000m^3污水罐，可形成有效的暂存缓冲并形成区域利用，且本项目集气管线均将同沟敷设集水管线。综上分析，运营期采气站场的气田水产生量强度小，区域有集水管网实现便利输送，且有较大的缓冲容积，可满足气田水的暂存缓冲、利用及回注要求。

井区产生的气田水优先用于本井区的配制压裂液用水，本井区压裂建设结束后用于其他井区压裂液的调配用水。根据已有生产经验，将有15%的气田水无法回用于本井区或其他井区，该部分将回注处理。

③ 井区废水回注总量

根据YS137井区开发计划，本项目所部署的平台、站场和集输管道拟在3年内实施，预计本项目2022年~2042年压裂返排液和气田水产生及回注量0.1万方/年~6.5万方/年，峰值出现在2024年，详细情况见表9.1-1。

表 9.1-1　YS137 井区压裂返排液/气田水产生情况统计表（单位：万 m^3）

***

（2）回注能力分析

A、区域回注能力及回注空间可行性分析

根据调查，本项目拟依托的阳1井和阳102井两口回注井，目前剩余回注能力共计约541万m^3，本项目预计回注总量24.7万m^3，远低于回注井的回注能力；考虑建设单位在附近区域同期拟实施的阳102井区需回注量4.12万m^3的情况下，回注空间依然能满足要求。

表9.1-2　回注井回注情况统计表

回注井	总回注空间（万m^3）	现状已回注空间（万m^3）	剩余回注空间（万m^3）	设计回注能力（m^3/d）	现状回注量（m^3/d）	富余回注能力（m^3/d）
阳1井	145	24	121	1000	900	100
阳102井	421.5	1.5	420	1000	400	600
总计	566.5	25.5	541	2000	1300	700

B、回注能力分析

根据表9.1-1统计结果，本项目预计回注峰值出现在2024年，预计需回注总量为6.5万m^3，包括压裂返排液和气田水。

① 压裂返排液回注需求

根据返排规律开井返排的30天，单井返排量为7600m^3，平均每天返排量为253m^3/d（最大300m^3/d），按85%区域回用，则单口井需回注量在38m^3/d（最大45m^3/d）。根据分析，2024年本项目最多会出现6个平台也即6口井同时同时返排的情况，6口井同时返排的情况下，平均每天返排量为1518m^3/d（最大1800m^3/d），需回注量在228m^3/d（最大270m^3/d）。

② 气田水回注需求

根据井区已有项目气田水产生规律，生产期间一段时间内每天气田水的产生量是相对稳定的，根据表9.1-1统计结果，2024年，气田水预计需回注总量为3.0万m^3，预计单日回注量为68m^3/d。

② 回注井回注能力

根据调查，服务本井区的阳1井和阳102井两口回注井的回注水处理站目前

设计处理能力为2000m³/d，现状两口回注井的实际回注量为1300m³/d，尚富余回注能力700m³/d。根据开发计划，本项目建设单位在附近区域同期实施的阳102井区同期最多3口井同时返排，其需回注量在108m³/d（最大135m³/d）。则YS137井区和阳102井区共计需回注量约571m³/d（最大647m³/d），阳1井和阳102井富余常规回注能力满足两个井区同时实施的回注需求，其回注能力统计见下表9.1-2。

表9.1-3　回注井回注能力统计表

回注井		YS137井区（m³/d）	阳102井区（m³/d）	合计（m³/d）	回注井富余回注能力（m³/d）	是否满足回注需求
压裂返排液回注	平均	228	/	平均：404 最大：473	700	满足
	最大	270				
气田水回注		68				
总计	平均	296	108			
	最大	338	135			

综上分析，本项目储层改造测试期间压裂返排液利用及回注是可行的。

（3）回注水质分析

目前，阳1井和阳102回注井回注水来源主要为本项目所在区域和临近的太阳-大寨区块内产生的采出水（即气田水）。本项目采用的压裂液与区域已实施的页岩气平台采用相同的压裂液，页岩气开采目的层也与区域内已实施的页岩气平台相同，压裂返排液水质基本与区域已实施平台前期产生的采出水一致。故从回注水质上分析，本项目产生压裂返排液及气田水等依托阳1井和阳102井实施回注是合理可行的。

（4）运输线路

本项目压裂返排液拟通过罐车方式公路运输。阳 1 井位于叙永县震东乡伏龙村，距离本项目区块边界约 10km，距离最近的平台 YS137H20 约 12km；阳 102 井距离本项目区块边界约 9.0km，距离最近的平台 YS137H17 约 10.9km，运输距离均较近。项目废水回注运输路线应避开饮用水源等敏感水体，避免转运途中废水的“跑、冒、滴、漏”；落实对罐车 GPS 定位跟踪、压裂返排液外

运三联单管理等环保管理制度。同时业主单位应与专业运输公司签订转运合同，废水转运由专业公司负责实施，降低环境风险发生概率。

综上所述，本项目废水回注阳 1 井或阳 102 井是可行的。但考虑到项目开发过程存在不确定性，如后期生产调整，也可运至生产区域内有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

（5）废水转运措施及要求

①废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

②运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

③废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

④废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

⑤尽量避免雨天和大雾天运转废水。

⑥本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

⑦承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

⑧废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

⑨废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

⑩废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

通过上述措施后，本次产能建设项目所产生的各类废水均可得到妥善处置，无废水不外排，正常工况下对当地地表水环境无影响，各类废水处理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。同时，目前区域内已实施的页岩气钻采工程成功运行的经验为本项目各类废水回用及外运措施和环境管理提供了较好的借鉴经验。

综上所述，本项目施工和运营过程中各类废水处置措施有效、可行。

9.2 大气污染防治措施

根据项目产排污各环节分析，本项目主要的大气污染物产排点在各单项工程的施工现场扬尘、完井测试放喷废气、管线施工焊接烟尘等，运营期废气主要为设备检修/事故放空废气、站场无组织废气等。

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气环境的影响主要来自于管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘、测试放喷废气，以及管道焊接烟尘等。为减少大气环境影响，主要从以下几方面做好措施：

（1）在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

（2）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（3）当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

（4）保持运输车辆完好，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘。

（5）运输车辆在通过软土路面等路段应控制车速；在运输车辆进出场沿途软土路面地段应适当采取硬化处理或洒水抑尘等措施降低扬尘。

（6）通过采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑

材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低。

（7）测试放喷废气引入放喷坑燃烧后排放。

（8）针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，同时应对测试放喷时周边居民进行临时疏散。除了必要的放喷测试放空外，采取先建内部集输管网的方式及时将井下天然气接管外输，减少天然气放空量。

（9）施工现场要加强对建设工地的监督检查，督促建设单位落实降尘、压尘和抑尘措施。严格落实《大气污染防治行动计划》(国发〔2013〕37 号)和《四川省重污染天气应急预案》（川办函〔2014〕6 号）中要求，尤其是在重污染天气时做好施工场地扬尘减排措施。施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）。

综上所述，本项目施工期废气环境影响较小，采取的大气污染物控制措施在区域前期部署的天然气开发井和采气井站建设中已成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，施工期大气污染物防治措施有效、可行。

9.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要为设备检修/事故放空废气、无组织废气等。

清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，通过各采气井站、集气站放空管燃烧后排放。

本项目各采气井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

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，有时可能有少量天然气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封天然气产层，防止天然气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止天然气泄漏，对环境的影响很小。

封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成

台账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

9.3 噪声污染防治措施

鉴于页岩气开发建设项目噪声产排污特性，主要噪声环境影响表现为施工期噪声影响，且各单项工程建噪声影响不叠加，故本评价噪声污染防治措施按照各单项工程施工期和运营期分别给出。

9.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）井场钻井施工期噪声防治

鉴于本工程的施工期特性，各井场在完钻后噪声消失的实际情况，选用在目前钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

①在钻井设备选型时选取高效低噪声设备。

②采用网电，仅停电情况下采用的柴油发电机，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。

③在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，各井场钻井工程对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。

（2）站场、集输管线施工噪声防治

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

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

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

④合理安排施工作业时间，避免周边居民休息时间高噪声设备施工作业；

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

站场及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过类比以往工程建设施工期噪声环境影响情况，本项目各站场、管线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

本项目涉及的各场站单项工程运营期正常生产时，各站场噪声主要来源于工艺设备的运行噪声，本项目拟采取以下降噪措施：

（1）场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪。

（2）在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央，站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。

（3）集气增压站的压缩机置于隔声材料的降噪机房内，采取减振降噪措施。

通过类比以往采气站场、集气站营运期噪声环境影响实际情况分析，结合本次评价实际监测结果，本项目各采气站场、集气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，各井站、集气站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

9.4 固废污染防治措施

本项目施工期固废产生环节主要包括：各平台钻井作业的水基钻井固废（废水基泥浆、水基岩屑）、废包装材料、含油固废，管线施工废料、顶管施

工产生的废泥浆，以及施工人员生活垃圾；运营期站场清管/检修废渣、除砂器废渣、废油以及值守人员生活垃圾等。根据页岩气产能建设项目固废具有各工程单位点状产生的特点，结合《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）相关规定，本评价按照不同固废类型分类论述分析固体废物污染防治措施的合理、可行性。

9.4.1 施工期固废处置措施

（1）钻前工程固废处置措施

本项目钻前工程主要固体废物为集中剥离的表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于施工结束后的临时占地恢复用土。根据区块已实施井场钻前施工实际情况，井场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。

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

（2）钻井工程固废处置措施

①水基钻井固废

1）处置方式可行性

本项目水基钻井固废经各平台配套的“不落地”随钻处理系统收集并脱水处理后，泥饼暂存于各平台设置的临时贮存点，及时外运至环保手续齐备且有处理能力的水泥厂及砖厂资源化利用处置，就近外委处理，与区域已勘探开发页岩气井的处理处置方式一致。

水基泥浆钻井固废（包括清水钻进）经“不落地”随钻处理工艺板框压滤脱水处理后在现场临时贮存，及时外运附近水泥厂及砖厂资源化利用。现场仅设置临时贮存场地临时贮存，临时贮存场地采取水泥基渗透结晶型防渗，周边设置1m高砖混结构C20水泥抹面围堰，彩钢棚防雨措施。

本项目建设单位的水基钻井废弃物不落地无害化处理单位*****节能环保科技有限公司已与位于叙永县的***水泥有限公司签订了一般固废（水基钻屑）使用协议，并与叙永县营山乡***砖厂等多家位于叙永县的砖厂签订有钻井平台的水基钻井固废（岩屑及泥饼）接收处理协议，水基钻井固废主要采取就近

