中国石油化工股份有限公司西南油气分公司

产能建设及勘探项目部

高庙气田产能建设项目（一期）

环境影响报告书

（送审版）

建设单位：　中国石油化工股份有限公司西南油气分公司

产能建设及勘探项目部

环评单位：　中材地质工程勘查研究院有限公司

二〇二二年八月

打印编号：1659669352000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	qolu8k
建设项目名称	高庙气田产能建设项目（一期）
建设项目类别	05--008陆地天然气开采
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部
统一社会信用代码	915100007422747640
法定代表人（签章）	郭彤楼
主要负责人（签字）	袁勇
直接负责的主管人员（签字）	练晓勇
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	中材地质工程勘查研究院有限公司
统一社会信用代码	91110000400000974J
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
黄璜	2014035550350000003512550206	BH036672	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
黄璜	概述、总则、区域开发现状及回顾性评价、项目概况、工程分析、运营期环境影响预测与评价、环境管理及监测计划、结论与建议	BH036672	
王晓君	项目建设区域环境概况及环境质量现状、施工期环境影响评价、环境风险评价、环境保护措施可行性论证、清洁生产与总量控制、环境经济损益分析	BH052448	

目 录

目 录.....I
概 述.....1
一、建设项目背景.....1
二、项目工程内容.....2
三、建设项目的特点.....2
四、环境影响评价工作过程.....4
五、关注的主要环境问题.....5
六、环境影响报告书的主要结论.....5
1 总则.....7
1.1 评价目的及原则.....7
1.2 评价时段.....8
1.3 编制依据.....8
1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析.....16
1.5 环境影响要素识别和评价因子确定.....32
1.6 评价适用标准.....37
1.7 评价工作等级和评价范围.....44
1.8 环境保护目标与控制目标.....55
2 区域开发现状及回顾性评价.....61
2.1 高庙气田天然气储层特征简述.....61
2.2 区块开发现状.....61
2.3 已勘探开发工程环境影响回顾性分析.....71
3 项目概况.....78
3.1 项目基本情况.....78
3.2 项目组成.....87
3.3 钻前工程.....89
3.4 钻井工程.....91

3.5 完井工程.....99
3.6 采气工程..... 102
3.7 集输工程..... 111
3.8 供、排水工程..... 121
3.9 供配电工程 122
3.10 道路工程..... 122
3.11 场站自动控制及防腐..... 123
3.11 场站放空系统设置..... 124
3.12 工程占地及土石方平衡..... 124
3.13 组织机构与定员..... 126
4 工程分析 127
4.1 施工期工程分析..... 127
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..... 167
5 项目建设区域环境概况及环境质量现状..... 168
5.1 自然环境概况 168
5.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况 177
5.3 环境质量现状评价..... 179
6 施工期环境影响评价..... 238
6.1 施工期生态环境影响评价..... 238
6.2 施工期大气环境影响分析..... 245
6.3 施工期地表水环境影响分析..... 249
6.4 施工期地下水环境影响分析 254
6.5 施工期土壤环境影响分析..... 270
6.6 施工期声环境质量现状调查与评价 273
6.7 施工期固体废物环境影响分析..... 293
7 运营期环境影响预测与评价..... 297
7.1 运营期大气环境影响分析 297

7.2 运营期地表水环境影响分析 298
7.3 地下水环境影响分析 299
7.4 运营期噪声环境影响分析 306
7.5 固体废物环境影响分析 307
7.6 运营期土壤环境影响分析 308
7.7 运营期生态环境影响分析 308
7.8 区域开发累积环境影响分析 310
8 环境风险评价 317
8.1 评价依据 317
8.2 风险潜势初判及等级划分 321
8.3 风险识别 328
8.4 环境风险源项分析 330
8.5 环境风险事故情形分析 331
8.6 环境风险预测与评价 336
8.7 环境风险防范措施 338
8.8 环境风险事故应急措施 347
8.9 环境风险评价小结 359
9 环境保护措施可行性论证 361
9.1 水污染防治措施 361
9.2 大气污染防治措施 379
9.3 噪声污染防治措施 381
9.4 固废污染防治措施 383
9.5 地下水污染防治措施 393
9.6 土壤污染防治措施 400
9.7 生态环境保护措施 404
9.8 环保设施及投资估算 408
10 清洁生产与总量控制 410
10.1 清洁生产分析 410

10.2 总量控制 412
11 环境管理及监测计划 414
11.1 企业环境管理现状 414
11.2 施工期环境管理建议 415
11.3 运营期环境管理建议 418
11.4 环境监测及环境保护监控计划 419
11.5 竣工环保验收 422
11.6 碳排放建议 422
12 环境经济损益分析 423
12.1 社会效益分析 423
12.2 经济损益分析 423
12.3 环境经济损益分析 424
12.4 环保措施投资 425
12.5 环境经济损益分析小结 426
13 评价结论及建议 427
13.1 项目概况 427
13.2 项目相关政策、规划符合性 427
13.3 项目所处环境功能区、环境质量现状及存在的主要环境问题 428
13.4 环境经济损益分析 436
13.5 总量控制的建议 436
13.6 公众参与 436
13.7 建议 437

概 述

一、建设项目背景

中石化西南油气分公司川西陆相气田于 1984 年开发建设，包括新场、孝泉、什邡、马井、洛带、新都、高庙子和中江等气田，高庙气田位于川西坳陷中段东部斜坡新场构造带和知新场构造带上，是一个断背斜的局部构造。地理位置上位于四川省德阳市和绵阳市之间，西边为新场气田和什邡气田，北边为梓潼凹陷。高庙气田涉及两个矿权范围，分别是：四川省四川盆地高庙子天然气开采和四川省四川盆地绵竹-绵阳地区油气勘查矿权，本次高庙气田产能建设项目（一期）所部署的井位在上述两个矿权范围内均有分布，涉及的区县为绵阳市涪城区、德阳市中江县和罗江区。

高庙气田截至 2022 年 4 月底，共有井 53 口，生产井数 46 口，开井数 44 口，其中地质探井及滚动勘探井 5 口，开发井 31 口，评价井 14 口，预探井 3 口。新场构造带高庙子-丰谷含气区须家河组二段气藏保有控制地质储量 623.96×$10^8$$m^3$，预测地质储量 274.70×$10^8$$m^3$。高庙沙溪庙组气藏提交探明储量 155.15 亿方。

根据川西陆相三年滚动和七年行动计划，2019-2025 年确保川西陆相产量维持 25 亿方稳产。为适应气田产能开发的需求，进一步落实产能建设工程部署，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部拟部署高庙气田产能建设项目（一期），拟新建产能 6×$10^8$$m^3$/a，建设内容包括：项目拟部署钻井井场 16 座（新建 12 座，利旧 4 座，共 44 口井），采气站场 19 座（其中 16 座为本次钻井井场转采气站场，另外 3 座为勘探井场转采气站场，共 59 口井），新建 20 条气田内部集输管线和 1 座阀室，管线共计 48.95km。19 座采气站场中的 3 个站场（15 口井）已在前期单独开展勘探井钻井工程环评并取得批复，本次将其采气工程纳入区块评价内容，其产气规模纳入高庙气田产能建设项目（一期），钻井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12.18亿元，其中环保投资***万元。

二、项目工程内容

结合前期已开展的单项工程环评情况，本次高庙气田产能建设项目（一期）产能建设项目主要包含钻井工程和地面采气集输工程。

（1）钻井工程：实施的 16 座（新建 12 座，利旧 4 座，共 44 口井）钻井，各井场均采用丛式井组布井，目的层为沙溪庙组和蓬莱镇组的水平井采用：导管+一开+二开段结构，目的层为须家河组二段的定向井：导管+一开+二开+三开段结构，钻至目的层后，进行水力加砂压裂，开井返排测试求产。高庙气田产能建设项目（一期）产能建设井场站场分布图见图 1。

***

图 1 高庙气田产能建设项目（一期）井场站场分布图

（2）地面采气集输：拟部署采气站场 19 座（新建 15 座，利旧 4 座，共 59 口井）；新建 20 条气田内部集输管线和 1 座阀室，管线共计 48.95km。采气站场采用两种工艺：蓬莱镇组及沙溪庙组气藏新建气井采用井口“除砂+加热节流+分离计量工艺”进行采气，须家河组二段气藏新建气井采用“加热节流+分离计量工艺”进行采气。新建 20 条井区内部采集输管线，采用枝状集输管网串接各站场，各站场气井天然气经采气管网汇集，依托高庙区块管网系统外输进入中罗线、川合 139-金山阀室管线进入德阳、绵阳市场供用户使用。高庙气田产能建设项目（一期）产能建设新建内部集输管线分布图见图 2。

***

图 2 高庙气田产能建设项目（一期）新建内部集输管线分布图

三、建设项目的特点

本项目为天然气产能建设项目，其项目特点主要分为天然气的开采特点和井区产能建设项目特点两大类：

（1）天然气开采项目特点

①天然气开发建设项目兼具非污染生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；污染影响施工期主要有钻井废水、试压废水、压裂返排液、废钻井泥浆、废钻井岩屑、钻井设备噪声、扬尘、钻井柴油机废气等；运行期主要有水套炉废气、凝析油无组织挥发性有机物，采气废水、机泵、撬装设备等设备噪声，清管废渣、废润滑油等。

②实施“工厂化”作业。采用丛式井钻井工艺，一个井场可以向不同方向钻多口水平井或定向井，大大减少了井场数量，较好地解决了占地多和地表植被破坏面积大的问题，管理方便；

③本工程建设内容多，工艺过程复杂。项目建设内容包括新井场、采气站场、管线工程以及配套的道路、供电、通讯等设施的建设工程，还包括依托现有站场进行扩建井场和站场。主要工艺过程包括钻井、井下作业、采气、天然气集输、压裂返排液、气田采出水储运、道路建设等。

④天然气区块项目不同于一般建设项目，具有分布区域广、污染源分散。从局部看，作为点源的井、站场工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、站场等所构成的面源对环境影响则比较显著。

⑤项目环境风险事故类型较多，主要有钻井过程中发生的井漏、泥浆泄漏；采气及井下作业发生的井喷、火灾、爆炸；天然气集输过程中的泄漏、火灾和爆炸，采气废水储运及处理过程中的事故等。

⑥实施清洁生产，绿色开发。针对钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液等采取“减量化、资源化循环利用、无害化”的措施实施清洁生产，不能回用的废水采取转运至区域内污水处理厂预处理后到回注井回注深层地层方式处置，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和生态环境；

⑦推行钻井固体废物随钻清洁化处理技术，导管段采用清水钻井液钻井，沙溪庙和蓬莱镇组水平井一开段及二开直井段、须家河组二段一开段及二开段均采用水基钻井液为主，水基钻屑（II 类一般工业固废）采用制砖或制水泥等资源化利用方式处置；沙溪庙和蓬莱镇组水平井二开造斜和水平段、须家河组二段三开造斜及水平段采用油基钻井液，产生的油基钻屑（属

HW08“废矿物油与含矿物油废物”中的 072-001-08“以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的废弃钻井泥浆”）按照危废贮存要求现场贮存（防渗、防风、防雨、防晒），岩屑罐装方式（避免跑冒滴漏）交由具有相应危废处置资质单位场外转运和最终妥善处置；

⑧采取工程措施有效控制甲烷逸散。针对甲烷逸散的问题，工程采取先配套建设地面采气撬装设备，然后进行试气、采气的方式，从而能够有效控制甲烷排放，既实现了资源回收利用，又较好地保护了环境。

（2）产能建设项目特点

①常规天然气产能建设项目多以“整体部署，滚动实施，接替稳产”方式建设，井区区域内各单项工程施工期和运营期交叉存在，不同时段区域产排污水平不同，除单项工程采取的环保措施外，还需要通过优化开发时序和规模，控制产能建设项目环境影响在当地环境可接受范围内。

②产能建设项目建产期以天然气开发施工期环境影响为主，稳产期则为施工期和运营期并存，衰减期则以运营期为主，环境影响相对较小，各阶段环境影响方式、程度不同，需要采取各阶段有针对性的环保措施外，还需要有预见性的规划好各项目环保措施执行时间节点。

③须从产能建设项目区域层面选择合理的开发强度，协调压裂返排液、钻井废水的井组间回用、井间回用实现钻井废水、压裂返排液的循环利用最大化，减少废水的现场贮存量和存储周期，以及最终外运依托处理量。

④可从产能建设项目区域层面，针对各单项工程建设进度，协调如钻井泥浆、地面采气撬装设备（不同阶段，采气设备不同）的多井场间工艺设备循环利用，减少资源消耗。

四、环境影响评价工作过程

2022年4月，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托中材地质工程勘查研究院有限公司（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。2022年6月取得第三方监测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《高庙气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》。

五、关注的主要环境问题

根据天然气产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

***。

六、环境影响报告书的主要结论

高庙气田产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

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

综上所述，本次高庙气田产能建设项目（一期）通过采取优化选址、严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将

得以改善，从环境保护角度分析，高庙气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

本项目环评报告编制过程中得到了四川省生态环境厅、四川省环境工程评估中心、德阳市生态环境局、绵阳市生态环境局等相关职能部门以及中国石油化工股份有限公司西南油气分公司、中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部等单位领导和专家的大力支持和帮助，在此一并表示衷心的感谢！

1 总则

1.1 评价目的及原则

1.1.1 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，通过对天然气开发施工期、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；参考其他井区天然气开发建设项目的实际影响，并根据高庙气田产能建设项目（一期）内单项工程（如井场站场、集输工程、环保工程、公用工程、辅助工程等）与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和井区区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；同时根据工程滚动开发建设的性质，结合在施工期对环境影响的主要特点，提出施工期环境管理、跟踪监测计划；根据环境风险评价结果，提出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。

1.1.2 评价内容

高庙气田产能建设项目（一期）建设内容主要包括：拟部署钻井井场 16 座（新建 12 座，利旧 4 座，共 44 口井），采气站场 19 座（新建 15 座，利旧 4 座，共 59 口井），新建气田内部集输管线 20 条及 1 座阀室，集输管线共计 48.95km，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。建设内容主要包括钻前工程、钻井工程（含压裂测试）、地面采气集输工程三部分，本次评价的具体评价内容和评价时段如下：

① 对高庙气田产能建设项目（一期）涉及的 16 座钻井井场和 19 座采气站场、新建 20 条气田内部集输管线及 1 座阀室等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境以及声环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全面深入的分析、预测和评价，突出区域开采累积性影响分

析，同时结合项目选址的合理性和区域三线一单管控要求，论证产能建设项目的环境可行性；

②对高庙气田产能建设项目（一期）产能建设依托原井场、已建管线、废水污染物治理措施依托的污水处理厂、回注站场、固废处理措施依托的地方砖厂、水泥厂、危废处置资质单位等开展相关调查工作，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证产能建设项目的可依托性。

③针对利用原井场新建钻井工程或采气工程的原井场的建设情况、环评批复执行情况、实际环境影响进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；

④从井区整体开发层面分析天然气开发活动是否突破当地资源利用上线、环境质量底线，从环境保护角度分析井区产能建设项目区域环境的可承载性，进而从环境保护角度出发提出优化滚动开发时序和规模的建议。

1.2 评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)中的有关规定，本次评价时段分施工期、运行期和退役期三个时段来开展环境影响评价，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.3 编制依据

1.3.1 任务依据

高庙气田产能建设项目（一期）环境影响报告书的委托书，2022 年 4 月 25 日。

1.3.2 环境保护法律和法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修正）。

（3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2021.12.24 修订）；

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

（3）《中华人民共和国水法》（2016.7）；

（4）《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）；

（5）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月）；

（6）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月）；

（7）《中华人民共和国农业法》（2012.12.28 修订，2013.1.1 实施）

（8）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10 修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011.3）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（修正），2012.7.1 施行；

（11）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订，2020.9.1 实施）；

（12）《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27 修订，2018.1.1 实施）；

（13）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；

（14）《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4 修订，2017.11.5 实施）；

（15）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）；

（16）《中华人民共和国长江保护法》（2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，2021 年 3 月 1 日施行）；

（17）《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月）；

（18）《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日实施）。

1.3.3 行政法规与国务院发布的规范性文件

（1）《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31 号，1996.83）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号，2017.7）；

（3）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38 号，2000.12.6）；

（4）《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见的通知》（国发[2003]100 号，2003.12.17）；

（5）《中华人民共和国自然保护区条例》(2017.10.7 修订)；

（6）《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》（国发

[2007]15 号，2007.5.23）；

（7）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）；

（8）《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011.2.22）；

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

（10）《全国生态保护与建设规划》（2013~2020 年），2013.10；

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

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

（13）《国务院关于印发 “十三五”生态环境保护规划的通知》（国发〔2016〕65 号）；

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

（15）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7 修订）

（16）《关于进一步加强生物多样性保护的意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅）；

（17）《中共中央办公厅国务院办公厅关于印发〈天然林保护修复制度方案〉的通知》（厅字〔2019〕39 号）；

（18）《中华人民共和国河道管理条例》，2017 年 10 月 1 日修订。

1.3.4 部门规章与部门发布的规范性文件

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

（2）《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》（环发[2001]19 号，2001.2.21)；

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

（4）《环境影响评价公众参与办法》（2018 年 7 月 16 日）；

（5）《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号，2015.6.5）；

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

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

（8）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（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）》（修订）（2021.12.3 施行）；

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

（11）《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办[2014]48 号）；

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

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

（14）《国家危险废物名录》环境保护部令第15号，2021.1.1起施行；

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

（16）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38号）；

（17）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发[2007]165号）；

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

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

（20）《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13号）

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

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

（23）《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；

（24）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公

告 2021 年第 15 号，2021.9.7）；

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

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

（27）《国家林业局关于严格保护天然林的通知》（林资发〔2015〕181 号）；

（28）《危险废物排除管理清单》（国办函[2021]47 号）；

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

1.3.5 地方行政规章及规范性文件

（1）《四川省重点保护野生动物名录》（1990.3.12）；

（2）《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000.9.13）；

（3）《四川省永久基本农田保护实施细则》（1996.2.29）；

（4）《四川省环境保护条例》（2017 年 9 月 22 日修订）；

（5）《四川省危险废物污染环境防治办法》（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“十四五”生态环境保护规划》（2022.1.17）；

（15）《四川省生态保护红线实施意见》（2016.9.30）；

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

（17）《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）。

（18）《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规[2019]4号）；

（19）《四川省饮用水源保护管理条例》（2019年修订）；

（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）；

（22）《四川省人民政府办公厅关于进一步加强天然林保护的通知》（川办函〔2016〕91 号）；

（23）《四川省沱江流域水环境保护条例》（2019 年）；

（24）《四川省天然林保护修复制度实施方案》（川林规发〔2020〕22号）；

（25）《德阳市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（德府发〔2021〕7 号）；

（26）《绵阳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》（德府发〔2021〕7 号）。

1.3.6 环境影响评价技术规范

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

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

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

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

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

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

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

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

（9）《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）；

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

（9）《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

（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）。

1.3.7 石油天然气行业技术规范

（1）《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283－1997）；

（2）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

（3）《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；

（4）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（5）《石油天然气井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

（6）《井下作业安全规程》（SY 5727——2014）

（7）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）

（8）《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2014）

（9）《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；

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

（11）《油井井下作业防喷技术规程》（SYT5974-2014）；

（12）《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）；

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

（14）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（15）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（16）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；

（17）《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；

（18）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；

（19）《气田水注入技术要求》（SY-T6596-2016）；

（20）《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）；

（21）《天然气》（GB17820-2018）；

（22）《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022）；

（22）《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016；

（23）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）；

（24）《天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置标准》（DB51/T 2850—2021）；

（25）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SYT7482-2020）。

1.3.8 项目资料

（1）《关于下达高庙气田产能建设项目（一期）区块环评任务的通知》（西南油气工单开〔2022〕12 号）；

（2）《高庙气田产能建设项目（一期）地面工程方案》（2022 年 4 月）；

（3）《高庙气田产能建设项目（一期）钻完井工程环评方案》（2022 年 4 月）；

（4）《高庙气田产能建设项目（一期）开发方案--气藏地质》（2022 年

4月）。

1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析

1.4.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录》的符合性

本项目系天然气勘探开发中的天然气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（修订）规定鼓励发展类产业项目中的第七条第一款（常规石油、天然气勘探与开采），因此本项目建设符合国家产业政策。

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

（2）与《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 1.4-1。

表 1.4-1 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》对比分析表

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。	本次评价为高庙气田产能建设项目（一期）环评，包括拟建的新井、站场、集输管道工程及配套工程等。	符合
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	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	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	总量控制要求。	站或污水处理站处理，不向地表水体排放污染物。	
（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。	本项目钻井期间不能回用的钻井废水和压裂返排液通过密闭罐车转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596—2016）后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，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。	本工程主要采用水基钻井液，仅在造斜段、水平段和三开段采用油基钻井液，水基钻井固废在井场通过压滤减量化后外运综合利用，少量油基钻井固废为危险废物与废油等含油固废委托有危废资质单位进行处置。	符合
（十）	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目气井不含硫，废水等污染物均为罐装，天然气均密闭输送，井场优先使用网电，备用柴油发电机使用清洁的柴油作为能源，废气的排放能满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	符合
（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	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，同	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	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。	时场外未设置废水池，由泥浆不落地及循环系统区域设置废水罐，对废水及时处理，大大节约了用地，选用先进的钻井技术，缩短施工时间。钻井和压裂设备优先使用网电、备用柴油发电机使用高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求。	
（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 1.4-2。

表 1.4-2 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，无法回用的转运至污水处理站预处理后回注处理。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和	酸化液和压裂液在井场内集中配置。压裂残液和返排液经收集后重	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	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。	复利用，无法利用的转运至污水处理站预处理后回注处理。压裂、试气过程中，在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施。	
二	**生态保护**		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目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利用条件，在放喷池进行充分燃烧，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尽量重复利用，不能利用的废水预处理后回注。	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。	本项目严格按照相关标准要求规范落实防渗措施。	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。	本工程在井口及易产生污油的生产设施底部进行防渗处理，并采用油桶收集可能产生的废油，按危废进行收集管理，交有资质的单位处置或由施工单位回收利用。钻井产生的油基岩屑按危废进行收集管理，交有危废资质的单位处置。	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。	本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。	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止天然气泄漏污染地下水。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训	本项目业主单位设置有专门的环境	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	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。	管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	
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。	本项目建设单位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，实时监测污染因子。	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四大项十三小项内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

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

根据《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166 号），“严格永久基本农田占用与补划。已划定的永久基本农田，任何单位和个人不得擅自占用或者改变用途。非农业建设不得“未批先建”。能源、交通、水利、军事设施等重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，经依法批准，应在落实耕地占补平衡基础上，按照数量不减、质量不降原则，在可以长期稳定利用的耕地上落实永久基本农田补划任务”，本项目属于能源重大建设项目，选址难以避让永久基本农田，在施工前将依法办理永久基本农田占用相关手续，同时落实耕地占补平衡、数量不减、质量不降等要求，项目符合《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166 号）相关要求。

1.4.2 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《国家发展改革委关于印发 “十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）符合性分析

根据《国家发展改革委关于印发 “十四五”现代能源体系规划》中提及“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是——**能源保障更加安全有力。**到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。重点城市、核心区域、重要用户电力应急安全保障能力明显提升。”本工程属于天然气开发项目，符合《国家发展改革委关于印发 “十四五”现代能源体系规划》。

②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。

本项目为天然气开发产能建设工程，位于四川省德阳市及绵阳市，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

③与《四川省“十四五”能源发展规划》（2022 年）符合性

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

高庙气田产能建设项目（一期）属《四川省“十四五”能源发展规划》规

划的常规天然气勘探开发项目，项目建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》规划要求。

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

本项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》的符合性分析见表1.4-3。

表 1.4-3 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：成都平原化工建材矿产资源发展区。包括成都、德阳、绵阳、乐山、遂宁、眉山、资阳、雅安8市。加强安岳等地天然气勘探开发。集约节约和综合利用德阳磷矿资源，稳定磷矿开采加工能力，强化马边磷矿的规模开发和集约经营，推进磷化工产业发展。推进芒硝矿开采加工的结构调整和布局优化。控制水泥、玻璃原料开采规模，提高宝兴“蜀白玉”等资源的综合利用与深加工水平，规范开发饰面石灰岩等新型非金属矿产品。	本项目是位于德阳、绵阳的天然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。	本项目为天然气开发产能建设项目，预计产能建设规模为$124.66\times10^4m^3/d$（$4.55\times10^8m^3/a$），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》。本项目与《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 1.4-4。

表 1.4-4 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护区域生态安全的底线，依法实施强制性保护。与生态保护红线存在空间冲突的勘查区、开采区、规划矿区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。	本项目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、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等各类自然保护地。	符合
严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、金沙江等水系总磷超标；有色金属矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。	本项目为天然气开发项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9号）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期废水以及固废污染物不外排，运营期污染产生较少，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题。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，本项目建设与《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》中第六条指出：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提供天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整，本项目属于天然气开发项目，天然气主要供应德阳、绵阳两大城市，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，2022 年版）》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。”本项目属于国家重大战略资源勘察项目以及民生项目，选址难以避免永久基本农田，将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。本工程属于天然气开发项目，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，但项目属于民生工程，各单项工程实施前，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《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性

四川省“十四五”生态环境保护规划针对天然气开发指出：“加快推进天然气（页岩气）勘探开发,建成全国最大的天然气（页岩气）生产基地。”“推动

国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色化发展。 加快天然气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、川西致密气、川南页岩气等气田为重点,强化气田开发的环境管理，推动甲烷减排和回收利用，提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。鼓励非常规天然气清洁开发、污染治理等技术的研究和应用，加快制定符合区域实际的非常规天然气开采的环境政策、标准及污染防治技术规范。促进天然气资源综合利用,支持天然气主产地高质量发展绿色精细化工产业。”本项目属于天然气气田区块开发产能建设项目，项目实施过程中严格按照相关要求落实环保措施，并积极地回收测试过程中的甲烷，运营期事故检修放空的天然气经点燃后排放，减少甲烷的产生；油基泥浆钻井过程中油基泥浆循环使用，油基岩屑外委具有危废资质单位处理，得到了妥善的处置；钻井实施过程中，加强了地下水污染防治措施，进行分区防渗，能够有效地避免钻井过程中对地下水的污染，项目的实施与符合四川省“十四五”生态环境保护规划相关要求。

（4）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

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-1 成都平原城市与农业生态亚区、I-1-1 平原北部城市-农业生态功能区”。

I-1-1 平原北部城市-农业生态功能区主要生态服务功能为人居保障功能，农产品提供功能；生态保护与发展方向为：“发挥区域中心城市辐射作用，优化人居环境。以高新技术产业为主导，促进产业结构优化升级，建设电子、重型机械装备工业基地。以小流域建设为重点，保护耕地，提高农田生态系

统的自身调节能力。改善农村能源结构，因地制宜发展沼气等清洁能源。防治工业污染、城镇污染及农村面源污染；防治水环境污染，保障饮用水安全”。

本项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省生态功能区划》要求。

（4）城镇总体规划的相容性分析

根据《德阳市新型城镇化规划(2017-2022 年)》，本项目未位于规划中旅游型特色小城镇，包括蓥华镇、冰川镇、红白镇、土门镇、遵道镇、汉旺镇等乡镇内，规划中指出：“推进新区交通、能源、给排水、电力、通信、燃气和园林绿化等基础设施建设”、“完善燃气输配、储备和供应保障系统。”，本项目属于能源供应以及基础设施建设项目，不违背《德阳市新型城镇化规划(2017-2022 年)》中的相关要求。根据《中江县中心城区控制性详细规划》（2018 年）以及各乡镇城镇总体规划可知，项目未在中江县中心城区、黄鹿镇、永太镇场镇范围内，根据罗江区新盛镇、鄢家镇场镇规划，项目未在新盛镇及鄢家镇场镇范围内。

根据绵阳市涪城区城乡统筹规划以及项目涉及镇域场镇规划可知，项目未在丰谷镇、杨家镇及吴家镇等场镇范围内。

总上所述，本项目位于农村生态环境，占用的土地主要为农用地，井场及管线选址未在城镇总体规划范围内，本项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

1.4.3 与“三线一单”符合性分析

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

（1）与生态保护红线的符合性分析

根据《德阳市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（德府发〔2021〕7 号）、《绵阳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》（绵府发〔2021〕

18 号）、绵阳市“三线一单”最新划定结果（2021 年 11 月）及德阳市“三线一单”最新划定结果（2021 年 11 月）可知，高庙气田产能产能建设项目（一期）区块范围内不涉生态保护红线，单项目占地均已避让生态保护红线，部分区块范围位于一般生态空间内，本项目与生态保护红线最近距离为 10.15km，即本次高沙 317HF 井场与华强沟水库饮用水源保护区边界的最近距离为 10.15km，高沙317HF井场未在华强沟水库饮用水源集雨范围内，因此项目的实施对保护区影响较小，对生态保护红线的影响较小。

此外，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。因此项目与生态保护红线的相关规定不相违背。

（2）与环境质量底线的符合性分析

本项目属于生态类项目，本项目实施过程中废气主要为备用柴油机废气、油基泥浆钻井废气、事故放喷废气等，产生量均较少，项目的实施不违背项目所在区域大气环境质量底线目标；同时，项目产生的废水不外排，优先回用，不能回用的回注处理，项目不违背项目所在区域水环境质量底线目标；项目实施过程中采用了的分区防渗措施，对土壤和地下水环境影响较小，项目仅站场永久占用少量的永久基本农田，会根据相关政策要求采取等量等质补偿措施，管线施工等临时占用的永久基本农田施工完成后会采气及时复垦及时生态恢复措施，因此项目的实施符合区域土壤环境质量底线要求。本项目为清洁能源生产项目，项目的实施能够加快能源结构调整，对于改善区域环境质量具有积极意义，因此项目实施符合德阳市及绵阳市环境质量底线的要求。

（3）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、压裂返排液和采气废水，项目压裂用水取水不涉及重要江河湖泊重点断面量，取水量保证水体生态需水量，减少对区域水环境的影响；项目生产用电优先使用当地网电，项目施工期较短、施工工艺高效、节能，没有突破资源利用的最高限值。同时营运期主要是天然气采气过程，采用市政网电供电，

站场使用其他能源较少。项目实施过程中尽可能减少土地资源的占用，井场为临时用地，采气站场为永久占地，但占地面积较小，综上所述，项目的实施不会超出区域自然资源利用上线。

（4）与环境管控单元及生态环境准入清单的符合性分析

①项目所在的环境管控单元

根据《德阳市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（德府发〔2021〕7 号）、《绵阳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》（绵府发〔2021〕18 号），本项目位于德阳市市要素重点管控单元和一般管控单元、绵阳市要素重点管控单元内，涉及的德阳市管控单元为罗江区要素重点管控单元 ZH51060420004 和中江县一般管控单元 ZH51062330001；绵阳市管控单元为涪城区要素重点管控单元 ZH51070320007。

其中罗江区要素重点管控单元 ZH51060420004 包括以下管控区：①大气环境布局敏感重点管控区、②高污染燃料禁燃区、③建设用地污染风险重点管控区、④农用地污染风险重点管控区、⑤农用地优先保护区、⑥生态空间一般管控区、⑦水环境城镇生活污染重点管控区、⑧水环境农业污染重点管控区、⑨自然资源一般管控区；中江县一般管控单元 ZH51062330001 包括：①大气环境布局敏感重点管控区、②大气环境弱扩散重点管控区、③高污染燃料禁燃区、④建设用地污染风险重点管控区、⑤农用地优先保护区、⑥水环境城镇生活污染重点管控区、⑦水环境工业污染重点管控区、⑧水环境农业污染重点管控区、⑨土地资源重点管控区、⑩一般生态空间、⑪自然资源一般管控区；涪城区要素重点管控单元 ZH51070320007 包括：①水环境一般管控区、②大气环境布局敏感重点管控区、③建设用地污染风险重点管控区、农用地优先保护区、土壤一般管控区、④水资源一般管控区；⑤土地资源一般管控区。项目与德阳市环境管控单元位置关系图见附图 1-8。

②生态环境准入清单符合性分析

根据项目所在地所属环境管控单元的生态环境准入清单，从空间布局约

束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发效率四个维度，论述项目的符合性，项目与生态环境准入清单及管控要求符合性分析表见下表。

表 1.4-5 项目与德阳市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表

***

表 1.4-6 项目与德阳市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表（续）

***

表 1.7-7 项目与绵阳市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表（续）

***

1.4.4 选址环境合理性分析

（1）选址的环境敏感性分析

地下天然气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，然后通过人为的方式使井口满足相应的环保要求。

针对区块范围内分布的 4 处环境敏感区（其中集中式饮用水源保护区 2 处、文物古迹 2 处）采取绕避措施，本次高庙气田产能建设项目（一期）部署的井场站场、采输气管线以及配套道路工程等均不与上述环境敏感区空间重叠，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，无医院、学校等环境敏感目标，确保各单项工程项目选址周边无环境限制因素。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）中 3.3.2 要求：“井口距民宅不小于 100m”，本次产能建设新部署的 19 个井场在钻前、钻井施工阶段须满足上述控制距离范围内无分散居民分布，落实了“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。临时搬迁措施执行后本次产能建设新部署的 19 个井场周边环境敏感点分布满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）行业标准要求。

通过上述绕避和撤离措施后，本次产能建设所涉及的各单项工程部涉及环境敏感区，各单项工程选址无环境限制因素。

（2）环境影响的可接受分析

通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，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，高庙气田产能建设项目（一期）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（钻井固废依托地方砖厂综合利用和危废资质单位专业委托处置）可承载范围内，环境影响在当地环境可接受范围内。

1.5 环境影响要素识别和评价因子确定

鉴于天然气开发项目建设特点，本次高庙气田产能建设项目（一期）采取“总体部署，滚动实施”方式进行，对各单项工程项目分为施工期、运营期和退役期，对井区整体来说不同单项工程项目的施工期、运营期和退役期交错同时存在，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.5.1 环境影响要素识别

高庙气田产能建设项目（一期）施工期的环境影响主要为 19 座井场钻前工程、钻井工程、完井工程、19 座采气站场建设、20 条 48.95km 的集输管道和 1 座阀室等单项工程的施工过程。钻前工程、采气站和集气管网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，待施工结束后将随之消失。此外，钻井工程阶段，钻井、固井、完井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井废弃泥浆、压裂返排液、钻井岩屑等污染物，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，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。

本项目施工期和运行期的环境影响要素识别情况如下：

（1）施工期影响

①施工期非污染生态环境影响

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

地表水环境质量的影响，若处置不当，会造成新的水土流失，增加区域内的水土流失量，加剧环境的破坏。

②施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自钻井废水、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废弃泥浆、废油、钻井岩屑、生活垃圾、工程弃渣和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、压滤机、离心机、挖掘机、压裂车等，其强度在 75dB(A)～95dB(A)。

③事故状态

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

（2）运行期环境影响

天然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，天然气开采从井口→集输管线→集气站→阀室→外输干线外输，全线采用密闭输送，正常情况下没有污染物排放，且工程自动化程度较高。因此，运行期主要废气污染源为水套炉废气、采气站内凝析油无组织排放的少量有机类废气；主要废水污染源为各站场气液分离产生的采气废水。井场、站场设备噪声对厂界声环境质量的影响。