运至水泥厂及砖厂资源化利用的处理处置方式。

A、水泥厂处置可行性分析

水泥有限公司在泸州市叙永县正东镇伏龙村建设有利用水泥窑协同处置一般固体废物项目。水泥有限公司4600t/d熟料新型干法水泥生产线建设项目已于2019年完成自主竣工环保验收，目前运行稳定。

2021年6月，***水泥有限公司在其原有厂区内建设完成“利用水泥窑协同处置一般固体废物项目”，目前正在开展自主竣工环保验收工作。该项目在原有厂区内建设一套年协调处置一般固废15万吨（主要为白泥、硫酸钙污泥、煤矸石、水基钻屑、水厂底泥等一般固废）的配料处置系统，新增计量配料设备两套，建设一般固废堆棚3000平米，增加装载机一台，利用一般固废替代部分原料进入水泥窑高温煅烧处置，原有工程生产产能不变。

利用水基钻井固废替代部分水泥原料生产水泥的工艺为传统成熟的工艺，已在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，处置方式合理可行。本项目建设单位的水基钻井废弃物不落地无害化处理单位*****节能环保科技有限公司已与位于叙永县的***水泥有限公司签订了一般固废（水基钻屑）使用协议，***水泥有限公司利用水泥窑协同处置一般固体废物项目在水泥厂内建设了配套的固废堆棚3000平米，能够满足本项目各钻井平台钻井作业过程水基钻井固废运至水泥厂后的临时存放要求；且该项目处置能力大，每年可处置15万吨，而本项目水基钻井固废产生峰值约2.18万t/a，小于水泥厂的可处置能力，从处置能力上分析，处置方式可行。

综上分析，本项目水基钻井固废运至***水泥有限公司的利用水泥窑协同处置一般固体废物项目进行处置是合理可行的，后期建设单位也可利用附近其他可接收且环保手续齐全的水泥厂处置水基钻井固废。

B、砖厂处置可行性分析

叙永县营山乡***砖厂位于叙永县营山乡仙洞村，主要经营范围为利用页岩、煤矸石等生产原料，生产烧结砖；该砖厂于2014年12月进行了扩能技改，并对该扩能技改项目进行了环境影响评价，叙永县环境保护局以

“****[2014]297号”文进行了批复（详见附件），目前已正式投入生产，生产线和环保设施运行情况良好，无环保投诉。该砖厂生产规模为3000万匹页岩砖/年，页岩消耗能力约为6万t，砖厂配套修建有300m^{2}半封闭页岩堆场（彩钢雨棚遮雨，场地周边设置挡墙和截排水沟）用于原辅材料堆存，主要制砖工艺流程为破碎→搅拌拌合→制坯→焙烧烘干制砖。目前该砖厂的页岩来源主要来自于配套的页岩矿区的开采，每年的钻井页岩和废弃泥浆接收量较少，仍有较大的接受能力。

一般页岩气钻井平台脱水后水基钻井固废转运至砖厂页岩堆场后，经皮带输送到练泥机中，加水进行搅拌、捏和、均匀后用皮带输送到螺旋挤压机中成型，生胚砖转运到干燥室进行干燥，干燥后的胚砖转运到砖窑中进行焙烧。砖烧结成品合格冷却至室温后出窑形成产品砖。

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，由该工艺进行生产已多年，在使用页岩为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故。由于本项目钻井泥浆、岩屑与主料搅拌、捏和挤压成型，故对来料含水率等无特殊要求，钻井固废含水率满足砖厂来料含水率要求。

C、水基钻井固废烧结砖产品质量检验分析

四川省建材产品质量监督检验中心于2016年1月10日对应用长宁H5平台水基岩屑生产的烧结砖进行了质量检测，检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见表9.4-1。

表9.4-1　普通烧结砖检验数据表

***

本项目位于叙永县，与长宁公司H5平台所在的兴文县距离较近，地层岩性相同，所使用的水基钻井液相同，故产生的水基岩屑理化性质基本相同，本项目产生的水基钻井固废制成的页岩砖性能可类比上述检测结果。由此判定，本项目水基钻井固废制成的页岩砖可满足相关技术指标和性能要求。

D、水基钻井固废烧结砖浸出液检测分析

通过对水基钻井固废烧结砖浸出液水质有害物质浓度检测情况（见表

9.4-2），烧结成砖后浸出液有害物质浓度均符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级排放标准，烧结制砖避免了钻井岩屑和泥浆的环境污染问题，达到二次利用目的。此外，烧结砖浸出液中的COD、Cd、Cr^{6+}和石油类等有害物质浓度均低于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准，对人体健康的影响可接受。

表9.4-2　钻井固废处置浸出液水质检测分析表

***

数据来源:《废弃钻井液的固化烧结与再利用研究》(中石化西南油气分公司工程技术研究院，潘宝风，中国石化科学研究开发项目“非渗透钻井液集输推广应用（西南）研究成果”《钻井液与完井液》2011年第1期)。

本项目所在区域以及附近的太阳-大寨区块内已有多个平台产生的水基钻井固废交由水泥厂及砖厂处置的成功案例，叙永县境内已实施有多个页岩气平台，境内水泥厂及砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程。本项目拟部署的各平台钻井期间产生的水基钻井固废采取运至水泥厂及砖厂资源化利用，是较为成熟的处置方式，从处置方式上措施是合理可行的。

2）现场贮存可行性

各平台产生的水基钻井固废属于第Ⅱ类一般工业固体废物，在各平台设置的临时贮存场地采取了重点防渗处理。参考《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中对第Ⅱ类一般工业固体废物的处置要求，本项目临时贮存场地的防渗措施，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求。本项目临时贮存场地占地面积约40m^2，现场可临时贮存量在80m^3左右，可以满足3天以上的临时存放量，有时间安排转运处置。综上分析，现场贮存从防范污染及存放规模上，均满足要求，现场临时贮存设施可行。

3）区域消纳处理能力分析

本项目各平台水基钻井固废预计产生总量为37600m^3，根据本项目产能建设进度及开发时序安排，在2022年同时处于建设的钻井平台数量最多，共计7个钻井平台同时建设，处于井区内水基钻井固废产生量的峰值，约2.18万t/a。

***水泥有限公司“利用水泥窑协同处置一般固体废物项目”处置能力为15

万吨/a，根据对项目所在的叙永县的调查，地方砖厂生产规模一般为3000万匹/年，年用页岩基土6万吨左右，本项目建设单位的水基钻井废弃物不落地无害化处理单位*****节能环保科技有限公司已与***水泥有限公司以及叙永县营山乡***砖厂等7家位于叙永县的砖厂签订有钻井平台的水基钻井固废（岩屑及泥饼）接收处理协议，按照每个砖厂年用页岩基土6万吨，叙永县的区域页岩基土消纳能力在42万t/a以上，用于制砖的钻井固废与基土添加比例约为1:10，因此，砖厂对钻井固废的消纳能力约为3.8万t，结合地方水泥厂处置能力，区域水泥厂和砖厂对钻井固废消纳量约为18.8万t。本项目YS137井区水基钻井固废产生峰值为2.18万t/a，拟同期实施的阳102井钻井固废产生峰值为1.4万t/a，两个井区共计3.58万t/a，因此，区域水泥厂和砖厂完全有能力消纳本项目以及附近区块的其他页岩气钻井平台的水基钻井固废，具体消纳能力见表9.4-3。同时按照建设单位环保管理规定，在筠连~昭通区域布置的新建页岩气井场用砖，优先回购消纳钻井泥浆和岩屑的地方砖厂利用钻井岩屑和脱水泥浆资源利用的烧结砖，实现地方砖厂的产销平衡的同时确保区域内钻井项目钻井岩屑和脱水泥浆的妥善处置的连续性和可实施性。

表9.4-3　钻井固废消纳能力统计表

***

综上分析，从区域砖厂消纳能力分析，本项目平台钻井工程产生的水基钻井固废运至附近水泥厂或砖厂资源化利用的处置方式是合理可行的。

4）环境管理措施

a在各平台开钻前，建设单位应根据平台周边可接纳情况，与已签订的水泥厂及砖厂核实可接纳情况，就近确定各平台水基钻井固废具体接纳处置单位，确定的接纳处置单位应具有接纳能力且环保手续齐全。建设单位也可积极寻求项目附近其他可接纳的砖厂或水泥厂等，以便就近处置本项目产生的钻进岩屑和废泥浆，减少运输距离，降低运输环节的环境风险。

b水基钻井固废在现场储存以及外运处置过程中应加强环境管理，钻前施工阶段确保水基钻井固废临时贮存场地按要求进行防渗处理，并按要求在临时

贮存场地周边修建高0.5m的围墙，顶部搭设防雨等措施。

c建设单位应严格按照外运处置协议进行外运处置，运输过程采取三联单及台账制度，并报当地环保主管部门备案。

d外运车辆应设置GPS定位系统，确保本项目水基钻井固废全部运至协议指定的地点进行资源化利用，避免产生二次环境污染。

e运输过程中应尽量避开环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废采取就近运至水泥厂或资源化利用的处置方式是合理可行的，在采用严格的环境管理措施的情况下，可以确保本项目各平台钻井工程产生的水基钻井固废全部得到有效的处置，措施可行。

②生活垃圾和废包装材料

本项目钻井工程施工人生活垃圾存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；废包装材料可回收后直接回用于各类材料的包装，不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。

③含油固废

本项目钻井工程含油固废主要来源于机械润滑废油。含油固废属于危险废物（废物类别为HW08，废物代码900-249-08），在现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013年修订））要求，在井场的危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置。

（3）储层改造测试工程固体废物

储层改造期间主要固废仅为工作人员产生的生活垃圾，集中收集存放在井场的垃圾收集池中，统一交由当地环卫部门统一处置，做到现场无遗留。

（4）采气站场、集气增压站工程施工

YS137H12 集气增压站施工中剥离的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。

采气站场、集气增压站施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

（5）集输管线施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

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，经收集后外售回收利用。

②废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管施工，施工现场设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂综合利用。

③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。

9.4.2 运营期固废处置措施

（1）采气站场运营期固体废物

本项目各采气站场为无人值守，运营期无生活垃圾产生。各采气站场仅设置清管发球装置，未设置收球筒，故不产生清管废渣。本项目采气站场运营期固体废物主要为除砂器产生的废渣，产生量较少，属于一般工业固废，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂进行资源化利用。

（2）集气增压站运营期固体废物

本项目集气增压站运营期固体废物主要包括清管检修废渣、生活垃圾、污水处理装置产生的污泥以及废油等危险废物。

①清管检修废渣

拟建集气增压站运营期清管检修废渣的主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后参入脱水后的污泥一并外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。