非正常工况时，系统超压和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。

1）污废水

运行期间产生的污废水主要来自 19 座采气站场气液分离器分离的集输气中携带的井下采气废水和值班人员生活污水。

2）固体废物

运行期间产生的固体废物主要来自各站场站场清管和设备检修时产生的废渣和值班人员生活垃圾等。

②事故状态

事故状态下，一旦井场、站场、集气管道发生泄漏，将会对环境空气造成影响，若发生火灾爆炸还对周围的土壤、动植物、人群等造成破坏。

（3）退役期环境影响

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

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

表 1.5-1 本项目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
施工期	钻井工程	废气	柴油发电机废气	TSP 、NO_x	—	√								
			油基泥浆钻井过程有机废气	VOC_S		√								
			测试放喷废气	NO_x	——	√								
		废水	钻井废水	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			洗井废水	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			方井雨水	COD、TDS、石油类、Cl—			√	√		√				
			压裂返排液	COD、TDS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
		固废	岩屑、废泥浆	/	—			√		√	√			
		噪声	柴油机、压裂泵等噪声	/	——				√					
		风险	井喷、井漏	CH_4	——	√	√	√						
		生态	井场及井场道路占地	永久占地、动植物影响	—					√	√	√	√	
	内部集输	废气	施工机械和车辆尾气	NO_x、CO、烃类	—	√								

	工程	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	＋＋									√
			交通	短时阻断交通	－									√
运行期	采气站场、内部集输工程	废气	检修、事故放空	CH_4、NO_x	－－	√								
			水套炉废气、无组织有机废气	VOC_S		√								
		废水	采气废水	COD、TDS、石油类、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、泵注噪声	/	－				√					
		风险	站场天然气泄漏	CH_4	－－	√								
			管道破损天然气泄漏	CH_4	－－	√								
			储液罐破裂、转运事故	COD、石油类、Cl^-	－－		√	√		√				
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。														

1.5.2 评价因子确定

根据当地环境特征及前文识别结果，确定本项目环境评价因子如下：

（1）现状调查评价因子

声环境：等效声级。

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

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

地下水环境：背景离子（K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}）；基本水质因子（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数）；特征因子（COD、石油类、氯化物）、钡。

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

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

（2）环境影响分析因子

声环境：等效连续 A 声级；

环境空气：施工期：颗粒物、NOx、NMHC；运营期：NMHC（井场站场）

地下水：COD、石油类、氯化物。

固体废物：临时土石方、水基钻井固废（岩屑和废弃钻井泥浆）、废油、

含油固废、油基岩屑、生活垃圾以及运营期清管废渣。

土壤环境：石油烃、硫酸盐、氯化物、钡。

生态环境：土壤侵蚀、土地利用、地表植被。

环境风险：爆炸冲击波（甲烷等可燃气体泄漏）；石油类、COD、氯化物（废水泄漏、油罐泄漏、钻井岩屑现场贮存泄漏、外运处置运输时泄漏、压裂返排液以及采气废水等污染物转运时的泄漏等）。

1.6 评价适用标准

高庙气田产能建设项目（一期）位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区境内，根据四川省环境功能区划相关文件，本项目所在区域环境功能区划及执行的环评标准如下：

1.6.1 环境功能区划

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

（1）地表水环境功能区划

根据《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》，本项目评价区域内水环境功能为 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。

（2）地下水环境功能区划

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

（3）环境空气功能区划

项目大气评级范围内区域的大气环境功能区为环境空气二类区。

（4）声环境功能区划

参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为 2 类区，交通干线两侧一定范围内声环境功能区划定为 4 类声环境功能区。

（5）生态功能区划

区域生态功能区划属“I-1-1 平原北部城市-农业生态功能区”，该生态功能

区主要生态功能为农产品提供功能，人居保障功能。

1.6.2 环境质量标准

本项目环境质量标准执行情况如下：

（1）环境空气质量标准

评价区内区域环境空气评价执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，具体浓度限值见表1.6-1。

表 1.6-1 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

本项目井区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 1.6-2。

表 1.6-2 地表水环境质量标准限值(mg/L，pH 除外)

污染物	pH	BOD_5	COD	NH_3-N	硫化物	石油类
III类标准	6～9	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2	≤0.05
污染物	悬浮物	氯化物	铁	锰	硫酸盐	溶解氧
III类标准	/	≤250	≤0.3	≤0.1	≤250	≥5

（3）地下水环境质量标准

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

详见表 1.6-3。

表 1.6-3 地下水质量标准限值(mg/L，pH 除外)

项目	pH	氨氮	铁	锰	石油类	氯化物
浓度限值	6.5~8.5	≤0.5	≤0.3	≤0.1	≤0.05	≤250
项目	硫酸盐	耗氧量（COD_{Mn}计）	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	溶解性总固体
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450	≤1000
项目	氟	铬（六价）	铅	砷	汞	镉
浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001	≤0.005
项目	挥发性酚类	氰化物	总大肠菌群（MPN/100mL）		细菌总数（CFU/mL）	
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤3		≤100	
备注	石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的III类水标准，其他执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。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 1.6-4。

表 1.6-4 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 1.6-5；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 1.6-6；石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 1.6-7。

表 1.6-5 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 1.6-6 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 1.6-7 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

1.6.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），

施工期和运行期挥发性有机物无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），项目所在德阳市属于四川省大气污染防治重点区域，水套炉参考执行自 2020 年 12 月 16 日起执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）大气污染物特别排放限值；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 1.6-8。

表 1.6-8 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
柴油发电机	SO_2	550	/	0.40	根据 2017.1.12 环保部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”
	NOx	240	/	0.12	
	颗粒物	120	0.78	1.0	
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）
厂界	NMHC	/	/	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
水套炉废气	NOx	200	/	/	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	颗粒物	20	/	/	

（2）废水

拟建项目钻前以及管道工程施工废水循环利用，不外排；钻井施工期生活污水经收集后经各单项工程施工队伍配备的环保厕所处理后拉运至当地城镇污水处理厂处理；钻井工程钻井废水和压裂返排液循环利用，无法利用的完钻后转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后，转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排；运营期产生的采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达

到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

（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)。运营期厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，详见表 1.6-10

表 1.6-10　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	运营期
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的废弃泥浆、钻井岩屑、废油及含油固废、生活垃圾；运营期清管废渣、生活垃圾等。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)和《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)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)，水基固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)和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）。

本项目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，废弃泥浆浸出液 pH 值可达到 11，超过 6~9，故水基泥浆钻井固废按《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。使用油基泥浆钻井泥浆钻井产生的含油岩屑（危废 HW08

072-001-08）以及其他含油固废，现场仅做临时贮存并及时交由具有相应危险废物资质单位妥善处置。含油岩屑及含油固废现场贮存、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。

运营期场站检修、储液罐沉渣按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》进行管理，现场贮存收集后交具有相应危废处置资质单位妥善处置。清管废渣废渣按《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。

各站场施工期和运营期设备保养用油跑冒滴漏产生的少量废油按照危险废物进行管理，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001），现场贮存收集后交由钻井队综合利用或交具有相应危废处置资质单位妥善处置。

1.7 评价工作等级和评价范围

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

1.7.1 生态环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“6.1 评价等级判定，6.1.4 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级”。本项目同时涉及陆生、水生生态影响，针对陆生生态和水生生态分别判定评价等级。

针对陆生生态，根据 6.1.2 评价等级原则中 e） HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。本项目”经核实，本项目占用公益林面积约为***hm^2，此外不涉及其他敏感区。因此，本项目陆生生态环境影响评价等级确定为二级。

针对水生生态，本项目管线穿越河流均为小型河流或人工渠道，不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境。因此本项

目水生生态环境影响评价等级确定为三级。

（2）评价范围

本项目为区域开发项目，评价范围为区块范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“6.2.5 线性工程穿越非生态敏感区时，以线路为中心线向两侧外延 300m 为参考评价范围”；根据项目区生态完整性和生物多样性保护要求，以及项目活动的直接影响区域和间接影响区域，项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系，结合项目行业特点，站场影响范围一般在站场周边 500m 范围内。由于本项目管线未穿越生态敏感区，区块范围内也不涉及其他生态敏感区，因此重点评价输气管线中心线两侧 300m 的范围及站场周边 500m 范围。

1.7.2 环境空气

（1）评价等级

本次产能建设涉及井场站场、以及集采气管网等各单项工程，由于各单项工程为相对独立单元，故环境空气评级等级按各单项工程分别判定。

根据天然气开发项目环境影响特点，大气环境影响为钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气以及油基泥浆钻井产生的有机废气。运营期间正常工况下主要为各站场水套加热炉天然气燃烧废气，凝析油挥发性有机废气和集输设备检修或事故状态下时产生少量的放空废气。由于施工期较短暂，单井钻井时间约 38~95d，运营期检修废气为瞬时不连续排放污染源，因此，本项目按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，选择运营期污染源正常排放的水套炉废气和凝析油挥发性有机废气作为主要大气污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，采用 AERSCREEN 估算模式（应输入地形参数）计算项目凝析油挥发性有机废气为主要污染物，计算其最大地面空气质量浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准限值的 10% 时所对应的最远距离 D10%。

本项目采用气液分离输送的站场均布置有 20m^3 的采气废水储液罐暂存采气废水和凝析油和 120KW 加热水套炉，储液罐处于密闭状态，仅留有呼吸孔。本评价估算选取采用气液分离工艺站场中所处地势较低、周边居民点分布较近、井口数量最多，源强最大的高庙 113H 站场作为典型站场进行估算，通过工程分析计算，该站场水套炉废气通过约 8m 高排气筒（内径 Φ200mm）有组织排放的 NO_x 和颗粒物各约 0.696t/a 和 0.104t/a，凝析油挥发性有机废气（以 NMHC 表征）无组织排放量约 1.16t/a。其估算模型参数详见下表 1.7-2，主要污染源估算模型计算结果见表 1.7-3。

表 1.7-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		37.7
最低环境温度/℃		-5.4
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 1.7-3 水套炉天然气燃烧废气估算模型计算结果表

污染源	高庙 113H 站场水套炉废气			
污染物	TSP		NO_x	
下风向距离（m）	预测质量浓度/（μg/m^3）	占标率	预测质量浓度/（μg/m^3）	占标率
10	0.405	0.04%	2.617	1.05%
25	0.665	0.07%	4.361	1.74%
29	**0.678**	**0.08%**	**4.439**	**1.78%**
50	0.536	0.06%	3.505	1.40%
100	0.366	0.04%	2.399	0.96%
200	0.178	0.02%	1.159	0.46%
300	0.116	0.01%	0.760	0.30%
500	0.089	0.01%	0.584	0.23%
800	0.097	0.01%	0.637	0.25%

1000	0.091	0.01%	0.595	0.24%
1500	0.073	0.01%	0.477	0.19%
2000	0.060	0.01%	0.389	0.16%
2500	0.050	0.01%	0.327	0.13%

表 1.7-4 高庙 113H 站场凝析油挥发性有机废气估算模型计算结果表

污染源	高庙 113H 站场储液罐	
污染物	NMHC	
下风向距离（m）	预测质量浓度/（mg/m^3）	占标率
10	0.1430	7.15%
25	0.1548	7.74%
47	**0.1698**	**8.49%**
50	0.1165	5.83%
75	0.0525	2.62%
100	0.0304	1.52%
200	0.0212	1.06%
400	0.0086	0.43%
600	0.0035	0.18%
800	0.0021	0.11%
1000	0.0015	0.07%
1500	0.0011	0.06%
2000	0.0007	0.03%
2500	0.0005	0.02%

由以上预测结果可知，最不利情况下，本项目高庙 113H 站场水套炉废气 NO_X 最大地面浓度占标率为 1.78%、TSP 最大地面浓度占标率为 0.08%，占标率均小于 10%；凝析油无组织排放的有机废气（NMHC）下风向最大落地浓度出现在 47m 处，最大落地浓度为 0.1698mg/m^3，最大地面浓度占标率 1%<P_{MAX} =8.49% < 10%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为二级，设置大气环境影响评价范围为包括各井场、站场、阀室在内的边界为 5km*5km 矩形范围，管线运营期无废气产生，重点对

管线沿线 200m 的范围进行评价。

1.7.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属属长江流域涪江水系水系，III 类水域功能，本项目实施过程中产生的废水依托区块内处理站处理后回用或外排处理，项目现场无生产废水外排到当地地表水环境。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评价范围应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求和环境风险事故性排水对当地地表水环境的影响。

1.7.4 地下水环境

（1）评价工作等级

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

①建设项目行业分类

根据地下水导则附录A，本项目属于**F：石油天然气（41.天然气、页岩气开采（含净化））**，划分为**Ⅱ类地下水**环境影响评价项目。

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，若本项目各场地评价范围内包含集中式地下水饮用水源取水口及其保护区等地下水环境敏感区，则认为该场地地下水环境为敏感；若各场地评价范围不涉及上述保护区范围，仅分布有分散式地下水饮用水源及具有供水价值的含水层，则认为

该场地地下水环境为较敏感。

根据本项目各场地周边地下水环境敏感区的分布情况，结合各场地所在评价范围的敏感点类型，最终得出本项目各场地及评价范围均不涉及地下水集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的地下水饮用水水源）准保护区、除地下水集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区（如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区）等地下水环境敏感区，现场调查结果表明该情况场地评价范围内仅分布有居民饮用水井、泉点的分散式饮用水源及具有供水价值的含水层，因此，本项目各场地所所在评价范围的地下水环境敏感程度属于“较敏感”。

根据地下水导则的评价要求，当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。因此，本次地下水等级划分根据该类项目各场地可能对地下水的影响程度及影响情况，结合项目场地所在水文地质单元分布情况和地下水环境敏感程度，再依据本项目行业类进行评价等级判定，基于上述原则，各场地地下水环境影响评价工作等级划分情况见表1.7-5。综上，本项目地下水评价为Ⅱ类建设项目的二级地下水环境影响评价。

表1.7-5 建设项目评价工作等级分级表

文件夹	名称	行业类别	所在评价范围地下水敏感程度	地下水环境影响评价工作等级
采气站场	高庙 112H、高庙 113H、高庙 115H	Ⅱ类	较敏感	二级
钻井+采气场站	高沙 317HF、高沙 317-2HF、新盛 210、高沙 318HF、高沙 318-2HF、高沙 309-2HF、高沙 319-2HF、高沙 319HF、高蓬 401-2HF、高蓬 401-5HF、高蓬 301-3HF、高蓬 301-8HF、高沙 309-3HF、高沙 318-4HF、高沙 312-3HF、高沙 319-4HF			

集输管线	高沙 317HF~永太阀室、高庙 317-2HF~高庙 3、新盛 210~高沙 317-2HF、高沙 318HF~高沙 318-4HF、高沙 318-2HF~丰谷 110、高沙 319-2HF~高沙 319HF、高沙 319HF~高庙 319-4HF、高蓬 401-2HF~新盛 101、新盛 101~鄢家阀室、高蓬 401-5HF~高庙 3、高庙 3~高沙 308 阀室、高蓬 301-3HF~高沙 318-4HF、高沙 312-3HF~高沙 319-4HF、高庙 112H~高沙 319-2HF、高庙 113H~新盛 206、高蓬 301-8HF~高庙 32、丰谷 108~高沙 318-4HF、丰谷 111~高沙 319HF、丰谷 111~高庙 33-8HF、高庙 115H~川合 139、高沙 309-3HF~高沙 307-2HF 阀室			

（2）评价范围

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

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

同时，本项目集输管线为线性工程，依据地下水导则评价要求，本项目线性工程评价范围宜采用工程边界两侧向外延伸200m的区域作为评价范围，由于本项目管线外扩200m不包含集中式地下水饮用水源保护区，因此，本项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.7-6。

表1.7-6 各场站及管线评价范围划分情况一览表

一级水文地质单元	二级水文地质单元	场地名称	各场地重点评价范围面积 km^2	各场地重点评价范围边界
凯江水文地质单元（II）	凯江左岸水文地质单元（II-1）	高庙 113H	2.16	西北侧为马家坟-苏家湾-上茅草堰一线，东侧为周家大房子-邬家粉坊一线，东南为上马磴一线，西南为檀树梁子-千佛山-泉水湾一线
		高庙 115H	1.53	西侧为肖家房子-白沙梁子一线，西北侧为范家大房子-赖家大房子一线，东侧为李家大院子-二龙庙一线，西南为新房子-元宝梁子一线
		高蓬 301-8HF	1.07	西北为李家房子-解家老房子一线，东北为堰塘湾-芭茅弯一线，东南为解家院子-团梁子一线，南侧为玉皇庙-钟家院子一线，西侧为新盛镇场镇一线
		高蓬 401-2HF	1.54	西侧为申家房子-曾家湾-花碑梁子一线，东侧为俞家沟-三个包-骆家大房子一线，南侧为彭家院子-邵家院子一线
		高蓬 401-5HF	1.73	北侧为谢家大梁子一线，西侧为葫芦梁子-寨子山-马尾梁子一线，南侧为蛮洞梁子一线，东侧为竹山湾-赵家高梁子-大山沟一线
		高沙 317-2HF		
		新盛 210	2.1	西北侧为刘家院子-杨家院子-张家房子一线，西南为肖家坝-何家湾一线，东南为张家房子-茶壶梁子-大梁窝一线
		高沙 317HF	1.52	西北为玉石岩-观音梁子-谢家湾一线，东侧为苏家小房子-老河堰-曹家土地一线，南侧为张家沟-廖家高龙门一线
涪江水文地质单元（III）	涪江右岸水文地质单元（III-2）	高沙 309-3HF	1.68	西侧为杨家大房子-花庙子一线，北侧为郑家湾一线，东侧为邓家房子-李家老房子一线，西南为滤水湾一线
		高沙 309-2HF	3	西侧为曾家大房子一线，西南侧为龙家炮房一线，南侧为雷家湾一线，东侧为王家湾一线，东北侧为董家花园-文昌宫一线
		高沙 312-3HF		

		高沙 319-4HF	1.68	北侧为三根树梁子-凉水井一线，东侧为张家白瓦房一线，南侧为宋家沟-尖堡梁一线，西侧为廖家湾一线
		高沙 318-2HF	1.01	西侧为罗家湾一线，西南侧为向家湾一线，东侧为绵中路一线，东北为严家湾-玉皇观一线
		高沙 319-2HF	1.52	北侧为何家店子一线，西南侧为郑家大梁子一线，东南侧为烂泥坝堰塘，东北侧为翟家湾-雷恩寺一线
		高庙 112H	0.64	西北侧为黄莲湾一线，西南侧为烧房院子一线，东南侧为陈家长沟一线，东北侧为贾家湾
		高沙 318HF	1.73	西北为团堡梁-沙包咀一线，西南为李家湾一线，东南为红堡梁-乌龟石一线，东北为王家湾一线
		高沙 318-4HF	1.08	西北侧为乌龟石-大梁子一线，西南侧为双土地一线，东南侧为唐家院子一线，东北侧为鲜拦路一线
		高蓬 301-3HF	0.93	北侧为狗儿山一线，西侧为印台山一侧，西南为老山梁子一线，东南为粉房湾一线，东北为沙堡梁子一线
		高沙 319HF	1.67	西北为二龙山-杨家大院子一线，西南为打锣地-曾家咀一线，东南侧为石拦路一线，东北侧为米家湾-双堰塘一线
管线	高沙 317HF~永太阀室、高庙 317-2HF~高庙 3、新盛 210~高沙 317-2HF、高沙 318HF~高沙 318-4HF、高沙 318-2HF~丰谷 110、高沙 319-2HF~高沙 319HF、高沙 319HF~高庙 319-4HF、高蓬 401-2HF~新盛 101、新盛 101~鄢家阀室、高蓬 401-5HF~高庙 3、高庙 3~高沙 308 阀室、高蓬 301-3HF~高沙 318-4HF、高沙 312-3HF~高沙 319-4HF、高庙 112H~高沙 319-2HF、高庙 113H~新盛 206、高蓬 301-8HF~高庙 32、丰谷 108~高沙 318-4HF、丰谷 111~高沙 319HF、丰谷 111~高庙 33-8HF、高庙 115H~川合 139、高沙 309-3HF~高沙 307-2HF 阀室		19.99	管线外扩 200m 范围

1.7.5 声环境

（1）评价等级

根据天然气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、站场内，本项目涉及的各站场、站场均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边200m范围内仅有少量分散居民点分布；根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级，判断等级详见表1.7-7。

表 1.7-7 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，适用于GB3096规定2类地区	二级	二级
建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标声级增量	＜3dB（A）	三级	
受影响人口的数量	超标范围内无居民分布，受噪声影响人口数量变化不大	三级	

（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，本项目声环境影响达标距离在300m以内。故本项目施工期声环境评价范围按照导则要求确定为各钻井井场周边 300m 范围，各采气站场及新建阀室周边 200m 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及阀室厂界外200m范围，集输管线两侧200m范围。

表 1.7-8 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、阀室	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

1.7.6 土壤环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项

目属于污染影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表 1.7-9，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.7-10。

表 1.7-9 污染影响型敏感程度分级表

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

表 1.7-10 污染影响型评价工作等级划分表

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

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，为 II 类项目。井场、站场以及集输管线周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为：敏感。项目各拟建井场、站场及管线永久占地均小于 5hm^2，占地规模属于小型，因此，本项目各单项工程土壤环境影响评价等级均为二级。

（4）土壤环境影响评价范围

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

1.7.7 环境风险

（1）评价等级

施工期：按照中国石油化工股份有限公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。高庙气田产能建设项目（一期）各井可获气层为沙溪庙组、须家河组以及蓬莱镇组地层，为不含硫化氢的天然气层。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169—2018)，本项目涉及的危险物质包括甲烷和井场储存的柴油物质。将各井场

（站场）、阀室作为一个独立单元，两个站场之间的管线作为一个独立单元，分别计算不同单元内危险物质数量与临界量比值（Q），通过计算本项目钻井期 Q 值最大为 0.2864， Q＜1，因此钻井施工期为简单分析。

运营期：以各站场、阀室及各集输管线为危险单元，分别计算各站场、阀室和各集输管线的最大存在量，其中站场及阀室的 Q 值最大为 0.053，Q＜1，开展简单分析；管线中高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线的 Q 值最大，为 4.227，1≤Q＜10，因此高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线应进一步判断环境风险潜势。根据章节 8.2 判断，运营期集输管线风险潜势为 III 类，环境风险评价等级为二级。

综上所述，本项目各井场钻井期、站场运营期及阀室 Q 值均小于 1，开展简单分析。运营期集输管线风险潜势为 III 类，环境风险评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169—2018)，本项目站场等等级为简单分析，管线评价等级为二级评价，因此站场参照三级评价范围，管线参照二级评价范围，大气环境风险范围为各站场及阀室周边 3.0km 范围内，管线大气环境风险范围为管道中心线两侧 200m 的范围内；地表水环境风险范围为井场（站场）周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体；地下水环境风险评价范围为各站场周边浅层含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、以及集中式饮用水源和分散式饮用水源取水井。

1.8 环境保护目标与控制目标

1.8.1 区块内主要环境敏感目标

根据现场调查，高庙气田产能建设项目（一期）涉及的环境敏感目标统计如下：

根根据高庙气田产能建设项目（一期）现场调查和对区域环境敏感区资料的收集与识别，本次高庙气田产能建设项目（一期）区块范围内共分布有环境敏感区 4 处，其中集中式饮用水源保护区 2 处、文物古迹 2 处；本项目评价范围内仅涉及集中式饮用水源保护区、永久基本农田保护区及文物保护单位。临时占用永久基本农田约 45.47hm^2（各井场施工占地及集输管线施工作

业带占地）、永久占用基本农田约 3.98hm^2（各采气站场永久占地）。各处环境敏感区基本情况统计见下表 1.8-1。

表 1.8-1 高庙气田产能建设项目（一期）区域环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	2 处集中式饮用水源保护区	瓦店乡自来水厂饮用水水源保护区及杨家镇罗汉寺村小岛水库饮用水水源保护区，为乡镇集中式饮用水源，详见表 5.2-3	单项工程均未在保护区范围内，高沙 319HF 井组西侧距离保护区最近处约 230m（二级保护区），距离取水口约 453m，未在其集雨区范围内，位置关系详见表 5.2-3
2	文物保护单位	市级 2 处，分别为宝境寺和千佛崖摩造像	单项工程均未在保护区范围内及控制建设地带范围内；位置关系详见表 5.2-4
3	永久基本农田	临时占用永久基本农田约 45.47hm^2（各井场施工占地及集输管线施工作业带占地）、永久占用基本农田约 3.98hm^2（各采气站场永久占地）	/

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）生态保护目标

本项目主要生态保护目标为区块范围内的国家二级公益林、基本农田，以及分布在区块范围内的国家重点保护野生动物、四川省重点保护野生动物、中国脊椎动物红色名录中的动物。

（2）环境空气保护目标

环境空气保护目标是井场、站场及阀室周围边界为 5km*5km 矩形范围内的居民，集输管线沿线 200m 范围内居民，本项目重点调查井场（站场）周围 500m 和管线沿线 200m 范围内的居民分布情况，本项目环境空气保护目标统计表见表 1.8-5~1.8-6。

（3）声环境保护目标

声环境保护目标为井口周围 300m、站场（阀室）周围 200m、管线沿线 200m 范围内的居民；

（4）环境风险保护目标

环境风险保护目标为各站场（阀室）周围3km，管线沿线200m内的环境风险敏感目标，本项目环境风险保护目标统计表见表1.8-5、8.1-1。

（5）地下水保护目标

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①做为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被环境的生存；②做为区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，评价范围内地下水环境保护目标主要分为两种类型，一种为当地居民利用的分散式浅层地下水取水井和泉点；另外一种为具有供水价值的白垩系七曲寺组、白龙组浅层裂隙孔隙含水层和第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，结合本项目各场地的空间分布特征，本项目评价范围内分散式地下水饮用水源保护目标 274 处，其中水井数量共约 267 处，泉点数量约 7 处，总共供水人口约 1125 户（约3940 人）；场站和管线与下游分散式保护目标水井或泉点最近距离分别约96m、56m。各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.8-1，评价范围内地下水环境保护目标空间分布情况见图1.8-1。

（6）土壤保护目标

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

***

图 1.8-1 地下水环境保护目标空间分布图

表1.8-1 各场地评价范围内地下水保护区目标基本情况表

***

表 1.8-2 项目所在区域中大型地表水体分布情况统计表

***

表 1.8-3 各井场（站场）生态环境保护目标统计表

***

表 1.8-4 各井场（站场）声环境保护目标统计表

***

表 1.8-5 各管线环境空气保护目标、声环境保护目标及环境风险保护目标统计表

***

表 1.8-6 各井场（站场）环境空气保护目标统计表

***

2 区域开发现状及回顾性评价

高庙气田产能建设项目（一期）区块范围占地面积约 182km^2，为高庙气田中间区域，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，重点回顾高庙气田产能建设项目（一期）涉及的区块范围内的天然气开发现状、污染物产生情况、环境保护措施落实情况及生态环境影响，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 高庙气田天然气储层特征简述

2.1.1 区域气藏构造特征

***

图 2.1-1 高庙气田区域构造背景示意图

2.1.2 区域气藏地层特征

表2.1-1 区域岩性地层统计表

***

2.1.3 天然气储层特征

**

2.2 区块开发现状

2.2.1 区块总体开发情况

2003 年 7 月-2004 年 6 月钻井获天然气产量 1.4104×10^{4}m^3/d，加重酸化试破后获天然气产量 2.7243×10^{4}m^3/d。2007 年 5 月，对须二段井深 4921.00m-4996.00m 进行燃爆诱导压裂与酸化，获天然气产量 10.4631×10^{4}m^3/d。2004 年 1 月-2 月，进行替喷测试，获天然气测试产能 0.1267×10^{4}m^3/d，后用 58.89m^3 胶束酸酸化压裂施工，用 Φ25mm 孔板求产获天然气测试产能 4.2561×104m^3/d，发现了须二气藏，现在高庙气田有蓬莱镇组、沙溪庙组和须家河组气藏。

***

图 2.2-1 高庙气田富集区分布叠合图

2.2.2 勘探开发工程现状

（1）产能建设情况

高庙气田主要包含高庙区块和丰谷等外围区块，涉及两个矿权：四川省四川盆地绵竹一绵阳地区油气勘查矿权和四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权，矿权范围共计3033.227km^2，行政区域包括绵阳市和德阳市。截止目前，高庙气田管辖管辖气井53口，生产井数46口，开井数44口，目前年产气1.521亿方，年产油0.334万吨，年产水0.988万方，平均油压3.49MPa，平均套压7.36MPa，平均单井产量1.96×10^{4}m^3/d，平均单井累产气3296×10^{4}m^3。

高庙气田产能建设项目（一期）区块范围涉及绵阳市涪城区、德阳市中江县和罗江区，区块面积约为 192.669km^2，区块范围内已部署井场 24 个，规划布置天然气井 75 口，目前已完钻投产 22 口，采气规模达 35×10^{4}m^3/d，此外，本次产能建设依托 4 座已实施井场进行扩建，新增天然气井，同时将区块范围内已部署的 3 个勘探井场转为开发采气站场。高庙气田产能建设项目（一期）区块范围内已实施的井场分布情况见下图， 区块内已实施井场环保手续情况及与本项目依托关系统计见下表 2.2-1。

***

图 2.2-3 高庙气田产能建设项目（一期）区块范围内已部署井场

表 2.2-1 区块内已实施井场环保手续情况及与本项目依托关系统计表

***

（2）集输工程建设情况

高庙气田通过各站场之间的集输管线将气体汇集到各阀室，进入中罗线、川合139-金山阀室管线等集输干线，进入德阳、绵阳市场供用户使用。高庙气田已建成的集输干线基本情况如下：

① 中罗线

中江-罗江输气管道位于四川省德阳市，起点中江首站，终点为罗江区金山阀室，与袁东线接口，全长 46.5km，管径 Φ325×7mm，设计压力 3.99MPa，

设计输量为3×10^{8}m^3/a，共设6座阀室，输配气站场3座，日输气能力可达100万 m^3，途经中江县、罗江县共 7 个乡镇，该条管线于 2013 年 9 月 18 日正式运行。

② 川合 139-金山阀室管线

川合 139-金山阀室管线起点为川合 139 站，位于德阳市罗江区新盛镇天鹅村，终点为德阳市罗江区金山镇袁东线金山阀室，线路总长度为 18.3km。设计输气量 120×10^{4}m^3/d，设计压力 4.0MPa，管道规格 DN300。站场工程为改造川合 139 站场、金山阀室，鄢家分输站。

***

图 2.2-3 高庙气田集输管线分布示意图

2.2.3 高庙气田产能建设项目（一期）区块范围及与高庙气田位置关系

高庙气田位于川西坳陷中段东部斜坡新场构造带和知新场构造带上，是一个断背斜的局部构造。地理位置上位于四川省德阳市和绵阳市之间，西边为新场气田和什邡气田，北边为梓潼凹陷。高庙气田目前涉及两个矿权范围，分别是：四川省四川盆地高庙子天然气开采、四川省四川盆地绵竹-绵阳地区油气勘查，矿权范围总面积为 3033.227km^2，目前该 2 个矿权均已取得登记，涉及的行政区域包括“两市九区县（市）”：德阳市绵竹市、旌阳区、罗江区、中江县，绵阳市北川羌族自治县、游仙区、江油市、涪城区、三台县。本次高庙气田产能建设项目（一期）所部署的井位在上述高庙气田两个矿权范围内均有分布，涉及的区县仅为：绵阳市涪城区、德阳市中江县和罗江区，区块面积约为 192.669 km^2。高庙气田产能建设项目（一期）与高庙气田位置关系见下图。

***

图 2.2-4 高庙气田产能建设项目（一期）与高庙气田矿权范围位置关系示意图

2.2.4 高庙气田产能建设项目（一期）区块范围内依托工程

高庙气田产能建设项目（一期）项目拟部署钻井井场16座（新建12座，利旧 4 座，共 44 口井），采气站场 19 座（新建 15 座，利旧 4 座，共 59 口

井），新建气田内部集输管线 20 条和 1 座阀室，管线共计 48.95km，19 座采气站场中的 3 个站场（高庙 112H、高庙 113H、高庙 115H，共 15 口井）属于勘探井转采气站场。

（1）依托的井场及集输设施

高庙气田产能建设项目（一期）建设井场中高沙 309-2HF、高沙 318-4HF 井场、高沙 312-3HF 井场和高沙 319-4HF 井场分别依托高沙 309HF 井场、丰谷 5 井场、高沙 312HF 井场以及高庙 33-10HF 井场场地及采气设施进行新建钻井工程，目前依托的井场已实施采气，4 个井场已开展环评，取得了环评批复，除高沙 312HF 正在施工外，其余均已完成了竣工环保验收，无环境遗留问题。同时该 4 座站场除高沙 309-2HF 依托原有站场的集输工程，其余站场均新建集输管线。同时本项目有三座勘探井场转采气站场，分别为高庙 112H、高庙 113H 及高庙 115H 井场，除高庙 112H 正在开展勘探井环评外，另外 2 个井场取得了环评批复。

依托的井场相关建设情况统计见下表 2.2-3，依托的集输管线相关建设情况统计表见下表 2.2-4。

（2）集输管线起止站场

本项目新建 20 条集输管线，总长为 48.95km，为气田内本次新建站场或即将建成投产站场进行输气，管线起止点站场建设情况以及是否属于本项目建设内容见表 2.2-5。

2.2.5 高庙气田已配套的环保工程

高庙气田配套的主要环保工程为依托川西气田配套的气田水处置工程、泥浆中转站工程、凝析油回收工程以及砖厂、水泥厂处置工程。

（1）配套的废水处理工程

高庙气田配套的气田水处置工程主要有：**孟家基地、袁家气田水处理站、齐福气田水处理站、地层水综合利用站、以及配套的回注站。已建成的回注站 5 座，分别为：孝蓬 101 回注站、新场 15 回注站、马蓬 33 回注站、什邡 50 回注站和联 119 回注站，正在建设的回注站两座，分别为马井 29 回注站和新 875-1 回注站，备用建设回注站两座，分别为新场 25 回注站和新场 30 回注站。**

① 孟家基地

孟家基地隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区黄许镇***，孟家基地建成时间为2018年，主要是为避免压裂返排液无其他井回用时暂存气田内钻井产生的压裂返排液，起到对整个区块压裂返排液调配的功能，孟家基地共配备罐体***，总容量***，基地采取了围堰、防渗等污染防治措施，由于压裂返排液产生量远远小于压裂液配置量，产生的压裂返排液基本能及时转运至钻井现场进行调配压裂液，因此，目前孟家基地基本处于空置状态。该项目 2018 年在德阳市旌阳区环境保护局进行了备案，备案号：***。

② 中江 5000m^3 压返液暂存池

中江 5000m^3 压返液暂存池位于四川省德阳市中江县东北镇***，江沙 320HF 井组附近，建成时间为 2021 年。池体设置人字形雨棚及接水沟，接水沟延伸接入自然沟渠；池壁增加安全护栏，表土堆场四周设置护脚墙，防止水土流失；压裂液拉运时，井下负责跑、冒、滴、漏等污水收集处理由于压裂返排液产生量远远小于压裂液配置量，产生的压裂返排液基本能及时转运至钻井现场进行调配压裂液，因此，目前孟家基地基本处于空置状态。该项目 2021 年在德阳市中江县生态环境局进行了备案，备案号：***。

③ 袁家气田水处理站（又名袁家环保处理站）

袁家气田水处理站隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区德新镇***，于2005年建成并投入营运，该处理站主要接纳钻井废水、压裂返排液以及采气废水的处置，工程于2018年进行了技改，技改后区域气井所产气田水通过袁家气田水处理站改造后的收集池收集后，一部分预处理后拉运回注处理，另外一部分预处理后输至地层水综合利用站进行蒸发脱盐处理，处理后的废水输回袁家气田水处理站进行脱氮处理后经已设排污口达标排放至绵远河；也可由罐车外运至回注井直接回注。其中预处理回注或综合利用作业废水***，预处理外排气田水***。该项目取得了德阳市环境保护局环评批复，批文号***，于2020年6月5日通过竣工环境保护验收。

袁家气田水处理站于2021年又再次进行技改，技改后处理能力由***（预处理回注或综合利用作业废水***，预处理外排气田水***）变更为1000m^3/d（预处理回注或综合利用作业废水***；气田水***，其中预处理外排气田水***，预处理回注或综合利用气田水***）。该项目取得了德阳市旌阳区生态环境局环评批复，批文号***，已改造完成，目前正在试运行，暂未进行竣工环境保护验收。

④ 齐福气田水处理站

齐福气田水处理站位于绵竹市齐福镇***，原项目主要从事钻井作业废水、地层水和压裂返排液的处理，取得环评批复(***)，并通过环保验收（***)。项目于2019年进行了技改，技改后主要从事钻井作业废水和采气废水的处理，处理后的废水转运至回注站回注处理，钻井废水处理能力为***，采气废水处理能力***。项目技改部分于2019年2月1日取得了绵竹市环境保护局环评批复（***），于2019年试运行，2020年6月11日完成自主验收。

⑤ 地层水综合利用站

地层水综合利用站又名川西气田高氯废水低温蒸馏处理站，隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于德阳市旌阳区德新镇胜***，该处理站主要对采气废水降氯离子处置后实现废水达标外排，该处理站两期设计，处理能力为分别为***（一期，处理中浅层井采气废水）、***（二期，

处理深层井采气废水），采气废水主要经一期处理站处理，一期处理工程于2018 年进行了技改，技改后采气废水经蒸馏处理后可实现达标外排，技改工程批文号为***，2020 年 6 月 11 日完成自主验收。

⑥ 回注站

目前区域内已建成的回注站有：孝蓬 101 回注站、新场 15 井回注站、马蓬 33 回注站、什邡 50 回注站、联 119 回注站。

A．孝蓬 101 回注站

孝蓬 101 回注站中国石油化工股份有限公司西南油气分公司川西采气厂，位于四川省绵竹市新市镇***。孝蓬 101 回注工程环评已于 2016 年 1 月取得德阳市环保局批复（***），于 2018 年 11 月取得德阳市环境保护局同意验收意见（***）。孝蓬 101 回注站设置 2 口回注井，总储水量为 $16.1\times10^4m^3$，历年已回注量为 $10.25\times10^4m^3$，剩余回注总量约***，设计日回注规模为***，目前实际进场日回注废水量***，剩余日回注量***。

B．新场 15 回注站

新场 15 回注站隶属于中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于四川省绵竹市新市镇***。新场 15 回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（***），于 2019 年 5 月建成投入使用，于 2019 年 8 月 20 日通过竣工环保验收。新场 15 回注站设计总容量为 $69.85\times10^4m^3$，历年已回注量为***，剩余回注总量约***，设计日回注规模为***，目前实际进场日回注废水量***，剩余回注量***。

C. 马蓬 33 回注站

马蓬 33 回注站属于中国石化西南油气分公司采气一厂，位于四川省德阳市什邡市马井镇***。马蓬 33 井回注工程环评已于 2018 年 11 月 19 日取得什邡市环保局批复（***），2019 年 8 月投入试运行，于 2020 年 1 月 10 日通过竣工环境保护验收，马蓬 33 回注站设计日回注规模为***，设计总容量为***，累积回注空间为***，剩余回注空间为***，目前实际进场日回注废水量***，剩余回注量***。

D. 什邡 50 回注站

什邡 50 回注站建设工程位于广汉市小汉镇***，利用什邡 50、什邡 50-1 井建回注站，服务对象为西南油气分公司所属生产单位川西气田产出水经袁家气田水处理站和齐福气田水处理站预处理后检测合格的回注水。该工程于 2019 年 8 月 27 日取得了德阳市生态环境局的环评批复，批文号为***，于 2021 年 5 月 28 日通过竣工环境保护验收。回注空间为***，累积回注空间为***，剩余回注空间为***，目前实际进场日回注废水量***，剩余回注量***。

E. 联 119 回注站

联 119 回注站位于四川省德阳市罗江区白马关镇***。联 119 回注站已于 2019 年 1 月 18 日取得了德阳市环境保护局环评批复（***），于 2020 年 7 月 17 日通过竣工环境保护验收新场（***）。联 119 回注站设计回注规模为 100m^3/d，设计总容量为***，目前已回注量为***，剩余回注空间为***，目前实际进场日回注废水量***，剩余回注量***。

正在建设的回注站两座，分别为马井 29 回注站和新 875-1 回注站。备用建设回注站两座，分别为新场 25 回注站、新场 30 回注站。

F. 马井 29 回注站

马井 29 回注站位于四川省德阳市广汉市向阳镇***，于 2021 年 4 月 19 日取得了德阳市环境保护局环评批复（***）。马井 29 回注站设计回注规模为***，设计总容量为***，目前正在建设中，预计 2022 年 10 月投产试运行。

G．新 875-1 回注站

新 875-1 回注站位于四川省德阳市旌阳区德新镇***，于 2021 年 11 月 30 日取得了德阳市环境保护局环评批复（***）。新 875-1 回注站设计回注规模为***，设计总容量为***，目前正在建设中，预计 2022 年 10 月投产试运行。

H.新场 25 回注站

新场 25 回注站属于中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于四川省绵竹市新市镇***。新场 25 回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（***），新场 25 回注站设计总容量为***，设计日回注规模为***，仅作为应急处置能力尚未动用。

I.新场 30 回注站

新场 30 回注站位于四川省绵竹市玉泉镇***。新场 30 回注工程环评已于 2018 年 6 月取得绵竹市环保局批复（***）。回注站设有配套的回注水收集罐及注水系统等设施。经处理后的钻井废水进入回注站后，再通过高位水罐、回注泵进行回注。新场 30 回注站设计回注规模为***，新场 30 回注站设计总容量为***，设计日回注规模为***，仅作为应急处置能力尚未动用。

根据相应回注站的环评报告及批复，回注井完整可靠，能“封得住”回注废水。

本次评价选取回注时间较长、具有代表性的孝蓬 101、新场 15、马蓬 33、联 119 的例行监测数据来评价回注井运行的可靠性。

表 2.2-5 引用回注井地下水例行监测数据 mg/L

***

根据上表可知，川西地区回注井固井质量好，封闭性高，配伍性具有相容性，从回注以来地下水监测数据均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质标准，依托回注井回注可行。

依托回注站均接收回注川西地区天然气开采作业废水，废水在袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转至回注站回注，根据回注站环评及验收可知袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理出水水质大多满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）、《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）回注要求，部分悬浮物不满足要求时经回注站现场设置的过滤器过滤后满足回注标准要求后回注，从技术上是可行的。中石化旗下的回注站回注能力很大，因此建设单位在钻井期应根据中石化西南油气分公司统筹安排，根据统一规划选择本项目废水的最终回注站，在开钻与拉运前做好袁家气田水处理站或齐福气田水处理站和回注站的协调沟通工作，确保项目钻井作业废水能够得到妥善有效处置，因此本项目不可回用的钻井期作业废水依托袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转至回注站回注是可行的。

（2）配套的泥浆中转工程

区域内配有川西泥浆中转站作为水基泥浆调配中转站，以及在川南地区配有威远泥浆中转站作为油基泥浆调配中转站，此两个隶属于中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司西南环保中心。

① 川西泥浆中转站

川西泥浆中转站位于德阳市旌阳区黄许镇（位于袁家固废处理场内），工程于 2015 年取得德阳市旌阳区环境保护局环评批复，批文号***，于 2015 年 5 月取得德阳市旌阳区环境保护局的验收批复（***）。厂区进行了防雨及硬化防渗，安装了***的泥浆罐体，泥浆储存能力***，目前经西南油气分公司调配，随时空余储存能力在***。

② 威远泥浆中转站

威远泥浆中转站位于内江市威远县向义镇***，包括储备罐区***水基泥浆储备罐及其配套设施、***油基泥浆储备罐及其配套设施。由于高庙气田未配置油基泥浆中转工程，因此本项目井场油基泥浆钻井后无法及时中转油基泥浆，本项目将威远泥浆中转站作为本项目油基泥浆中转站。威远泥浆中转站于 2018 年 1 月 10 日取得了威远县环境保护局的环评批复（***）,目前该中转站暂存泥浆暂存泥浆约 500m^3，有能力接纳本区域的中转泥浆。

（3）中江气田混合液处理中转站

中江气田混合液处理中转站隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，位于中江县东北镇***，于 2020 年 5 月 26 日取得德阳市生态环境局的环评批复，批文号***，于 2020 年 12 月投产，2021 年 11 月 30 号通过竣工环保验收。中江气田混合液处理中转站主要为中江气田内采气废水进行凝析油的回收，采取混合液三相分离处理方式进行处置，设计处理规模***，目前试运行实际处理量约***，正常运行后保证富余处理能力超过***。

气田内已配套的环保工程情况一览表如下表。

（4）依托砖厂、水泥厂

本项目水基钻井固废属于第II类一般固体废物，收集后采用密闭罐车转运至有资质的砖厂或水泥厂进行资源化利用。根据相应有资质单位环评批复及相关文件可知，砖厂和水泥厂主要利用钻井固废与石灰石、页岩等原材料

搭配生产熟料，生产水泥、砖等建材，接纳处理钻井固废能力超过 100 万 t/a。中石化在绵阳市涪城区、三台县、成都市彭州市、龙泉驿区及德阳市旌阳区、罗江区、中江县等川西地区天然气勘探开发中产生的钻井岩屑及泥浆固化物，钻井废弃物中 SiO_2、Al_2O_3 及 CaO 为其主要成份，其与砖、水泥生料成份有相似之处，类比其他砖厂、水泥窑协同处置钻井废弃物项目，利用钻井废弃物生产的水泥和砖的各项指标都达到标准要求，所以水基钻井固废利用水泥窑和砖窑协同处理，从技术上是可行的。与中石化合作的有资质单位均有接收本项目钻井固废的能力且接收能力很大，因此建设单位在钻井期应根据中石化西南油气分公司统筹安排，尽量就近选择有处理能力的资质单位处置本项目的钻井固废，在开钻与拉运前做好协调沟通工作，确保项目钻井固废能够得到妥善有效处置，因此区域内钻井固废资源化综合利用从环保角度分析是可行的。

2.3 已勘探开发工程环境影响回顾性分析

本次评价已有工程的类型及环境影响特点，对高庙气田产能建设项目（一期）区块内已有天然气勘探开发相关工程进行环境影响回顾。已勘探开发工程环境影响回顾性分析从已实施工程污染物产排情况统计、主要污染物防治措施及有效性、主要环境影响回顾和已勘探开发工程存在的环境问题和建议四方面进行介绍：

2.3.1 气田已勘探开发工程主产排污及治理措施落实情况

（1）废气

①施工期

污染物产排情况：

A、地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘），无组织排放。

B、施工机械、运输车辆排放的尾气，主要污染因子为 NO_2、CO、TSP 等，无组织排放。

C、地面集输工程在管道敷设焊接时产生焊接烟气，主要污染因子为烟尘，无组织排放。

D、钻井工程柴油机组（备用）燃烧废气，主要污染因子为 NO_2、CO、TSP 等，通过自带的排气筒排放。

E、测试放喷过程中原料气引入放喷池燃烧产生废气，其燃烧主要产物为 CO_2、水蒸气、NOx、SO_2、颗粒物等。

已采取的防治措施：

A、对施工场地定期洒水。

B、临时土石方用密目网进行覆盖，周边放置沙袋防止水土流失。

C、施工机械、运输车辆等均采用合格的轻质柴油成品。

D、测试放喷废气采用引入放喷池点火燃烧处理。

***

洒水台账　　表土堆场照片

图 2.3-1　施工期部分大气污染防治措施

②运营期

污染物产排情况：

A、采气站场内的水套炉燃烧天然气，主要产物为颗粒物、NOx 通过排气筒排放。

B、采气站场检修或事故放散时天然气通过放散管直接点火排放，一年约 1～2 次，主要污染物为颗粒物、NOx。

C、凝析油挥发性有机废气，主要为大呼吸和小呼吸无组织排放。

（二）已采取的防治措施：

A、水套炉燃烧烟气通过 8m 高排气筒排放。

B、检修废气或事故放空废气直接通过 15m 高排气筒排放。

（2）噪声

①施工期

污染物产排情况：

A、钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等施工作业噪声，源强 75dB(A)～95dB(A)。

B、钻井及压裂施工期间的噪声源主要包括钻机、泥浆泵、压裂设备以及其他种机械运转所产生的噪声，源强 75～115dB（A）。

C、完井测试阶段放喷排液过程会产生气流噪声，源强 110dB(A)～120dB(A)。

已采取的防治措施：

A、钻前工程仅昼间作业，夜间不作业。

B、优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。

C、完井测试仅昼间作业，夜间不作业。

D、提前与周边居民沟通协调，取得周边居民谅解。

②运营期

运营期站场噪声产生较小，各站场正常生产时，场站噪声主要来源于节流阀、分离器和计量装置等设备产生的气流噪声等设备的气流摩擦噪声，已投产站场正常产生时的厂界噪声，站场运营期噪声约 40~50dB（A）。

（3）废水

①施工期

A、钻前工程以及地面集输工程施工产生的少量施工废水，主要污染物为 SS。

B、集输管道和采气站场施工完成后采用清水试压产生试压废水，试压废水中主要污染物为少量 SS，包括机械杂质和泥沙等。

C、钻井过程中产生部分钻井废水，平均每米进尺废水产生量取 0.06m^3，主要污染物为 pH 、COD、SS、石油类。

D、洗井过程中产生部分洗井废水，单井洗井废水产生量约 90m^3，主要污染物为 pH 、COD、SS、石油类、氯化物。

E、压裂过程产生部分压裂返排液，单井压裂返排液产生量约压裂液的 60%，主要污染物为 pH 、COD、SS、石油类、氯化物。

F、钻井期间施工人员产生少量生活污水，主要污染物为 COD、SS 和 NH_3-N 等。

已采取的防治措施：

A、钻前工程以及地面集输工程施工产生的少量施工废水经沉淀处理后

循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不排放。

B、集输管道和采气站场施工产生的试压废水沉淀后回用于洒水降尘。

C、钻井过程中产生的钻井废水优先回用，不能回用的通过罐车拉运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内回注站回注处理。

D、洗井过程中产生部分洗井废水用于该区域内配置压裂液，不外排。

E、压裂返排液暂存于压裂液储罐，部分回用于配置压裂液；无法回用的转运至袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内回注站回注处理。

F、钻井期间施工人员生活污水经环保厕所收集后通过罐车拉运至当地污水处理厂处理，现场不排放。

②运营期

A、有人值守站采气期值班员工产生少量生活污水，主要污染物为 COD、SS 和 NH_3-N 等。

B、采气阶段将产生采气废水，根据从高庙气田实际生产情况来看，沙溪庙组及蓬莱镇组气井初期水气比稍高约***，递减期后水气比较低约***；须家河组二段气井目前水气比***，由于高庙气田的须家河组二段气藏属于最近几年新开发气藏，暂未有衰减期水气比数据，因此本项目须家河组二段气藏衰减期水气比依旧按照***考虑。主要污染物为 COD、SS、石油类、氯离子。

已采取的防治措施：

1、有人值守站采气期值班员工产生的少量生活污水化粪池收集后交由当地城镇污水处理厂处理。

2、采气废水现场由储液罐收集后，通过罐车运至袁家气田水预处理后经地层水综合利用站（一期）处理后达标外排绵远河或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）处理后交区域内回注站回注。

（4）固废

①施工期

污染物产排情况：

A、钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方。

B、钻前工程施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，量小。

C、水基钻井过程产生水基钻井岩屑，属于一般固体废物，平均每米进尺水基固废产生量取***，单井产生量约***。

D、油基钻井过程产生油基钻井岩屑，属于危险固废，单井产生量约***。

E、钻井过程产生少量废油，属于危险废物，单井产生量约 2t。

F、施工人员生活垃圾。

已采取的防治措施：

A、钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方用于覆土复耕、平整场地等，做到场内平衡。

B、废包装材料交废品回收站回收处置，建筑垃圾由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。

C、水基岩屑交有处理能力且环保手续齐备的砖厂或水泥厂进行资源化利用。

D、油基岩屑和废油等含油固废交有有危险废物资质单位处置。

E、生活垃圾交当地环卫部门处置。

②运营期

污染物产排情况：

A、采气站场运营期维修设备时产生的少量清管废渣，部分清管废渣占有少量凝析油，属于危险废物。

B、有人值守采气站场值守人员产生的生活垃圾。

已采取的防治措施：

A、清管废渣交由危险废物资质单位处理。

B、生活垃圾统一收集后交由当地环卫系统处理。

（5）地下水及土壤

①施工期

已勘探开发工程场施工期废水收集罐、油罐区周围设置围堰，井口作业区周边设置导流沟，井场四周设置双环沟，设置应急池，对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，对泥浆不落地及泥浆循环系统区、压裂液重叠液罐区、应急池、危废暂存间、油罐区、方井周边和放喷池等采取重点防渗。在管道焊接完毕后焊条回收，选择合适的试压废水排放地点。施工期对地下水、土壤做定期跟踪监测。

②运营期

对管线和站场进行日常巡查，对可能存在污染地下水及土壤的建筑物采取相应的防渗措施，同时设置合理的地下水、土壤环境跟踪监测点位。

根据收集的相关资料，运营期站场土壤和地下水污染防治措施部分照片如下图所示。

（6）生态

各井场以及集输管线均采取绕避区域内环境敏感区措施，避免单项工程项目与区内生态环境敏感区空间重叠，景观影响。通过绕避措施，本项目产能建设不与区域内集中式饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、文物保护单位空间重叠。井场占地尽量不占或少占水田、水浇地、园地等高产田，尤其是尽量不占用当地基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。集输管线施工采用分层开挖，分层回填，及时生态恢复。

2.3.2 已勘探开发工程存在的主要环境问题及建议

通过对区域已建工程现场调查、现状环境监测以及查阅相关资料，区域勘探开发至今，未出现较大的环境污染事故，区域内环境质量状况总体较好，通过现场调查发现，还存在以下环境问题：

（1）钻井施工期使用柴油发电机供电井场存在声环境敏感目标超标现象；

（2）部分井场施工完毕后未及时复垦的问题。

出现以上问题（1）的原因是主要为钻井需要 24 小时不间断作业，钻井期间柴油发电机以及钻井设备噪声源强较大，导致距离较近的居民点出现噪声超标现象；出现问题（2）的主要原因是，由于钻井施工完毕后，部分井场放喷池担任运营期的临时事故放喷等作用，或者井场需用于下一步进一步的开发，因此井场放喷池或井场部分区域未及时进行生态恢复。此外，临时占地施工完毕后已覆土，但由于生态恢复需要一定的周期，因此未进行复耕。因此本次评价提出以下建议：

①针对在建、拟建工程，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持，对影响较大的农户可采取临时撤离的措施，确保钻井工程的顺利进行；

②在确定相关井场不再后续开发使用后，尽快完成放喷池、清水池等的拆除，并进行复垦完成竣工环保验收。同时建议建设单位采用较为快速的生态恢复措施，尽快复耕，恢复农业生产，建议建设单位设置生态监测，定期监测临时用地施工完毕后生态恢复情况，发现生态问题及时采取强有效的生态恢复措施。

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：高庙气田产能建设项目（一期）；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部；

生产管理单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司西南油气分公司采气三厂；

建设性质：新建；

井别及井型：开发井；两种井型：定向井和水平井；

开发矿种：沙溪庙组、须家河组二段以及蓬莱镇组地层天然气。

3.1.2 矿权范围

高庙气田产能建设项目（一期）开发范围涉及两个矿权范围，分别是四川省四川盆地绵竹一绵阳地区油气勘查矿权和四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权，矿权范围总面积为 3033.227km^2，目前该 2 个矿权均已取得登记，本次高庙气田产能建设项目（一期）所部署的井位在上述高庙气田两个矿权范围内均有分布，涉及的区县仅为：绵阳市涪城区、德阳市中江县和罗江区。

高庙气田产能建设项目（一期）19 座站场主要分布在四川省四川盆地绵竹一绵阳地区油气勘查矿权和四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权，项目在各矿权范围分布情况见下表。

表 3.1-1 各矿权范围站场分布情况

矿权名称	序号	井场名称	井口数量（口）	目的层位
四川省四川盆地高庙子天然气开采矿权	1	高沙 319HF	2	沙溪庙组
	2	高沙 319-4HF	3	沙溪庙组、须家河组
	3	高沙 312-3HF	1	沙溪庙组
	4	高沙 309-2HF	2	沙溪庙组
	5	高沙 318-2HF	2	沙溪庙组
	6	高沙 309-3HF	5	沙溪庙组、须家河组
	7	高蓬 301-8HF	3	蓬莱镇组
	8	高蓬 401-2HF	4	蓬莱镇组
	9	新盛 210	4	须家河组
	10	高庙 113H	5	沙溪庙组
	11	高庙 115H	5	沙溪庙组
	合计	11	36	/
四川省四川盆地绵竹一绵阳地区油气勘查矿权	1	高沙 317HF	3	沙溪庙组
	2	高沙 317-2HF	2	沙溪庙组
	3	高蓬 401-5HF	5	蓬莱镇组、须家河组
	4	高沙 319-2HF	2	沙溪庙组
	5	高沙 318HF	2	沙溪庙组
	6	高沙 318-4HF	1	沙溪庙组
	7	高蓬 301-3HF	3	蓬莱镇组
	8	高庙 112H	5	沙溪庙组
	合计	8	23	/
/	总计	19	59	/

3.1.3 建设地点

高庙气田产能建设项目（一期）位于四川省德阳市中江县和罗江区、绵阳市涪城区境内，其中绵阳市涪城区分布的井位数量最多，分布的管线长度最长，其次为德阳市罗江区，各县域内分布的井口数量和管线长度见表 3.1-2，

井场具体位置见表 3.1-3，管线具体穿越位置见表 3.1-4，高庙气田产能建设项目（一期）地理位置见**附图 1.4-1**。

表 3.1-2 各县域工程分布情况

序号	县域名称	井位数量（个）	管线长度（km）
1	德阳中江县	4	7.78
2	德阳罗江区	6	14.31
3	绵阳涪城区	9	26.86
6	总计	19	48.95

表 3.1-3 本项目新建钻井井场/采气站场地理位置统计表

序号	平台名称	地理位置	备注
1	高沙 317HF	四川省德阳市中江县永太镇***	新建
2	高沙 317-2HF	四川省德阳市罗江区鄢家镇***	新建
3	新盛 210	四川省德阳市中江县黄鹿镇***	新建
4	高沙 318HF	四川省绵阳市涪城区杨家镇***	新建
5	高沙 318-2HF	四川省绵阳市涪城区杨家镇***	新建
6	高沙 309-2HF	四川省绵阳市涪城区吴家镇***	利旧高沙 309HF
7	高沙 319-2HF	四川省绵阳市涪城区杨镇家***	新建
8	高沙 319HF	四川省绵阳市涪城区杨镇家***	新建
9	高蓬 401-2HF	四川省德阳市罗江区新盛镇***	新建
10	高蓬 401-5HF	四川省德阳市罗江区鄢家镇***	新建
11	高蓬 301-3HF	四川省德阳市中江县黄鹿镇***	新建
12	高蓬 301-8HF	四川省德阳市罗江区新盛镇***	新建
13	高沙 309-3HF	四川省德阳市罗江区新盛镇***	新建
14	高沙 318-4HF	四川省绵阳市涪城区杨家镇***	利旧丰谷 5
15	高沙 312-3HF	四川省绵阳市涪城区吴家镇***	利旧高沙 312HF
16	高沙 319-4HF	四川省绵阳市涪城区吴家镇***	利旧高庙 33-10HF
17	高庙 112H	四川省绵阳市涪城区丰谷镇***	勘探井场转采气井场
18	高庙 113H（依托）	四川省德阳市罗江区鄢家镇***	勘探井场转采气井场，利旧高庙 101
19	高庙 115H	四川省德阳市罗江区新盛镇***	勘探井场转采气井场，利旧高庙 33

表 3.1-4 高庙气田产能建设项目（一期）集输管线穿越地理位置统计表

序号	集输管线名称	起点	终点	穿越的县域	长度 km

1	高沙 317HF—永太阀室	***	***	德阳市中江县	5.43
2	高沙 317-2HF—高庙 3	***	***	德阳市罗江区	0.91
3	新盛 210—高沙 317-2HF	***	***	德阳市罗江区	1.44
4	高沙 318HF—高沙 318-4HF(丰谷 5)	***	***	绵阳市涪城区	1.42
5	高沙 318-2HF—丰谷 110	***	***	绵阳市涪城区	0.85
6	高沙 319-2HF—高沙 319HF	***	***	绵阳市涪城区	3.00
7	高沙 319HF—高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）	***	***	绵阳市涪城区	3.50
8	高蓬 401-2HF—新盛 101	***	***	德阳市罗江区	0.85
9	高蓬 401-5HF—新盛 206	***	***	德阳市罗江区	1.09
10	高庙 3—高蓬 401-5HF	***	***	德阳市罗江区	2.18
11	高蓬 301-3HF-高沙 318—4HF(丰谷 5)	***	***	德阳市中江县、绵阳市涪城区	1.73
12	高蓬 301-8HF—高庙 32	***	***	德阳市罗江区	1.3
13	高沙 309-3HF—高沙 307-2 阀室	***	***	德阳市罗江区	3.5
14	高沙 312-3HF（高沙 312）—高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）	***	***	绵阳市涪城区	2
15	高庙 112H—高沙 319-2HF	***	***	绵阳市涪城区	5.45
16	高庙 113H—新盛 206	***	***	德阳市罗江区	2.19
17	高庙 115H(高庙 33)—川合 139	***	***	德阳市罗江区	3.2
18	丰谷 108-高沙 318—4HF(丰谷 5)	***	***	绵阳市涪城区	4.11
19	丰谷 111—高沙 319HF	***	***	绵阳市涪城区	2.6

20	丰谷 111—高庙 33-8HF	***	***	绵阳市涪城区	2.2
21	总计	/	/	/	48.95

表 3.1-5 高庙气田产能建设项目（一期）阀室地理位置统计表

序号	阀室名称	地理位置	备注
1	高沙 307-2 阀室	四川省德阳市罗江区新盛镇 ***	新建

3.1.4 建设规模及开采时序

根据高庙气田产能建设项目（一期）区块产能建设总体部署安排，本次产能建设涉及 19 个井场，其中 16 个井场共新部署 44 口天然气钻井，另外 3 个井场为勘探井场转采气井场（共 15 口勘探井，勘探钻井施工期已单独开展环评并取得了批复）；新建 20 条气田内部集输管线及 1 座阀室，集输管线共计 48.95km。本次产能建设预计分 3 年实施，计划从 2023 年开始实施，2025 年全部建成投产，2023 年~2025 年为建产期，稳产期为 2 年，即 2026 年~2027 年，2027 年后进入产能衰减期，预计单井产量为 1~5×$10^4$$m^3$/d，稳产期产能建设规模为 6.04×$10^8$$m^3$/a；集输管线建设时序随站场投产时间而定。本项目建设时序如下表。

表 3.1-6 高庙气田产能建设项目（一期）产能建设时序计划表

建设时间	建设钻井井场及采气站场	当年新投产井口数量	累积投产井口数量	预计产能（m^3/a）
2023 年	高沙 317HF 井场、新盛 210 井场、高沙 318HF 井场、高沙 318-2HF 井场、高沙 309-2HF 井场、高沙 319HF 井场、高蓬 401-2HF 井场、高蓬 401-5HF 井场、高蓬 301-3HF 井场、高庙 112H 井场（勘转采）、高庙 113H 井场（勘转采）、高庙 115H 井场（勘转采）	40 口	40 口	3.069×10^8
2024 年	高沙 317-2HF 井场、高沙 319-2HF 井场、高蓬 301-8HF 井场、高沙 312-3HF	10 口	50 口	4.455×10^8
2025 年	高沙 309-3HF 井场、高沙 318-4HF 井场、高沙 319-4HF 井场	9 口	59 口	5.610×10^8
2026 年	稳产（所有井投产）	0	59 口	6.039×10^8

2027 年	稳产（所有井投产）	0	59 口	6.039×10^8

注：当年投产井按照当年生产 220 天计算，稳产期及衰减期按照 330 天计算。

3.1.5 建设内容

本项目新建建设内容包括钻井工程、采气工程、集输工程三部分，具体见表 3.1-7。

表 3.1-7 高庙气田产能建设项目（一期）新建建设内容

序号	工程名称	建设内容
1	钻井工程	共部署 16 座钻井井场，其中 12 座为新建井场，4 座为利旧井场，新部署 44 口天然气钻井。
2	采气工程	共部署 19 个采气站场，其中 16 座为本次钻井转采气井，3 座勘探井转采气井，新部署 59 口天然气的采气流程。
3	集输工程	新建内部 20 条集气管道及 1 座阀室，管线长度共计 48.95km。

（1）钻井工程

根据高庙气田总体部署安排，高庙气田产能建设项目（一期）共涉及 16 个钻井井场，新建钻井共计 44 口井，其中 4 座井场利旧老井场，其余 12 座井场均为新建井场。本项目部署井场情况统计表见下表。

表 3.1-8 本项目部署井场情况统计表

序号	井场名称	井号	井数	井型	目的层	备注
1	高沙 317HF	高沙 317HF 高沙 317-1HF 高沙 317-1-1HF	3	水平井	沙溪庙组	新建
2	高沙 317-2HF	高沙 317-2HF 高沙 317-3HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
3	新盛 210	新盛 210 新盛 210-1 新盛 210-2 新盛 210-3	4	定向井	须家河组二段	新建
4	高沙 318HF	高沙 318HF 高沙 318-1HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
5	高沙 318-2HF	高沙 318-2HF 高沙 318-3HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
6	高沙 309-2HF	高沙 309-2HF 高沙 309-2-1HF	2	水平井	沙溪庙组	利旧高沙 309HF
7	高沙 319-2HF	高沙 319-2HF 高沙 319-3HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
8	高沙 319HF	高沙 319HF	2	水平井		新建

		高沙 319-1HF			沙溪庙组	
9	高蓬 401-2HF	高蓬 401-2HF	4	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 401-3				
		高蓬 401-4				
		高蓬 401-5				
10	高蓬 401-5HF	高蓬 401-5HF	5	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 401-6HF				
		高蓬 401-7				
		新盛 212		定向井	须家河组二段	
		新盛 212-1				
11	高蓬 301-3HF	高蓬 301-3HF	3	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 301-4HF				
		高蓬 301-5		定向井		
12	高蓬 301-8HF	高蓬 301-8HF	3	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 301-9HF				
		高蓬 301-10HF				
13	高沙 309-3HF	新盛 209	5	定向井	须家河组二段	新建
		新盛 209-1				
		新盛 209-2				
		新盛 209-3				
		高沙 309-3HF		水平井	沙溪庙组	
14	高沙 318-4HF	高沙 318-4HF	1	水平井	沙溪庙组	利旧丰谷 5
15	高沙 312-3HF	高沙 312-3HF	1	水平井	沙溪庙组	利旧高沙 312HF
16	高沙 319-4HF	高沙 319-4HF	3	水平井	沙溪庙组	利旧高庙 33-10HF
		新盛 211		定向井	须家河组二段	
		新盛 211-1		定向井		

（2）采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，进行采气站场工程建设，本项目拟部署 19 座采气站场，其中 16 座为高庙气田产能建设项目（一期）钻井工程所配套的采气站场，另外 3 座为已单独开展环评的勘探井场转开发采气站场（勘探钻井施工期不再评价）。拟部署的 19 座采气站场中 6 个井场为在原有井场上新建钻井井口的采气站场。本方案新部署采气井 59 口，稳产产能规模为 $6.04\times10^8m^3/a$。

表 3.1-9 高庙气田产能建设项目（一期）采气站场工程

序号	站场名称	本次新增井数（口）	新增配产量（万方/d）	利旧站场原有井场名称及井数
1	高沙 317HF	3	9	
2	高沙 317-2HF	2	6	

3	新盛 210	4	20	
4	高沙 318HF	2	6	
5	高沙 318-2HF	2	6	
6	高沙 309-2HF	2	6	高沙 309HF，2 口井
7	高沙 319-2HF	2	6	
8	高沙 319HF	2	6	
9	高蓬 401-2HF	4	5	
10	高蓬 401-5HF	5	15	
11	高蓬 301-3HF	3	5	
12	高蓬 301-8HF	3	6	
13	高沙 309-3HF	5	23	
14	高沙 318-4HF	1	3	丰谷 5，1 口井
15	高沙 312-3HF	1	3	高沙 312HF，2 口井
16	高沙 319-4HF	3	13	高庙 33-10HF，5 口井
17	高庙 112H	5	15	勘探井转采气井
18	高庙 113H	5	15	勘探井转采气井，高庙 101，1 口井
19	高庙 115H	5	15	勘探井转采气井，高庙 33，3 口井

（3）集输管线工程

根据高庙气田开发井位部署及天然气总体流向，本项目拟依托高庙区块管网系统外输，通过各站场之间的集输管线将气体汇集到各阀室，进入中罗线、川合 139-金山阀室管线等集输干线，进入德阳、绵阳市场供用户使用，用户类型主要包括城市燃气（居民和商业用户）、CNG、工业用户三类用户。本次高庙气田产能建设项目（一期）地面集输管线工程包括本次产能建设新部署井位配套的集输工程以及气田区域内其他井组急需新建配套的集输工程。本项目共部署 20 条集输管线及 1 座阀室，管线均为集气管道，管线长度共计 48.95km，管径均为 DN200，设计压力 3.99MPa，采用 20#无缝钢管；阀室属于截断阀室，实现天然气快速关断及流向切换。高庙气田管线总体布局详见下图 3.1-2（附图 2.4-1），本次拟建管线工程量见表 3.1-10，阀室工程量见表 3.1-11。

表 3.1-10 高庙气田产能建设项目（一期）集输管线工程统计表

序号	管线名称	管径（mm）	长度（km）	材质	设计压力（MPa）
1	高沙 317HF-永太阀室	DN200	5.43	20#	3.99
2	高沙 317-2HF-高庙 3	DN200	0.91	20#	3.99

3	新盛 210-高沙 317-2HF	DN200	1.44	20#	3.99
4	高沙 318HF-高沙 318-4HF(丰谷 5)	DN200	1.42	20#	3.99
5	高沙 318-2HF-丰谷 110	DN200	0.85	20#	3.99
6	高沙 319-2HF-高沙 319HF	DN200	3.00	20#	3.99
7	高沙 319HF-高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）	DN200	3.50	20#	3.99
8	高蓬 401-2HF-新盛 101	DN200	0.85	20#	3.99
9	高蓬 401-5HF-新盛 206	DN200	1.09	20#	3.99
10	高庙 3-高蓬 401-5HF	DN200	2.18	20#	3.99
11	高蓬 301-3HF-高沙 318-4HF(丰谷 5)	DN200	1.73	20#	3.99
12	高蓬 301-8HF-高沙 319-4HF（高庙 32）	DN200	1.30	20#	3.99
13	高沙 309-3HF-高沙 307-2HF 阀室	DN200	3.5	20#	3.99
14	高沙 312-3HF（高沙 312）-高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）	DN200	2.00	20#	3.99
15	高庙 112H-高沙 319-2HF	DN200	5.45	20#	3.99
16	高庙 113H-新盛 206	DN200	2.19	20#	3.99
17	高庙 115H(高庙 33)-川合 139	DN200	3.2	20#	3.99
18	丰谷 108-高沙 318-4HF(丰谷 5)	DN200	4.11	20#	3.99
19	丰谷 111-高沙 319HF	DN200	2.60	20#	3.99
20	丰谷 111-高庙 33-8HF	DN200	2.20	20#	3.99