②生活垃圾

拟建 YS137H12 集气增压站为有人值守站，值守人员产生的生活垃圾经收

集后统一交由环卫部门处理。

③污泥

本项目在拟建集气增压站内设置有 1 个 300m^3 的泥水收集池，运营期污泥实际产生量为 233t/a，经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。YS137H1 集气站改扩建后污泥延续现有处置方式，外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

④废油

集气增压站压缩机组或撬装设备等在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），经废油桶收集后回收利用或交由资质单位处置。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。结合区域已开发平台的实施经验，以上固体废物处置措施经济技术合理可行。

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1源头控制措施

根据地下水导则的要求，本项目建设运营期间的污染源头控制措施主要包括提出各类污废水循环利用的具体方案，以减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，将污染物跑冒滴漏事件发生概率降到最低。结合本项目施工期和运营期各阶段设备。工艺和特征，本项目建设及运营过程需要采取如下措施：

（1）做到各阶段基础设施建设阶段产生的污废水及时收集回用，做为各阶段生产用水，做到不外排。

（2）优化区块开发建设方案，使区块内各场地建设紧密衔接，统筹施工时序，缩短施工周期，减少污废水等产生量。

（3）优化区块内用水方案，生产用水优先回用其他井场生产污废水，减少新鲜水的取水量，减少区块内开发污废水的总产生量。

（4）区内广布岩溶区，岩溶落水洞、管道等较为发育，各场地选址优先避开岩溶发育地段，避免钻井液直接、大量进入岩溶地下水系统。钻前施工如遇岩溶溶隙、溶腔发育段要重新选址避让，方井、清水池、危废暂存间等重要

设施禁止建设在岩溶发育段上部。

（5）本区块内各井场选择成熟环保的钻井施工工艺，根据各井场钻遇岩溶地层情况，本项目实施过程中**组以上的岩溶地层优先使用空气钻迅速钻进，空气钻不能实施的井段采用纯清水钻，从源头上减少钻井泥浆的使用量和钻井废水的产生量。上述钻井工艺在区块内已多次成功实施，为本项目各井的空气钻成功施工提供了经验和技术支撑。

（6）根据各井场钻遇地层，提前预判井漏井段，优化各井段泥浆体系，减少漏失量。如钻井过程中出现漏失情况，应采用强钻和堵漏相结合的方式快速钻穿漏失层，减少泥浆漏失进入含水层的量。针对岩溶地层发生漏失情况，优先使用纯清水钻迅速钻进，减小对地下水环境的影响，同时对井场下游和所在水文地质单元下游的保护目标、暗河出口进行及时跟踪监测，做到及时发现污染及时控制污染。

（7）导管段采用套管施工，减少清水钻时进入含水层的量；同时每次钻井结束后的固井作业迅速下入水泥套管，可有效封隔地层与套管之间的联系，在套管的保护下能有效地保护地下水，固井作业应提高固井质量，建议采用高质量水泥浆体系固井。

（8）施工运营期间各井场井站应加强日常巡检工作，及时检查各涉污设施设备的运行状况，防止各阶段污废水不能及时收集转运并出现渗漏、外溢等情景。

（9）各场地实行清污分流、雨污分流系统，将涉污场地产生或溢流的污水通过场内污水截流沟收集进入清水池回用，对于涉污场地外的清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系，总体上减少雨污水的产生。

（10）各场地修建的清水池等池体，修建时应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢；暴雨季节要加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险；为避免突降暴雨引发池体中废水外溢，在雨季对清水池等池体应加盖防雨蓬布或架设雨蓬。

（11）施工结束后要对固井质量进行检测，在固井质量合格后才可以进行下一阶段的压裂施工，运营期要井管质量设置定期检查制度，避免运营期气田

水沿破损的井壁直接进入含水层，降低地下水污染风险。

（12）区块建设期及建设完成后，不能回用的废水需经过有资质的污水处理站进行处置，确保处置后环境可接受。

（13）施工运营期阶段的各类罐区设置为架空式并做好日常巡护，严禁集污罐在现场埋地使用，降低污废水外溢污染地下水的风险。

（14）废水转运车辆必须做好全过程监控，车辆安装 GPS，设置转运台账，运输前规划运输路线，运输路线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，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，转运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。

（15）管线清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水，暂存于场站集污罐内，随采气废水一起进行处理或循环利用；

（16）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不能容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置；施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置；机械设备若有泄油现象要及时清理收集散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

（17）管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量，不会出现渗漏问题；

（18）运营期对管道采取防腐防漏措施，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；

（19）空间上优化各井场的开采时序，尽量避免同一水文地质单元内多个平台同步实施，降低叠加影响的可能。

（20）位于集中式饮用水源及其保护区附近的场地，在施工运行过程中加强污染泄漏监管，尽可能不使用地埋式池体，做好清污分流和应急实施的建设；施工期做好饮用水源上游管线的防渗防腐，运营期做好监控，做到及时发现及时处理，避免污染物扩散。

（21）项目各涉污场地需要选址在地质结构稳定地段，避免因滑坡、洪水

等灾害使得储存污废水的构筑物及设备破损，降低其进入地下水环境的风险。

（22）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

（23）压裂阶段严格控制压裂压力，按照压裂设计和已实施井场压裂经验实施，避免产生由压裂不当产生的串层现象。

通过采取以上源头控制措施，可有效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

根据本项目施工运营期污染物产生情况和相关涉污设备构筑物的特征，本次评价在满足地下水导则的防渗分区划分要求的基础上，还要参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）。基于上述技术规范的要求，将井场、井站和集气站划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，通过对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面构筑物及设备需进行防渗处理，不仅可以有效防止污染物泄漏出外环境，还可以及时将泄漏、渗漏情况下进入外环境的污染物收集处理，减轻对地下水环境的影响。本项目主要场地及构筑物设备的分区防渗方案划分情况如表 9.5-1 和图 9.5-1、图 9.5-2 和图 9.5-3 所示

（1）重点防渗区指本项目在储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程等污环节产生持久性有机物类污染物且污染物泄漏较难处置的区域。

（2）一般防渗区指涉及持久性有机物及其他类型污染物并置于地平面以上的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域。

（3）简单防渗区指不产生和暂存污废水和固体废物的各生产功能单元区，

对地下水环境不存在污染的物料或污染物泄漏且包气带防污性能中-强的区域。

表9.5-1　主要场地及构筑物设备的分区防渗划分方案一览表

污染防控区类别	防渗性能要求	建设运行时段	防渗区域名称	防渗分区施工部位
重点防渗区	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能	建设期	含井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统区域、不落地处理工艺区、水基钻井岩屑贮存区等区域、废油桶贮存区、井场四周清污分流截排水沟、柴油罐区、压裂作业工艺区、危废暂存间	地面及围堰
			清水池、集酸坑、隔油池	池底及池壁
		运营期	井站井口区域、集气增压站泥水收集池、集气增压站采出水处置装置区、发电机房区、化验室	地面及围堰
一般防渗区	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能	建设期	物料堆放区、生化池、清污分流区	地面
		运营期	井站储液区、产输污水工艺区、输水管线等区域、生活污水处置装置区、应急药品间	地面、围堰及地埋管壁
简单防渗区	一般地面硬化	建设期	井站值班室、井区综合值班房、食堂、集气工艺装置区、增压区	地面
		运营期		

***

图9.5-1　施工期典型井场分区防渗划分示意图

***

图9.5-2　运营期典型井站分区防渗划分示意图

***

图9.5-3　运营期集气增压站分区防渗划分示意图

（4）分区防渗措施

①重点防渗区措施

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），项目通过采取分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井工程及压裂过程污染物入渗土壤

及地下水环境。按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）标准中典型污染防渗分区表，本项目重点防渗区包括井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统区域、不落地处理工艺区、水基钻井岩屑贮存区等区域、废油桶贮存区、场外清水池集酸坑、清水池、井场四周清污分流截排水沟。根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），重点污染防渗区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。根据上述要求，本项目钻前工程设计针对重点防渗区拟采取如下防渗措施：

A：地坪地面区域：地面采用 0.5m 厚夯实粘土（K＜1.0×10^{-7}cm/s）+10cm 砂砾层+10cmC30 砼混凝土面层（K＜1.0×10^{-8}~1.0×10^{-9}cm/s）敷设重点防渗区基础地面。重点防渗区地坪防渗结构示意图见图 9.5-4。

***

图9.5-4　重点防渗区地坪防渗结构剖面图

B：柴油罐区、泥浆储备、循环系统区、不落地处理工艺区：除按照上述地坪重点防渗处理外，另行设置 0.2m 高砖混结构 C20 水泥双面抹灰围堰，对贮存场地热焊接拼接敷设 2mmHDPE 防渗膜并铺至围堰外沿。

C：水基钻井岩屑贮存区：除按照上述地坪重点防渗处理外，另行修建防雨棚防雨措施，设置具有强防渗性的围堰，设置 1m 高砖混结构 C20 水泥双面抹灰围堰，作业机械进出口按 0.1m 高度设置围挡。

D：废油桶贮存区：除按照上述地坪重点防渗处理外，修建防雨棚或覆盖彩条布等防雨措施，另行设置具有强防渗性的围堰，设置 0.2m 高砖混结构 C20 水泥双面抹灰围堰，对贮存场地热焊接拼接敷设 2mmHDPE 防渗膜并铺至围堰外沿。

E：放喷池：池底先浇筑 50mm 厚 C20 碎石混凝土面层，再做三油两布防腐防酸处理，浇筑 50mm 厚 C25 碎石混凝土面层，最后分层抹 50mm 厚新型耐火砂浆；池底向排酸出口方向形成不小于 1.5%流水坡。放喷池至集酸坑 600mm×600mm 明沟内侧均先用 M5 水泥砂浆抹面后再按“三油两布”做防腐防酸处理。

F：清水池、集酸坑、隔油池：为 C30 钢筋砼池，渗漏系数小于 1.0×10^{-7}cm/s。

集酸坑采用页岩砌筑，墙身内侧、墙顶采用 M10 水泥砂浆 30mm 厚抹面，坑底采用 100mm 厚 C20 混凝土，集酸坑内墙、坑底均按“三油两布”做防腐防酸处理。清水池混泥土强度为 C30，基础垫层为 C20，抗渗强度为 P8。隔油池池底和墙面采用 20mm 水泥砂浆加水泥基渗透结晶型防水材料防渗，周围设置 2mm 厚 HDPE 防渗膜。

G：压裂作业工艺区：压裂作业前钻井设备撤场，压裂作业系统利用钻井井场布置，作业区防渗利用钻前工程对重点防渗区的防渗措施。压裂重叠液罐采用折叠式水罐，地面设 0.2m 高围堰，场地热焊接拼接敷设 2mmHDPE 防渗膜并铺至围堰外沿（如罐中存放清水的可以不设置围堰）。