3.1-11 高庙气田产能建设项目（一期）阀室统计表

序号	阀室名称	工程内容	备注
1	高沙 307-2 阀室	实现天然气快速关断及流向切换，同时预留 DN150 来气接入阀门	新建

***

图 3.1-2 高庙气田集输管线总体布局方案（红色虚线为本次新建管线）

3.1.6 气质成分

根据钻井设计，本项目涉及三个目的层，分别为沙溪庙组、须家河组二段和蓬莱镇组。根据业主提供的设计资料，本项目目的层为沙溪庙组井产气相对密度为 0.6034，不含硫化氢；目的层为须家河组二段井产气相对密度为 0.5739，不含硫化氢；蓬莱镇组井产气相对密度为 0.6086，不含硫化氢，具体详见表 3.1-9。

表 3.1-9 设计井主要目的层气样组分预测（%）

***

从气质报告分析数据可知，高庙气田所产天然气甲烷含量均在 90%以上，其他杂质成分少，天然气经站场气液分离后无需净化可直接进入输气干线输往供气市场。

3.2 项目组成

高庙气田产能建设项目（一期）包括钻井工程、采气工程和集输管线三个部分，高庙气田产能建设项目（一期）项目组成表见下表。

表 3.2-1 高庙气田产能建设项目（一期）产能建设组成表

类别	项目	建设内容	主要环境影响	
			施工期	运营期
钻井工程	井组数	建设钻井井场 16 座，其中利旧 4 座，新建 12 座	钻井废水、压裂返排液、水基泥浆岩屑、废水基泥浆、生活污染物、柴油发电机废气、油基泥浆钻井有机废气	/
	开发井数	新建开发井 44 口钻井工程		
采气工程	站场数	建设配套采气站场 19 座（其中 16 座为本次钻井完后转采气站，另外 3 座为勘探井场转采气站场）	破坏农林植被，造成水土流失；改变局部土地利用现状。施工人员生活污染物、施工扬尘	清管废渣；采气废水；检修废气；生活废水；生活垃圾
	采气井数	新建开发井 59 口井采气工程		
集输工程	站场之间内部集气管线	新建 20 条气田内配套的集输管线工程及 1 座阀室，集输管线长约 48.95km	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；河流穿越施工对河流的影响	管道腐蚀气体泄漏导致的爆炸冲击波环境风险影响
依托工程	依托井场	依托高沙 309HF 井场、中江丰谷 5 井场、高沙 312HF 井场、高庙 33-10HF 井场共 4 个井场新建天然气钻井采气工程； 依托高庙 112H 井场、高庙 113H 井场和高庙 115H 井场共 3 个勘探井井场新建采气站场；	/	清管废渣；采气废水；检修废气
	集输管线	依托部分新增井的老井场已建集输管线输气，包括高沙 309HF~高庙 33-10HF 集输管线；	/	

		依托高庙气田已建内部管线以及外输管线输送至用户。		
	川西泥浆中转站	接受能力 3000m^3，接受项目可回用泥浆的中转	/	/
	威远泥浆中转站	水基泥浆接受能力 1210m^3，油基泥浆接收能力 1050m^3，接受项目可回用泥浆的中转	/	/
	中江气田混合液处理中转站	处理能力 200m^3/d，处理中江气田区域内采气凝析油，经三相分离工艺处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的水进储液罐储存后外运至污水处理站处理	/	废水
	袁家气田水处理站	处理能力共 1000m^3/d，其中预处理钻井废水和压裂返排液规模 300m^3/d（回注），预处理采气废水 700m^3/d（其中 100 m^3/d 预处理后回注、600 m^3/d 预处理后深度处理后达标外排）	/	废水
	齐福气田水处理站	处理能力共 500m^3/d，其中预处理钻井废水和压裂返排液规模 100m^3/d（回注），预处理采气废水 400m^3/d	/	废水
	回注站场	回注站场包含孝蓬 101 井、新场 15、马蓬 33 井、联 119 井、什邡 50 井、马井 29 和新 875-1 井等，本项目废水回注水质、水量在各回注井接受能力范围内	/	废水
	当地砖厂或水泥厂	项目产生的水基泥浆钻井固废收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理	/	固废
	危废资质单位	油基岩屑、顶替泥浆交由有危废处理资质单位进行妥善处置，项目产生的废油等危废，交由钻井队综合利用后，无法利用的交由有危废处理资质单位进行妥善处置	/	固废

由于本次高庙气田产能建设项目（一期）产能建设项目采取滚动开发，分步实施，同一时期内，井区内各类井场、站场、场站施工期和运营期交叉，为便于工程分析和现场环境管理，本评价按照各单项工程项目给出项目组成

表。

3.3 钻前工程

高庙气田产能建设项目（一期）建设项目部署 16 个井场，新部署的井场钻前工程仍将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）和《川西平原钻前工程标准方案设计》实现标准化建设。

（1）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 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”，高庙气田产能建设项目（一期）建设项目新部署 16 个井场在钻前实施阶段对井口外围 100m 范围内的居民实施临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。同时井口 500m 范围无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布。

（2）井场：井场长、宽由井场部署井数（1~5 口井不等）和井场现场情况按照钻井工程井场布置设置，钻前工程主要完成井场占地平整、设备基础构筑、场地截排水沟、工艺区围堰、工艺区防渗层等隐蔽工程施工。

（3）场外放喷池：根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第 4.1.2.3 条规定：放喷管线应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m。地层压力大于 70MPa 或含硫油气井设置主、副放喷池各一个，与井口的夹角不小于 120°。每个井场设置 1~2 处放喷池，放喷口修建燃烧池，燃烧池长×宽×高为 10*20*1m，放喷池宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。

（4）场外水池：项目属于不含硫井，不规划场外布置水池。

（5）泥浆不落地及循环系统区域：为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设 300m^2（50m×6m）的泥浆不落地及循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐区、废渣收集罐区，

整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

（6）井场道路：根据当地路网情况，修建井场道路连接井场和地方公路，道路路肩宽度 4.5m，路面宽度为 3.5m。

各井场钻前工程主要内容和工程量表见下表 3.3-1。各井场钻前工程临时占地面积见下表 3.3-2。

表3.3-1　各井场钻前工程主要内容和工程量表

序号	名称		单位	数量	备注
1	进场道路		m	按需求	高沙309-2HF、高沙318-4HF、高沙312-3HF、高沙319-4HF井场依托原有井场道路
2	井场工程	井场面积	m^2	不超过1hm^2	高沙309-2HF、高沙318-4HF、高沙312-3HF、高沙319-4HF井场依托原有井场扩大
4		钻机基础	套	1	单机钻
5	废水收集罐		个	2	20m^3/个
6	废渣收集罐		个	2	20m^3/个
7	泥浆储罐		个	6	40m^3/个
8	泥浆循环罐		个	6	40m^3/个
9	柴油罐		个	2	8t/个
10	生活水罐		座	1	10m^3
11	放喷池		座	1	200m^3
12	活动板房		座	18	/
13	集污罐		个	1	40m^3
14	土石方	挖方量	m^3	约3000m^3/单井场	占地为林地的井场土地方挖方量稍多
15		填方量	m^3	约3000m^3/单井场	/
16		临时弃方量	m^3	0，可实现挖填平衡	/

表 3.3-2 各井场钻前工程占地面积统计表

井场序号	井场名称	井数（口）	钻前占地面积（hm^2）
1	高沙 317HF	3	0.7976
2	高沙 317-2HF	2	0.7639
3	新盛 210	4	0.7229
4	高沙 318HF	2	0.7365

5	高沙 318-2HF	2	0.7570
6	高沙 309-2HF	2	0.6550
7	高沙 319-2HF	2	0.7254
8	高沙 319HF	2	0.7940
9	高蓬 401-2HF	4	0.6764
10	高蓬 401-5HF	5	0.7473
11	高蓬 301-3HF	3	0.6531
12	高蓬 301-8HF	3	0.6304
13	高沙 309-3HF	5	0.8207
14	高沙 318-4HF	1	0.6881
15	高沙 312-3HF	1	0.6881
16	高沙 319-4HF	3	0.7381
17	合计	44	11.5945

注：钻前工程占地面积为井场、泥浆不落地及循环系统区域、井场道路、放喷池和临时表土堆场占地面积之和，各工程详细占地见后续章节。

3.4 钻井工程

3.4.1 井位数量和井场布置方式

（1）各井场井位数量

本项目各井场井位数量16座，共计44口井，高庙气田产能建设项目（一期）各井场井口数量见下表。

表 3.4-1　各井场井口数量统计表

序号	井场名称	井号	井数	井型	目的层	备注
1	高沙 317HF	高沙 317HF 高沙 317-1HF 高沙 317-1-1HF	3	水平井	沙溪庙组	新建
2	高沙 317-2HF	高沙 317-2HF 高沙 317-3HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
3	新盛 210	新盛 210 新盛 210-1 新盛 210-2 新盛 210-3	4	定向井	须家河组	新建 新建
4	高沙 318HF	高沙 318HF 高沙 318-1HF	2	水平井	沙溪庙组	
5	高沙 318-2HF	高沙 318-2HF 高沙 318-3HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
6	高沙 309-2HF	高沙 309-2HF 高沙 309-2-1HF	2	水平井	沙溪庙组	利旧高沙 309HF
7	高沙 319-2HF	高沙 319-2HF 高沙 319-3HF	2	水平井	沙溪庙组	新建

8	高沙 319HF	高沙 319HF	2	水平井	沙溪庙组	新建
		高沙 319-1HF				
9	高蓬 401-2HF	高蓬 401-2HF	4	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 401-3				
		高蓬 401-4				
		高蓬 401-5				
10	高蓬 401-5HF	高蓬 401-5HF	5	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 401-6HF				
		高蓬 401-7				
		新盛 212		定向井	须家河组	
		新盛 212-1				
11	高蓬 301-3HF	高蓬 301-3HF	3	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 301-4HF				
		高蓬 301-5		定向井		
12	高蓬 301-8HF	高蓬 301-8HF	3	水平井	蓬莱镇组	新建
		高蓬 301-9HF				
		高蓬 301-10HF				
13	高沙 309-3HF	新盛 209	5	定向井	须家河组	新建
		新盛 209-1				
		新盛 209-2				
		新盛 209-3				
		高沙 309-3HF		水平井	沙溪庙组	
14	高沙 318-4HF	高沙 318-4HF	1	水平井	沙溪庙组	利旧丰谷 5
15	高沙 312-3HF	高沙 312-3HF	1	水平井	沙溪庙组	利旧高沙 312HF
16	高沙 319-4HF	高沙 319-4HF	3	水平井	沙溪庙组	利旧高庙 33-10HF
		新盛 211		定向井	须家河组	
		新盛 211-1		定向井		
合计			44	/	/	/

（2）井场布置方式

根据井位布置方式，结合项目周边地势情况，井场尺寸大小各异，不同钻机井场有效尺寸各异，根据高庙气田前期开发取得的布井经验，井场井位布置方式有单排布置和双排布置两种方式，井间距一般为 5m，同时各井场配置标准的泥浆不落地及循环系统区域进行泥浆不落地循环系统的布置，本项目类比高庙气田已布置井场尺寸，根据井口数量给出典型井场尺寸大小，实际根据井位的布置以及现场实际条件进行微调。

根据地下资源和地面情况综合考虑井口布置方式，井口位于井场中间位置，典型井场布置图见下图井口布局示意如图 2.7-1 所示。

***

图 3.4-1 单钻机作业井场布置示意图（井口数量根据实际情况调整）

井口

井场单钻机作业井场设备、附属设备布置图 3.4-2 所示。

***

图 3.4-2 井场单钻机作业井场设备布置图

本项目典型井场平面布置见附图 **2.7-1**。

3.4.2 井身结构设计

本项目分布于四川盆地川西坳陷东北部斜坡高庙-丰谷构造，主要目的层为沙溪庙组、须家河组二段及蓬莱镇组，44 口井分定向井和水平井两种井型。

（1）井深结构方案

地层的根据气藏工程和采气工程方案，结合井区前期实钻经验，本次目的层为沙溪庙和蓬莱镇组各水平井采用“导管+一开+二开段”结构井身结构方案，目的层为须家河组各定向井采用“导管+三开段”井身结构方案。

①沙溪庙组和蓬莱镇组水平井：导管+一开+二开段结构

沙溪庙组井：导管（0-150m）+一开（150-2000m）+二开（2000~4200m），水平段约 1200m；

蓬莱镇组井：导管（0-150m）+一开（150-600m）+二开（600~1800m），水平段约 1200m。

②须家河组二段定向井：导管+一开+二开+三开段结构

根据井身结构就可以看出：导管（0-150m）+一开（150-1700m）+二开（1700~4150m）+三开（4150~5000m）。

（2）井深结构设计参数

①沙溪庙和蓬莱镇组水平井

导管、一开、二开钻至地下深度根据井位所在地质结构而定，所在区域沙溪庙组及蓬莱镇组水平井各井组单井井身结构设计参数表见下表 3.4-3 和表 3.4-4，典型水平井井身结构见图 3.4-3。

表 3.4-3 沙溪庙组水平井各井组单井井身结构设计参数表

***

表 3.4-4 蓬莱镇组水平井各井组单井井身结构设计参数表

***

***

图 3.4-3 蓬莱镇组、沙溪庙组典型水平井井身结构图

现场可根据地表实际情况适当调整井身结构，地质条件复杂的井可采用“导管+三开段”井身结构。采用 Φ139.7mm 油层套管是根据现阶段套管和压裂装备承压能力、体积压裂施工排量要求来确定的。在条件成熟的前提下可进一步优化井身结构，缩小井眼尺寸。

②须家河组二段定向井

须家河组二段定向井采用“导管+一开+二开+三开段结构”井身结构。采用Φ139.7mm 油层套管是根据现阶段套管和压裂装备承压能力、体积压裂施工排量要求来确定的。须家河组典型定向井井身结构见表 3.4-4 及图 3.4-5

表 3.4-5 须家河组定向井各井组单井井身结构设计参数表

***

***

图 3.4-5 须家河组典型定向井井身结构图

3.4.3 钻井方式选择

通过总结高庙气田已完钻井的钻井成果，为提高钻井钻速和成功率，高庙气田产能建设项目（一期）开发部署井采用如下钻井方式：

（1）采用丛式井井组、“工厂化”作业模式，提高钻井作业时效、缩短井场建井周期，降低建井成本。一口井完钻后，根据气量显示情况实施下一口井钻井。

（2）井眼、导管：采用清水快速钻进，缩短对地层浸泡时间，下 720mm 卷管及 508mm 导管封隔上部垮塌、水层、地表窜漏层。

（3）表层：为有效应对井漏、地层出水，导管段采用清水钻井，导管段清水钻深度以穿越浅层地下水，最大程度保护浅层地下水为原则；

（4）各井场内各单井依次实施钻井，待上一口井测试求产后再实施下一口井，井组内所有单井完钻测试获得产能后建站运营。

（5）根据目前区域内钻井过程中钻井液使用情况看，沙溪庙组和蓬莱镇组水平井基本使用水基钻井液钻进，须家河组二段定向井三开段备用油基钻井液，本项目按照最不利情况考虑，将按照沙溪庙组和蓬莱镇组二开中的造斜段和水平段、须家河组二段定向井三开段全部采用油基钻井液组钻进进行评价。

3.4.4 钻井液体系

（1）可能钻遇的复杂情况和钻井液技术重点

①环境保护：钻井液技术服务方应满足国家、地方政府以及企业对环保作业的有关要求。全井禁止使用有毒有害材料。按西南油气分公司工程技术管理部工程技术〔2018〕1 号文件要求，施工单位应自行选定环保治理单位，在井场采用不落地方式收集钻屑、废弃钻井液，需提前做好有关准备。

②井漏：浅表层钻进中注意防漏、防地表（下）水污染，蓬莱镇组和沙溪庙地层钻进中易发生井漏，应提前做好防漏堵漏材料及技术准备，钻井过程中加强坐岗观察，若发生井漏采取相应的堵漏措施及时堵漏。表层若发生失返性井漏，推荐采用清水强钻，并制定安全钻井技术措施，储层段使用的防漏堵漏材料应含有可酸溶的成分。

③井壁稳定：白垩系和蓬莱镇组泥岩造浆性强，易吸水膨胀缩径，遂宁组和沙溪庙组泥岩易吸水膨胀分散及剥蚀掉块，钻进中要强化钻井液的抑制封堵能力，及时调整钻井液密度，提高井壁稳定性。

④井控安全：根据井控要求，储备足量的高密度钻井液、加重材料和堵漏材料。

⑤条件成熟的情况下，推荐采用空气钻井方式钻越导管段，最大程度的保护浅层地下水。

（2）根据地质条件确定的钻井液要求

①清水钻进过程（0~150m）：在导管段（地面表层）钻进阶段，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，建设方拟采用清水钻工艺进行导管段的钻井作业。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

程度的保护浅层地下水环境；根据现场实际钻探情况，导管段套管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。

②水基泥浆钻进过程：沙溪庙和蓬莱镇组水平井一开及二开直井段、须家河组二段定向井一开及二开井段均采用水基泥浆钻进，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将清水变为水基泥浆。水基泥浆阶段，首先使用φ311.2mm的钻头开展一开钻井作业，钻至井下二开段起点处停钻，进行起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液等作业，待固井作业完成并安装二开井口装置；然后使用直径为 215.9mm 的钻头开展二开钻井作业，钻至井下目的层后停钻，并进行起下钻具、尾管悬挂、固井等作业。

③油基泥浆钻井过程：沙溪庙和蓬莱镇组水平井造斜段+水平段、须家河组三开段采用油基泥浆钻进。沙溪庙组和蓬莱镇组水平井造斜段+水平段、须家河组二段定向井三开段裸眼段较长，地层较复杂，钻具摩阻扭矩大,要求钻井液具有良好的流变性能和携砂性，具有强抑制性、强封堵、高润滑、低摩阻、低高温高压滤失量和良好的失水造壁性；强化钻井液对纳-微米孔喉/裂缝的封堵，有效保护储层。根据中江气田等其他区块取得的钻井经验，优先使用高性能水基泥浆钻井，高性能水基泥浆不能满足水平井段钻进时则转化为油基泥浆继续钻进。

（2）钻井液使用方案

根据以往区域内水基钻井液能够满足储层段安全快速钻井的要求，仅在特殊地质情况下需使用少量的油基钻井液钻进，本项目钻井液体系主要考虑导管段采用清水钻井液，沙溪庙和蓬莱镇组水平井一开及二开直井段、须家河组二段定向井一开及二开井段均采用水基泥浆钻进，沙溪庙和蓬莱镇组水平井造斜段+水平段、须家河组三开段采用油基泥浆钻进。各井组采用的钻井液基础配方如下表。

表 3.4-7 各井组采用的钻井液基础配方

***

由上表可知，水基钻井液主要化学成分为膨润土，并配置有两性离子聚合物包被剂（聚丙烯酰胺）、两性离子聚合物降粘剂（采用丙烯酸、丙烯酰胺、

丙烯腈等单体共聚而成的低分子量聚合物）、纯碱（Na_2CO_3）、生石灰（CaO）、KCl、重晶石（$BaSO_4$）、水解聚丙烯腈铵盐（以腈纶废丝为主要原料，经氢氧化钾水解而得，分子中有腈基，酰胺基及羧钾基）、水解聚丙烯腈钾盐（以腈纶废丝为主要原料，经氢氧化钾水解而得，分子中有腈基，酰胺基及羧钾基）、抗温抗饱和盐润滑剂（动植物油类衍生物、合成化合物）、纳米-微米聚合物成膜封堵剂（聚合醇、成膜树脂）、改性沥青、多软化点沥青、流型调节剂等化学物质。各化学物质理化性质见下表。

表 3.4-8 水基钻井液基础配方理化性质

***

综上，本项目水基钻井液成分主要含水、有机物、一般无机盐和碱，不含重金属。

油基钻井液中钻井液主要成分为基础油，即白油，白油整体颜色呈透明色，具有毒性，吸入后会刺激鼻、喉、肺，引起咳嗽、肺组织肿胀、头痛、恶心、耳鸣、虚弱、昏昏欲睡、昏迷，甚至死亡；并会刺激皮肤，会引起红肿，严重刺激眼睛；食入后，可灼伤口腔、咽喉和胃部，随后则呕吐、腹泻和打嗝，油基钻井液其他添加剂为一般无机盐类和有机物，不含重金属。

（4）钻井液回收利用方案

在同一井组采用储备罐分类回收各井段钻井液，井场内各井重复利用，建立钻井公司内部泥浆转运协调机制，区域内建设有川西泥浆中转站，主要用于区域内水基泥浆中转，同时中石化西南分公司在威远建有威远泥浆中转站，可实现本项目油基泥浆的中转。各中转站可实现区域钻井液各钻井公司内部统一集中管理，批量综合回收再利用，减少现场新调配泥浆量。

3.4.5 固井方案设计

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

高庙气田产能建设项目（一期）各井组单井固井均采用水泥固井方式固井，固井要求如下：

（1）除尾管固井外，水泥浆必须返到地面；

（2）固井质量必须合格；

（3）油气显示井段固井质量良好。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

3.4.6 钻机及主要设备选型

（1）钻机选择

根据设计钻井深度和最大工作载荷作为钻机选型依据，同时考虑水平井摩阻、钻机处理井下复杂的能力及许用安全系数等，最大井下负载应不大于所选钻机最大钩载的 80%，据此确定高庙气田产能建设项目（一期）设计井深大于3000m的井一般选用ZJ50型号钻机，若井深小于2000m的井选用ZJ30型号钻机。

（2）井控设备选择

根据《川西中浅层开发水平井钻井设计优化会议纪要》的要求，沙溪庙组地层压力大于35MPa、小于45MPa的井，采用35MPa的防喷器组合。钻井作业前开展“JSA”评估，做好地层压力监测工作，做到微超平衡钻进等，立足一级井控。

表 3.4-12 钻井所用主要设施一览表（单套）

***

3.4.7 钻井作业原辅材料消耗

（1）钻井材料消耗

高庙气田产能建设项目（一期）各井场钻井材料中钻头、套管、套管附件等在各井场材料区储存，钻井过程中钻井时钻杆、套管等临时在井场前场靠井架码放使用；柴油在柴油罐内储存，储罐基础应采用混凝土结构基础。本工程使用材料消耗见表 3.4-13。

表 3.4-13 各井组钻井材料消耗表（单井）

***

（2）钻井泥浆材料消耗

本项目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，全井段禁止使用高毒害钻井液处理剂，导管井段采用清水钻井液，禁止加入有毒钻井液处理剂。

***

表 3.4-17 钻井泥浆材料用量（单井）

***

说明：①钻井液材料不包括井漏消耗材料。②全井禁止使用有毒有害钻井液处理剂。③上表是水基钻井液预计钻井液材料用量；本井采取回收浆+新配浆模式使用油基钻井液，预计需新配油基钻井液 200m^3，完钻后满足钻井要求的油基钻井液应全部回收，拉运老浆和回收井浆的运输由施工方组织车辆完成。

3.4.8 钻井周期预测

参考高庙气田已完成井分段钻井速度和纯钻时效等指标，优选 PDC 钻头，考虑技术进步等因素，预计高庙气田产能建设项目（一期）预测本项目蓬莱镇组水平井平均单井钻井周期约为 30d，沙溪庙组水平井平均单井钻井周期约为 60d，须家河组定向井单井钻井周期约为 90d。

3.5 完井工程

3.5.1 完井方式

前期开发实践表明，压裂改造是中浅层气藏重要的增产、建产手段。本井为开发井，考虑为分段压裂实施提供有利的井筒条件，完井方式推荐射孔完井。

3.5.2 压裂改造方案

压裂是指在井筒中形成高压迫使油气层形成裂缝的施工过程。项目各井采用加砂压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的，本项目采用加砂压裂方式进行压裂。

利用完钻后（钻井设备搬家撤离完毕）的场地实施试气作业（压裂测试），无新增占地。井场中部靠近井口两侧并排布置压裂泵车、仪表车、压裂液材料、压裂液组合罐以及混砂设备等。井场外，生活区使用钻井工程生活区，利用钻井放喷池进行测试放喷，开井测试压裂返排液收集采用压裂液罐收集

暂存（开井测试前将压裂液罐清空）。

压裂作业一般 50-110 米为一段，每段压裂时长 1 至 2 小时，施工泵压≤120MPa、施工排量为 16～18m^3/min，加砂强度 2.1-2.9m^3/m，用液强度 20m^3/m±，单段砂量 150-330m^3，单段液量 1000-2200m^3。混砂设备：供液能力≥18m^3/min，混砂车≤2 台；仪表车 1 台、高压管汇、低压管汇、压裂液添加剂比例泵、各种配液小泵若干台、添加剂混注小管汇和管线 2 套。

本项目包括水平井和定向井，水平井分 20 段压裂，定向井分 4 段。水平井单井压裂施工周期 15 天，定向井压裂周期为 4 天，返排时间约 30 天。

试气作业施工车辆及设备见下表。

表 3.5-1 试气作业压裂施工车辆及工具清单表

***

（2）压裂液选择

平均水平井单井液量 18000m^3，定向井单井液量 9000m^3，按返排率 60%计算，预计水平井单井返排量为 10800 m^3 左右，定向井 5400 m^3 左右。原则要求 90%回收利用，因受生产进度及影响不能回收利用的，经处理后拉至分公司工区进行回注井回注。

川西地区普遍采用植物胶水基压裂液压体系，压裂液主要包括羟丙基瓜胶、助排剂、粘土稳定剂、杀菌剂、交联剂以及过硫酸铵破胶剂等成分。其中羟丙基瓜胶是一种天然半乳甘露糖植物胶，极易溶于水，其高分子可以在水中充分伸展而获得较高的表观粘度；粘土稳定剂是一种季铵盐类阳离子表面表活性剂或聚合物，可以在储层表面形成一层膜，阻止水分子进入粘土矿物晶格内部，实现抑制粘土膨胀的目的；助排剂是用醇类或氟碳类表面活性剂与其他表面活性剂复配而形成的一种表面活性剂复配体系，通过降低气水表面张力，实现降低储层孔吼毛管压力，促进压裂液破胶和返排；交联剂的主要成分为硼砂，其在碱性溶液中电离形成四羟基合硼离子，与羟丙基瓜胶分子结构中的顺式邻位羟基发生交联，而形成粘弹性的空间网状结构，硼砂具有毒性；破胶剂的主要成分为过硫酸铵强氧化剂，在储层温度下将高分子长链网状结构降解为短链结构，实现高粘冻胶压裂液破胶水化，便于压裂液

的快速返排，具有强氧化性和腐蚀性。综上，本项目压裂液主要成分含水、有机物、一般无机盐等，添加剂中含有有毒有害物质但是用量很小，压裂液毒性非常微弱。

本项目各井场现场配置压裂液，用于配制压裂液的原水来源于区域内其他井的钻井废水、洗井废水和压裂返排液以及新鲜取水。原水通过现场配置压裂液回收处理车辆经过滤去除杂质(如树叶、石头、沙粒等)、添加药剂（返排液专用杀菌剂、瓜胶等）等简单处理后用于配置压裂液。该回收处理工艺已属成熟工艺。压裂返排液使用指标及回用要求如下：①降阻水：固相含量≤1000mg/L；氯根含量≤50000mg/L；铁细菌TGB≤ 2.5×10^4个/mg；腐生菌≤2.5×10^4个/mg；②瓜胶压裂液除上述指标外，增加以钙离子计算的总硬度≤800mg/L。该回收处理工艺产生的少量杂质混入钻井固废中处理。

（3）供水方案

根据高庙气田产能建设项目（一期）产能建设方案，由于各井压裂液用量较大，优先采用气田内其他井场产生的钻井废水和压裂返排液，不足部分以新鲜水补充，新鲜水主要取自井组附近水井或附近较大的地表水体，项目所在区域内有涪江、凯江等大型河流以及百里渠等中小型河流，同时区域内还分布有较多水库，地表水资源量较为丰富。定向井单井压裂液用量约9000m^3，水平井单井压裂液用量约 18000m^3，，利用气田区内其他废水后新鲜取水量较小，不会对当地的地表水和地下水产生较大的压力，同时，在取水前建设单位将取得相关水务部门同意后再实施取水，因此压裂取水对当地水资源量的影响较小。

（4）排采方案

压裂完毕后适当关井一段时间（3~5 天）将有部分压裂液从井底返排出来，根据气田内已实施井位压裂返排液统计情况可知，压裂返排液量约为压裂液的 60%，单井压裂废水产生情况表见下表：

表 3.5-2　单井压裂废水产生情况表

井型	压裂液用量（m^3）	压裂时间（d）	压裂后排时间返排量（m^3）
水平井	***	***	***

定向井	***	***	***

3.5.3 压裂施工周期预测

压裂施工周期预测：压裂过程会产生压裂返排液，水平井通常分 20 段压裂、定向井分 4 段压裂，水平井压裂时间为 20 天/井、定向井压裂时间为 4 天/井。该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。

3.6 采气工程

3.6.1 总工艺方案

（1）采气总体流向方案

高庙气田产能建设项目（一期）站场蓬莱镇组及沙溪庙组气藏新建气井采用“井口除砂+加热节流+分离计量工艺”，气井经除砂器除砂，接入水套炉加热节流，接入分离器分离、计量处理，外输下游站场或集气站。须家河组二段气藏新建气井采用“加热节流+分离计量工艺”，气井接入水套炉加热节流，接入分离器分离、计量处理，外输下游站场或集气站。本次地面工程部署气井 59 口，涉及站场 19 座，新建内部集输管线 20 条，根据开发井位部署及天然气总体流向，站场单井采气后，拟依托高庙区块管网系统外输，后进入中罗线、川合 139-金山阀室进入德阳、绵阳市场供用户使用。高庙气田产能建设项目（一期）集气总体流向示意图见图 3.6-1。

***

图 3.6-1 高庙气田产能建设项目（一期）集气总体流向示意图

（2）设计参数

根据《高庙气田地面方案》设计资料，本次高庙气田产能建设项目（一期）站场设计技术基础参数表见下表，集输管线设计压力为 3.99MPa。

表 3.6-1 各区块气井设计基础参数表

序号	参数名称	高庙构造
1	井口最高关井压（MPa）	***
2	井口最高流动压（MPa）	***
2	井口流动温度（℃）	***

3.6.2 采气站场基本情况

根据高庙气田产能建设项目（一期）产能建设开发方案总体布局和集输工艺方案，本次产能建设项目地面工程建设内容包含建设采气站场 19 座，其中 16 座为本次钻井井场转采气站场，3 座为勘探井转采气站场；本项目采气井场均按有人值守设计。

（1）站场配产

根据高庙气田先期实施的天然气开发井投产生产情况，单井配产为 1~5 万方/天，本方案部署新井 59 口，本次产能建设预计分 3 年实施，计划从 2023 年开始实施，2025 年全部建成投产，2023 年~2025 年为建产期，稳产期为 2 年，即 2026 年~2027 年，2027 年后进入产能衰减期，预计单井产量为 1~5 万方/天，稳产期产能建设规模为 $6.04\times10^8m^3/a$，由于井压的变化，会导致采气量变化，根据部署区老井生产规律，确定进入递减期后 1-2 年递减率为 21%~23%，3-5 年为 15%~20%，6-10 年为 6%~10%，预计 20 年末累计产气 $52.46\times10^8m^3$。

（2）井场计量

由于天然气井建产方式为丛式井钻井，同井场单井产气共用一条采气管道输送，井场采用单井带液计量撬计量工艺。流程简化为井下节流后，各井利用带液计量撬实现单井连续计量，再通过撬装气液分离器分离计量后外输下游站场或集气站。

3.6.3 采气站场生产流程

各站场按标准化、模块化建设，沙溪庙组气藏新建气井采用井口“除砂+加热节流+分离计量工艺”进行采气，须家河组及蓬莱镇组气藏新建气井采用“加热节流+分离计量工艺”进行采气。

根据井场气井数量以及井下压力情况，本项目各站场采用工艺详见表 3.6-2，典型工艺流程示意图详见图 3.6-2、图 3.6-3 及图 3.6-4。

表 3.6-3 项目各采气站场采用的工艺

序号	站场名称	涉及井数（口）	站场工艺方案

1	高沙 317HF	3	井口除砂+加热节流+气液分输
2	高沙 317-2HF	2	
3	新盛 210	4	加热节流+气液分输
4	高沙 318HF	2	井口除砂+加热节流+气液分输
5	高沙 318-2HF	2	
6	高沙 309-2HF	2	
7	高沙 319-2HF	2	
8	高沙 319HF	2	
9	高蓬 401-2HF	4	井口除砂+加热节流+气液分输
10	高蓬 401-5HF	5	井口除砂+加热节流+气液分输/加热节流+气液分输
11	高蓬 301-3HF	3	井口除砂+加热节流+气液分输
12	高蓬 301-8HF	3	井口除砂+加热节流+气液分输
13	高沙 309-3HF	5	井口除砂+加热节流+气液分输/加热节流+气液分输
14	高沙 318-4HF	1	井口除砂+加热节流+气液分输
15	高沙 312-3HF	1	
16	高沙 319-4HF	3	井口除砂+加热节流+气液分输/加热节流+气液分输
17	高庙 112H	5	井口除砂+加热节流+气液分输
18	高庙 113H	5	
19	高庙 115H	5	
20	合计	59	

3.6.4 采气站场主要设备

根井组生产工艺情况，采气站场生产流程采用标准化、一体化、橇装化、模块化设计，便于站场流程管理和设备轮换，各采气站场生产设备如下表：

表 3.6-3 高庙气田产能建设项目（一期）各采气站主要生产设备表

高沙 317HF 采气站场（部署气井 3 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划数量
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
3	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	3
4	5 井式轮换计量撬块	套	1
5	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
6	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN1200	套	2
7	放空立管 DN100	套	1
8	钢制储液罐 $20m^3$	套	6
9	放空分液罐	套	1
10	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1

11	活动房	套	1
12	移动厕所	套	1
13	高压除砂器撬	套	3
高沙 317-2HF 采气站场（部署气井 2 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	2
4	放空立管 DN100	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	4
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	2
新盛 210 采气站场（部署气井 4 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	2
2	节流降压撬 PN70MPa DN65	套	4
3	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	4
4	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
5	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN1200	套	1
6	5 井式轮换计量撬块	套	1
7	放空立管 DN100	套	1
8	钢制储液罐 $20m^3$	套	8
9	放空分液罐	套	1
10	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
11	活动房	套	1
12	移动厕所	套	1
高沙 318HF 采气站场（部署气井 2 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	2
4	放空立管 DN100	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	4
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	2
高沙 318-2HF 采气站场（部署气井 2 口）			

序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	2
4	放空立管 DN100	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	4
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	2
高沙 309-2HF 采气站场（扩建高沙 309HF，新部署气井 2 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
4	5 井式轮换计量撬块	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	4
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	2
高沙 319-2HF 采气站场（部署气井 2 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	2
4	放空立管 DN100	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	4
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	2
高沙 319HF 采气站场（部署气井 2 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	2
4	放空立管 DN100	套	1

5	钢制储液罐　　$20m^3$	套	4
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	2
高蓬 401-2HF 采气站场（部署气井 4 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	2
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
3	5 井式轮换计量撬	套	1
4	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	套	2
5	放空立管 DN100	套	1
6	钢制储液罐　　$20m^3$	套	8
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
高蓬 401-5HF 采气站场（部署气井 5 口）			
1	一控二井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	1
2	背包式井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	1
3	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
4	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	5
5	5 井式轮换计量撬	套	1
6	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	套	1
7	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
8	放空立管 DN100	套	1
9	钢制储液罐　　$20m^3$	套	10
10	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
11	活动房	套	1
12	移动厕所	套	1
13	放空分液罐	套	1
14	节流降压撬 PN70MPa DN65	套	2
高蓬 301-3HF 采气站场（部署气井 3 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	1
2	背包式井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	1
3	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	3
4	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	套	2
5	5 井式轮换计量撬块	套	1
6	放空立管 DN100	套	1
7	钢制储液罐　　$20m^3$	套	6
8	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
9	活动房	套	1

10	移动厕所	套	1
高蓬 301-8HF 采气站场（部署气井 3 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	1
2	背包式井口安全截断阀 PN35MPa DN65	套	1
3	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	2
4	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	套	2
5	5 井式轮换计量撬块	套	1
6	放空立管 DN100	套	1
7	钢制储液罐 $20m^3$	套	6
8	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
9	活动房	套	1
10	移动厕所	套	1
高沙 309-3HF 采气站场（部署气井 5 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	2
2	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
3	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	4
4	5 井式轮换计量撬块	套	1
5	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
6	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN1200	套	1
7	放空立管 DN100	套	1
8	钢制储液罐 $20m^3$	套	10
9	放空分液罐	套	1
10	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
11	活动房	套	1
12	移动厕所	套	1
13	高压除砂器撬	套	1
14	节流降压撬 PN70MPa DN65	套	4
高沙 318-4HF 采气站场（扩建丰谷 5，新部署气井 1 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	1
3	高压除砂器撬	套	1
4	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	2
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
高沙 312-3HF 采气站场（扩建高沙 312HF，新部署气井 1 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1

2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	1
3	高压除砂器撬	套	1
4	5 井式轮换计量撬块	套	1
5	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
6	钢制储液罐 $20m^3$	套	2
7	放空分液罐	套	1
8	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
高沙 319-4HF 采气站场（扩建高庙 33-10HF，新部署气井 3 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	一控二井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
3	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	3
4	5 井式轮换计量撬块	套	1
5	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN1200	套	1
6	高压除砂器撬	套	1
7	节流放空撬 PN70MPa DN65	套	2
8	钢制储液罐 $20m^3$	套	6
9	放空分液罐	套	1
10	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
高庙 112 采气站场（部署气井 5 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	4
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
4	放空立管 DN100	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	6
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1
10	高压除砂器撬	套	1
高庙 113H 采气站场（扩建高庙 101，新部署气井 5 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	4
3	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
4	放空立管 DN100	套	1
5	钢制储液罐 $20m^3$	套	6
6	放空分液罐	套	1
7	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
8	活动房	套	1
9	移动厕所	套	1

10	高压除砂器撬	套	1
高庙 115H 采气站场（扩建高庙 33，新部署气井 5 口）			
序号	物资名称及规格型号	计量单位	计划需求数
1	背包式井口安全截断阀 PN70MPa DN65	套	1
2	撬装水套炉 PN60MPa 120KW	套	4
3	5 井式轮换计量撬块	套	1
4	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN600	套	1
5	撬装气液分离器 PN4.0MPa DN800	套	1
6	放空立管 DN100	套	1
7	钢制储液罐 $20m^3$	套	4
8	放空分液罐	套	1
9	站内各类辅助弯头、大小头、三通、盲板等	套	1
10	活动房	套	1
11	移动厕所	套	1
12	高压除砂器撬	套	1

3.6.5 站场平面布置及占地

①站场平面布置

各站场采用标准化的平面布置，“井口除砂+加热节流+气液分输”站场平面布置包括工艺流程装置区、储液区、放空区，“加热节流+气液分输”站场平面布置仅包括工艺流程装置区、放空区，储液区，站场为永久性占地，在钻井工程用地范围内建设，不另新增占地。

“井口除砂+加热节流+气液分输”站场平面布置见下图 3.6-4，**附图 3.6-1**，“加热节流+气液分输”站场见下图 3.6-5，**附图 3.6-2**。

***

图 3.6-4 “井口除砂+加热节流+气液分输”站场平面布置示意图”

***

图 3.6-5 “加热节流+气液分输”站场平面布置示意图

① 站场占地

站场的总平面布置，根据生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定。改扩建站场考虑利用站场现有的场地，对于站场安全距离不够的考虑适当增加征地。

3.3.6 信息化方案

本次采气井场均按临时有人值守设计，日常巡井管理。站场则采用 RTU

对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理，再通过专用通信设备将数据上传至服务器，每座站场设置视频监控 2 套，对站内进行实时监控。

3.6.7 站场运营原辅材料消耗

高庙气田产能建设项目（一期）各站场采气利用井下压力采用衰竭式开采，站场原辅材料消耗种类较少，用量较小，项目运营期为天然气的开采，控制系统消耗一定的电能和生活用水，站场均为有人值守站场。各站场原辅材料消耗按需取：

3.7 集输工程

3.7.1 集输管线走向设置原则

结合高庙气田产能建设项目（一期）所在区域地形、地貌、工程地质条件、站场分布情况，交通、人文、经济的发展状况，集输管线走向选择遵循如下原则：

① 线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。

②根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》相关规定进行综合比选，在力求线路顺直的同时控制拆迁工程量，以满足安全、经济的合理性。

③尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。

④公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则，对区域内的县城及乡镇集中饮用水源保护区采取绕避措施，有效保护区内各环境敏感区。

⑤选择有利地形，尽量避开施工难段和不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等），以减少线路防护工程量，确保管道安全运营。

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

⑦阀室选址尽量避免人群分布较集中区域，同时尽量避免植被茂盛的林地等。

3.7.2 线路走向比选

本项目新建 20 条内部集输管线，本工程主要结合沿线地形特征、地方规划、下游用户、西南油气田分公司的整体管网建设等条件，由于线路较短、基本取直并已避让集中式饮用水源等敏感区故不再进行比选。

3.7.3 管径、集输参数

本项目共部署 20 条集输管线，均为集气管道，管线长度共计 48.95km，管径均为DN200，设计压力3.99MPa，采用20#无缝钢管。各管线管线长度及管径选择以及材质设置见表 3.7-1。

表 3.7-1 高庙气田产能建设项目（一期）集输管线参数选择表

序号	集输管线名称	管线规格（mm）	管线长度（km）	材质	设计压力（Mpa）
1	高沙 317HF-永太阀室	DN200	5.43	20#	3.99
2	高沙 317-2HF-高庙 3	DN200	0.91	20#	3.99
3	新盛 210-高沙 317-2HF	DN200	1.44	20#	3.99
4	高沙 318HF-高沙 318-4HF(丰谷 5)	DN200	1.42	20#	3.99
5	高沙 318-2HF-丰谷 110	DN200	0.85	20#	3.99
6	高沙 319-2HF-高沙 319HF	DN200	3.00	20#	3.99
7	高沙 319HF-高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）	DN200	3.50	20#	3.99
8	高蓬 401-2HF-新盛 101	DN200	0.85	20#	3.99
9	高蓬 401-5HF-新盛 206	DN200	1.09	20#	3.99
10	高庙 3-高蓬 401-5HF	DN200	2.18	20#	3.99
11	高蓬 301-3HF-高沙 318-4HF(丰谷 5)	DN200	1.73	20#	3.99
12	高蓬 301-8HF-高沙 319-4HF（高庙 32）	DN200	1.30	20#	3.99
13	高沙 309-3HF-高沙 307-2HF 阀室	DN200	3.5	20#	3.99
14	高沙 312-3HF（高沙 312）-高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）	DN200	2.00	20#	3.99
15	高庙 112H-高沙 319-2HF	DN200	5.45	20#	3.99
16	高庙 113H-新盛 206	DN200	2.19	20#	3.99
17	高庙 115H(高庙 33)-川合 139	DN200	3.2	20#	3.99
18	丰谷 108-高沙 318-4HF(丰谷 5)	DN200	4.11	20#	3.99
19	丰谷 111-高沙 319HF	DN200	2.60	20#	3.99
20	丰谷 111-高庙 33-8HF	DN200	2.20	20#	3.99
21	合计	/	48.95	/	/

3.7.4 管道敷设方式

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

① 管道埋深

根据《气田集输设计规范》（GB 50349-20150 及《输气管道工程设计规范》(GB 50251-2015)要求，并考虑到管道稳定性等要求综合确定，管道采用埋地敷设为主。为确保管道安全，不受外力破坏，平稳供气，管道应有足够的埋设深度且应埋设于最大冻土深度以下。本工程集气管道埋深一般地段要求为管顶距自然地面 1.0m。

本工程沿线地区等级为三级，考虑到管道沿线的地形地貌、农田耕作条件要求，埋地管道的管顶最小覆土厚度土壤类不低于 1.2m，岩石类不低于 0.8m。

对于卵石、碎石地段和石方段，管沟应超挖 0.3m，并回填细土，保证管道下方的细土层压实之后的厚度不小于 0.3m，以免防腐层受损。

管道穿越小型河流，按设计规范的要求将管顶埋设至河床稳定层以下 0.5m，并应保证管顶最小埋深不小于 2.0m。当河床存在人工挖沙石可能引起河床下切的，要求埋设在挖掘深度以下 0.5m，管道上部埋设警示带，两侧设警示牌。

② 施工作业带

本工程集输管道沿线不同地段的施工作业带宽度见表 3.7-2：

表 3.7-2 不同地段管道敷设建议施工作业带宽度

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

管道通过经济作物区时，为减少管道施工对经济作物的损坏，施工作业带宽度应尽量缩窄，宜采用沟下组焊方式减小施工作业带宽度，工程管道根据管径的不同通过经济作物区的施工作业带宽度宜压缩在 8m～12m 之间。林地、耕地一般地段应在保证施工手段展开的前提下，尽量减小作业带宽度。

对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

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

③ 堆管场

工程所在地为平原、部分丘陵地段，施工中需在管道沿线修建临时场地，用于堆放管道，便于管道铺设施工。临时场地设置应以保持周围生态环境、尽量减少占地面积为原则，工程施工完成后需对临时场地进行生态恢复。

④管沟底宽和坡度

管沟底宽度根据管道外径、开挖方式、组装焊接工艺及工程地质等因素确定。

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

3.7.5 沿线特殊地段及处理

（1）山区、丘陵段

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

（2）经济作物区、果园段

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

（3）穿越林区地段

对于林区内的管道施工，作业带宽度 8m，并应预先编制施工安全预案，确保林区内的施工安全。管沟开挖严禁采用爆破方式进行；管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊建议采用沟下焊方式；焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如隔板），防止电弧和火花进入林区；严禁在树林边或树林内吸烟、引弧；对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区；施工中应配备一定数量的移动灭火器。

（4）崩塌、滑坡区域

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

（5）水域小型穿越

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

（6）地下水位较高段

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

（7）与高压输电线较近段

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

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

（8）水工保护

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

管道沿线所经不良地质段主要有 3 种：山地丘陵地段、河流冲沟地段和其它不良地质段。

针对上述不同地质段，水工保护设计采取不同类型及相应处理措施。

① 山地丘陵地段

山地丘陵地段的水工保护按 20 年一遇最大降雨量作为设计标准。根据管道与等高线的相对关系分为以下 3 种情况：管线垂直等高线、管线平行等高线和管线斜交等高线。

A. 管线垂直等高线

主要有以下几种水工保护形式：

a、截水墙：根据山地地形、地质情况及冲沟、山垭口汇流等情况，确定截水墙断面形式、间距等。截水墙采用浆砌石砌筑。

b、护坡：坡度 15°～50°且植被不易生长的山坡坡地，采用浆砌块石或预制混凝土框格等型式护坡。

c、挡土墙：坡度＞ 50°的山坡，采用挡土墙防护。挡土墙采用浆砌石砌筑。

d、截、排水沟：对于管道所经山坡坡度较陡、山坡坡顶汇流面积较大、洪水宣泄较集中的部位以及雨季施工管道，需进行相应的边坡排水设计。可在管沟护面两侧设置截、排水沟等导水、排水设施。

B. 管线平行等高线

a、对于需要削坡开挖施工作业带的岩质较好的边坡，开挖边坡上侧设置浆砌石截水沟，作业带下坡侧设置挡土墙。

b、对于需要削坡开挖施工作业带的岩质不好的边坡或土质边坡，开挖边

坡采用浆砌块石护坡、护面墙、挡土墙等方式支护，开挖边坡上侧设置浆砌石截水沟，作业带下坡侧设置挡土墙。

C. 管线斜交等高线

该类水工保护设计可根据实际情况参照管线垂直和平行等高线水工保护形式进行防护。

② 河流、冲沟地段

山区型河流、冲沟一般位于较宽阔的山地和丘陵的谷地中，河道弯曲，切割较深，滩地不连续。对于宽浅的河道、冲沟，管道一般采取穿越方式；窄深的河道、冲沟，管道一般采取跨越方式。河流、冲沟处管道的危害破坏形式主要有 2 种：河床谷底的下切和河岸谷壁的扩张。

A. 河床谷底的下切

根据河流冲刷情况，对管道采取相应的稳管措施，同时对冲刷较为严重的地段增设防冲墙、护底等。

B. 河岸谷壁的扩张

根据河岸的岩土性能不同，采取不同防护方式。对岩质段岸坡，由于河岸较稳定，需解决的主要问题是管沟回填土的流失，一般采用浆砌石等刚性护坡结构； 对土质段岸坡，当河岸地质良好时，可采用浆砌石结构型式护坡；当河岸地质不良时，则自身调节能力较强的散体材料柔性护坡结构(如石笼护坡等)。

③ 其它不良地质段

管道穿越田埂、陡坎及道路的路堤、路堑的水工保护:

管道穿越田埂，应在管道穿越段砌筑堡坎，恢复田埂功能，避免耕作土壤的流失。管道攀援陡坎，可采用浆砌石挡土墙的型式在管道外侧进行防护。对受到开挖管沟影响的道路的路堤、路堑，可根据实际情况加设重力式或仰斜式浆砌石挡土墙路堤、路堑，以确保管沟及穿越道路的安全。

3.7.6 穿越工程

（1）水域穿越

本项目穿越均为小型河流以及沟渠，管道沿线穿越河流 65m/6 次，沟渠

（含冲沟、鱼水塘）146.5m/77 次，穿越的小型河流主要有深堰（凯江支流）、百里渠等。本项目管线穿越河段上游 0.5km 和下游 10km 均不涉及饮用水源保护区。

目前主要的河流穿越方式如下表所示。

表 3.7-5　主要河流穿越方式一览表

穿越方式	施工方式和特点	适用条件	优、缺点
定向钻	用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。然后连接回拖，完成管道的穿越。	穿越适合的地层主要为：黏土、粉质粘土、粉土、粉细砂、细砂、泥岩等。难于成孔的流砂、淤泥或高强度且变化复杂的基岩层，不宜采用定向钻穿越敷设管段。	优：无涉水施工； 缺：对施工场地面积、地貌和穿越长度有要求，投资较开挖穿越大
开挖穿越	将管道埋置于河床稳定层内的穿越敷设方式。	用于各种地层。对于穿越河段属于水源地一级保护区的河流禁止采用开挖穿越；对于通航的河流，不宜采用开挖穿越。	优：施工操作简单，施工周期短，造价低； 缺：扰动水体，施工期间会短期增加水中 SS 浓度
盾构隧道穿越	掘进机在掘进的同时构建（铺设）隧道之“盾”（指支撑性管片）	对长距离穿越复杂地层具有良好的适应性，可安全、可靠的保证工程的开展和管道的敷设。	优：充分适应各种地层，并有效确保人员的安全。可用于不允许开挖和定向钻穿越的长距离穿越； 缺：工程量大，投资高

结合本次穿越水体的特征和各种穿越方式的特点，对小河、沟渠采用施工周期短、造价低的开挖施工。

B：小型河流及沟渠穿越

本项目穿越的小型河流有凯江支流和百里渠，河面宽度约 7~18m，穿越小型河流时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下 1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。本工程管道穿越水渠时采用大开挖并深埋，管道顶部距水渠、水沟的底部的距离不得小于 0.5m。管道施工完毕后，应立即恢复沟渠原貌。

②公路穿越

本工程集输管线穿越高速公路1次，为高庙112H-高沙319-2HF穿越了西绵高速公路，穿越快速路1次、县道（沥青道路）3次，水泥乡村公路98次。穿越西绵高速公路以及快速路均采用顶管钢筋混凝土套管保护方式穿越，穿越县道等II级以上高等级公路时，优先采用顶管或定向钻穿越方式，若条件不允许则采用大开挖方式，水泥乡村公路以及机耕道采用大开挖套管保护方式穿越。

管道穿越公路根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/T50423-2013）规定：

管道穿越公路时尽量正交穿越；如必须斜交，斜交角不宜小于60°；受地形地物限制时公路与线路夹角不得小于30°。

公路穿越应根据公路的等级、路基地质、填土高度、地形条件等具体情况分别采用大开挖穿越方式、顶管穿越方式。本工程穿越高速公路和省道公路均采用顶管穿越，管道穿越II级以上高等级公路时，优先采用顶管及定向钻穿越方式，条件不允许的情况下采用大开挖方式穿越；穿越III级以下的公路或一般道路时可采用大开挖直埋方式穿越。项目需在道路穿越施工前在取得公路主管部门许可后，方可开工建设。

管道穿越公路时，保护套管顶距公路路面＞1.2m，距公路边沟沟底>1.0m；采用钢筋混凝土盖板时，管顶距公路路面＞1.2m，管顶距盖板不小于0.5m。

针对本工程的特点，一般穿路地段采用钢筋混凝土套管保护钢管，以增加承载能力，机耕道及地势较陡管线段，采用钢筋混凝土盖板保护。

其中，套管质量应符合《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求；套管内充填最大粒径不大于3mm的细土，同时应压实，确保无集气空间。

（7）线路附属设施

①标志桩

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

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

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

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

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

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

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

②警示牌

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

警示牌设置位置：

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

③警示带

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

3.7.7 阀室

（1）工艺方案

本项目共设置 1 座线路截断阀室，实现天然气快速关断及流向切换，同时预留 DN150 来气接入阀门。阀室主要功能为分输、事故状态及维修时的线路截断

表 3.7-7 阀室设置情况一览表

序号	名称	行政区域位置	站场等级	占地面积（m^2）	主要功能
1	高沙 307-2HF 阀室	德阳市罗家区新盛镇	/级	67	分输、截断

3.8 供、排水工程

根据天然气开发项目用水特点，在钻井、压裂施工过程中因调配钻井泥浆和各井场现场配置压裂液用水量较大，而在开采运营期主要为压裂液的返排，除设备保洁等极少量用新鲜水外，主要以排水为主的特点。

3.8.1 供水工程

本项目工程用水包括生产用水和生活用水，生活用水取自项目拟建井场附近农户现有供水系统，生产用水优先采用区域内其他井场产生的钻井废水、压裂返排液，其次就近取自项目拟建井场附近农户水井或大型地表水体。

由上表可知。项目施工期总用水量为各钻井工程钻井用水量、压裂液配置用水量、管道工程试压用水量以及生活用水量之和，总用水量约 $71.25\times10^4m^3$，运营期各站场为临时有人值守站，生活用水量约为1664.4 m^3/a。

3.8.2 排水工程

本项目各井组采用清污分流制。雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至井场四周设置的雨水排水沟排出场外。井场四周设置双环沟（外环沟和排水沟），截留井场散落的污水，外环沟中的污水汇入集污坑中抽至放喷池，避免进入雨水排水系统。

工程污废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、采气废水、试压废水、检修废水和生活污水。本项目钻井废水经泥浆不落地工艺处理后可回用部分用于本井场回用，不能回用的钻井废水用密闭罐车转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保

手续齐备的回注站回注处置，不外排；压裂返排液能达到回用要求的用密闭罐车运至其他井场配置压裂液，若水质不能达到回用要求，用密闭罐车运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运到区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。运营期产生的采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

3.9 供配电工程

高庙气田产能建设项目（一期）所在的地区电网完善，供电可靠性较高。

钻井期：用电优先采用当地网电，若无网电采用柴油机发电。井场现场布置有 3 台柴油动力机组和 1 台生活发电机，型号分别为为 PZ12V190BG2-3 和 PZ-8V190DZ，功率分别为 800KW 和 400kW。供停电时使用。

采气期：用电由当地电网提供。站场用电负荷等级均为三级，站场内用电均由当地供电部门从周边 220V 农网接入，站内设置户外动力配电箱 1 套，防雷防静电装置 1 套，防爆补光灯 100W LED 1-2 盏。

3.10 道路工程

高庙气田产能建设项目（一期）产能建设项目道路工程主要分为施工期的施工便道临时道路和运营期站场永久性道路两部分：

3.10.1 施工便道

内输管道在施工时，沿线已拓宽的原有公路往往只能到达施工场地附近的区域，不能抵达施工场地，因此需新修从原有公路至施工场地的施工便道。新修施工便道路基宽度 4m，并在路基边缘设置排水沟，路基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；两侧设土质路肩各 0.5m×0.5m。施工便道工程内容见表 3.10-1。

表 3.10-1　施工便道工程概况一览表

***

3.10.2 井场道路

井场道路工程为连接站场至当地路网，全部利用现有农村公路和钻前公路进行改建，包括硬化路面、完善路基排水和安全设施等。道路参照（平原区）四级公路单车道，设计速度 20km/h，路基宽度≧4.5m 单车道，不大于300m 设置一处错车道，水泥混凝土路面，路面宽度≧3.5m，两侧 0.50m 土路肩硬化。站场道路工程内容见表 2.12-2。

表 2.12-2　井场道路工程概况一览表

***

3.11 场站自动控制及防腐

3.11.1 阴极保护、防腐

地面管线（站场）防腐：防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。管道外防腐涂料面漆颜色按按《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T 0043-2006）的规定执行。

阀门防腐：平板闸阀本体刷红调和漆两道，手轮（柄）刷黑色调和漆两道。阀套式排污阀本体刷蓝色漆两道。

集输管线防腐：线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。

对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。

3.11.2 自动控制

采用以计算机为核心的监控及数据采集（Supervisory Control And Data Acquisition 简称 SCADA）系统，对站场和管道全线进行实时的监控和管理。拟建管线自动控制系统依托沿线各站场，不单令设置。

整个地面输气管道工程 SCADA 系统控制分为三级：

第一级为调度中心控制级：对全线进行远程监控，实行统一调度管理。在正常情况下，由调控中心对全线进行监视和控制。沿线各站控制无需人工干预，工艺站场的 SCS 和阀室 RTU 在调度控制中心的统一指挥下完成各自的

监控工作。

第二级为站场控制级：输气站场通过站控系统（SCS）对站内工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及连锁保护。站场控制级控制权限由调控中心确定，经调控中心授权后，才允许操作人员通过 SCS 对该站进行授权范围内的操作。当通信系统发生故障或者系统检修时，用站控系统实现站内的监视与控制。

第三级为就地控制级：当进行设备检修或紧急切断时，可采用就地控制方式。

3.11.3 通信系统

本工程新建集输管道采用同沟敷设 24 芯光缆方式作为 SCADA 系统数据传输的主要通道，采用租用通信公网电路方案作为 SCADA 数据传输备用通信方式，阀室采用 GPRS 作为 SCADA 数据传输备用通信方式。

3.11 场站放空系统设置

放空系统作为正常放空或事故放空时的设施，对放空的天然气，按《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183－2004）和《气田集输设计规范》（GB50349－2015）有关规定，本项目各站需设放空。本项目各站场设置放空区域，放空管线设计压力为 1.6Mpa，放空区结合当地风向（下风向布置）、周边地貌及建筑物（地势高处，高于周边 50m 范围内地表建筑）等进行确定，放空区域设置放空立管，放空立管设计高度为 15m，与站内各设备的安全距离严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求设置。内部集输管线的放空依托两端站场放空设施进行放空，放空管配备人工点火装置，放空废气经人工点燃后排放。

3.12 工程占地及土石方平衡

3.12.1 工程占地

根据高庙气田产能建设项目（一期）产能建设工程内容，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 3.12-1 高庙气田产能建设项目（一期）产能建设工程建设占地情况

序	工程类别	占地面积(hm^2)	备注

号			临时站地	永久占地	
1	井场站场工程	井场	8.51	4.17	临时占地为钻井期间井场+泥浆不落地及循环系统区域用地，永久占地为采气期间站场占地
		场外附属设施	3.43	0.68	主要包含钻井期间井场道路、放喷池、表土堆场等，井场道路采气期间保留
2	管道工程	作业带+堆管场	40.960	0	施工作业带和堆管场施工完毕后生态恢复
		施工便道	3.648	0	施工便道施工完毕后生态恢复
		阀室、标志桩、警示牌等	0	0.4	/
小计			56.548	5.25	/
合计			61.798		/

高庙气田产能建设项目（一期）产能建设项目总占地面积 61.798hm^2，其中临时占地 56.548hm^2（主要为集输管道施工临时占地和各井场站场钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地 5.25hm^2（主要为采气站场、场站道路及管线附属设施标志桩、警示牌等占地）。

3.12.2 土石方

高庙气田产能建设项目（一期）包括钻井井场、采气站场、集输工程三个部分。由于各采气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），均在相应的钻井井场内建设完成，各站场建设开挖土石方量较小，各站场施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况，因此本次土石方量统计将分为钻井井场及集输工程两部分进行，采气站场建设开挖土石方量纳入钻井井场建设开挖土石方量一并统计，不再单列。

本项目钻井井场工程土石方挖方量约 5.26 万 m^3，填方 5.26 万 m^3，钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的高庙气田区块前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，基本不会出现过土石方弃方和借方量情况。

本项目集输管线工程土石方挖方量约 25.45 万 m^3，填方 25.45 万 m^3，无

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

3.13 组织机构与定员

（1）钻前过程

主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约 25 人，仅白天施工，夜间不作业。钻前工程约 30 天。

（2）钻井过程

每个钻井队编制一般为 45 人，包括甲方管理人员和乙方员工，岗位为 24h 驻井，分两队倒班；包括监督人员、带班队长、副队长、定向工程师、随钻测量工程师、录井工程师、地质师、控压钻井工程师、钻井工程师、泥浆工程师、司钻、副司钻、勤杂人员等，井场不设置食堂，施工人员依托周围农户解决餐饮问题。

本项目蓬莱镇组水平井平均单井钻井周期约为 90d，沙溪庙组水平井平均单井钻井周期约为 120d，须家河组定向井单井钻井周期约为 150d。

（3）地面集输施工工程

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

（4）采气过程

项目采气工程建设井组站场，站场均按有人值守站设计（每个采气站场按照临时配备 3 个工作人员）。管道巡检人员由建设单位另行设置。

4 工程分析

根据天然气开发产能建设项目“滚动开发、接替生产”的项目特点，同一时间节点，施工期和运营期的不同单项工程同时存在，故本评价采取逐一分析单项工程各不同阶段产排污特点，各单项工程根据井区产能建设进度安排，整体部署、滚动实施、通过单项工程的接替实现区产能目标，各单项工程各阶段划分见下表：

表 1 高庙气田产能建设项目（一期）单项工程项目阶段划分表

阶段	钻井井场	采气站场	集输管网
施工期	钻前施工（30d）	场站建设（30d）	管网建设
	钻井施工（80~100d）		
运营期	生产期（20a~）	运营期	运营期
退役期	退役	退役	退役

4.1 施工期工程分析

4.1.1 钻前施工

钻前工程为各站场钻井工程以及后续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生活营地。由各井场根据产能建设进度安排，按单项工程各井场独立实施。

（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

钻前土建施工主要包括为钻井工程配套用的井场、方井、生活区等、场外建设一个 50m×6m 泥浆不落地及循环系统区域、200m^3 放喷池、钻井施工队伍生活区活动板房基础、进场道路以及对钻井及其配套设备设施工艺区场地实施分区防腐防渗作业等。

① 临时表土堆场

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去除 0.3m 厚表土，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。

② 分区防渗

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等规范要求，需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。钻井期和采气期需设置重点防渗区（泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统区、泥浆料台区、集污坑、重浆罐区、放喷池、油罐区等）和一般防渗区（井场其他区域、环保厕所、双环沟）。

③ 排水沟

井场四周修筑外环沟，离集污罐或放喷池较近区域设置集水坑（规格 1*0.5*1m），外环沟与自然沟渠连接，便于排除场地内雨水等清水；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池；雨季且井场外侧高或还需修建地方沟渠则修双沟（图 3.1-2~3），其它情况修筑单沟；

根据实际需要恢复地方沟渠以满足灌溉需要，具体尺寸以满足灌溉要求为宜；排水沟周围应及早填土，要求均匀回填，分层夯实；

附属基础采用现浇混凝土的，为满足钻井期间污水不渗入井场，除重浆罐、水罐基础外，其余基础四周在井队搬家结束后，采用厚 240mm 单砖砖砌封闭，设置 50cm×50cm×50cm 的集污坑或引流至集污罐。

***

图 4.1-2 井场外环沟（单沟）及外环沟与灌溉沟（双沟）设计图

（3）钻前施工主要污染工序及产物情况

①生态环境

在井场道路、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，各井场新建的井场道

路、平整井场若不采取水土保持措施，可能造成新的水土流失。

根据对高庙气田产能建设项目（一期）内拟选站场位置现场调查和土地利用现状卫片资料解译结果看，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，便于站场施工结束后（即压裂后完成地面集输建站前）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大气污染

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，各井场钻前施工均不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为各井场土建施工粉尘和运输和作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（单个井场钻前施工工期约 30 天）。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水污染

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）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 25 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已有的旱厕进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水经场地截排水沟截留后简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。

④噪声污染

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，噪声级见表 4.1-1。钻前施工噪声主要影响施工场地周边 200m 范围内居民，虽为短期施工，但应采取措施减少其对周边居民的影响。由于钻前施工工程量小，且为野外作业，钻前工程仅昼间施工作业，夜间不作业。

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）	数量	最大声级（dB（A））	运行方式	运行时间（h）	作业范围

1	推土机	5	1	85	移动设备	间断，<4	工程区内
2	挖掘机	5	2	84	移动设备	间断，<2	工程区内
3	载重汽车	5	2	82	移动设备	间断，<2	工程区内
4	钻孔机	1	1	85	移动设备	间断，<4	工程区内
5	空压机	1	1	88	移动设备	间断，<4	工程区内
6	振动棒	1	1	86	移动设备	间断，<4	工程区内

⑤固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的高庙气田区块前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。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”，钻前施工现场按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施即可。

施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾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 钻井施工

（1）钻井施工工序及产污环节分析

钻井工程主要有设备安装、钻井、钻井辅助作业、固井等过程；完井工程主要有完钻后洗井、射孔、压裂测试放喷等过程。

（2）钻井工程作业工艺流程

本项目钻井方式以泥浆钻井方式为主，导管段采用更加环保的清水钻井方式钻井，一开段和二开直井段采用水基泥浆钻井，二开造斜和水平段（须家河组三开定向段）采用油基泥浆钻井，水基泥浆钻井工艺流程及产污环节见图 4.1-4，油基泥浆钻井工艺流程及产污环节见图 4.1-5。

***

图 4.1-4 水基泥浆钻井工程工艺流程及产污环节图

图 4.1-5 油基泥浆钻井工程工艺流程及产污环节图

钻井由起下钻、接单根、钻井等作业组成；钻井辅助作业由电测井、综合录井等作业组成；固井由下套管和注固井液两个过程组成；完井有洗井、射孔、洗井作业和测试放喷组成，最后进行设备搬迁及井场清理。本项目采用水基和油基泥浆钻井工艺，对钻井过程中产生的污染物采取随钻处理，不会在井场内长期储存。井场钻井最后产生的泥浆优先利用于区块内其他井场配置泥浆，中石化西南油气分公司在德阳和威远分别建有川西泥浆中转站和威远泥浆中转站以暂存区域内无法及时中转的水基和油基泥浆，最大程度做到泥浆循环利用。

（2）钻井工艺

钻井是根据地层地质情况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。钻进过程根据井身结构先使用大钻头钻进，后使用小钻头钻进，钻井液根据钻遇地层地质的不同，本项目目的层为沙溪庙组和蓬莱镇组的井分导管段、一开~二开钻进，目的层为须家河组二段的井分导管段、一开~二开~三开段钻进。导管段均使用清水钻井，沙溪庙组及蓬莱镇组一开和二开直井段、须家河组二段一开和二开段均使用水基泥浆钻井液钻进，沙溪庙组和蓬莱镇组二开造斜和水平段、须家河组二段三开段均采用油基钻井液钻进。

①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，本项目各井均在导管段拟采取清水钻工艺进行钻井作业。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，可最大程度的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。根据浅层地下水埋深，本项目各井组导管段加长至地下约 150m 或更深，最大程度地保护浅层地下水。

主要钻井过程为：由网电提供钻井动力（基本网电已全覆盖，仅个别地方条件不允许采用柴油机发电），将清水通过钻杆立柱不断的高压注入井底，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，钻至井身约 150m，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。

②泥浆钻进过程

本项目目的层为沙溪庙组和蓬莱镇组的井一开和二开直井段、目的层为须家河组二段的井一开和二开段采用水基泥浆钻井，目的层为沙溪庙组和蓬莱镇组的井二开造斜和水平段、目的层为须家河组二段的井三开段地层情况较为复杂，采用油基泥浆钻井，清水和泥浆钻井工艺过程与大致相同，只将钻井液进行转变。高压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，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。

③钻井泥浆循环工艺

钻井泥浆其主要功能为带动钻头钻进和带出井底岩屑两大功能。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使钻井泥浆性能改变，给钻井工程及油、气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经离心机除气处理（避免泥浆中含气量增加导致泥浆密度偏低，井下可燃气体影响泥浆使用安全）后回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。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泥浆调配站（中转站）回用或者储存待下一口井使用，钻井过程中泥浆回用率不低于 95%，钻井废水回用率约 90%。

清水及水基泥浆不落地技术工艺简介：清水及水基泥浆钻井过程中出井清水和水基钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥罐、离心机等固控设备筛分后分离出可回用水基泥浆和钻井固废，水基泥浆经泥浆循环系统处理检测，

其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，水基钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入板框压滤机进行脱水处理，脱水后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用，压滤机出水通过废水收集罐收集后回用于钻井液配置；钻井废水、方井雨水以及井场初期雨水收集后，经过污水处理罐处理后回用于钻井液配置，水基钻阶段结束后不能回用的钻井废水暂存用于设备清洗或压裂液配置。泥浆不落地技术工艺对水基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在20%～40%的范围内。

油基泥浆不落地技术工艺简介：油基泥浆钻井过程中出井油基钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥罐、离心机等固控设备筛分后分离出可回用油基泥浆和钻井固废，油基泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，油基钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入油基岩屑甩干机处理，甩干后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后交有资质单位外运处置，甩干机脱油进入钻井液循环系统重新用于其他井场配置油基泥浆。泥浆不落地技术工艺对油基钻井废弃物进行处置后泥饼含油率一般保持在 10%～15%左右。