H：截排水沟采用 C15 水泥浆将抹面防渗处理。

I：粘油设备、管具等贮存区：平整或水泥地面上敷设 2mmHDPE 防渗膜，外延设置 0.2m 围堰或围挡。（长钻具、管具管排区，可在管具两头铺设 2mmHDPE 防渗膜+0.2m 围堰或围挡做好防油污），上盖防雨布做好防渗防雨。

J：以上需要用铺设 HDPE 防渗膜进行防渗的，防渗膜必须采用热熔全部焊接，确保焊接面无渗漏。

K：井口区域：采用全埋入式砌体结构底板浇筑 C20 素混凝土，厚度小于 300mm，应一次浇筑完成，主体结构采用烧结砖砌成，四周侧壁进行 1:2 水泥砂浆抹面处理，然后进行防渗，要求抗渗等级为 P8，主体结构采用素 C25 混凝土进行封闭处理

②一般防渗区措施

通过在抗渗混凝土面层（包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土）中掺水泥基渗透结晶型防水剂，抗渗等级为 P6，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗目的，渗透系数不大于 1.0×10^{-7}cm/s（图 9.5-5）。一般防渗区抗渗混凝土的抗渗等级不低于 P8，其厚度不小于 100mm。除钻井井口区域外的井场平台地面的缝隙用防渗胶处理，防止污水渗漏。

***

图 9.5-5　一般防渗区地坪防渗结构示意图

③简单防渗区措施

通过在地面进行一般场地硬化，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到基本设备的防渗和承载要求即可。

9.5.3跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 12.4.4。

9.5.4应急响应措施

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如图 9.5-6 所示。

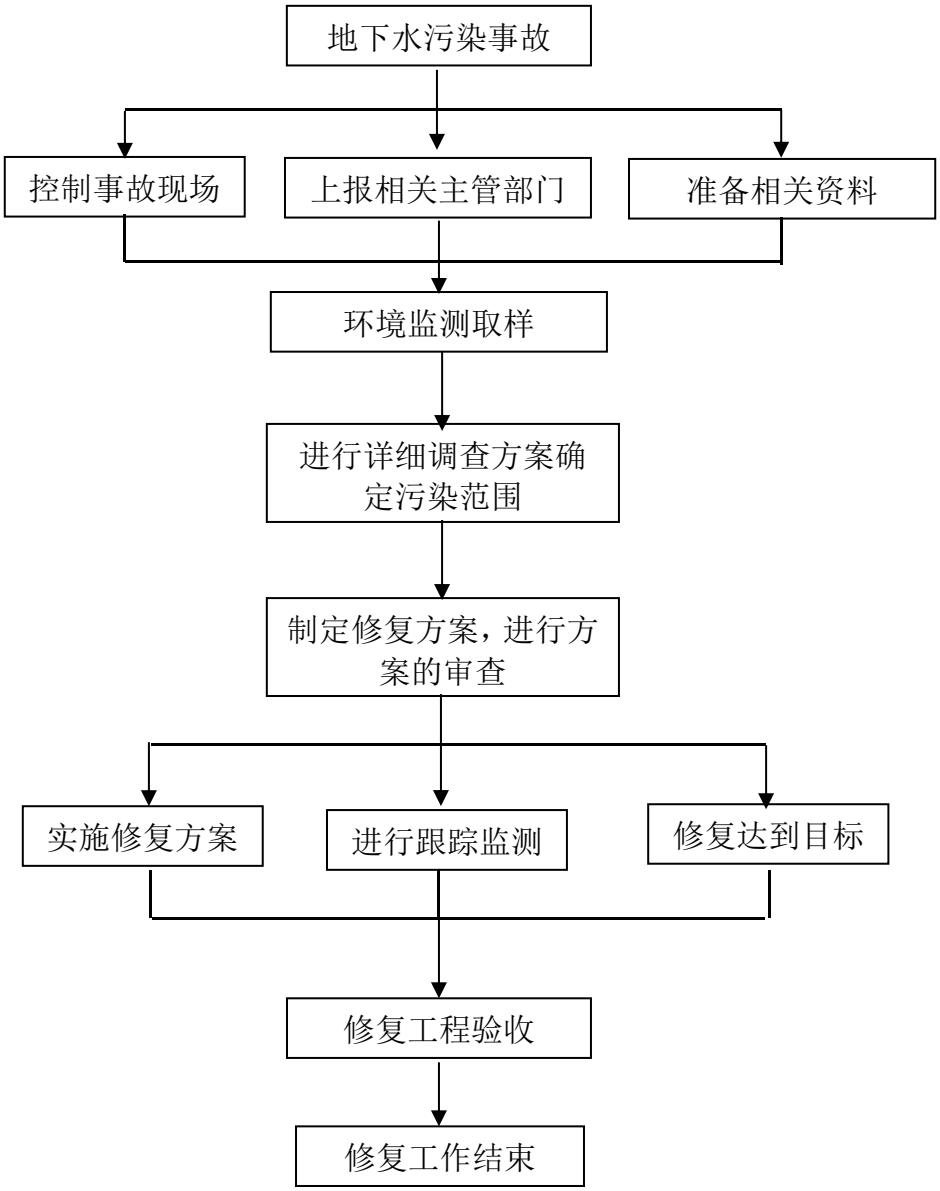

图9.5-6　地下水污染应急响应程序

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策报挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指道事故应急响应。

（4）相应的应急措施

本项目在运营期间若发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。现场根据污染程度启动相应的处置方案，若污染物不能及时收集并进入地下水环境，应立即开展监测井，并通过抽水井形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。此外，地下水污染事故发生后，针对受污染的泉点及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的泉点，应为其寻找替代水源，保障区内居民的用水安全。

9.6 土壤污染防治措施

本项目主要通过合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化和建立应急响应等措施控制施工期和运行期土壤污染，保护周边土壤环境。

9.6.1 施工期控制措施

（1）站场、集气增压站

①源头控制

通过减少各个阶段跑、冒、滴、漏污染物的排放量，并最大限度地降低污染物发生渗漏的风险，从源头控制土壤污染的发生。在钻井、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等，井场水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域。实行清污分流，作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，

加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池垮塌等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。

②分区防渗

对站场内可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，防止污染物渗入地下，并能够方便及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。重点防渗区：该部分区域主要为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位如：站场内钻井工程场地区、配套工程及辅助设施区的钻井基础区域、清洁生产操作区、钻井液材料房区域、放喷坑以及各种储备罐区；集气增压站内污水罐、泥水收集池、污水池及污水处理设施等区域进行重点防渗。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

（2）集输管线

①管沟开挖产生的土壤分层、分区堆放，并覆盖雨布，减小雨水冲刷及水土流失；管线铺设结束后，按照原有土壤层次回填，不改变土壤质地。

②土壤回填后种植相应要求的植被、农作物，并根据要求施肥，保持土壤肥力。

③施工期产生的生活垃圾、焊渣、焊接废料等固废及时清运，并妥善处置，避免污染土壤环境。

9.6.2 运营期控制措施

（1）站场、集气增压站

①运行期采站场要做好站场的日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

②集气站内污水罐、泥水收集池、污水池均设置空高要求，预留 20%的空白容积，防止废水漫流事故发生。

③对集气增压站污水罐及各水池的底部和四周均采取防腐、防渗处理，并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直入渗土壤的事故发生。

④加强管理和巡视，建立上报制度，并采取相应措施，减小对土壤环境的

影响。

（2）集输管线

运行期加强对输水管线的日常巡查工作，避免输水管线的泄漏，并建立事故上报制度，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.3 跟踪监测计划

本项目井场、站场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，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。**

9.6.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

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）土地利用现有格局的保护和恢复措施

①站场修建尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，对永久占地合理规划，严格控制占地面积。对站场占地范围外原有井场占地，在站场施工过程中及时进行复垦，恢复原有耕地等土地利用形式。

②严格控制施工作业带宽度，对管线敷设施工宽度控制在设计标准范围

内，其中水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m，以减少管线敷设对土壤扰动和地表植被破坏。

③施工作业尽量利用原有公路，若无原有公路，则要执行先修道路，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。

④现场施工作业机械应严格管理，划定施工活动范围，不得在道路、站场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

⑤施工时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，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。施工结束后，及时进行施工临时设施的清理，并进行对永久占地外的迹地恢复。对施工期用于工棚、施工便道等临时占用的耕地，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可种植区域常见植物进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

⑥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。

⑦站场、管线、道路施工中挖填方尽量实现自身平衡。若要取土，则就近取两侧土为宜，若有弃土要堆放在天然洼地中，并及时平整，避免形成小土丘，影响景观协调性。

（2）农业、耕地保护措施

项目占用耕地主要以内部集输管线为主，站场等永久占地面积较小，主要采取的耕地保护措施如下：

①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，以减少农业当季损失。

②管沟开挖过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，开挖过程中生熟土分开堆放。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，同时设置挡土墙减少水土流失，表层土堆放平整、夯实，剩余场地平整产生的土石方临时堆存于施工场地范围内，施工过程中做到场地挖填自行平衡。管沟开挖时的土石方分层堆放在管沟两侧施工作业带范围内，表层土在下，底层土在上，便于施工结束后的临时占地恢复用土。

③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。

④施工完成后做好现场清理及恢复工作，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

⑤管线建设完毕后及时尽量恢复沿线地表原貌，比如种植新的草地和其他与新环境相宜的植物，使土壤生态环境的影响得到有效的控制。

（3）基本农田保护措施

本项目针对永久基本农田的保护措施见“6.8.2 永久基本农田-（5）永久基本农田保护措施”。

（4）植物保护措施

①避让措施

在前期设计阶段，已经对方案进行了比选，最大程度上减轻了工程建设的对生态环境的影响。在后续施工过程中，施工生产生活区选址应避开生产力相对较高的林地区域及基本农田区域，施工便道及永久性道路尽量不要从成片的林地穿过。

对占用生态公益林路段，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减缓措施

A、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，大力宣传保护动植物的重要性。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，要报告当地环保部门，立即组织挽救，移栽他处。

B、尽量减少临时用地的占用

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；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。

C、合理安排施工次序、季节、时间

尽量避开植物物种播种生长季、收获期，根据沿线大田作物栽种情况，合理安排施工次序和时间。

D、优化环保工程设计方案进和施工组织方式

施工过程中，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植。移栽、培植不仅可以减少植被的破坏量，而且移栽的乔灌木、保存的草皮可以缩短林草植被重建的时间，最快恢复植被保持水土、涵养水源、景观美学的功能。保存的表土，也为植被恢复提供了良好的基质条件。