④本工程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，根据对本项目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。油基泥浆的基础油主要为白油，其他成分主要有有机土、乳化剂、加重剂等。

⑤水基泥浆和油基泥浆转换工艺

本项目水基和油基钻井过程，其转换工艺如下：

A．准备 10m^3 高粘度（FV>80s）顶替隔离液，比重和入井的油基钻井泥浆一致，其配方如下：油基泥浆基浆+3%MOGEL+2.5%主乳化剂(HIEMUL)+1.5%降滤失剂(HIFLO)。

B．泵入 10m^3 高粘顶替隔离液，然后是油基钻井泥浆。顶替过程中不能停泵，确保顶替效率。

C．隔离液返回到分离罐，直到未受污染的油基泥浆返出，才使油基泥浆返回至循环罐，顶替作业结束。顶替液进入油基泥浆进行循环。

（3）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。

测井通常指地球物理测井，指把利用电、磁、声、热等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。若放射源无法从井中捞出，则需及时报备生态环境主管部门，另行环评。

录井是根据测井数据、现场录井数据及综合分析化验数据进行岩性解释、归位，确定含油、气、水产状。

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。

（4）固井作业

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

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

形空间中的过程。固井主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

（5）完井作业

当钻至目的层后，对气井进行完井作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。完井作业包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。完井作业流程及产污环节见下图所示。

***

图 4.1-9 完井作业阶段作业流程及产污节点

①洗井

项目钻至目的层后，首先是进行洗井作业，采用清水对井壁进行洗井作业，洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口经洗井管柱返回地面。该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水，根据高庙气田同一类型井类比调查统计，单井产生洗井废水约 90m^3，本项目各井组 1~5 口井不等，单井组产生洗井废水 90m^3~450m^3 不等，高庙气田产能建设项目（一期）共布置 44 口井，共产生洗井废水约 5310m^3。

②射孔

射孔技术是将射孔专用设备送至井下预定深度，对准目的层引爆射孔器，射孔弹被导爆索引爆后，产生高温、高压冲击波，从而穿透套管、水泥环进入地层，形成一个孔道，构成目的层至套管内连通的一项技术。射穿产层后

油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。该环节产生的污染物主要为射孔时产生的噪声。射孔噪声一般产生在地表以下上千米的产层，不会对地表的声环境造成影响。

③加砂压裂

压裂是指在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝的施工过程。本项目为定向井，采用加砂压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的。

压裂过程会产生压裂返排液，压裂时间一般为3~20天/井。该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。压裂作业过程见下图。

***

图 4.1-10 项目压裂作业示意图

***

图 4.1-11 压裂工艺及产污环节图

④测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量。为了解气井的产气量，在完井后，需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。测试放喷的天然气经点火燃烧，由于项目目的层为蓬莱镇组、沙溪庙组和须家河组二段，不含硫化氢，因此，测试放喷主要产物为 CO_2 和 H_2O，测试放喷时间一般为 8～12h，属短期排放。测试放喷燃烧一般为高度1m的地面火炬，放喷池内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。

⑤完井搬迁及井场清理

完井测试结果若表明该井有工业开采价值，则在井口安装采气装置正常生产，其余设备如钻井设备、泥浆循环系统和泥浆不落地系统等将拆除搬迁，集污罐进行填平，并对井场废弃物进行无害化治理；若该井不产油气或无工

业开采价值，则将井口用水泥封固并进行完井后的完井设备搬迁工作。

搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥/硬地面作为谷场、保留环保厕所等）。建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

（2）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

高庙气田产能建设项目（一期）天然气钻井作业主要采用泥浆钻等不同钻井介质钻井方式，将根据现场实时钻遇地质情况选用适用的钻井方式，故上述钻井方式现场钻井施工过程中存在交叉相互切换施工情况，为便于钻井阶段产排污统计，本评价按照环境要素分阶段分析核算。

① 废气

泥浆钻井过程以柴油机做动力，带动钻头切割地层从而不断钻进，井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低，钻井作业现场废气主要产生于钻井柴油机发电机和动力器柴油燃烧废气、油基泥浆钻井时产生的有机废气、完井测试放喷废气以及非正常状态事故放喷废气。

A：钻井阶段废气：柴油机废气

本项目区块内所在区域电网情况较好，但个别井场有可能无法接电，本项目按照最不利情况考虑，按照井场使用柴油发电机发电开展评价。井场内单套钻井设备主要使用 3 台 800kw 功率柴油机（两用一备）提供钻井动力，以及使用 2 台 400kw 柴油机（一用一备）发电供井场生活区使用，柴油机的油耗约 203g/kw·h。本项目使用的为合格的轻质柴油成品，排气筒内径 0.3m，排放烟气温度为 100℃。按照原国家环保总局《关于排污费征收核定有关工作的通知》（环发[2003]64 号）中有关排放污染物物料衡算的规定，预测主要污染物排放情况见表 4.1-3。

表 4.1-3 单井柴油机、发电机组废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 m^3/h	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m^3)	排放总量（t）	排气筒高度

800kw 柴油动力机组，运行时间约 1250h×2 台	162.4	2000	NO_2	0.05	25	0.0513	6m
			SO_2	0.16	77	0.1640	
			颗粒物	0.21	100	0.2153	
400kw 柴油发电机，运行时间 1250h×1 台	81.2	1000	NO_2	0.025	25	0.0256	6m
			SO_2	0.08	77	0.0820	
			颗粒物	0.105	100	0.1076	

本项目使用的为合格的轻质柴油成品，采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放，根据高庙气田区块已实施的钻井项目，发电时，柴油机废气对项目周边大气环境较小，并随着钻井施工的结束，污染源消失，施工期间污染物排放浓度低，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划。

B：油基泥浆钻井时产生的有机废气

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短。项目 1 口井油基泥浆钻井时间约 15d，废气的产生随着施工的结束而结束。

油基泥浆一般含油量在 80%左右，油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为白油，单井使用油基泥浆用量约 330m^3（约 660t），本项目油基泥浆钻井过程中有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.03kg/h，约 0.012t，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 0.864t。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，在钻井过程中，在气田内需将气井采出的井产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求对油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密闭罐进行密闭，同时转运过程中应采用密闭的储罐罐车进行转运，减少气田内有机物挥发量。

C：完井测试放喷废气

为了解气井的产气量，在各井完井后需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大，根据类比区域内同地层气井，测试放喷时无阻天然气量最大为$15\times10^4m^3/d$，测试放喷时间一般为 8～12h，约放喷天然气 $3.75\times10^4m^3$。测试放喷的天然气经点火燃烧，由于项目目的层不含硫化氢，因此，测试放喷主要产物为 CO_2 和水蒸气，属短期排放。

D：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，放喷的天然气立即点火烧掉。按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业，放喷天然气量约 $0.16\times10^4m^3$，燃烧后主要污染物为 CO_2。事故放喷时间短，属临时排放。

② 废水

根据高庙气田产能建设项目（一期）产能建设方案，各井场钻井施工过程中均采用“不落地”随钻处理钻井过程产生的失效水基泥浆和水基钻井岩屑，故本次高庙气田产能建设项目（一期）产能建设各井场钻井过程中废水主要为泥浆钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水和生活污水。

A：泥浆钻井阶段钻井废水

各井场钻井废水主要产生于各井清水、水基泥浆段钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，不外排；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保洁废水。

据钻井工艺，钻井废水主要用于水基泥浆的配置，储存于泥浆储备罐中，钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井固废进入废渣收集罐。钻井固废经不落地循环系统两次压滤后固液分离，固相钻井固废进入废渣收集罐，液相为钻井废水进入废水收集罐。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。完钻后废钻井泥浆通过钻井现场泥浆不落地工艺进行固液分离，形成钻井废水和钻井固废分别进入废水收集罐和废渣收集罐。钻井废水主要包括：1）检修设备废水，冲洗钻台、钻具和振动筛以及泥浆循环罐和泥浆储备罐定期清洗废水等；2）钻井固废及废泥浆经泥浆不落地工艺（两次压滤）固液分离出来的液体相部分。

根据西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析，得出不同井身范围内常规钻井作业的新鲜水使用量、废水量和废泥浆量（《石油天然气勘探开发污染物防治管理办法》），钻井过程中废水尽可能的回用，该办法中废水排放量标准的规定见表 4.1-4，其中钻井阶段平均每米进尺用水量约为 0.2m^3，平均每米进尺废水产生量按照表 4.1-4 取值。根据高庙气田同一目的层井深情况，目的层为沙溪庙组的井清水和水基钻井深度在 3000m，目的层为蓬莱镇组的井清水和水基钻井深度在 600m， 目的层为须家河组的井清水和水基钻井深度在 4150m。因此目的层为沙溪庙组的每口井废水产生量约 180m^3，目的层为蓬莱镇组的每口井废水产生量约 30m^3，目的层为须家河组的每口井废水产生量约 249m^3，其中 90%的钻井废水回用，剩余 10%不能回用的钻井废水用密闭罐车拉运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。各井组钻井废水产生量统计表见下表 4.1-4。

表 4.1-4 钻井工程废水排放量标准

井深 H（m）	废水控制量（m^3）
≤2000	H×0.05
2000-3000	H×0.06
≥3000	H×0.06

由于完钻阶段钻具设备保洁废水是直接接触钻井工具（使用刮泥器刮泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井井场，钻井保洁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。

钻井废水中的污染物主要来自泥浆和柴油机跑冒漏滴的油类，因此废水

中的主要污染物为石油类、SS 和 COD。根据对钻井废水污染物成分的调查，省内钻井废水的 COD 普遍在 200～5000 之间。项目参考了区域内同类采气项目的源强，最终确定项目钻井废水的主要污染物浓度见下表。

B：洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水。根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统计分析，项目单井洗井废水量产生量约 90m^3，井组洗井废水量产生量约 90~450m^3，该部分废水回用于配置压裂液，不外排。经类比调查，洗井作业产生的废水污染物浓度情况见下表。

C：压裂返排液

井筒清洗干净后，通过压裂车将配置的压裂液压至地层，压裂出许多裂缝，加入支撑剂（如石英砂、玻璃珠等）充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。当进行压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，进入已作防渗处理的放喷池暂存。压裂返排液全部抽吸至压裂液储罐以用于新井压裂作业，压裂返排废水量较少。经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不在现场检测），若水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至同区域其他钻井压裂作业；若水质不能达到回用要求，用密闭罐车运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。

根据设计方案，定向井单井压裂液用量需约 9000 m^3，水平井单井压裂液用量需约 18000 m^3，单井压裂时间为 4~20 天，返排率约 60%，返排时间 30 d，定向井单井压裂返排液量约 5400m^3，水平井单井压裂返排液量约 10800m^3，压裂返排液先贮存于已做防渗处理的放喷池中，保证废水量不超过池体容积的 80%，及时用泵抽至压裂液储罐实行区域回用处置，根据区域已实施井位压裂返排液回用情况统计，可回用的返排液量约 90%，不可回用的返排液量约 10%，因此定向井单井可回用的压裂返排液量为 4860 m^3，定向井单井无法回用的压裂返排液量为 540 m^3，水平井单井可回用的压裂返排液量为 9720 m^3，

水平井单井无法回用的压裂返排液量为 1080 m^3，本项目 44 口井无法回用的压裂返排液量约为 40500 m^3。可回用的压裂返排液采用密闭罐车运至区域内其他井场实施压裂液配置，无法回用的采用密闭罐车转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）处理后交由区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。

压裂返排液呈弱酸性，离子以 Cl^-为主，重金属含量低，压裂返排液污染物以仍以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。类比高庙气田压裂返排液检测数据，压裂返排液中主要污染物浓度见下表：

D：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，结合本项目井场区域占地情况，本项目方井区域的最大雨量共计约为 5m^3/单井，共计 220m^3，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配用水。

E：生活污水

各井场钻井一套钻井设备配备一队钻井施工人员，每队施工人员约 45 人，生活用水按每人每天 80L 计，沙溪庙组、蓬莱镇及须家河组单井钻进周期分别约 120d/井、90d/井及 150d/井，井队生活污水按用水量的 85%计，单井钻井期间目的层为沙溪庙组、蓬莱镇组及须家河组二段的井生活污水产生量分别为***，各井组生活污水产生量统计表见下表：

生活污水产生量较少，主要污染物为：SS、COD、BOD_5、NH_3-N，主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD_5 约为 100mg/L，SS 约为 250mg/L、NH_3-N 约为20mg/L。由于采用 PDC 钻头等快速钻井工艺，单井钻井周期时间短，生活污水每天产生量小，水质较为简单，生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理。

③噪声

井场噪声分布区域主要分为动力及钻台区、泥浆泵区和固控区、压裂作

业区等，其主要噪声设备有：

机械噪声组：包括钻机、泥浆泵以及其他种机械转动所产生的噪声；

作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；

事故放喷噪声：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，配置应急放喷池）应急放喷产生的气流噪声，位于井场外放喷池。

钻井工程（含压裂）主要噪声源设备噪声值见表 4.1-13。

表 4.1-13 项目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	噪声特征	排放时间	频谱特性	声源种类
正常工况	钻井设备	1套	90～100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	85～95	机械	昼夜连续	以低频噪声为主，60~1000Hz以内，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点	固定声源
	泥浆泵	2台	85～90		80～85	机械			
	振动筛	2台	85～90		80～85	机械			
	压裂设备	3台	99～104		94～99	机械			
	离心机	2台	85～90		80～85	机械			
停电	柴油机	3台	90～95	排气筒上自带高质量消声器	80～85	机械	连续		固定声源
	发电机	1台	85～90	设置发电机房，减震、吸声	75～85	机械	连续		固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	110	/	110	空气动力	测试3h		固定声源

④固废

本项目固废主要有钻井过程产生的钻井固废（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：钻井固废

钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经泥浆不落地工艺进行固液分离产生的固相废渣。水基泥浆钻产生的钻井固废均为一般工业固废，油基泥浆钻井阶段产生的含油钻井固废，属于危险固体废物。

a：水基钻井固废

水基泥浆钻产生的废钻井泥浆和钻井岩屑均为一般工业固废，钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆带出至地面。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于：1）被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；2）在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；3）完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；4）钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆；5）钻井完成后剩余的不可回用的废钻井泥浆。废钻井泥浆主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和硫化褐煤。

据产能建设及勘探项目部统计，岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地处理后，钻井固废单位进尺产生量控制在 0.28m^3/m 左右。目的层为沙溪庙组的井清水和水基钻井深度在 3000m，目的层为蓬莱镇组的井清水和水基钻井深度在 600m， 目的层为须家河组的井清水和水基钻井深度在 4150m。因此目的层为沙溪庙组的每口井水基钻井固废产生量约 840m^3，目的层为蓬莱镇组的每口井水基钻井固废产生量约 168m3，目的层为须家河组的每口井水基钻井固废产生量约 1162m^3。本项目水基钻井固废总产生量约 3.2088 万 m^3（6.4176 万 t）

项目钻井过程采用泥浆不落地技术及时循环利用钻井泥浆，并分理处出大的岩屑和废钻井泥浆。水基泥浆钻产生的钻井固废通过泥浆不落地工艺处理后，形成泥饼，收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理。

b：顶替泥浆

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约 30m^3，本项目共产生顶替泥浆约***，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。

各井产生的顶替泥浆与油基钻井固废一并处理，实时收集和短暂贮存后全部交由具有相应危废处置资质单位外运妥善处置，现场采用废渣罐收集实现场内转运，现场不外排。

c：油基钻井固废

项目在钻井过程中若遇到卡钻现象或地层复杂情况，将采用油基泥钻井液井，本项目按照所有井的造斜和水平段（约 1200m）全部采用油基泥浆进行钻井，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。根据类比同区域同目的层油基泥浆钻井产生固废量统计可知，油基钻井固废（油基岩屑和废油基泥浆）产生量类比同长度水平段，则计算出目的层为沙溪庙组及蓬莱镇组的每口水平井产生的油基钻井固废约 308m^3，目的层为须家河组的每口定向井产生的油基钻井固废约 219m^3，本项目共产生油基钻井固废约 12484m^3（24968t）。产生的油基钻井固废由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。

C：生活垃圾和包装材料

钻井期，生活垃圾产生量按 0.5kg/人•d 计算，单队钻井人员 45 人/队，产生量约为 22.5kg/d·井，目的层为沙溪庙组、蓬莱镇组及须家河组二段的单井钻进周期分别约 120d/井、90d/井及 150d/井，因此，单井钻井期间沙溪庙组、蓬莱镇及须家河组生活垃圾产生量分别为 2.700t/井、2.025t/井及 3.375t/井。

生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾堆放箱中，与环保厕所产生的污泥一并定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

各井场需要现场配置部分钻井液，将产生少量包装材料，各井场产生的废包装材料约为 2.0t，16 个井场共产生的废包装材料约 32.0t，废包装材料在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

D：含油固废

钻井过程中含油固废的主要来源有：A：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油等含油固废；B：液压控制管线滴漏的控制液，如液压大钳、封井

器及液压表传压管线滴漏的控制液。钻井产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目废油及废油桶等含油固废产生总量约 0.5t/井场，项目共产生 8.0t。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，在危废暂存场内储存，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有危险废物处理资质的单位代为处置。

表 4.1-18　单井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	产废周期	危险特性	污染防治措施
顶替泥浆	HW08	072-001-08	30m^3/单井	水基转油基	半固态	黏土、白油等	白油	水基转油基约 1d	T	废渣收集罐收集，现场贮存，交由资质单位处置
油基钻井固废	HW08	072-001-08	沙溪庙组及蓬莱镇组 308m^3/井；须家河组 219 m^3/井	油基钻井	半固态	岩石、白油等	白油	沙溪庙及蓬莱镇组造斜段和水平段、须家河二段三开段均约 15d	T	废渣收集罐收集，现场贮存，交由资质单位处置
含油固废	HW08	900-249-08	0.5t/井场	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	53.4d/井	T、I	废油桶收集，现场贮存，完钻后交由钻井队综合利用或交由资质单位处置

⑤地下水污染

A：地下水污染源类型分析

钻井工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的钻井废水、泥浆、岩屑等的渗滤液以及井下钻进过程中滤失的钻井泥浆。

B：污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

a、渗透污染：钻井泥浆循环系统、钻井污染物清洁化生产处理系统、原

辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

b、穿透污染：一般发生在钻进过程中的井漏事故中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与固井方案密切相关。

C：地下水污染源源强分析

a：污染物渗滤液：此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在一体化操作区域内暂存中，所含废液经离析后，向周围岩层渗入、扩散。本项目对一体化操作工艺区作为重点污染防渗区处理，正常工况下渗透外泄量极小。

b：钻井滤失泥浆：此类影响产生于钻进期间的过平衡钻井阶段，钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量＜3m^3/h 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。本项目在每段完钻后及时采用套管水泥固井，从措施上减少井筒内泥浆滤失可能。

⑥环境风险

钻井施工存在一定的环境风险，主要表现为钻井在钻遇可能产气层时发生的可燃气体泄漏导致的火灾爆炸环境风险事故；此外还表现为井场（含一体化操作工艺区）、井场外放喷池渗漏污染地表土壤和浅层地下水；井筒内套管破损导致钻井过程中钻井泥浆漏失，进入地下水环境，污染地下水环境。油罐区存储的柴油泄漏环境风险；原辅材料转运运输风险等。

4.1.3 站场建设施工

由于各采气站建设仅涉及站场内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、采气设备安装等施工。由采气工程施工全部在各井场站场内完成，无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量，设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

（1）站场施工工序及产污环节

场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理阶段。主要工艺流程见图 4.1-12。

***

A、站内管线吹扫

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

B、站内管线试压

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

（2）场站施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

施工期影响生态环境的因素主要是：

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

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

（3）管线穿越河流时造成河流悬浮浓度上升以及河流生境受到破坏，导致水生生物的种类和数量发生改变。

（4）由于场地平整后，必将造成施工区域土地裸露，改变原有的地貌景观，裸露地表没有植被覆盖，在雨季极易产生径流，加重土壤侵蚀程度，造成水土流失。

（5）另外由于距离保护区较近，施工过程产生的噪音可能会保护区动物产生影响。

②废气

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

等。

③废水

项目施工期污废水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

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

站内工艺管道试压水：管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每采气站内部工艺管网试压废水约 $5m^3$。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水排放时将在排放口安装过滤器拦截试压废水中的悬浮物，通过站场地雨水沟外排。

每个站场施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，上述人员租住在附近农户家中，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置，不外排。

④噪声

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

表 4.1-20　单个场站施工主要施工机具噪声源特征

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

⑤固体废物

场站施工固废主要来自现场开挖产生的土石方，优先剥离 0.3m 厚表土各场站就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的场地绿化等用地用土），剩余土石方做到场地自行平衡，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，挖方根据高庙气田区块已实施的站场的实际情况，各站场施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

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的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.4 集输管线施工

（1）集输管网施工工序及产污环节

集气管道工程施工一般包括施工准备、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序，整个施工由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成，本项目地面集输工程施工期间不设施工营地，施工人员主要依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见图 4.1-13。

***

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

A. 施工便道和伴行路建设

施工便道和伴行路的建设是管道施工期间对生态环境产生影响的主要活动之一。该过程常会破坏表层土的土壤结构和理化性质、毁坏大量的植被和破坏动物的生存环境等，进而形成大量的生物斑痕。因此，施工过程中应尽量充分利用现有道路（包含乡村路），对于无乡村道路至管线位置的部分地段如林地地带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。

（2）穿越工程

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本次高庙气田产能建设项目（一期）产能地面建设方案，本次集输管网穿越工程有河流主要为小型河流和沟渠穿越，无中大型河流穿越，公路穿越主要有高速、省道、县道、村道等穿越。小型河流和沟渠的穿越主要有为开挖方式，穿跨越方式选择应该根据地形地貌、水文、工程地质、环境、交通运输等多方面因素综合分析，确定合理的穿越方式，若水域条件允许的情况下，建议优先使用非开挖穿越方法（定向钻或顶管）；管道穿越公路一般采用顶管、定向钻和开挖三种方式。对于高等级公路（高速公路、省道、县道）尽可能采用定向钻及顶管方式，对于普通乡村公路将更多地采用开挖穿越。穿越工程将会对穿越点附近的生态环境产生一定的影响。

①河流穿越

开挖施工过程及穿越河流流程和方式见图 4.1-16。

***

图 4.1-16 开挖方式穿越河流施工流程

管网河流穿越大开挖防渗一般为围堰开挖沟埋方式，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。为防止管道在下沟后上浮，管道在下沟后均应及时进行配重，配重方式根据现场实际情况采用现浇混凝土或装配式加重块方式进行稳管。对基岩河床，采取现浇混凝土方式稳管；对于砂、卵、砾石河床，可采用混凝土压重块稳管；对于土质河床，可采用编织袋稳管。穿越河流时，管沟穿越处的岸坡采用浆砌石护坡、护岸措施；管道埋设在穿越河流河床设计冲刷线以下稳定层内。围堰大开挖施工示意图见图 4.1-17，类似施工现场见下图：

***

图 4.1-17 大开挖(导流明渠)穿越河流施工示意图（类似工程参考）

大开挖穿越河流的影响主要表现为增加河水的泥沙含量，进而增加河水的悬浮物含量，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。

①公路穿越

管道穿越公路一般采用顶管和开挖两种方式。

A.顶管

对于高等级公路尽可能采用顶管方式，对于普通及小型公路将更多地采用开挖穿越。本工程穿越高速公路、省道及县道公路优先采用顶管穿越，普通乡村公路穿越直接采用大开挖方式。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。顶管施工工艺示意图见图 4.1-18。

***

图 4.1-18 管线顶管穿越公路示意图

顶管施工是指在工作坑内借助于顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计的坡度顶入土中，并将土方运走。一节管子完成顶入土层之后，再下第二节管子继续顶进。其原理是借助于主顶油缸及管道间、中继间等推力，把工具管或掘进机从工作坑内穿过土层一直推进到接收坑内吊起。管道紧随工具管或掘进机后，埋设在两坑之间。顶管施工涉及到基坑开挖，因此对地质情况有一定的要求，在顶管施工基坑开挖过程中，应加强风险防范措施，防治基坑垮塌等现象发生，同时弃土的堆放应加强水

土保持措施。

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多余土石方，这部分土石方数量少，就地选择坑凹地或公路两侧管道护坡内填埋，不产生弃方，不需要设置土石方堆放场。

B.开挖

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路市，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出公路边沟外 2m，套管规格为 DRCPIII1200X2000 GB/T11836～2009，管线与公路交叉尽量垂直。套管质量应满足《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

（3）焊接、清管、试压、干燥、置换

①管道焊接

本工程集输管道推荐采用半自动焊接，建议吊管机进行机械布管，内对口器进行组对，采用半自动焊进行焊接，沟上组焊，利用吊管机整体下沟，焊条为 E6010。管道焊缝质量先进行外观检查，外观检查标准应符合《油水长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2006）的规定，合格后方可进行无损检测。管道所有焊缝内部质量检查均应进行 100%的超声波探伤检查，要求达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109－2005）的II级质量要求。无损检测方法应选用射线检测和超声波检测，焊缝表面缺陷应选用液体渗透探伤。当采用超声波检测对焊缝进行无损检测时，应按下列比例对每个焊工

或流水作业焊工组当天完成的焊缝进行复验：二级地区中焊缝的 10%，三级地区焊缝中的 15%。

②吹扫

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

②管道试压

本项目采用分段试压的方式进行，本工程强度试压、严密性试压介质采用洁净水。试压要求见表 4.1-21。

表4.1-21 试压要求明细表

项目	试验段	试验介质	试验压力	稳压时间	合格标准
强度试验	井口至井口紧急切断阀下游法兰的管道	无腐蚀性洁净水	***	4h	无渗漏，无压降
	井口紧急切断阀下游法兰后、分离器出口工艺管线	无腐蚀性洁净水	***	4h	
	放空管线、排污管线	无腐蚀性洁净水	***	4h	
严密性试验	井口至井口紧急切断阀下游法兰的管道	无腐蚀性洁净水	***	24h	无渗漏，无压降
	井口紧急切断阀下游法兰后、分离器出口工艺管线	无腐蚀性洁净水	***	24h	
	放空管线、排污管线	无腐蚀性洁净水	***	24h	

除本设计已明确的要求外，本工程施工及验收还应执行《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》（GB50540-2009）有关规定。

站外管道应执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）有关规定。

④氮气置换

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

根据置换过程中的实际情况，采用该方法时建议采取以下措施：

★置换前要确保清管干净，以免给以后的运行管理带来麻烦。

★置换前要周密计算置换过程中天然气的供气压力，合理控制管道内气体流速。

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

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

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

★注氮过程中，可通过站场放喷管道进行放空。

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

（2）管网施工期产排污情况分析

①废水

管道施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水。

A、试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目工可，本项目管道总长度 48.95km，其中管径均为 DN200，共 20 条管线。根据体积计算，本项目试压废水共计约 1537.03m^3，主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。由于井区各井场站场为滚动建设，试压废水仅在高庙气田产能建设项目（一期）采集气管网建设时产生，试压废水施工管道分段产生，采取排放管道口安装泥沙过滤器措施处理后外排，经当地沟渠汇集后就近汇入当地地表水环境。

B、生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活污水以每人 100L/d 计，考虑每天施工人员为 40 人，产污系数为 0.85，因此，生活污水产生量约

3.4m^3/d。本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

②废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘以及施工机具（柴油机）排放的尾气。

A、施工扬尘

管沟开挖、车辆运输、装卸材料时将产生扬尘，影响起尘量的因素包括管沟开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆泥砂量、水泥搬运量以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。由于开挖埋管及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 C_xH_y、CO、NO_x 等。由于本项目是线性工程，施工期较短，产生的废气量较小，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

③噪声

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

表 4.1-22　施工期主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	测点距施工机具距离	噪声源强 dB(A)
1	挖掘机	5	84
2	推土机	5	86
3	吊管机	5	86
4	电焊机	5	83
5	切割机	5	93
6	载重汽车	5	88
7	顶管机械	5	85
8	柴油发电机	5	98

③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。

A、生活垃圾

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

B、施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道长 48.95km，管道施工废料的产生量约 9.79t，施工废料由供应商回收利用。

C、废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自高速公路、大型省道县道等穿越采气定向钻、顶管施工过程，该施工过程中所用泥浆主要用来减少打钻和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（纯碱）。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻、顶管施工将设置泥浆池。施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆自然干化后就地填埋处置（废弃泥浆量约 2t，干重约 1t），并覆土复原。

④生态环境

本项目所在地属于农村区域，项目地面集输工程建设对将所在区域的农业生产会造成一定影响。管线临时占地以旱地和水田为主，随着工程结束，将恢复原有土地形态，不会对土地资源和农业生产产生永久影响。

本项目穿越的主要为小河，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。穿越高

速公路、大型省道县道等穿越采气定向钻、顶管施工过程，将在顶管两端进行基坑开挖，基坑开挖会产生部分弃土，弃土堆放会占用部分土地，堆放过程产生一定的水土流失。

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

4.2 运营期工程分析

4.2.1 采气站场

（1）采气站场工艺流程及产污环节分析

各站场采气总体工艺流程为：蓬莱镇组及沙溪庙组气藏新建气井采用井口“除砂+加热节流+分离计量工艺”，气井经除砂器除砂，接入水套炉加热节流，接入分离器分离、计量处理，外输下游站场或集气站。须家河组气藏新建气井采用“加热节流+分离计量工艺”，气井接入水套炉加热节流，接入分离器分离、计量处理，外输下游站场或集气站。

采气站场地面采气工艺流程见图 4.2-1。

***

附图 4.2-1 采气站场地面采气工艺流程图

本项目 19 个站场均按照有人值守站建设（日常维护工作由现场工作人员负责），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天然气从井场设置的高度为 15m 高放空管点燃放空，由于站场各工艺模块、进出站阀组等均设置紧急自动切断阀，实现分区截断，各区独立放空设置，配备人工点火装置，应急放散天然气量小，且天然气不含硫化氢等有毒物质，点火燃烧产生的废气对周边环境及居民点环境影响小。

站场运营过程中，若井出气情况出现异常，则会进行修井作业，修井作业主要是对目的层进行重新测试，修井过程会有部分地层水产生，按照采气废水处理方式进行处置。

（2）采气站场凝析油产生及处理情况

①产生及处理措施

本项目钻井目的层为蓬莱镇组、沙溪庙组和须家河组，从目的层为蓬莱镇组及须家河组井中采出的天然气可能带有一部分凝析油。凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11} 烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃~200℃，比重小于 0.78，其重质烃类和非烃组分含量比原油低，挥发性好。凝析油可直接用作燃料，并且是炼油工业的优质原料，通常石脑油收率在 60%~80%、柴油收率在 20%~40%。本项目产生的凝析油作为副产品外售处置。

根据高庙气田同目的层已采气井类比资料调查，其中根据高庙气田已有资料统计，须家河组二段气藏不含凝析油，蓬莱镇组含凝析油的油气比为***，沙溪庙组含凝析油的油气比为***，根据本项目最大配产***的规模，本工程共产生凝析油量约***，随着后期各井气量的减少，各井采气产生的凝析油产生量也将减少。

本项目站场分两种工艺：“井口除砂+加热节流+分离计量工艺”和“加热节流+分离计量工艺”，气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入站场内的储液罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期转运至中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，处理后的稳定轻烃进储罐储存后外运售卖，分离出的采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

②中江气田混合液处理中转站（依托）

中江气田混合液处理中转站位于中江县东北镇雷鸣村 3 组，混合液三相分离处理规模***，目前试运行，实际处理量约***，正常运行后保证富余处理能力超过***，能够满足本工程凝析油的处理需要。其处理工艺流程如下：

高庙气田各站场储液罐混合物通过常压罐车拉运至中转站，常压罐车内混合液通过卸车泵卸至三相分离器中，采用加药装置加入破乳剂后在三相分离器中沉降分离 30~60min，分离出稳定轻烃和水，稳定轻烃进储油罐储存后

外运售卖，分离出的水进储液罐储存外运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后回注或外排，现场不外排。三相分离器外接站场低压气源，控制运行压力 0.2MPa，气相出口（超过 0.25MPa 时）通过自立式调节阀接站场放空立管放散，产生放散氮气与烃类混合废气。储油罐采用氮气密封，在装车或倒罐过程中会产生非甲烷总烃通过罐顶呼吸孔排入大气环境。中江气田混合液处理中转站处理工艺流程见下图。

***

图 4.2-4 中江气田混合液处理中转站运营期工艺流程

三相分离器：

中江气田混合液处理中转站处理的混合液含油量约 53.5%，混合液和破乳剂按 2000：1 的比例通过加药装置泵入三相分离器中，每次进液量约 30m^3，混合液在三相分离器中静置 30~60min 待油水稳定分层后，再继续泵入混合液。分离器内设置了 2.5m 高堰板隔离油腔，在混合液间歇泵入过程中随着混合液液面的升高，高于堰板的稳定轻烃则进入油腔，通过油出口输送至油罐内储存。混合液底层的采气废水则通过底部水出口排出至站内储液罐内暂存后拉运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）进一步处理后回注或再深度处理后达标外排。三相分离器外接低压氮气源，控制罐内运行压力为 0.2MPa，当罐内压力大于 0.25MPa 时则通过气出口自立式调节阀外接站场放空立管散排。中江气田混合液处理中转站三相分离器示意图如下图 4.2-5。

***

图 4.2-5 中江气田混合液处理中转站三相分离器示意图

本项目依托中江气田混合液处理中转站处理凝析油，工艺成熟，该中转站已建成，目前正处于试运行状态，待本项目投产后，可接纳本项目采气过程产生的凝析油，依托合理可行。

（3）采气站场运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

本项目运营期废水主要为采气废水和采气站场值班人员的生活污水。

A、采气废水

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，采气期间将产生少量地层水，即采气废水，根据从高庙气田实际生产情况来看，沙溪庙组及蓬莱镇组气井初期水气比稍高约***，递减期后水气比较低约***；须家河组二段气井目前水气比为***，由于高庙气田的须家河组二段气藏属于最近几年新开发气藏，暂未有衰减期水气比数据，因此本项目须家河组二段气藏衰减期水气比依旧按照***。本项目建产期 3 年，稳产期 2 年，第 5 年后开始产量递减，从高庙气田实际生产情况，入递减期后 1-2 年递减率为 21%～23%，3-5 年为 15%～20%，5 年以后为 6%-10%，预计 20 年末累计产气 $52.89\times10^8m^3$，本项目年度采气废水产生量统计情况见下表 4.2-1，本项目各站场采气废水最大产生量见下表 4.2-2。

表 4.2-1 本项目年度采气废水产生量统计情况

***

表 4.2-2 各站场采气废水最大产生量（2026 年度、2027 年度）

***

本项目站场分两种工艺：“井口除砂+加热节流+分离计量工艺”和“加热节流+分离计量工艺”，气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入站场内的储液罐暂存，凝析油与采气废水采用密闭管道集输转输至采气站场储液罐内暂存，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，储液罐密闭，容积为 $20m^3$，废水达到一定量后采用密闭罐车及时转运至污水处理站进行处理，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。

运营期产生的采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

根据类比区域内采气废水水质检测报告统计，采气废水主要污染物为 COD、SS 和氯化物等，污染物及浓度见表 4.2-3。

表 4.2-3 采气废水水质一览表 单位：mg/L

污染物名称	COD_{Cr}	SS	石油类	氯化物	pH（无量纲）
污染物产生浓度	***	***	***	***	***

根据表 4.2-3 可见，采气废水呈碱性，COD、氯化物和石油类检测值较大，采气废水污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主