③恢复补偿措施

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，根据因地制宜的原则视沿线具体情况实施：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。对于输气管线建设导致保护区部分区域水源涵养能力的下降进行异地补偿，水源保护区的其他水源涵养能力相对较差的区域，对植被进行抚育，提高区域的水源涵养能力，以弥补管道建设所带来的水源涵养能力的下降。

（5）陆生动物保护措施

为了保护评价范围内的野生动植物，维护评价区内的生态平衡，并在工程完工之后，使工程沿线的生态系统尽快得到恢复和向良性循环的方向发展。建议要采取以下措施对野生动物进行保护。

①优化选址、选线，尽可能地保护现存植被：施工前期，项目在选址、选线时尽量避开林地，尽可能的不破坏区域森林植被；施工严格控制施工作业带，尽可能地减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

②优化施工作业程序：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，要优化施工方案，抓紧施工进度，尽量缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类、鱼类的繁殖季节，同时避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强野生动物保护宣传：施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》有关对野生保护动物的宣传力度，大力宣传保护野生动物的重要性和损坏、诱捕野生动植物的惩罚条例，不得随意捕猎野生动物。建设单位应制定野生动植物保护预案，施工过程中一旦发现保护动物及巢穴应立即按照野生动植物保护方案采取保护措施。

④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。

（6）水生生物保护措施

①河流穿越工程施工应尽量选在枯水季节，土方禁止堆积在河道，施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

②合理安排施工期，应尽量避开鱼类（尤其是长江上游特有鱼类）的繁殖产卵期（3月~9月），同时提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。

③水域附近施工时，禁止非施工需要大范围扰动水体，施工场地污水不得直接排入沿线河流，避免污染水质，加剧对水生生物的负面影响。

④严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化。

⑤施工用料堆放应远离水源和其它水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方，防止施工材料被暴雨径流带入水体;废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，於塞河道；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等。

⑥施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

⑦严格加强施工管理，穿越施工过程中的产生的生活垃圾、生活废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。

⑧加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

（7）生物多样性保护措施

施工阶段注意对生物多样性较丰富的林地、灌草丛进行保护，不得破坏施工区域外的植被。施工结束后，根据区内自然条件特点，合理安排植物物种配置，加强多功能生态植被体系建设，注重发挥其保持水土、涵养水源、改善环境、提供野生动物栖息地等方面的功能。

（8）生态景观环境影响减缓措施

①施工过程中，文明施工，有序作业，减少临时占地面积，尽量减少农作物的损失。

②尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

③管沟穿越公路等敏感区段时，必须采取防护措施，如开挖面支撑；施工结束后，立即采取防护措施，如人工绿化、水泥护坡等。

④临时堆放场应选择较平整的场地，且场地使用后尽快恢复植被。

（9）水土流失防治措施

①为防止坡面降雨对管道的冲刷破坏及产生水土流失，修建浆砌石截水墙、截排水工程以及稳管等措施。

②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。

③钻井工程施工过程中严格按照“三通一平”的原则设计，确保工程建设过程中的土石方可以做到挖、填平衡。

④施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，减少水土流失。

（10）生态恢复补偿措施

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，根据因地制宜的原则视沿线具体情况实施：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。

①恢复原则

A、因地制宜，适地适树（草），以乡土种为主，外来种为辅；

B、选择适应性强、耐干旱瘠薄、抗逆性强、根系发达、萌蘖性强、可塑性强的植物；

C、选择净化空气能力较强的园林绿化植物，美化环境的同时，又可以改善区域环境质量；

D、保留原生树种，选用一定量的当地先锋树种，突出地方特色。

E、树种选择应与当地林产业发展、经济发展相结合，满足地方经济发展和区域生态建设的需要。

②生态恢复措施

管道施工便道、施工作业带和堆管场临时占地中，除占地前土地利用类型为耕地与园地的外，其余占地在植被恢复时应因地制宜、适地适树（草）科学、合理还林、还草。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。

（11）石漠化防治措施

喀斯特石漠化是只在亚热带脆弱的喀斯特背景下的一种土地退化过程，表

现为自然因素和人类活动综合作用下的地表植被破坏，水土物质流失，土地生产力下降，岩石大面积裸露。本次评价拟采取的石漠化防治措施如下：

①施工作业尽量利用现有公路，不得在施工作业带、站场以外的地方行驶和作业，降低项目施工对植被的破坏。

②严格落实报告中提出的水土流失防治措施，降低施工对土壤的扰动。

③在生态恢复过程中，尽量选种固土能力强的植被，进而改良土壤的结构和成分，增强土壤的抗侵蚀能力和抗剪切能力。

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 6646-2006）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。

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 环保设施及投资估算

本次产能建设项目由若干单项工程建设实施，为便于单项工程环保竣工验收，本评价将本次产能建设所涉及的各单项工程分为钻井井场和采气站场、集气站和集输管线分别估算各单项工程环保投资。

本工程环保措施投资估算见表 9.8-1~5。

表 9.8-1　单个新建井场环保投资估算表　　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	钻前施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
2	备用柴油机废气	使用轻质柴油，废气设备自带的排气设备排放	***
3	测试放喷废气及应急放喷废气	点燃放喷可燃气体，针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，测试放喷管口高为 1.5m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷坑减低辐射影响。事故状态下紧急放喷时在井口周边 500m 范围布置环境空气质量监测点，并根据监测结果实时组织周边居民临时撤离	
二	废水污染防治措施		
1	钻前场地施工废水	沉淀池、沉砂池	***
2	井场清污分流	清污分流截排水沟	***
3	水基泥浆钻井阶段钻井废水、冲洗废水、方井雨水、初期雨水	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
4	生活污水	采用生化池收集后转运至乡镇污水处理厂处理	***
5	压裂返排液	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
2	工艺区降噪	柴油机仅作为备用电源，在停电期间使用，柴油机排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	
3	噪声影响补偿	采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置），对施工噪声影响范围内居民补偿	***
四	固体废物防治措施		
1	表土	就近设置表土堆场临时堆存，用于后期临时用地的生态恢复用土	***
2	水基钻井固废	外运至具有处置资质的水泥厂或砖厂资源化利用	***
3	含油固废	在井场的危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废	***

序号	污染源名称	治理措施	投 资
		物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置	
4	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处置	***
五	生态保护措施		
1	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）		***
2	放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙减小热辐射。放喷结束后占地恢复		***
六	环境风险防范措施		
1	按照钻井行业规范要求落实工程环境风险防范措施		***
2	制定环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练		***
七	地下水及土壤污染防治措施		
1	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等相关技术规范要求分区防渗		***
2	跟踪监测：根据本次评价制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测		***
合计			***

表 9.8-2　单个依托现有井场平台环保投资估算表　　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	钻前施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
2	备用柴油机废气	使用轻质柴油，废气设备自带的排气设备排放	/
3	测试放喷废气及应急放喷废气	利用现有放喷坑	
二	废水污染防治措施		
1	钻前场地施工废水	沉淀池、沉砂池	***
2	井场清污分流	利用井场现有截排水沟	/
3	水基泥浆钻井阶段钻井废水、冲洗废水、方井雨水、初期雨水	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
4	生活污水	利用现有设施收集后转运至乡镇污水处理厂处理	***
5	压裂返排液	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
2	工艺区降噪	柴油机仅作为备用电源，在停电期间使用，柴油机排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	***
3	噪声影响补偿	采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪	***

序号	污染源名称	治理措施	投 资
		声达标距离之外进行妥善安置），对施工噪声影响范围内居民补偿	
四	固体废物防治措施		
1	表土	利用现有井场，不涉及表土剥离	***
2	水基钻井固废	外运至具有处置资质的水泥厂或砖厂资源化利用	***
3	含油固废	在井场的危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置	***
4	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处置	***
五	生态保护措施		
1	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）		***
2	放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙减小热辐射。放喷结束后占地恢复		***
六	环境风险防范措施		
1	按照钻井行业规范要求落实工程环境风险防范措施		***
2	制定环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练		***
七	地下水及土壤污染防治措施		
1	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等相关技术规范要求分区防渗		***
2	跟踪监测：根据本次评价制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测		***
合计			***

表 9.8-3　单个采气站场环保投资估算表　　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	场地施工废水	沉淀池、沉砂池	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
运营期			
一	大气污染防治措施		
1	检修、放空废气	通过放空管燃烧排放	***
二	废水污染防治措施		
1	气田水	通过管线输送至集气站，优先回用于区域压裂用水，不能回用的部分外运回注处理	***
三	噪声防治措施		
1	设备噪声	控制采气配产规模，降低气体流速；合理优化平面布	***

序号	污染源名称	治理措施	投 资
		局，充分利用空间距离减轻对较近居民点影响	
四	固体废物防治措施		
1	除砂器废渣	经桶装收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（附近砖厂及水泥厂等）进行资源化利用	***
五	风险防范措施		
1	环境风险应急	根据风险导则应急预案编制提纲并结合行业应急预案体系规范要求完善《井喷及井喷失控应急预案》、《重大环境污染应急预案》，并按行业要求统一配备应急物质	***
2	应急演练培训	施工单位应主动联系当地政府，对井口周边 500m 的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施	***
六	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	***
合计		/	***

表 9.8-4　YS137H12 集气增压站环保投资估算表　　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	场地施工废水	沉淀池、沉砂池	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
四	固体废物防治措施		
1	表土	就近设置表土堆场临时堆存，用于后期临时用地的生态恢复用土	***
运营期			
一	大气污染防治措施		
1	检修、放空气	通过放空管燃烧排放	***
二	废水污染防治措施		
1	气田水	优先回用于区域压裂用水，不能回用的部分外运回注处理	***
2	生活污水	经生化池收集后外运城镇污水处理厂处理	
三	噪声防治措施		
1	设备噪声	压缩机置于隔声材料的降噪机房内，采取减振降噪措施	***
四	固体废物防治措施		
1	清管检修废渣	收集后外运地方水泥厂或砖厂资源化利用	***

序号	污染源名称	治理措施	投 资
2	污泥	收集后外运地方水泥厂或砖厂资源化利用	***
3	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处置	***
4	废油	经废油桶收集后回收利用或交由资质单位处置	***
六	风险防范措施		
1	环境风险应急	根据风险导则应急预案编制提纲并结合行业应急预案体系规范要求完善《井喷及井喷失控应急预案》、《重大环境污染应急预案》，并按行业要求统一配备应急物质	***
2	应急演练培训	施工单位应主动联系当地政府，对井口周边 500m 的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施	***
七	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	***
合计		/	***