B、生活污水

单个常规采气站场内每天值班人员 3 人，年运行时间 365 天，生活用水量按 80L/人.d、生活污水产污系数按 0.85 计，则单个采气站场生活污水产生量 0.204m^3/d（74.46m^3/a），19 个常规采气站场生活污水产生量为 3.876m^3/d（1414.74m^3/a），主要污染物浓度为：COD400mg/L、BOD_5 250mg/L、SS 250mg/L、NH_3-N 40mg/L，站内生活污水经站场内环保厕所收集后交由周边城镇污水处理厂处理，不外排。

②废气

项目运营过程中废气包括水套炉废气、凝析油挥发性有机废气、设备检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。

A、水套加热炉天然气燃烧废气

本工程采气站根据需要均配备水套加热炉（PN60MPa 120KW），水套炉加热炉均采用本区块内气液分离净化后的天然气作为燃料气，预计单套水套炉天然气用量约为 300m^3/d，由于天然气中不含硫，其燃烧产物为燃烧后产生的废气含 CO_2、NOx、颗粒物和水，通过约 8m 高排气筒（内径 Φ200mm）有组织排放，排放规律为连续排放。水套加热炉的相关设计参数见下表。

NO_X 废气量均参照《工业源产排污核算方法和系数手册》锅炉产排污量核算系数手册-燃气工业锅炉确定，烟尘产生量参照《环境保护实用数据手册》中产物系数确定，天然气产污系数见表 4.2-5。各采气站水套加热炉热负荷、年耗量和废气产生量见下表 4.2-6 所示。

表 4.2-4 水套加热炉相关设计参数

***

表 4.2-5 天然气产污系数一览表

污染物指标	单位	产污系数

工业废气量	标立方米/万立方米-原料	***
氮氧化物	千克/万立方米-原料	***
烟尘	千克/万立方米-原料	***

表 4.2-6 单套水套加热炉产污情况表

烟气量（万 m^3/a）	污染物	排放情况		
		产生量（t/a）	速率（kg/h）	浓度（mg/m^3）
117.99	颗粒物	***	***	***
	NO_X	***	***	***

表 4.2-7 各采气场站水套加热炉产污情况表

***

水套炉废气经 8m 高排气筒排放，通过建设单位对同类型同规模的水套炉运行时废气有组织排放监测数据（监测报告见附件）可知，水套炉排放废气中 NOx 的实测浓度约 5~6mg/m^3，颗粒物实测浓度约 8.7~8.9mg/m^3，水套炉排放废气能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

B：凝析油挥发性有机废气

本项目采气阶段采用“除砂+加热节流+分离计量/加热节流+分离计量”的站场，气液经分离后，分离后的天然气通过集输管网进入下一个站场，分离后的凝析油与采气废水一同进入站场内的采气废水储液罐暂存，废水达到一定量后采用密闭罐车及时转运至污水处理站进行处理。储液罐在向密闭罐车转输废水时，液面的升降变化引起储液罐内气体空间变化，进而带来气体压力的升降变化，使混合气排出或外界空气吸入，这个过程所造成的损耗叫储罐“大呼吸”损耗，也叫动态损耗，即大呼吸废气；储液罐属于密闭的状态，仅留有呼吸孔，采气废水和凝析油暂存后静置油水分层，上层凝析油在储液罐内静止储存的情况下，会产生无组织排放的挥发性有机废气，即小呼吸废气；大、小呼吸废气主要成分均为非甲烷总烃。

a.储液罐大呼吸废气

储液罐在向密闭罐车转输废水时产生的无组织排放挥发性有机废气属于大呼吸废气。影响“大呼吸”损耗的因素也很多，最主要除与储存液体性质有关外，还与收发物料的速度快慢、罐内压力等级、储液罐周转次数有关。

根据《环境保护计算手册》推荐的罐区小呼吸气计算公式计算出各站场储液罐大呼吸废气产生情况，单个储液罐凝析油大呼吸挥发性有机废气（NMHC）无组织最大排放量***，本项目每口井配置 2 个储液罐，19 个常规站场 59 口井共布置了 118 个储液罐，本项目储液罐凝析油大呼吸废气无组织最大排放量约***。

b.储液罐小呼吸废气

储液罐均为固定顶罐，凝析油暂存产生的无组织排放挥发性有机废气属于小呼吸废气，根据《环境保护计算手册》推荐的罐区小呼吸气计算公式可知，单个储液罐凝析油小呼吸废气（NMHC）无组织最大排放量约***，本项目每口井配置 2 个储液罐，19 个常规站场 59 口井共布置了 118 个储液罐，本项目储液罐凝析油大呼吸废气无组织最大排放量约 1.534t/a。

**

C：检修及事故废气

正常运行时，采气站场采气全部在压力管道内运行，无废气排放，站场设备检修排放的少量的检修废气（天然气原料气）。

本工程地面采气工程正常运行期间，站场设备一般每年需要进行 1~2 次定期检修，检修泄漏的少量天然气将通过工艺区外的放空系统经人工点燃后排放。事故产生时，站场内安装有自动截断阀，能够在几秒钟之内迅速关闭阀门，根据高庙气田站场检修记录资料的调查，站场设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量，各站场检修和事故天然气量约 50m^3/a，经点燃后排放，预计 NOx 产生量 0.094kg/a，颗粒物产生量约 0.012kg/a，本项目包括 19 个站场的建设，因此，检修和事故天然气量约 950m^3/a，经点燃后排放，预计 NOx 产生量 1.786kg/a，颗粒物产生量约 0.228kg/a。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）5.7.3 条要求，对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的应经燃烧后放空，本项目放空天然气燃烧后排放，符合要求。

③噪声

各站场正常生产时，场站噪声主要来源于节流阀、分离器和计量装置等设备产生的气流噪声等设备的气流摩擦噪声，气流摩擦噪声大小与天然气产

量有关。根据类比调查，站场各主要噪声源强见下表。

表 4.2-9 站场运营期运行期主要噪声源强

序号	主要噪声设备	噪声强度范围(dB(A))	备注
1	分离器	60～65	连续噪声
2	节流阀	60～65	
3	计量装置	55～60	
4	放空系统	60~70	间断（应急状态）

为有效控制噪声，首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低站内噪声；其次，选用高效低噪声的分离器和调压设备。据类比高庙气田已投产站场正常产生时的厂界噪声，站场运营期噪声约 40~50dB（A）。

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 100~110dB(A)，但放空时间短，一般为 30min。

④固废

运行期间产生的固体废物主要为部分站场除砂器产生的废渣、全部站场分离器产生的废渣、清管检修废渣以及储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。

A：部分站场除砂器产生的废渣、所有站场分离器产生的废渣、检修废渣

本次项目部分站场除砂器产生的废渣、站场分离器产生的废渣以及检修废渣产生量较少，单站场产生量约 2kg/a。主要成份是井内杂屑、机械杂质，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，由于废渣为气水分离前产生的废渣，可能含凝析油等物质，因此属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-210-08），收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。

B：清管检修废渣

各站场上游管线清管产生的废渣产生量小，根据类比调查，清管作业频率为 2 次/年，一般每次清管作业时管线产生的清管废渣量平均约为 1.5kg/km，

本工程新增集输管线总长48.95km，每次清管废渣量约73.425kg，每年产生约146.85kg，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目各站场天然气均在站内气液分离后外输，因此清管废渣主要成份是井内杂屑、机械杂质，不属于含凝析油的危险废物，按照一般工业固废废物管理，收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（砖厂、水泥厂等）进行资源化利用。

C：储液罐沉渣

各站场设置的储液罐每半年清理一次，沉渣产生量约为 0.5~1t/次（1~2t/a），合计最多约 236t/a，主要成份是井内杂屑、机械杂质，由于废渣可能含少量凝析油，因此属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 071-001-08），收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。

D：废油

压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个采气站场润滑油使用量约 7m^3/a，废润滑油量按 3%润滑油计算，每站场废润滑油量约 0.2m^3/a。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 071-002-08），废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。

E、生活垃圾

单个常规采气站场内每天值班人员 3 人，一般为 0.5kg/人·d，垃圾产生量 1.5kg/d，0.55t/a，19 个常规采气站场共产生生活垃圾 10.45t/a，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

表 4.2-11 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	产废周期	危险特性	污染防治措施
部分站场除砂器产生的废渣、站场分离器分离废渣、	HW08	900-210-08	***	除砂器、分离器、检修作业	固态	机械杂质，油类	废油	每天	T、I	废油桶收集，及时交由有危险废物处理资质的单位处置

检修废渣										
储液罐沉渣	HW08	071-001-08	***	储液罐清理	固态	机械杂质，油类	废油	半年	T	废油桶收集，及时交由有危险废物处理资质的单位处置
废油	HW08	900-214-08	***	设备检修	液态	废润滑油	废油	每月	T	桶装收集，危废暂存间规范暂存，定期交由有危险废物处理资质的单位处置

4.2.2 集输管线

根据高庙气田产能建设项目（一期）产能建设方案，结合高庙气田产能建设项目（一期）周边已有的高庙气田集输气干线分布情况，本次高庙气田产能建设项目（一期）地面管网工程仅需建设集气管网、即可实现井区所采天然气通过集输气干线外输。

由于管道数量虽多，但长度均较短，如采、输气管道截断阀等控制措施依托各站场的进出站阀室，检修放空均依托各站放空设施，根据天然气集输特性，集输运用期采用场站的动力全封密集输，管线两端压降小，气流噪声不明显，管网正常工况下，除清管废渣外（各站场产生），无噪声、废气、废水污染物排放，管道运营期环境产排污主要是环境风险事故状态下的输气可燃气体泄漏环境风险影响，环境风险评价章节中予以详细评价。

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。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。

5 项目建设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

高庙气田涉及两个矿权范围，分别是：四川省四川盆地高庙子天然气开采和四川省四川盆地绵竹-绵阳地区油气勘查矿权，本次高庙气田产能建设项目（一期）所部署的井位在上述两个矿权范围内均有分布，涉及的区县为绵阳市涪城区、德阳市中江县和罗江区。

（1）绵阳市

绵阳隶属于四川省，位于四川盆地西北部，涪江中上游地带。东邻广元市的青川县、剑阁县和南充市的南部县、西充县；南接遂宁市的射洪县；西接德阳市的罗江县、中江县、绵竹市；西北与阿坝藏族羌族自治州和甘肃省的文县接壤。介于北纬 30°42′～33°03′、东经 103°45′～105°43′之间，总面积 20248.4 平方千米。绵阳市下辖 3 区、1 县级市、5 县，高庙气田矿权涉及绵阳市的区县主要有北川羌族自治县、游仙区、江油市、涪城区、三台县，主要分布在绵阳市西南部，与德阳市接壤。

（2）德阳市

德阳市位于成都平原东北边缘，地理坐标北纬 30°31′～31°42′、东经 103°45′～105°15′。德阳市东北与绵阳市涪城区交界，东面与绵阳市三台县交界；东南与遂宁市大英县、资阳市乐至县交界；南面与成都市金堂县、青白江区、新都区交界；西面与成都市彭州市交界；西北与阿坝藏族羌族自治州茂县交界；北面与绵阳市安州区交界。德阳市境域面积 5910 平方千米，下辖 2 区、1 县，代管 3 县级市。高庙气田矿权范围在德阳市各区县均有分布。

本次高庙气田产能建设项目（一期）所部署的井位在上述高庙气田两个矿权范围内均有分布，涉及的区县仅为：绵阳市涪城区、德阳市中江县和罗江区。具体范围如下图所示。涉及中江县（永太镇、黄鹿镇）3 个乡镇，罗

江区（鄢家镇、新盛镇）2 个乡镇，涪城区（杨家镇、吴家镇、丰谷镇）3 个乡镇。

项目地理位置图见下图。

5.1.2 地形地貌

（1）绵阳市

绵阳市地貌受区域地质格局的控制而分属于四川三个不同的地貌单元：安县睢水镇到江油马角坝镇一线以北属龙门山山地区；东南部盐亭县、梓潼县属盆北低山区；西南三台县、涪城区、游仙区等属盆中丘陵区。绵阳市地貌自西北向东南倾斜，地貌也由山地向丘陵过渡。高庙气田矿权范围主要分布在绵阳西南部，地形地貌以中丘陵区，属四川盆地西北部，丘陵连绵，地势显著下降，西南则以丘陵、平坝为主。

涪城区境是以涪江、安昌河及其支流冲积河谷平坝为主要地貌类型，占辖区面积的 62.71%；地貌由河漫滩和一级阶地组成。丘状台地由涪江、安昌河沿岸的二、三、四级阶地组成，占辖区面积的 16.49%。地势由西北丘陵区向东南河谷平坝区倾斜，海拔 450~600 米，最高点在磨家镇破庙子 639 米。

（2）德阳市

德阳市地处龙门山脉向四川盆地过渡地带，按地形分，有高山、中山、低山、丘陵、平原。呈西北至东南的蚕形。地势西北高，东南低。市域地貌分为西北山区、中部平原、西南低山丘陵。西北为龙门山区，海拔一般 2000-3000 米，最高峰为狮子王峰，海拔 4984.1 米。中部属成都平原东北部，一般海拔 465-750 米。东南地跨龙泉山脉为川中盆地丘陵区，海拔一般 650-1000 米，最低点在中江县普兴镇山川村二水口，海拔 308 米。市域内平原面积占全市总面积的 30. 8%，山区面积占总面积的 19. 7%，丘陵面积占总面积的 49. 5%。

中江县总体地势由西北向东南逐渐降低，西部为低山，地貌以丘陵为主，其次为低山和平坝。地形狭长，东西宽 24-27km，南北长 90km，地貌有坡陡谷深、山体破碎的低山区；窄谷深丘、浅丘宽谷区；一级阶地平坝区。全县最高点为石泉乡老牛坡，海拔 1046m，最低点为南面普兴镇郭江出口处小河

二水口，海拔 308m，最大相对高差 738m。按成因，县内地貌可分为侵蚀堆积、构造剥蚀和构造侵蚀三种地貌类型，各地貌类型又根据切割深度、谷宽可进一步划分为河漫滩阶地、槽谷洼地、残丘平坝、浅丘、中丘、深丘和低山七种地形。

罗江区地势总体趋势为西高东低，最高点位于西南部白马关镇与蟠龙镇交界的天台山毛儿顶，海拔727米，最低点位于东南部新胜镇乌鱼桥沟谷，海拔477米，相对高差250米。罗江区大部分地区海拔高程在500~580米之间，相对高差一般为30米~50米，沟谷宽缓，纵坡小。

本项目各场地5地形高程图见图5.1-2。

***

图5.1-2 项目所在地地形高程图

5.1.3 气象特征

（1）绵阳市

绵阳市属于亚热带湿润季风气候区，气候温和，年均气温在18℃至21℃之间，日平均气温稳定在10℃以上的时间可持续235至251天，无霜期有252至300天。 这里云量较多，日照时间少，年日照时数仅1100小时左右，日照百分率不足30%。空气比较潮湿，相对湿度全年平均在70%至80%之间。以偏北风和东北分为主要风向，年平均风速在0.8至1.6米/秒之间，静风频率较高。由于冬季较温暖，故降雪极少，市区年平均降雪日数为1-3天。境内海拔高度差别很大，最高处海拔有5588米，最低海拔307米。绵阳市降水量比较充沛，降水量的年际变化很大，绵阳市年均降水量825.8—1417毫米。其分布特点是：南北少，中部多；东边少而西边多。

（2）德阳市

德阳市西北部山地区和东南部的平原、丘陵地区气候有着明显的差异，西北部为山地垂直气候，东南部为中亚热带湿润季风气候。主要气候特点是：气候温和，四季分明，降雨充沛，无霜期长，冬干明显。春季冷空气活动频繁，气温回升不稳定，降水较少，常有春旱发生；夏季无酷暑多暴雨，常有洪涝；秋季气温下降快，常有连绵阴雨；冬季温暖少雨多阴天，雾日较多。

年平均气温15℃—17℃，最冷月（1月）平均气温5℃—6℃，最热月（7月）平均气温25℃。年平均日照时数1000—1300小时，日平均气温终年高于0℃，≥0℃积温5500—6000℃。

极端最高气温37.3℃，极端最低气温-7.6℃。年总降水量900—950毫米，降水量自西北向东南逐渐减少，西北部年降水量950毫米以上，中部900—950毫米，东南部960毫米以下。降水量多集中在5—10月，占年降水量的87—89%，降水量最多年达1400—1500毫米，最少年仅530—630毫米。年平均无霜期270—290天。平均每年降雪日数1—3天，多出现在隆冬季节。平原、丘陵盛行偏北风，年平均风速1.4—1.6米/秒，春季风最大，3—5月平均风速在1.6—2.0米/秒之间，最大风速达14—19米/秒。秋冬季风最小，10—2月平均风速0.9—1.5米/米之间。

5.1.4 地质条件

（1）地层

评价区内主要出露白至系（K）和侏罗系（J）的地层，仅在涪江两岸分布有少量的第四系松散堆积物(Q)。根据区域地质资料及现场调查，将评价区出露地层由新到老依次为下白垩系苍溪组（K_1c）、白龙组（K_1b）、七曲寺组（K_1q）、古店组（K_1g）、侏罗系蓬莱镇组（J_3p）和第四系中更新统（Q_2）上更新统（Q_3）、全新统（Q_4），其特征简述如表5.1-1所示。

表 5.1-1 区域岩性地层统计表

***

（2）地质构造

评价区位于新华夏系一级沉降带—四川沉降盆地，构造上跨新华夏构造、玉皇庙半环状构造（旋窝构造）两种构造形式。区内发育两条褶皱构造，分别为古井坝背斜、中兴场向斜和龙泉山背斜，见图5.1-3。

①古井坝背斜

***。

②龙泉山背斜

***。

③葫芦溪向斜

位于三台县葫芦溪、黎曙场、双凤场一带，产状为EW~NE60°平面上呈北坳的弧形，全长39km，两翼倾角2°~5°，卷入地层为K_1b。

④合兴场-月亮崖背斜

***。

***

图 5.1-3 评价区构造纲要图

5.1.5 水文地质条件

（1）区域水文概况

1）区域地表水系概况

A、绵阳市

绵阳市受地貌影响，降水丰沛，径流量大，江河纵横，水系发达。全市境内有大小河流及溪沟3000余条。所有河流、溪沟都分别注入嘉陵江支流涪江、白龙江与西河，全属嘉陵江水系。涪江是嘉陵江右岸的最大支流，也是市境最主要的河流，它在市境的流域面积占全市幅员面积的97.2%，对市境的自然地理环境形成和经济发展产生着重大影响。涪江支流较多，市境内的主要一级支流有涪江右岸的平通河、通口河（潼江）、安昌河、凯江；涪江左岸有火溪河、芙蓉溪、梓江等，构成不对称的羽状水系。市境多发洪灾，洪灾的区域分布以安昌江和涪江上游出现的频率最高，特别是涪江右岸及以西沿龙门山前缘一线的北川、安县、江油最为频繁。中江气田矿权范围主要分布在绵阳市西南部，所在水系主要为涪江及其右岸支流安昌河和凯江。

B、德阳市

德阳市河流分属沱江和涪江水系，主要河流有绵远河、石亭江、鸭子河、青白江、凯江等。此外，人工修建的四川省人民渠引来岷江过境水成为市境工农业生产和人民生活的重要水利资源。德阳市最大水库为继光水库，蓄水量8900万立方米。

2）区域主要河流概况

高庙气田所在区域主要为长江水系，涉及的较大的水系有：沱江、凯江、涪江等。高庙气田产能建设项目（一期）涉及的主要河流有凯江、深堰等。

沱江：位于中国四川省中部。发源于川西北九顶山南麓，绵竹市断岩头大黑湾。南流到金堂县赵镇接纳沱江支流--毗河、清白江、湔江及石亭江等四条上游支流后，穿龙泉山金堂峡，经简阳市、资阳市、资中县、内江市等至泸州市汇入长江。全长712公里。流域面积3.29万平方公里。从源头至金堂赵镇为上游，长127公里，称绵远河。从赵镇起至河口称沱江，长522公里。流域多年平均降水量1200毫米，年径流量351亿立方米，其中岷江补给约占33.4%。水力资源蕴藏量约186.7万千瓦。干流长年可通木船、机动船，中下游支流多已渠化。

涪江为长江支流嘉陵江的右岸最大支流，发源于松潘县雪宝顶，涪江南流经四川省平武县、江油市、绵阳市、三台县、射洪市、遂宁市、重庆市潼南区、铜梁区等区域，在重庆市合川区汇入嘉陵江。全长700千米，流域面积3.64万平方千米，多年平均径流量572立方米/秒。在三台县境内自西北向东南斜流。流程70.65km，流域面积2660.58km^2，自然落差64.2m，洪峰流量9900m^3/s，年平均流量348m^3/s，枯期流量66m^3/s，平均流速0.8m/s，平均比降1‰，平均河宽100m，平均水深0.825m，是三台县境内最大河流。

凯江属嘉陵江水系、涪江支流，发源于四川安县龙门山余脉之鹿爬山，经过成都平原、龙泉山脉、直至中江富兴镇进入川中丘陵平坝区。从群山竣岭中汇聚涓涓细流，一路蜿蜒直向涪江奔腾而去。沿途流经安县、罗江县、旌阳区、中江县，经三台县潼川镇汇入涪江，河长213公里，流域面积2620平方公里，多年平均流量44立方米每秒，河宽100-300米，自然落差296米。

深堰为凯江支流，发源于德阳市罗江区新盛镇，流经新盛镇、黄鹿镇、双东镇汇入凯江。全长 23 公里，境内长 8.9 公里，流域面积 60 平方公里，境内流域面积 22 平方公里，平均流量 0.65 立方米/秒，境内天然落差 45 米，平均坡降 1.3‰。

3）本项目涉及的地表水系情况

本项目区块沟谷纵横，大小溪河呈树枝状布及全区，溪河流向多变。主要水系为凯江、涪江、沱江及其他小河沟渠均注入长江。根据项目地表水系图。距离本项目井场或者管线较近或管线穿越的地表水体有凯江、深堰、百里渠。本项目新建的高沙 317HF 井场距离凯江最近，最近距离约 1.98km，新建的新盛 210~高沙 317-2HF 管线穿越深堰，新建的高蓬 301-8HF-高庙 32 管线穿越百里渠。本项目涉及河流的主要水体功能为泄洪和灌溉，本项目管线穿越河段上游 0.5km 和下游 5km 均不涉及饮用水源保护区。

（2）区域水文地质条件

***

5.1.6 土壤

根据查询《中国土壤数据库》，本项目高庙气田产能建设项目所在区域主要土壤类型为石灰性紫色土、水稻土。

紫色土为紫红色岩层上发育的土壤。以四川盆地分布最广，在南方诸省盆地中零星分布。紫色土有机质含量1.0%左右，其发育程度较同地区的红、黄壤为迟缓，尚不具脱硅富铝化特征，属化学风化微弱的土壤，呈中性至微碱性反应，pH值为7.5~8.5，石灰含量随母质而异，盐基饱和度达80~90%。紫色土矿质养分丰富，在四川盆地的丘陵地区中为较肥沃土壤，其农业利用价值很高。利用中需防止水土流失和注意蓄水灌溉、增施有机肥料、合理轮作等。

水稻土是指发育于各种自然土壤之上，经过人为水耕熟化，淹水种稻而形成的耕作土壤。这种土壤由于长期处于水淹的缺氧状态，土壤中的氧化铁被还原成易溶于水的氧化亚铁，并随水在土壤中移动，当土壤排水后或受稻根的影响(水稻有通气组织为根部提供氧气)，氧化亚铁又被氧化成氧化铁沉淀，形成锈斑、锈线，土壤下层较为粘重。水稻土是在长期种稻条件下，经人为的水耕熟化水稻土和自然成土因素的双重作用，产生水耕熟化和交替的氧化还原而形成具有水耕熟化层(W)一犁底层(Ap2)一渗育层(Be)~水耕淀积层(Bshg)~潜育层(Br)的特有的剖面构型的土壤。

5.1.7 动植物

（1）植物

①陆生植物

A.常规植物

本项目区域自然植被本应是以常绿阔叶林为主的，但由于评价区海拔较低，人为活动十分频繁、开垦程度较高，原生植被基本已不复存在。大多已经开垦为耕地或农田，穿越区域以耕地为主，绝大部分区域以人工林为主，主要种植杉木、桉树、马尾松等速生林，此外评价区水热条件较好，又有大面积的竹林，以慈竹为主。整个评价区为农耕地区，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布，主要都是以退耕还林为主的次生林、灌丛等植被。现状植被乔木类主要有柏木、桉树、臭椿、栎林、杨树、构树；竹类主要有慈竹，灌木类主要有黄荆、马桑、盐肤木、铁仔、牡荆等，草本类主要有白茅、蕨类、苔草、苎草、鬼针草、狗尾草等。栽培植被主要是水稻、油菜、大豆、蚕豆、玉米、土豆及花生。经济林木和果树有桑树、梨树、枇杷、茶、甜橙、橘柑、油桐等。调查区地处四川省德阳市、绵阳市，在植被区划上，属于亚热带常绿阔叶林区域，东部湿润常绿阔叶林亚区域，中亚热带常绿阔叶林北部亚地带，四川盆地，栽培植物、润楠、青冈林区。水平地带性植被应为常绿阔叶林。

B.珍稀保护植物及古树名木

根据现场调查及相关资料，评价区近年来随着天然林保护工程、退耕还林、长防林等工程的开展，以及经济林木和城市、乡镇绿化的大力推广，评价区域的荒山荒坡、房前屋后大量种植了香樟、喜树等植物，它们均非野生、自然生长，均属人工栽培植物，且生长过程中受人为干扰大（作为行道树、河岸护堤植被、庭院绿化树），不属于重点保护野生植物的保护对象，评价区无重点保护野生植物分布。根据现场调查，评价区内无古树名木分布。

① 水生植物

浮游植物是水体初级生产力最主要的组成部分，是食物链和营养结构的基础环节；也是鱼苗和部分成鱼的天然饵料。有些藻类可以直接用作环境监

测的指示生物，而且相对于理化条件而言，其密度、生物量、种类组成和多样性能更好地反映出水体的营养水平。通过实地调查，项目区域内地表水体主要涉及浮游植物 5 门 24 科 34 属 48 种。

其中硅藻门最多，有 26 种，占种类总数的 54.13%；绿藻有 10 中，占种类总数的 20.83%；蓝藻门 10 种，占种类总数的 20.83%；甲藻门 1 种，占种类总数的 2.08%；裸藻门 1 种，占种类总数的 2.08%。

（2）动物

①陆生动物

A.常规动物

评价区住主要动物有中华蟾蜍、黑斑侧褶蛙、沼水蛙、斑腿泛树蛙等两栖动物，蹼趾壁虎、北草蜥、乌龟、中华鳖、黑眉锦蛇、乌梢蛇等爬行动物，四川短尾鼩、草兔主要分布在农田系统、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠等兽类，小鹞鹞、白鹭、池鹭、夜鹭、牛背鹭、白腰草鹬、丘鹬、雉鸡、灰胸竹鸡、领雀嘴鹎、乌鸫、白头鹎等鸟类。

B.重点保护野生动物

评价区受人类活动的干扰较大，该区域保护动物较少，根据现场调查和文献资料，国家II级重点保护动物有9种，即雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮、鸿雁。四川省重点保护动物9种，即小鸊鹈、普通鸬鹚、栗苇鳽、鸿雁、董鸡、彩鹬、黑水鸡、乌龟和中华鳖。

②水生动物

评价区内水生动物有浮游动物和底栖动物，浮游动物以水生细菌和浮游藻类为食，是属于水生生态系统中的消费者和第二营养级，亦称次级生产力，由于浮游动物摄取大量藻类，所以使水体产生自净作用，它也是所有幼鱼和某些成鱼的饵料基础。通过实地调查，项目区域内地表水体主要涉及浮游动物53种，其中原生动物21种，占总种数的39.62%；轮虫16种，占总种数的30.19%；节肢动物16种，占总数的30.19%。底栖动物是第三营养级的主要组成，也是原河道形态饵料生物中生物量较大的类群，为江河中多数鱼类的饵料基础，并且与江河鱼类的生态类群和区系组成有密切关系。通过实地调查，

项目区域内地表水体主要涉及到腹足纲、瓣鳃纲、甲壳纲等共3门、5纲、9目、20 科、26种。其中昆虫纲最多，有19种，占73.08%；其次是甲壳纲，有3种，占11.54%；腹足纲有2种，占7.69%，瓣鳃纲和无尾感器纲各有1种，各占3.85%；主要包括瓣鳃纲中的河蚬，腹足纲中的泉膀胱螺、椭圆罗卜螺，甲壳纲中的日本沼虾、米虾，昆虫纲中的扁蜉、石蝇等。

C.鱼类

本次通过实地调查以及查阅《四川鱼类志》、《中国动物志硬骨鱼纲--鲤形目》(陈宜瑜等，1999)、《中国动物志纲--鲇形目》(褚新洛等，1999)和其他单位历年来调查成果等文献资料，管线穿越的两条河流分别为余家河和六松河，余家河河宽20米，共有鱼类4目12科46种，从类群构成看，鲤形目最多，有32种；鲇形目有10种，鲈形目3种，合鳃目1种；六松河河宽8米，主要以小型鲤科鱼类为主，种类较少。根据调查，评价区无国家重点保护鱼类，有中国特有鱼类吻鮈、方氏鲴、中华倒刺鲃、钝吻棒花鱼、长鳍吻鮈、粗唇鮠、中华纹胸鮡、乌鳢等8种。

5.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况

5.2.1 项目区块范围内敏感区

根据高庙气田产能建设项目（一期）现场调查和对区域环境敏感区资料的收集与识别，本次高庙气田产能建设项目（一期）区块范围内内共分布有环境敏感区有集中式饮用水源保护区、文物保护单位及永久基本农田保护区，其中集中式饮用水源保护区 2 处（单项目占地均不涉及），文物古迹 2 处（单项目占地均不涉及），临时占用永久基本农田约 45.47hm^2（各井场施工占地及集输管线施工作业带占地）、永久占用基本农田约 3.98hm^2（各采气站场永久占地）。各处环境敏感区基本情况统计见下表 5.2-1，产能建设项目与区域环境敏感区位置关系见**附图 5.2-1**。

表 5.2-1 高庙气田产能建设项目（一期）区块范围内环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	2 处集中式饮用水源保护区	瓦店乡自来水厂饮用水水源保护区、杨家镇罗汉寺村小岛水库	单项工程均未在保护区范围内，其中高沙 319HF 井组西侧距离保护区最近处约 230m（二级保护区），距离

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
		饮用水水源保护区均为乡镇集中式饮用水源，详见表 5.2-3	取水口约 453m，未在其集雨区范围内； 高沙 317HF 井组南侧距离保护区最近处约 2.00km（二级保护区），距离取水口约 2.09km
2	文物保护单位	市级 2 处，详见表 5.2-4	单项工程均未在保护区范围内及控制建设地带范围内， 其中高蓬 301-8HF 井组东北侧距离宝镜寺约 1.13km，距离保护范围约 1.10km，距离建设控制地带约 1.05km； 高庙 113H 井组西侧距离千佛崖摩造像约 730m，距离保护范围约 710m，距离建设控制地带约 680m
3	永久基本农田	本项目井场站场工程临时占用基本农田约 4.47hm^2，永久占用基本农田 3.71hm^2，管道工程临时占用基本农田约 41.00hm^2，永久占用基本农田 0.27hm^2。	/

5.2.2 项目区块范围周边敏感区

本次高庙气田产能建设项目（一期）区块外共分布有环境敏感区 9 处，其中集中式饮用水源保护区 4 处（乡镇饮用水源保护区 2 处、城市饮用水源保护区 2 处）、自然保护区 1 处（绵阳市三台县）、风景名胜区 1 处（德阳市罗江区）、森林公园 1 处（绵阳市涪城区）、湿地公园 2 处（绵阳市涪城区）。

表 5.2-2 高庙气田产能建设项目（一期）区块外环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	四川三台水禽及湿地自然保护区	县级自然保护区	绵阳市三台县；无项目重叠；高沙 317HF-永太阀室南侧距离其一般区域约 14.2km
2	剑门蜀道风景名胜区-白马关景区	国家级风景名胜区	德阳市罗江区；无项目重叠；高庙 113H-新盛 206 管线西北侧距其最近处约 10.21km
3	四川省涪城凤凰山森林公园	省级森林公园	绵阳市涪城区；无项目重叠；高庙 112H-高沙 319HF 管线西北侧距其最近处约 2.24km

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
4	绵阳明镜塘省级湿地公园	省级湿地公园	绵阳市涪城区；无项目重叠；高沙 319-2HF 西北侧距其最近处约 7.06km；丰谷 111~高庙 33-8 管线距离其最近处约 5.29km
5	四川绵阳三江湖国家湿地公园	国家湿地公园	绵阳市涪城区；无项目重叠；高庙 112H 井组东北侧距其最近处约 6.12km
6	黄鹿镇黄鹿水库集中式饮用水水源保护区	乡镇饮用水源保护区	德阳市中江县；无项目重叠，高沙 318-2HF 井组南侧距离保护区最近处约 1.33km（准保护区），距离取水口约 5.17km
7	罗江区城市集中式饮用水水源保护区	城市饮用水源保护区	德阳市罗江区；无项目重叠，高庙 115H 距离保护区最近处约 12.75km（二级保护区），距离取水口约 13.32km
8	德阳市华强沟水库饮用水水源保护区	城市饮用水源保护区	德阳市旌阳区；无项目重叠，高庙 115H 距离保护区最近处约 9.97km（二级保护区），距离取水口约 12.60km
9	吴家镇高桥村燕儿河水库饮用水水源保护区	乡镇饮用水源保护区	绵阳市涪城区；无项目重叠高沙 319HF 距离保护区最近处约 6.29km（准保护区），距离取水口约 7.55km；

5.3 环境质量现状评价

5.3.1 生态环境质量现状调查与评价

5.3.1.1 生态环境调查技术方法

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

（1）资料收集

主要收集整理评价区以及邻近地区的现有生物多样性资料，主要收集并参考到的资料有：

a) 《中国植物志》（吴征镒，2010 年）；

b) 《中国植被》（吴征镒，1995 年）；

c) 《中国动物志》（中国科学院动物所，2001 年）；

d) 《中国动物地理》（张荣祖，2011 年）

e) 《四川植被》（四川植被协作组，1980 年）

f) 《四川资源动物志》（四川人民出版社，1982 年）

（2）遥感解译

为了准确地反映项目区植被类型、土地利用现状、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等主要生态环境要素信息，本次工作采用 3S 技术结合的方法进行环境影响项目区生态环境信息的获取。首先，根据国家或相关行业规范，结合遥感图像的时相与空间分辨率，建立土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等分类或分级体系；其次，对遥感图像数据进行投影转换、几何纠正、直方图匹配等预处理；第三，以项目区遥感影像为信息源，结合项目区的相关资料，建立基于土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度等的分类分级系统的遥感解译标志，采用人机交互式目视判读对遥感数据进行解译，编制项目区土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度等生态环境专题图件。第四，采用专业制图软件 ARCGIS 进行专题图件数字化，并进行分类面积统计。