表 9.8-5　单条集输管线建设污染防治措施汇总表　单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	施工场地废水	沉淀池、沉砂池	***
2	管道试压废水	沉淀后用于管道施工洒水抑尘，不外排	
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
四	固体废物防治措施		
1	施工废料	废焊条、废包装材料、截断管材等外售回收利用	***
2	废弃泥浆	外运周边水泥厂或砖厂综合利用	***
五	生态保护措施		
1	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）		***
运行期			
一	风险防范措施		
1	环境风险防范及应急响应	均依托相应采气站场	/
二	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	***
2	管线巡检	组织巡检，频次不低于 1 次/月	
合计		/	***

本项目钻井工程共包括 17 个平台，其中 7 个平台依托已建井场，其环保投资按已建井场考虑。项目地面集输工程包括 17 个采气站场，1 个集气增压站和 12 条集输管线。YS137H1 集气站改扩建工程在现有站场内进行，主要为新增工艺设备，其站场环保措施、环境风险措施等均依托现有工程。本工程海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目环保总投资估算见下表 9.8-6。

表 9.8-6　YS137 井区区块产能建设工程环保投资汇总表　单位：万元

单项工程	项目个数		环保投资单价	合计
钻井井场	新建井场	10	***	***
	依托现有井场（包括 YS137H2 平台）	7	***	***
采气站场	17		***	***
集气增压站站	1		***	***
集输管线	12		***	***
总计				***

本项目总投资**万元，预计环保投资***万元，占总投资的 2.94%。

10 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

10.1 社会效益分析

页岩气作为一种优质、高效、清洁的能源，它在能源中的竞争优势逐步确立，发展天然气已成为当代的世界潮流，随着全球天然气储量和产量的同步迅速增长，以及在能源构成中所占比例日益提高，专家预计2020年后，天然气将超过原油和煤炭，成为世界一次能源消费结构中的“首席能源”，天然气将进入一个全新的历史发展时期。

社会和经济的发展离不开能源的发展，天然气作为优质燃料和重要的化工原料，国家各部门极力鼓励和提倡页岩气的勘探、开发和利用。另一方面，由于环境保护意识的不断加强，页岩气作为清洁能源越来越受到重视，致使天然气市场不断扩大，出现了供不应求的局面。总之，我国天然气资源较为丰富，市场前景广阔，潜力巨大。

本工程建设将加快YS137井区页岩气勘探开发，提高国家能源供应安全性，优化国家能源结构，对于缓解区域天然气供需矛盾，减少污染物排放，建设环境友好型社会，推动经济发展，可观的经济收益和良好的社会效益，本项目的建设具有重要意义。

10.2 经济效益分析

本次拟建YS137井区建成后产能**m^3/a，以当前市场天然气价格1.275元

/m^3计，不考虑补贴，年产值可达***亿元，在现有的技术经济条件下，本项目税后内部收益率为***%，大于基准收益率***%，投资回收期***年，财务净现值***万元，利润总额***万元，工程具有较好的经济效益。

10.3 环境经济损益分析

10.3.1 环境效益分析

（1）改善环境空气质量

页岩气的利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本工程在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因，根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一就是用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。天然气相对煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的1/40，为煤炭的1/800。根据监测，燃烧天然气排放的CO、NO_2、灰分大大低于煤和原油的排放量。本项目的建设将会减少煤炭或者石油的使用，减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量，由此带来的环境效益十分显著。

（2）降低由环境空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘、肺癌等。污染区（按二氧化硫超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高9.4‰，肺心病发病率高11‰。

（3）减少污染处理费用

根据研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 $1\times10^8m^3$ 天然气可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本井区建成后预计产能为**m^3/年，以此推算，每年可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4040t。根据现有治理技术水平，处理 SO_2、NO_x 和烟尘所需费用分别为**元/kg、**元/kg 和 0.15 元/kg，本项目建设后每年可节约 2.5 亿元的污染物治理费用，其中 SO_2 治理费 9147.6 万元/a、NOx 治理费 12474.0 万元/a、烟尘治理费 3636.0 万元/a，详见**表 10.3-1**。

表 10.3-1　　天然气替代煤炭燃料可减少污染治理费用表

***

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。

10.3.2 环境保护费用分析

本工程在建设过程中，由于线路工程施工和站场建设需要临时和永久占用土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般来说，环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失；间接损失指由土地资源损失而引起的其他生态问题，如生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

根据项目占地类型统计，项目临时占地面积92.13hm^2，其中耕地39.345hm^2，林地43.06hm^2；永久占地面积7.16hm^2，其中耕地3.8hm^2，林地2.06hm^2。按当地占地农业损失估算，临时占地农业损失为81.8万元，永久占地农业损失为1.08万元/年。

10.3.3 环境经济损益分析

本工程实施后，可以生产天然气***方/年。可有效改善地区的环境空气质量，减少慢性气管炎、肺心病等疾病的发病率，以及减少由此发生的医疗费支出，此外，用管道输送天然气还可减少运输带来的环境污染。

由此可见，本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

11 环境管理与监测计划

11.1 企业环境管理现状

本项目建设单位根据自身特点建立了 QHSE 管理体系，并设置了质量安全环保科负责环境管理，管理体系较完善。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定建设运行期的环境管理任务。每个阶段均配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且有项目部领导分管环保、安全工作。

在本项目实施 QHSE 管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

（1）在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方环境保护责任、义务。

（2）建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环保措施提供重要保证。监督内容主要包括：钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等，履行施工期分区防渗措施隐蔽工程的施工监理记录、环保设施维护管理记录，建立规范的环保设施运行和污染物处置台账（含危废收储及处置、固废处置、废水转运、生活污水转运记录等）等。

（3）实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

（4）制定环境风险事故应急处理预案，实施环境风险事故应急方案演练。

（5）积极推行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

11.2 施工期环境管理建议

为最大限度的减少施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，在施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。

建设单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设 QHSE 管理人员负责落实环境管理制度。

业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案，环境保护方案包括但不限于以下内容：

（1）制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

（2）监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况，监督施工期各项环保措施的落实情况。

（3）在施工前对施工人员进行环境保护培训，组织开展工程建设期间环境保护的宣传教育与培训工作。

（4）明确施工单位环保职责，施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围、废渣和垃圾集中堆放、泥浆和废土等按规定进行处置、施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。施工单位应建立环境监控台帐，及时准确地记录不同施工阶段环境保护措施的落实情况和各项生态环境保护要求的贯彻情况，必要时配合图片进行说明。

（5）明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动范围、生活垃圾及其它废物的管理。

（6）工程建设不可避免地会对环境造成破坏，应制定好工程完成后的环境恢复工作计划，并配置技术人员监督恢复进度及质量。

（7）在集气工程施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的建构筑物和环境保护方案，避免破坏穿越设施，并降低穿越施工的环境影响。

（8）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；钻井施工中重点监督检查随钻处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行。

11.3 运营期环境管理建议

本项目建成后由建设单位管理，该单位建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE）。拥有质量、安全、环保管理部门，直接负责管理的

作业区设有“健康、安全与环境（HSE）办公室”负责环境管理。运营期间，单位应设置环境管理机构并配备相应的环境管理专业技术人员来负责本项目运营期间的环境管理工作。环境管理机构的基本任务是负责组织、落实、监督本企业的环保工作，主要职责如下：

（1）贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

（2）根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，提高员工的环保意识。

（3）组织制订企业的环境保护规章制度和标准并督促检查执行，根据企业特点制定污染控制及改善环境质量计划。

（4）负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事故的应急处理和善后事宜。

（5）监督企业执行环保“三同时”的情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时运行，有效控制污染；检查环境保护设施的运行情况，定期进行环保工作检查，及时发现问题、处理问题，确保环保设施的正常运转，保证达标排放。

（6）建立环境管理人员的环保职责要求，建立环保指标考核管理制度，并严格落实各项管理制度，定期对相关部门进行考核，以推动环保工作的开展。

（7）明确各类人员的职责，对专、兼职环境管理人员进行环保业务知识的培训，并在全公司范围内进行环保知识的宣传和教育，树立全员的环保意识；定期组织召开环保工作例会，针对生产中存在的环保问题进行讨论，制定处理措施和改进方案，并报上级主管部门。

（8）建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查其落实情况；建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（9）主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

（10）根据项目风险评价的内容，对该项目周边的居民进行安全、环保教育，提高当地居民的安全、环保意识；制定可能发生的环境事故的应急计划，

定期进行演练。

11.4 环境监测及环境保护监控计划

11.4.1 大气监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测，本项目大气环境自行监测计划见**表 11.4-1**。

表 11.4-1　　大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次	控制标准
运营期	环境空气	集气增压站及各站场，厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 次	《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）

11.4.2 噪声环境监测

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测，噪声监测计划见下**表 11.4-2**。

表 11.4-2　　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	控制标准
运营期	厂界环境噪声	集气增压站及各站场厂界	等效声级	每年 1 次/昼夜噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准

11.4.3 土壤监测计划

本项目为Ⅱ类项，且周边存在耕地环境敏感，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的跟踪监测要求，需制定跟踪监测计划、建设跟踪监测制度，每 5 年内开展 1 次土壤跟踪监测。本项目土壤监测计划见

下**表 11.4-3**。

表 11.4-3　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	控制标准
运营期	集气增压站周边 0.2km 范围内耕地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）8 项基本因子、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡	每 5 年开展 1 次	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
	各采气站场周边 0.2km 范围内耕地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）8 项基本因子、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡		

11.4.4 地下水跟踪监测计划

为了及时发现渗漏事故并采取相应的措施，最大限度地降低渗漏事故对地下水环境的污染，本项目施工运营期应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标；设立地下水监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的资质机构完成；建立有关规章制度和岗位责任制；制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

本项目的地下水跟踪监测计划设置综合考虑了各场地所在区地下水保护目标分布情况，各场地所在水文地质单元地下水补径排特征，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状况和地下水体中污染物动态变化的前提等因素。根据地下水导则根据地下水导则根据监测要求，并参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）中监测要求，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充分参考现状监测点的分布情况，依据各水文地质单元内场地上、中、下游位置和地下水补径排特征，兼顾和重点考虑单元内地下水敏感目标，保证每个场地上下游各分布一个跟踪监测点，每个单元内至少满足 3 个点位的最低标准。基于上述原则，本项目共布设地下水环境跟踪监测点 34 个，见图 11.4-1、表 11.4-4。

监测因子：pH、石油类、氨氮、砷、钡、六价铬、氯化物、氟、溶解性

总固体、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD

监测频率：施工期、运营期每年监测一次，结合上述监测周期钻井施工结束后进行一次监测。后期跟踪监测根据后续区块内环境影响后评价要求开展地下水环境跟踪监测。

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。

***

图 11.4-1　地下水跟踪监测点空间分布图

表 11.4-4　地下水环境跟踪监测点一览表

***

11.4.5 信息公开

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，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

11.4.6 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，区块产能建设项目实施后，应开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。

11.5 竣工环保验收

建设单位应根据《建设项目环境保护管理条例》（2017 年中华人民共和国国务院令第 682 号）和《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号）的相关要求，自主开展该项目的竣工环境保护验收工作。本井区可采用单项工程、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

表 11.5-1　　采气站场竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目及位置		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度		具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立压裂返排液、岩屑、泥浆、废油等危险固废转移联单制度，提供完整的交接清单资料备查
	环境风险应急预案		具有符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并在当地环保局进行了备案
污染防治措施	废水	钻井废水、井场初期雨水、方井雨水	废水循环利用于钻井过程，完钻时产生的钻井废水、井场初期雨水和方井雨水回用于储层改造阶段的压裂液调配用水，无废水进入当地地表水环境
		压裂返排液	在储水罐和返排液罐中暂存，采用罐车转运至本区块其它页岩气开发平台综合利用，最终不能利用的部分运至阳 1 井或阳 102 井回注，现场不排放。如后期生产调整，也可运至有环保手续和处理能力的其他回注井或污水处理厂进行处理
		气田水	运行期气田水通过管道输送到集气增压站，由集气增压站统一收集处理，现场不外排
		施工期生活污水	生活污水收集处理后采用转运就近乡镇污水处理厂处理方式，并处理完毕，现场无遗留，无废水进入地表水环境。占地恢复原貌
	废气	钻井废气	无固定、长期污染源，区域环境功能未发生改变
	固废	水基钻井固废	经“不落地”随钻处理工艺处理后，外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用
		生活垃圾	生活垃圾收集池集中收集，施工结束后交由当地环卫部门处理，做到现场无遗留，不乱堆乱弃
		废油	完钻后交由钻井队综合利用、妥善处置，建议用于区域内本公司其它井场钻井配置油基钻井液，现场无遗留
		钻前工程临时表土	完井后将临时表土堆场内堆放的表土用于临时占地的表层覆土，复垦生态恢复
		除砂器废渣	统一收集后综合利用
	噪声	施工期噪声	对噪声超标的居民点采取临时租用房屋做职工用房等方式协商解决噪声污染问题，取得居民谅解，施工期无噪声扰民环保投诉
		运营期噪声	厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求
生态保护	临时占地恢复		严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被。施工结束后，拆除基础，进行复垦到原状态
	站场绿化		运营期站场绿化，种植当地优势植物绿化站场
	站场边坡		站场永久占地边坡得到有效管护，水土流失得到有效控制

表 11.5-2　　集输工程竣工环境保护验收一览表

环境要素	序号	污染源/关注对象	环保措施	验收内容	验收要求或标准
地表水环境	施工期	试压废水	沉淀后回用	施工过程设置沉淀池，试压废水、施工废水沉淀后回用，不外排	试压废水沉淀后回用，不外排
		生活污水	依托居民自有设施	生活污水主要依托民房、旅馆处理	妥善处置，减小对环境影响
		穿越河流、公路施工		施工结束后恢复河床、施工场地	恢复河床和施工场地，减小对河流、道路的影响
	运营期	集气站清管检修废水、气田水	污水收集预处理设施	通过一体化污水处理设备收集预处理，优先回用，不能回用的外运回注处理	污废水不外排
		生活污水	生化池	定期拉运地方城镇污水处理厂处理，不外排	不外排
土壤环境、地下水环境		检修检修废水、气田水	污水收集处理设施	站场内污水池体预留 20%的空白容积，并采取重点防渗，污水罐及各水池的底部和四周均采取防腐、防渗处理；采用合格的输气管材、输水管材，施工质量满足相应标准要求；YS137H1 集气增压站依托现有污水收集处理装置	污废水全部收集处理，最终输送至云山坝脱水站处置，不外排
环境空气		页岩气放空	放空系统	集气站设置放空系统，用于页岩气应急放空燃烧排放。YS137H1 集气增压站依托现有放空设施，用于页岩气应急放空燃烧排放	妥善处置，减小对环境空气的影响
噪声		厂界噪声	站场合理布置，选用低噪声设备	各站场内合理布置噪声设备，选用低噪声设备，保持设备正常运行；集气站内压缩机采取减振、隔声措施	厂界噪声满足昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）要求
固废	施工期	施工废料	回收利用	废包装材料、废焊条回收处置，收集后外售回收利用	固废妥善处置，减小对环境的影响
		生活垃圾	/	依托周边农户现有设施，做到现场无遗留，不乱堆乱弃	
		废弃泥浆	外运处置	外运周边水泥厂或砖厂综合利用	
	运营期	清管检修废渣	外运处置	统一收集后参入脱水后的污泥一并处置，不外排	
		污泥	/	压滤脱水后，外送综合利用	

环境要素	序号	污染源/关注对象	环保措施	验收内容	验收要求或标准
		生活垃圾	垃圾桶收集	交由当地环卫部门处理，不乱堆乱弃	
		废油	废油桶收集	交资质单位处置	规范暂存，措施可行
生态环境		植被破坏	生态恢复	施工迹地、临时占地全部恢复	减小对生态环境的影响
环境风险			警示牌、风险管理制度、应急预案	站内备用发电机基础进行防渗，并设置收集沟和集污坑。管线沿线设置标志桩和警示牌，管线临近居民点附近设置风向标，并按照相关规范要求制定环境风险防范措施。编制应急预案、应急演练、加强巡检等。	减小环境风险影响
环境管理			站外管线	专门人员日常巡视，并做好巡视文字和图片记录，及时发现站外管线环境风险隐患	巡视频次不小于 1 次/月，措施落实到位
			建立环境管理制度	设置健全的环保管理系统，包括部门设置、管理人员配备、员工培训、考核与管理制度。	完善的环保制度

12 结 论

12.1 项目概况

海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目包括钻井工程、地面集输工程两部分。钻井工程共部署 17 个平台，其中 7 个平台依托已建井场，其余 10 个平台均为新建井场；地面集输工程包括新建集气增压站 1 座（YS137H12 集气增压站）、改扩建集气站 1 座（YS137H1 集气站）、集输管线 12 条以及采气站场地面工程。

本项目区块设计总产能规模**m^3/a，开采气种为页岩气，目的层为**-**组。

12.2 外环境现状和环境保护目标

海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目区块范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、水产种资资源保护区、文物保护单位、生态保护红线等分布。

本项目区块所在范围内无大中型河流分布，区域内主要水体仅为部分小型河沟和水渠，区块范围内共有 2 处饮用水源分布，分别为：后山镇老林顶集中式饮用水水源地（项目距离保护区最近距离约 101m）和冷水河大堰三斗米集中式饮用水水源地（项目距离保护区最近距离约 670m），本项目井场、站场占地范围及管线穿越区域均不涉及饮用水源及饮用水源保护区。

本项目生态保护目标主要主要为管线两侧区域内的耕地、林地、自然植被、野生动物、野生植物、水生生物、水土保持及自然景观。新建各站场周边风险敏感目标主要为分散居民点以及场镇等。

12.3 区域开发现状及回顾性评价结论

（1）海坝区块开发现状

太阳气田海坝区块于 2019 年 2 月实施第一口评价井，目的层为**组-**组，为不含硫化氢的页岩气。截至 2021 年 6 月 30 日，区内累计完成钻井 38 口，其中评价井 16 口、开发试验井 22 口。

（2）YS137 井区开发现状

海坝 YS137 井区面积约 141.38km^2，位于海坝区块内北部。截止 2021 年 6 月 30 日，已实施及正在实施的页岩气开发平台或集气站共有 14 个，有 10 个平台处于试采或测试阶段，有 2 个平台已验收并投入生产，2 个平台正在施工；YS137H1 集气站及配套集输管线（集气管线 4 条及同沟敷设污水管线 4 条）已建设完成进入调试期，阳 102H34（YS140H1 平台）至阳 102H33 清管站管线及其污水管线已验收。井区集气和污水管线与云山坝集气增压脱水站连接，并依托阳 1 井和阳 102 井回注井回注生产废水。

（3）井区环境影响回顾结论

井区的开发未对区域生态系统类型造成较大改变，开发的生态影响消失，施工结束后生态环境逐渐恢复。本次环评期间，建设单位严格执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度，区域环境监测评价结果表明井区总体环境良好，说明污染物治理措施和生态保护及恢复措施总体有效，井区开发建设活动对区域环境影响较小。

（4）意见与建议

从环境保护的角度考虑，建议建设单位对已建工程开展地下水、土壤质量定期跟踪监测。

12.4 环境质量现状评价结论

（1）环境空气

根据《2020 年泸州市生态环境状况公报》，叙永县 2020 年为环境空气达标区，根据本次评价监测结果，各监测点非甲烷总烃监测值均满足相关标准，项目所在区域环境空气质量较好。

（2）地表水环境

本项目区块所在区域属于永宁河水系，根据《2020 年泸州市生态环境状况公报》，2020 年永宁河水质优，断面达标率为 100%。上桥、观音桥、乐道子和泸天化大桥断面水质类别均为Ⅱ类，除乐道子断面水质月达标率为 91.7%，其余各断面水质月达标率均为 100%。

根据本次评价对管线穿越冷水堰断面监测结果，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。

（3）地下水环境质量现状

本次包气带监测的目标监测点与背景值监测点各因子标准差较小，表明本项目原场地包气带现状良好，未出现污染情况；地下水监测点各项监测因子均满足标准，区域地下水环境质量现状较好。

（4）声环境质量现状

根据本次评价监测结果，各环境噪声监测点监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求；各厂界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)要求。

（5）土壤环境质量现状

井区土壤类型主要为黄壤、黄壤性土、黄色石灰土、中性紫色土，根据土壤环境现状监测统计结果，可知本项目两类土壤的环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)筛选值要求，井区土壤环境质量总体较好。

（6）生态环境现状

项目位于泸州市叙永县，地貌类型主要由低山和丘陵组成，属 $IA_{3(3)}$ 川中方山丘陵植被小区。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）在评价区的平缓洼地和丘陵山丘广泛分布。人工或次生植被分布于耕地、居民点周围，植被分布面积最大的是柳杉等针叶林；分布较为零散的是落叶阔叶灌丛和亚热带草丛植被，分布于林地与耕地间的过渡区域，多为砍伐迹地、撂荒地等逐渐演化而来；评价区内共有自然植被植被型 6 种，群系 21 种，另外还有 3 种主要的栽培植被类型，在区域内广泛分布。评价范围内未发现野生保护植物及名木古树。

评价区生态系统可分为森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农业生态系统和城镇生态系统五大生态系统，其中，区域生态系统以森林生态系统为主。林地景观为区域景观基质，其次为灌草丛景观、耕地景观，以及镶嵌分布的建设用地斑块和水域。

12.5 施工期环境影响分析结论

（1）施工期生态影响分析

永久占地将改变现有土地利用现状，一定程度上导致耕地、林地等用地的减少，造成粮食作物、经济作物减产，林地面积损失，以及局部森林覆盖率降低，但总体来说，项目沿线区域分布有广阔的林地、耕地，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；项目临时用地主要为耕地和林地，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。

项目施工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。施工活动造成的植物生物量损失极小，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。

项目占地范围较小，在施工过程中落实动物的巡查措施及保护措施后，施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小；对两栖类动物、爬行类动物、鸟类、珍稀保护动物的影响均较小。

管道涉水施工影响对河流水生生态造成影响，施工期会改变原有浮游生物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游生物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游生物影响较小；管线穿越河流时时采用大开挖施工，施工时应尽可能将穿越河流工程施工时间选择在枯水季节，并加快管道穿越河流的施工速度，施工对水体的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

项目施工占地范围的生境与影响范围周边的生态环境相似，项目建成后不会造成物种在区域内消失，对整个区域的生物多样性影响小。项目施工过程中，由于占地面积较小，不影响区域景观结构，且随着管线等施工完成后的植被恢复，对景观分割作用逐渐消失，不会造成景观破碎化，不会对区域景观体系造成较大影响。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。

（2）施工大气环境影响分析

根据典型单项工程各施工阶段大气环境影响预测分析，本项目各单项工程各阶段大气环境影响范围小，主要表现为单项工程周边小范围的大气

环境影响，影响距离一般小于 200m 范围，且仅表现为污染物浓度的小幅度增加，均控制在当地环境可接受范围内。本项目施工期不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境影响可接受。

（3）施工期地表水环境影响分析

根据各单项工程废水污染特性，项目各单项工程土建施工废水回用于各场地施工现场，不外排；井场初期雨水用于钻井泥浆配置用水；不能回用的钻井废水、冲洗废水、方井雨水以及压裂返排液外运至阳 1 井或阳 102 井回注，不外排。本项目各单项工程各施工阶段产生的各类废水均能得到有效处理，正常工况下无废水外排，对当地地表水环境影响小。

（4）施工期噪声环境影响分析

根据前述各单项工程各阶段声环境影响与预测结果可知，施工期会对各单项工程周边一定范围内声环境及敏感点产生一定影响，但施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期、大范围的声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

（5）施工期固体废物环境影响分析

根据前述各单项工程固废产排污及环境影响分析可知，井区施工期产生的固废主要为钻井施工产生的水基钻井固废、废油以及生活垃圾等，站场建设和管线施工产生的固体废物主要为施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。水基钻井固废由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用；废油交由施工单位回收利用或资质单位代为处置；生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；施工期产生的施工废料收集后外售回收利用；顶管施工设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂综合利用。本项目施工期各阶段固体废物均能得到妥善处理，对环境影响较小。

（6）施工期土壤环境影响分析

页岩气勘探开发过程中对土壤的影响主要是事故情况下废水或固废处理不当而造成的土壤环境污染，本项目针对各种事故情境下的废水或固废泄漏情况均采取了相应的应急预案及风险防范措施，可将事故情况下废水或固废处理不当而造成土壤环境污染的可能性降至最低，本项目实施对

区域的土壤环境影响可接受。

（7）施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，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，本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、定期监测清水池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；作好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；针对岩溶发育区要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

12.6 运行期环境影响分析结论

（1）大气环境影响

根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程大气环境为三级评价，无需进行进一步预测。项目运营期各站场将无组织逸散少量页岩气，主要污染物为非甲烷总烃。根据本次评价对区域内已建井站典型站场（YS137H1 集气站）厂界非甲烷总烃的监测结果，YS137H1 集气站厂界非甲烷总烃监测浓度为 0.59~0.70mg/m^3，满足厂界排放标准要求，表明项目正常工况下无组织逸散的非甲烷总烃对周边大气环境影响很小，环境影响可接受。

（2）地表水环境影响分析

项目地表水评价等级为三级 B，气田水、清管检修废水等转运至区域阳 1 井、阳 102 井等有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，集气增压站生活污水定期拉运地方城镇污水处理厂处理。项目运营期对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）声环境影响分析

本项目各采气站场均采用标准化、模块化生产设备，页岩气采输工艺与井区已运行的各场站相同，处理规模相近，各采气井站运行期无高噪声设备。根据同类型项目运行经验，结合本次评价对区域已建成站场噪声监测结果，正常工况下，采气站场场界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不

会出现噪声扰民环境问题。

根据本项目预测结果，集气增压站运营期场界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

（4）固体废物环境影响分析

本项目采气站场运营期除砂器产生的废渣经收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（附近砖厂及水泥厂等）进行资源化利用；集气增压站产生的清管检修废渣和污水处理装置产生的污泥经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用；废油经废油桶收集后回收利用或交由资质单位处置；生活垃圾经收集后统一交由环卫部门处理。各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

（5）土壤环境影响分析

各站场运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。通过采取各项严格的源头控制措施、分区防渗措施及跟踪监测计划后，各站场运营期通过各类途径污染土壤的可能性较小。

（6）生态环境影响分析

运行期，项目生态影响体现在永久占地的影响。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，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。新建站场主要位于农业生态环境，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。新建站场永久占地导致原有耕地、林地等景观斑块变为建设用地斑块，但站场大部分在原有井场内修建，新增占地较小，相比评价范围内的农田景观面积、森林景观面积，项目永久性占用比例很小，通过耕地补偿及撂荒地复耕措施后，不会改变评价范围景观格局，项目运营期对区域景观影响较小。运行期，管线沿线植被逐渐恢复，对生态系统的分割效应减小，站场等永久占地面积较小，不会对区域生物量的大量损失，站场等放空噪声会对周边动物造成一定影响，但持续时间较短，动物可通过移动来减弱对自身的影响，但不会影响生物的多样性，也不会破坏整个生态系统的结构和稳定性，故项目

运营期对生态系统影响较小。

（7）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、定期监测清水池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；作好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；针对岩溶发育区要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

12.7 环境风险评价结论

本项目环境风险主要为页岩气和污水泄漏事故，相邻井未发生井喷失控事故，各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，泄露事故页岩气和污水泄漏时间短，事故发生的概率极低。在采取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

12.8 环境保护措施有效性结论

（1）水环境保护措施及有效性

施工期：施工废水经简易沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水；钻井废水、方井雨水、初期雨水、压裂返排液优先回用于钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用部分外运区域阳 1 井或阳 102 井等有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；生活污水经井场生化池收集后拉运地方城镇污水处理厂。

运营期，各采气站场和集气站气田水、清管检修废水优先回用于区域压裂液配置用水，无法回用部分外运区域阳 1 井或阳 102 井等有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；集气增压站值守人员生活污水经站场的生化池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理。

根据本次评价 9.1.3 分析结果，本项目废水回注阳 1 井或阳 102 井是可行的。但考虑到项目开发过程存在不确定性，如后期生产调整，也可拉运到生产区域内有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

本项目施工及运行期间均无废水外排。结合区域内已实施平台经验，项目拟实施水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（2）大气防治措施及可行性分析

施工期设置施工围栏、专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，减少施工扬尘。运输环节保持车辆完好，及时清扫路面，冲洗轮胎、路面硬化、洒水抑尘等，减少运输扬尘；钻井采用网电，仅停电时使用柴油发电机，减少燃油废气；测试放喷废气引入放喷坑燃烧后排放，同时对测试放喷时周边居民进行临时疏散。施工期废气环境影响较小，采取的大气污染物控制措施在区域前期天然气开发井和采气井站建设中已成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，施工期大气污染物防治措施有效、可行。

清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，通过点火装置燃烧后由 10m/15m/20m 高的放空管排放；各采气井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

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

（3）噪声防治措施及有效性

施工期：本项目单项工程施工期较短，采取各种噪声控制措施后，对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。本项目钻井工程采用网电，仅停电情况下采用的柴油发电机，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

运行期：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，合理站场平面布置，高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央；集气增压站压缩机布置于隔声材料的降噪机房内并采取减振隔音措施。通过区域已实施平台采气站场、集气站营运期噪声环境影响实际情况分析，本项目各站场、集气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。

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井站、集气站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

（4）固体废物处置措施及可行性

施工期：本项目施工期剥离的表土用于施工结束后的临时占地恢复用土，土石方实现挖填平衡，无弃方产生；水基钻井固废外运至环保手续齐备且有处理能力的单位资源化利用处置；施工废料、废包装材料回收利用；废油在井场的危废暂存间储存，完井后交由施工单位回收利用或资质单位代为处置；生活垃圾存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；顶管施工产生的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂综合利用。

运营期：本项目采气站场运营期除砂器产生的废渣经收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（附近砖厂及水泥厂等）进行资源化利用；集气增压站产生的清管检修废渣和污水处理装置产生的污泥经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用；废油经废油桶收集后回收利用或交由资质单位处置；生活垃圾经收集后统一交由环卫部门处理。

本项目各站场、集气增压站固废处理措施均为页岩气开发项目中常用的处置措施，已在区域内同类型页岩气开采项目中广泛应用，各节点固废均能做到妥善处置，不外排，不改变区域环境功能，固废处理措施合理、可行。

12.9 总量控制

本项目为页岩气产能建设项目，本项目施工和运营期均无废水外排，固体废物均能得到妥善处置，项目运营期正常工况下无大气污染物产生和排放。因此，结合项目产排污特点，建议本项目不设置污染物总量控制指标。

12.10 公众参与

根据建设单位开展的环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了三次信息公示，采取了网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式。征求意见稿公示期间，未收到意见反馈表。

12.11 综合评价结论

海坝 YS137 井区页岩气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可得到妥善处置，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提出的环境风险事故防范措施以及制定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。在严格落实本环评各项环保措施后，项目建设无重大环境制约因素，从环境保护角度分析，海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目是可行的。

12.12 建议

（1）加强施工队伍的管理，严格控制施工作业带宽度，减少对生态环境的破坏，施工结束后及时进行恢复。

（2）建议采用户外广告、张贴画、广播等形式，大力宣传野生动植物保护法律、法规。

（3）加强环境管理和风险防范意识，加强环境风险应急事故演练，不断完善环境风险应急预案，定期巡检、送检各类仪表、阀门等设备，杜绝环境风险事故的发生。