①遥感图像处理及其评价

a)遥感信息源的选取

***

b)卫星遥感影像图处理

***

②生态环境专题信息遥感解译说明

根据遥感解译技术要求，解译内容包括土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等。

a）植被类型及生态系统类型遥感解译

项目区植被类型及生态系统类型按照《环境影响评价技术导则-生态影响(HJ19-2022)》及《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》(HJ 1166-2021)进行划分，并对数据进行了统计。

b）土地利用现状遥感解译

按照《土地利用现状分类》（GBT 21010-2017）标准的进行地类划分，将项目区的土地利用类型划分为有乔木林地、灌木林地、其它草地、旱地、工业用地、道路用地、河流水面等地类。并对数据进行了统计。

c）土壤侵蚀强度与类型遥感解译

评价区土壤侵蚀强度的划分参照《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》及行业标准 SL190-2007《土壤侵蚀分类分级标准》的土壤侵蚀类型与强度的分类分级系统，以土地利用类型、植被覆盖度和地面坡度等间接指标进行综合分析而实现，将项目区土壤蚀划分为微度水力侵蚀、轻度水力侵蚀、中度水力侵蚀、强烈水力侵蚀等 4 个级别。并对数据进行了统计。

d）植被覆盖度遥感解译

采用基于 NDVI 的像元二分模型法反演植被覆盖度。根据象元二分模型原理，可以将每个象元的 NDVI 值表示为植被覆盖部分和无植被覆盖部分组成的形式，用公式可表示为：

$$NDVI= NDVI_{veg}\times f_c+ NDVI_{soil}\times（1- f_c）\qquad（a）$$

式中：$NDVI_{veg}$ 代表完全由植被覆盖的象元的 NDVI 值；$NDVI_{soil}$ 代表完全无植被覆盖的象元 NDVI 值；fc 代表植被覆盖度。

公式（a）经变换即可得到植被覆盖度的计算公式：

$$f_c =（NDVI-NDVI_{soil}）/（NDVI_{veg}-NDVI_{soil}）\qquad（b）$$

根据公式（b），利用 ERDAS IMAGINE 中的 Modeler 模块建模编写程序来计算覆盖度，得到了评价区的植被覆盖度图。

（3）现场勘查

在遥感解译的基础上，对植被及植物资源进行野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况。

对于动物资源，通过走访评价范围内及周边居民，核实曾经所见动物种类、数量、时间、地点等信息。

5.3.1.2 生态功能区划

（1）全国生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（2015 修编版），评价区所在区域属于“III 人居保障功能区、III-02 重点城镇群人居保障功能区、III-02-17 成都城镇群”。不属于全国重要生态功能区。

该类型区的主要生态问题：城镇无序扩张，城镇环境污染严重，环保设施严重滞后，城镇生态功能低下，人居环境恶化。

该类型区的生态保护主要方向：以生态环境承载力为基础，规划城市发展规模、产业方向；建设生态城市，优化产业结构，发展循环经济，提高资源利用效率；加快城市环境保护基础设施建设，加强城乡环境综合整治；城镇发展坚持以人为本，从长计议，节约资源，保护环境，科学规划。

***

图 5.3-1 项目与全国生态功能区划位置关系

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

（2）四川省生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目主要涉及“I四川盆地亚热带温润气候生态区”、“I-1 成都平原城市与农业生态亚区”、“I-1-1 平原北部城市-农业生态功能区”。本项目所在生态功能区三级区特征具体情况见表 5.3-1。

表 5.3-1 生态功能区三级区特征一览表

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

Ⅰ四川盆地亚热带温润气候生态区	Ⅰ-1成都平原城市与农业生态亚区	Ⅰ-1-1平原北部城市-农业生态功能区	地貌以冲积平坝和洪积冲积扇平坝为主，有少量浅丘分布。年均气温16℃左右，≥10℃的活动积温4880~5213℃，年均降水953~1280毫米。区内河流主要为涪江水系和沱江水系。本区地带性植被类型为亚热带常绿阔叶林，因受人为因素影响，天然林已基本上被人工林所取代。	人口密度较大，人为活动影响强烈，干旱洪涝灾害频繁。工业污染、城镇污染、农村面源污染较为突出。	土壤侵蚀度，境内敏感生轻敏感，环境水污染度高敏感，雨水酸度轻敏感。	人居保障功能，农产品提供功能。	发挥区域中心城市辐射作用，优化人居环境。以高新技术产业为主导，促进产业结构优化升级，建设电子、重型机械装备工业基地。以小流域建设为重点，保护耕地，提高农田生态系统的自身调节能力。改善农村能源结构，因地制宜发展沼气等清洁能源。防治工业污染、城镇污染及农村面源污染；防治水环境污染。保障饮用水安全

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

***

图 5.3-2 项目与四川省生态功能区划位置关系图

5.3.1.3 项目区域土地利用现状

（1）土地利用现状

本次评价以 2022 年 5 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，数据质量满精度要求。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表 5.3-1 所示。

表 5.3-2 土地利用现状类型及面积统计结果

***

评价范围面积 18194.82hm^2，评价范围内的土地利用类型按照一级分类有 7 类，按照二级分类有 11 类。在整个评价范围内，以林地为主，林地主要以乔木林地为主，竹林地次之，灌木林地在林地中占比较少，林地总占比 50.73%；耕地次之，占比 38.43%，耕地中水田面积高于旱地面积。

（2）永久基本农田

经统计，本区块范围内基本农田 6312hm^2。

5.3.1.4 评价区生态系统现状

（1）生态系统类型

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）中的生态系统分类体系，评价区生态系统生态可分为 6 个 I 级类型和 9 个 II 级类型。区块范围内主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等。如表 5.3-2 与图 5.3-3 所示。

表 5.3-3 评价区生态系统分类

***

①森林生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，森林生态系统在评价区主要为阔叶林和针叶林，其中阔叶林面积 5439.20hm^2，占比 29.89%；针叶林面积 2435.77hm^2，占比 13.39%。评价区内的阔叶林有桉树、杨林、桤木林、麻栎等，针叶林以柏树、杉树等为主。多为次生林及人工林，人为干扰较为明显。森林生态系统及其林下灌丛由于植物的多样性和富于层次的结构，为鸟类、兽类和其它动物提供了丰富的栖息地和食物，是其生存、生活的天然场所。森林生态系统内多种多样的鸟类是各类生态系统中最重要的动物种类之一，生活其中的鸟类有白颊噪鹛、珠颈斑鸠、喜鹊、莺类等，兽类有野猪、黄鼬、

猪獾、隐纹花鼠、赤腹丽松鼠等，两栖类有中华蟾蜍等，爬行类有翠青蛇、乌梢蛇等。森林生态系统为区块范围内面积较大的生态系统，对调节气温、涵养水源、改良土壤、水土保持、净化环境、孕育和保存生物多样性起着十分重要的作用和意义。

②灌丛生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，区块范围内的灌丛生态系统总面积1355.52hm^2，占评价区总面积的7.45%。虽然灌丛生态系统在多样性方面不及森林生态系统，结构层次性也较差，隐蔽性不高，但是相对于其它几类生态系统来说，仍是区内生物量和生产力相对较高的生态系统，对生态系统的稳定也起到了重要作用。区块范围内农耕历史悠久，区域灌草地生长地段多被开垦为耕地，区域灌丛生态系统零星分布，但植被类型较为多样。灌丛多为森林砍伐及环境改变后，由各种落叶阔叶灌木所组成的落叶阔叶灌丛，如马桑、盐肤木、构树灌丛等。由于灌丛生态系统的结构特征，成为了众多鸟类、爬行类的良好栖息地。评价区内分布于此生态系统中的常见动物有陆栖-静水型两栖类如中华蟾蜍；灌丛石隙型爬行类如菜花蛇、赤链蛇等；鸟类中的麻雀、乌鸦、啄木鸟等；兽类主要有社鼠、黑线姬鼠、黑腹绒鼠等。

③草地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，草地生态系统在区块范围内并不多见，区块范围内的草地生态系统总面积 439.82hm^2，占评价区总面积的 2.42%。区块范围内的草地生态系统零星分布，主要在荒废的耕地及山坡坡脚有分布，主要为葎草、艾草、毛蕨、狗尾草等。草地生态系统为小型动物提供食物和栖息的场所，例如中华蟾蜍、草兔、黑线姬鼠等。

④湿地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，湿地生态系统在区块范围内的面积为 571.55hm^2，占总面积的 3.14%。湿地生态系统主要为河流和湖泊。河岸湿地周围滩涂分布有莲子草、蓼属物种等。湿地生态系统中常有浮游植物等生产者，以及浮游动物、鱼、两栖类等消费者。湿地生态系统除了为水生生物提供生存环境，同时还是多种两栖类和爬行类的栖息地，也是游禽和涉禽的

重要栖息场所。分布其中的动物种类主要有静水型两栖类如沼水蛙等；林栖傍水型爬行类如赤链蛇等；鸟类中的游禽如小鹍鹬，涉禽如白鹭、池鹭、夜鹭等，傍水型的攀禽及鸣禽如普通翠鸟、蓝翡翠等。

⑤农田生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，区块范围内的农田生态系统面积为6992.54hm^2，占比 38.43%，在区块范围内面积较大的生态系统。农田生态系统生产力较高，大部分经济产品随收获而移出系统，养分循环主要靠系统外投入而保持平衡。农田生态系统在整个区块范围内均有分布。其植被均为人工植被，类型简单，为栽培种植的经济作物、油料作物、粮食作物、蔬菜及果木林等，主要种类有水稻、玉米、油菜、萝卜、白菜、马铃薯等。由于农业生态系统中植被类型较为单一，距离居民区较近而易受人为干扰，因此该生态系统中动物种类不甚丰富，与人类伴居的动物多活动于此，如鸟类中的涉禽池鹭、白鹭和常见鸣禽如麻雀、金翅雀等，兽类中的部分半地下生活型种类如小家鼠、褐家鼠等。农业生态系统的主要生态功能体现在农产品及副产品生产，包括为人们提供农产品，为现代工业提供加工原料等。此外，农业生态系统也具有大气调节、环境净化、土壤保持、养分循环、水分调节、传粉播种、病虫害控制、生物多样性及基因资源等功能。

⑥城镇生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，评价区内城镇生态系统面积为960.42 hm^2，占比 5.28%。评价区内的城镇主要有新盛镇、回龙镇、金龙镇、连山镇、南华镇、兴隆镇、永太镇、悦来镇等。城镇生态系统内的植被多为栽培植被，种类组成较为简单，且主要作为房前屋后的四旁树，零星分布果树和花卉植物。城镇生态系统中人类活动频繁，野生动物种类少，主要分布有喜与人类伴居的鸟类如麻雀、家燕、喜鹊等；灌丛石隙型爬行类如蹼趾壁虎等；兽类主要有半地下生活型中的小家鼠、黄胸鼠和褐家鼠等。城镇是一个高度复合的人工化生态系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别，生态服务功能主要是提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产以及满足人类精神和物质生活需求的功能。

（2）生产力

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

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“c8.3 生产力”推荐的几种模型方法，本次评价选用 Miami 模型进行计算。Miami 经验公式是基于不同地区大量生物量实测数据，并将其与年均温、年降水量等参数拟合以后，形成的一个数学模型。按照 Miami 经验公式，计算方法如下：

$$Yt=3000/(1+e^{1.315-0.119\,t}) \qquad （1）$$

$$Yp=3000*(1-e^{-0.000664\,p}) \qquad （2）$$

式中 Yt 表示根据热量计算的热量生产力；t 为该地区的年均气温；Yp 是根据年均降水量计算的水分生产力；p 为该地区的年均降水；e 为自然对数。由于 Miami 经验公式计算的第一性生产力在不同地区之间生态限制因子比完全相同，根据 Shelford 的耐受性法则和 Liebig 的最小因子定律，可以判断出评价区内的生态系统第一性生产力的限制因子。通常将上述两个经验公式中的最小值代表了该区域的自然生产力。

表 5.3-4 评价区生态系统生产力预测成果

区块气象数据	年平均气温（℃）	平均降水量（mm）	热量生产力（$g/m^2·a$）	水分生产力（$g/m^2·a$）	自然生产力（$g/m^2·a$）	自然生产力限制因子
区块范围	***	***	***	***	***	***

根据区块内的气象数据，取平均气温为 18℃，利用 Miami 经验公式计算的热量生产力为 2087 $g/m^2.a$；年降水量为 1200mm，利用 Miami 经验公式计算的水分生产力为 1647.69$g/m^2.a$。可以看出，该区域的水分生产力小于热量生产力，说明评价区内热量条件优于水分条件，影响生态系统第一性生产力

的主要生态限制因子是水分。

（3）生物量

据调查和卫片解译，结合评价区地表植被覆盖现状和植被立地情况，参考《中国森林生态系统的生物量和生产力》（冯宗炜等，1999）、《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等，1996）等文献中关于平均生物量的取值，对区块范围内各类植被的生物量进行了统计，如表 5.3-5 所示。

表 5.3-5 评价区生物量统计表

序号	植被类型	平均生物量	区块范围		
		(t/hm^2)	面积（hm^2）	生物量（t/a）	占比
1	阔叶林	114.7	3682.59	422393.07	60.47%
2	针叶林	72.3	2435.77	176106.17	25.21%
3	竹林	14.3	1650.5	23602.15	3.38%
4	灌丛	9.5	1461.62	13885.39	1.99%
5	草丛	2.5	439.83	1099.58	0.16%
6	旱地植被	6	2110.65	12663.90	1.81%
7	水田植被	10	4881.89	48818.90	6.99%
合计		/	16662.85	698569.16	100.00%

由上表统计可知，区块范围内总生物量 698569.16t，对区块范围内的生物量起主导作用的为阔叶林，其次为针叶林。

（4）植被覆盖度

经统计，本区快范围内的植被覆盖度情况详见表 5.3-6

表 5.3-6 植被覆盖度

序号	植被覆盖度	面积（hm2）	占比
1	低覆盖：＜30%	1120.92	6.16%
2	中覆盖：30~50%	4788.44	26.32%
3	中高覆盖：50~80%	5795.79	31.85%
4	高覆盖：>80%	6489.67	35.67%
总计		18194.82	100%

由上表可知，区域植被高覆盖度面积占比 35.67%，中高覆盖度面积占比31.85%，可见区域植被覆盖度整体较好。

（5）生态系统完整性评价

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

由此可以认为，评价区的生态系统的结构和功能稳定性尚好；在调节气候、涵养水源、保持水土、维持生物多样性等生态服务功能方面发挥了重要作用，整个生态系统具备了良性发展和适度抗干扰能力。

5.3.1.5 评价区陆生植物及植被现状

（1）植物种类组成

根据现状调查并参考历史文献资料，评价区共有维管束植物 133 科 365 属 523 种，其中蕨类植物 18 科 22 属 34 种，裸子植物 7 科 9 属 11 种，被子植物 108 科 334 属 478 种。

①蕨类植物

评价区蕨类植物有 18 科 22 属 34 种。蕨类植物各科所含的物种数较少，其中科内所含物种数最多也仅为 3 种，如木贼科、凤尾蕨科、鳞毛蕨科、卷柏科，其他科所含种数均为 1~2 种。由于评价区的人类干扰活动大，垦殖指数高，生境较为单一，因此蕨类植物常见的种类有卷柏、翠云草、蜈蚣草、问津、里白、芒萁、凤尾蕨、金星蕨、铁角蕨、贯众、水龙骨等。

②裸子植物

评价区裸子植物有 7 科 9 属 11 种，分布种类和分布面积都很小，各科内所含种类都很少。评价区海拔低，裸子植物栽培物种丰富，供绿化、观赏、用材等用途。评价区常见裸子植物有柏木、马尾松、杉木，在居民点周围可见苏铁、银杏、罗汉松、南洋杉等作为庭院观赏树种栽培。

③被子植物

评价区被子植物有 108 科 334 属 478 种。常见的被子植物类型有白栎、构树、乌桕、盐肤木、黄连木、漆树、楮木、化香、小果蔷薇、火棘、黄荆、

马桑、多种悬钩子、绣球、楠竹、慈竹、硬头黄竹、川楝、女贞、苦木八角枫、臭椿、桉树等。常见草本植物有芒、白茅、黄茅、小白酒草、芸香草、茅叶荩草、艾蒿、荩草、野燕麦、狗牙根、野雉尾金粉蕨、蒿、金发草、苦荬菜、井栏边草、海金沙、葎草、糯米团、风轮菜等。藤本植物以数种铁线莲、葛藤等为主，这些物种都是评价区普通生境中的常见种类。

（2）植物区系组成

在植物分类学上，属的形态特征相对稳定，并占有比较稳定的分布区；在演化过程中，随环境条件的变化而产生分化，表现出明显的地区性差异。同时，每一个属所包含的种常具有同一起源和相似的进化趋势。所以属比科更能反映植物系统发育过程中的进化与分化情况和地区特征。根据吴征镒关于中国种子植物属、种的分布区类型划分的原则，评价区的 343 属 489 种种子植物分属 14 个类型和 18 个变型。从评价区现知的 343 属种子植物分析，有世界分布 41 属，不计入区系成分统计（世界分布属于广布种，无区系属性，因此一般不参与区系成分的统计）；热带分布有 124 属，占该区种子植物总属数 41.06%；温带分布有 166 属，占种子植物总属数的 54.97%；中国特有分布 8 属，占种子植物总属数的 2.65%；另有地中海、西亚至中亚成分 4 属，占总属数的 1.32%。

从上述分析可知，评价区温带成分共计 166 属，占世界分布属除外的 302 属的比重为 54.97%，热带区系占种子植物总属数的 41.06%，温带成分大于热带成分，说明评价区种子植物带有明显的温带成分性质。值得注意的是，评价区人类干扰活动强烈，农业生产活动规模大、历史久，可见评价区的种子植物组成和分布受到长期的人类活动干扰，因此评价区种子植物的区系特征也会受到一定影响。

（3）植被分区

①中国植被区划

根据《中国植被》(1：1000000)，评价范围的植被类型属于：

IV 亚热带常绿阔叶林区域

IVA 东部湿润常绿阔叶林亚区域

IVAii 中亚热带常绿阔叶林地带

IVAiia 中亚热带常绿阔叶林北部亚地带

IVAiia6 四川盆地栽培植被、润楠、青冈栎林区

IVAiia6c 川中丘陵马尾松、杉木、柏木林，水稻、玉米、甘薯栽培植被小区

自然植被主要有马尾松林、柏木林，次为杉木林、竹林。马尾松林多分布在酸性黄壤上，为稀疏的纯林，柏木林分布在钙质紫色土上，在土壤干旱瘠薄地区，多成疏林，并有较多的阔叶树如黄连木、八角枫、棕榈等分布。常绿阔叶林仅在局部沟谷有小片保存，主要有烤树、小果润楠、桢楠、四川大头茶、虎皮楠等。

在干旱瘠薄地区的针叶林破坏后，形成较大面积的黄茅、香茅、白茅等草丛。土壤较湿润的地区有灌木分布，如黄荆、马桑、铁仔等。

栽培植被主要是水稻、玉米、甘薯、甘蔗、棉花、豆类和花生等。一般均为一年两熟。双季稻也有一定的面积。经济林木和果树有桑、油茶、油桐、乌桕、甜橙、红橘等。

②四川植被区划

根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，项目所在植被区为Ⅰ川东盆地及川西南山地带常绿阔叶林地带、ⅠA 川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带、ⅠA3 盆地底部丘陵低山植被地区、ⅠA3（3）川中方山丘陵植被小区，常绿阔叶林区。

川中方山丘陵植被小区内自然植被组合单纯，主要有马尾松林、柏木林、杉木林、次生灌丛和亚热带低山禾草草丛。接近川东平行低山的局部地区，马尾松林多分布在丘陵顶部或山脊上的酸性黄壤上。灌木较少，以白栎、枹栎为主，草本有白茅、黄茅、细柄草、拟金茅和铁芒萁。局部土层深厚的浅丘或低山半阳坡保存较好的马尾松林，其中混生有麻栎、栓皮栎。柏木林分布在钙质紫色土上，在土层深厚地段混生有枫香、黄连木、棕榈、八角枫等。在土壤干旱而瘠薄地区柏木多成疏林，散生有麻栎、栓皮栎等。灌木与草本植物有铁仔、马桑、黄荆、宜昌荚蒾、白茅、蜈蚣草等。在植被进一步破坏

后形成黄荆、马桑、火棘、小果蔷薇、荚蒾、悬钩子、黄茅、香茅、白茅组成的亚热带草丛。栽培植被主要是水稻、玉米、红苕，其中以水稻为主，小春作为主要有小麦、豆类。经济林木有桑树、油茶、油桐、乌桕、油橄榄，果树有甜橙、柚子、红桔等。

（4）野外植被调查

①样地布置

本次调查样地设置于评价范围内人为干扰相对较少区域，是针对不同植被类型和地形地貌条件选取的典型样地，本次共布置样地 24 个，每个样地分别对乔木林地、灌木林地、草地进行样方布置。样地布置点位如下表所示。

表 3.5-7　样地布置调查统计表

***

②评价区常见植物种类

评价区耕地较多，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布。

现状植被乔木类主要有柏木、桉树、臭椿、栎林、杨树、构树；竹类主要有慈竹，灌木类主要有黄荆、马桑、盐肤木、铁仔、牡荆等，草本类主要有白茅、蕨类、苔草、苋草、鬼针草、狗尾草等。

栽培植被主要是水稻、油菜、、大豆、蚕豆、玉米、土豆及花生。经济林木和果树有桑树、梨树、枇杷、茶、、甜橙、橘柑、油桐等。

③评价区植被分布特征

调查区地处四川省德阳市、绵阳市区域，在植被区划上，属于亚热带常绿阔叶林区域，东部湿润常绿阔叶林亚区域，中亚热带常绿阔叶林北部亚地带，四川盆地，栽培植物、润楠、青冈林区。水平地带性植被应为常绿阔叶林。

评价区区域内地带性植被无明显的水平分布特点。没有大面积原始森林，主要都是以退耕还林为主的次生林、灌丛等植被。

（5）植被类型

根据区块涉及区县的本底资料及《四川植被》等文献记载，同时又在遥

感影像解译成果和实地样方调查结果相结合的基础上，可知评价区内植被类型可分为 5 个植被型组、17 个群系，具体见表 5.3-8

（6）主要植被类型概述

①柏木林

柏木林是四川省境内中低海拔地带分布的针叶树林之一，多分布于四川盆地内部和边缘的低山、丘陵地带，在盆地中部大部分地带呈片状分布群落外貌苍绿，林冠整齐。

②马尾松林

乔木层郁闭度 0.5～0.8，胸径 10cm～20cm，树高 8m～20m。

③桉树林

桉树生长迅速、抗旱能力强，喜光、畏寒，在土层深厚、疏松、肥沃、排水良好的山地红壤、黄红壤及壤质土壤上才能生长良好。

④杨树林

群落乔木层较整齐，高度约 6~18m，郁闭度 0.4~0.7 左右。

⑤构树林

群落外貌深绿色，林下荫蔽，林内郁闭度 0.7 左右，林冠层平均高度 5-8m 左右。

⑥臭椿林

喜光，不耐阴。适应性强，除黏土外，各种土壤和中性、酸性及钙质土都能生长，适生于深厚、肥沃、湿润的砂质土壤。

⑦白栎林

白栎喜光，喜温暖气候，较耐阴;喜深厚、湿润、肥沃土壤，也较耐干旱、瘠薄，与其它树种混交能形成良好的干形，深根性，萌芽力强，抗污染、抗尘土、搞风能力都较强。主要分布评价区道路两侧林地中。

⑧慈竹林

慈竹喜生于气候温暖、湿润、降水量大、相对湿度高的地区。适生于湿润肥沃、排水良好的中性和微酸性土壤。

⑨火棘灌丛

群落中的灌木多具刺，外貌绿色，呈团块状。盖度 60%左右，高 1~2m。常见的灌木有黄连木、盐肤木等。草本植物总盖度 20~30%。

⑩盐肤木灌丛

盐肤木灌丛多分布于乔木林窗、林缘和山坡地边缘或人工砍伐之后次生幼林地带。

⑪川莓灌丛

川莓是蔷薇科的悬钩子属，多年生匍匐草本，茎直立，攀缘、平铺或匍匐，具有耐旱、抗寒、适应性广的特点。

⑫马桑灌丛

马桑灌丛评价区分布很广泛，主要分布于路边荒地及林地周边。

⑬牡荆灌丛

牡荆灌丛在评价区主要分布于路边荒地及林地周边。

⑭白茅草丛

白茅草丛是呈小块零星分布在平原与河谷耕地和树林边缘地带或坡度较大山坡上，群落外貌绿色，总盖度 80～95％。白茅在草丛中常占绝对优势，为群落的唯一建群种，高度 50～130cm。

⑮竹叶草草丛

竹叶草是生于疏林下阴湿处，多生于沟谷浅水中或田边水沟中，单一种类盖度达 95%，高度 65cm。

⑯芒草草丛

芒草在整个评价区域常见，主要出现在河谷、河漫滩上的阶地、山地、丘陵。盖度在 70~100%，高度在 50~80cm，芒草生长茂密，地下茎发达，伴生种少，主要有荔枝草、牛筋草、钻子苗、铁苋菜等。

⑰鬼针草草丛

鬼针草草丛多分布于评价区内荒坡上和村庄周围弃耕地。该草丛群落中鬼针草的盖度通常可达 50%以上，常见种有牛筋草、葎草、马唐、艾蒿等，其平均高度都为 0.1m。

⑱栽培植被

项目所在区域多以水田为主，栽植水稻、油菜、大豆、蚕豆等作物；坡地则以旱地为主，栽植玉米、油菜、土豆等农作物和烟草、梨、柑橘等经济作物。

（7）生态公益林

经统计，本项目区块范围内的国家二级公益林面积为 84.75hm^2，无天然林存在。

（8）珍稀保护植物及古树名木

根据现场调查及相关资料，评价区近年来随着天然林保护工程、退耕还林、长防林等工程的开展，以及经济林木和城市、乡镇绿化的大力推广，评价区域的荒山荒坡、房前屋后大量种植了香樟、喜树等植物，它们均非野生、自然生长，均属人工栽培植物，且生长过程中受人为干扰大（作为行道树、河岸护堤植被、庭院绿化树），不属于重点保护野生植物的保护对象，评价区无重点保护野生植物分布。根据现场调查，项目占地范围内无古树名木分布。

5.3.1.7 评价区陆生动物现状

（1）两栖类

①物种组成

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

②区系组成

评价区内两栖类动物属东洋界物种 5 种，占评价区两栖动物总种数的 71.4%；古北界仅 2 种，占评价区两栖动物总种数的 28.6%

③栖息环境及分布

两栖动物在进化的历程中，经过长期自然选择适应了多种多样的生态环境，包括不同的陆地、水域、植被以及多样的气候因子，因此在不同的生态环境中生活着不同类型的两栖动物。

④重点保护和特有物种

通过野外调查和资料查阅，评价区未发现国家重点保护两栖动物和四川省重点保护两栖动物。但根据《中国脊椎动物红色名录》，未发现有极危、濒危、易危物种。

⑤物种概述

黑斑侧褶蛙，静水类型，生活于评价区的水田、池塘、湖沼区，捕食昆虫纲、腹足纲、蛛形纲等小动物。成蛙在 10～11 月进入松软的土中或枯枝落叶下冬眠，翌年 3～5 月出蛰。繁殖季节在 3 月下旬至 4 月。国内除青海、台湾、海南外，广布于全国各省自治区、直辖市。

（2）爬行类

①物种组成

通过现场调查和询访群众得到爬行类 3 目 6 科 9 种。详见表 5.3-10。

②区系组成

从分布型看，本次调查发现评价区的爬行动物中东洋界物种有 6 种，古北界物种 3 种。分布型构成方面，爬行动物中南中国型和季风型各有 4 种，东洋型 1 种。

③栖息环境及分布

本次调查发现评价区有分布的 9 种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。

④重点保护动物

通过野外调查和资料查阅，评价区内尚未发现国家重点保护爬行动物，但发现四川省重点保护野生动物两种，分别是乌龟和中华鳖。根据《中国脊椎动物红色名录》有濒危物种 4 种，分别是乌龟、中华鳖、王锦蛇、黑眉锦蛇；易危物种乌梢蛇 1 种，发现中国特有爬行类有 2 种，分别是蹼趾壁虎和北草蜥。

（3）兽类

①物种组成

本次兽类种类调查通过现场调查和询访群众，分析得到共有 6 科 10 种，详见下表。

②区系组成

按照分布型的划分，评价区的 10 种兽类中，东洋界物种有 5 种；古北界物种有 3 种；广布种有 2 种。

③栖息环境及分布

本次调查发现评价区有分布的 8 种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。四川短尾鼩、草兔主要分布在农田系统、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠主要分布在居民居住处和赤腹松鼠、大足鼠和黑线姬鼠主要分布在森林系统。

④重点保护动物

评价区内未发现国家重点保护兽类，未发现中国特有兽类及四川省省级保护兽类。根据《中国脊椎动物红色名录》，未发现有极危、濒危、易危物种。

（4）鸟类

①物种组成

本次鸟类调查主要通过查阅该区域相关资料和询问群众，评价区有鸟类 16 目 37 科 118 种。其中非雀形目鸟类 63 种；雀形目鸟类 55 种。

②区系组成

从评价区区鸟类的分布型上看，东洋型 34 种，占比 28.57%；古北型 27 种，占比 22.69%；广布型 22 种，占比 18.49%；南中国型 12 种，占比 10.08%；全北型 10 种，占比 8.4%，东北型 8 种，占比 6.72%，其它类型占比较小。鸟类的分布型表明，评价区鸟类成分较为复杂。

③栖息环境及分布

湿地环境：是栖息于评价区区内水田、库塘、河流及两边生境中的鸟类。常见的有常见的有小鹊鹛、白鹭、池鹭、夜鹭、牛背鹭、白腰草鹬、丘鹬、白胸苦恶鸟、普通翠鸟、白鹡鸰、绿头鸭、赤麻鸭等。

灌丛、竹林环境：是栖息于评价区内灌丛、竹林生境中的鸟类，包括常见的有雉鸡、灰胸竹鸡、领雀嘴鹎、乌鸫、白头鹎、白颊噪鹛、锈脸钩嘴鹛、棕头鸦雀、黑卷尾、红嘴相思鸟、画眉、柳莺、红头长尾山雀和大山雀、大

杜鹃等。森林环境：生活在森林生境中的鸟类。常见的有黑枕黄鹂、红嘴蓝鹊等。

森林环境：生活在森林生境中的鸟类，包括柏木林、柳杉林、水杉林等。常见的有红嘴蓝鹊、啄木鸟、噪鹃、山斑鸠、松鸦、发冠卷尾、领雀嘴鹎、柳莺、红嘴相思鸟、红头长尾山雀等，以及雀鹰、斑头鸺鹠、长耳鸮、领角鸮等猛禽类。

④重点保护动物

本次调查国家II级重点保护鸟类 9 种，即雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮、红嘴相思鸟。四川省重点保护鸟类 7 种，即小鸊鹈、普通鸬鹚、栗苇鳽、董鸡、彩鹬、黑水鸡。根据《中国脊椎动物红色名录》，未发现有极危、濒危、易危物种。

⑤物种概述

5.3.1.7 评价区水生生物现状调查

（1）浮游植物

根据参考资料，评价区域共有水生藻类植物 7 门、9 纲、20 目、31 科、57 属、96 种。

（2）浮游动物

根据参考资料，评价流域有浮游动物 4 门、34 属、46 种。

（3）底栖动物

根据参考资料，评价流域河流中有大型底栖动物 31 种，隶属于 3 门，6 纲，10 目，24 科，30 属。

（4）鱼类种类组成

本项目集输管线穿越的河流主要为小型，鱼类资源较少。根据参考资料，评价流域的鱼类主要有 5 目 6 科 11 属 11 种，以鲤形目为主，还包括鲇形目、鲈形目、鳉形目、合鳃鱼目。具体名录详见表 5.3-13。

（2）鱼类区系组成

根据鱼类起源、地理分布和生物特征，工程影响河段的鱼类可以划分为

中国平原区系复合体、晚第三纪早期区系复合体、南方平原区系复合体。

（3）鱼类生态类型

①缓流水和静水生态类群

②流水洞穴生态类群

③流水中、上层生态类群

④流水中、下层生态类群

（4）鱼类繁殖习性

①产漂流性卵

②产粘性卵

（5）鱼类三场和洄游通道

根据走访调查及资料文献，评价区域的河流是小型河流（河宽 6~12m）和库区，河段急流险滩完全消失，河流和库区水流缓慢，无鱼类流水型产卵场的存在，只在一些堰坝后方约3~5m的激流水。静水产卵场较多，在库缘、库尾及渠化的河段，有水草的地方都适合鲤鲫鱼等静水产卵型鱼类产卵。河湾及库缘浅水区浮游动植物、着生藻类及底栖动物丰富，适合不同鱼类幼鱼索饵。整体上，评价区域有适合静水产卵、越冬和幼鱼索饵的生境，但无明显的“三场”特征区分，因此无成规模的鱼类三场存在。

5.3.1.9 评价区景观格局现状

（1）景观生态组成

块范围内景观系统类型包括森林景观、草地景观、耕地景观、河流水域景观、城镇村落景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。

（2）斑块类型尺度

在斑块类型尺度上，选择了斑块类型面积（CA）、景观面积比例（PLAND）最大斑块指数（LPI）三个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，区块范围内各景观类型的景观指数统计如表 5.3-14 所示。

表 5.3-14　评价区景观类型

景观（植被）类型	斑块类型面积（CA）hm^2	景观面积比例（PLAND）%	最大斑块指数（LPI）%
森林景观	**	**	**
草地景观	**	**	**
耕地景观	**	**	**
河流水域景观	**	**	**
城镇村落景观	**	**	**

（3）景观类型尺度

在景观类型尺度上，选择了香农多样性指数（SHDI）、蔓延度指数（CONTAG）、散布与并列指数（IJI）、聚集度指数（AI）四个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，区块范围内景观类型尺度的景观指数见表 5.4-15。

表 5.3-15　评价区景观指数

香农多样性指数（SHDI）	蔓延度（CONTAG）	散布与并列指数（IJI）	聚集度指数（AI）
*	41.3788	58.1299	58.6486

5.3.1.9 工程周边生态敏感目标现状

本项目占地区域不涉及国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、饮用水水源保护区、重要生境等环境敏感区，不存在重大环境制约因素。

5.3.2 环境空气质量现状调查与评价

5.3.2.1 污染源调查

高庙气田涉及绵阳市和德阳市，项目所在区域一般为农村地区。本次环境空气影响重点关注评价范围内除本项目外无其他重大污染性工矿企业分布，本项目周边大气污染源主要为分散居民日常生活产生的大气污染源以及高庙气田产能建设项目区块内先前单独开展了环评的钻井工程施工阶段的大气污染，但环境空气污染不明显，随着施工的结束污染源消失。

5.3.2.2 区域环境空气质量现状评价

本次区域环境空气质量评价基本污染物所采用数据为地方生态环境主管

部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）区域环境空气质量概况

①德阳市环境空气质量现状

根据德阳市生态环境局于 2022 年 6 月发布的《2021 年德阳市生态环境状况公报》，德阳市区全年优良天数 302 天，占全年比例为 82.7%。2020 年德阳市市区环境空气质量达标率为 82.7%，本项目所在地中江县、罗江区 2020 年环境空气质量达标率为 92.3%、88.8%。对项目所在地空气质量达标区判定结果见表 5.3-15~5.3-17。

表 5.3-15 德阳市区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	10	60	16.67	达标
NO_2			28	40	70.0	达标
PM_{10}			57	70	81.43	达标
$PM_{2.5}$			33	35	94.29	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.0mg/m³	4mg/m³	25.00	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	145	160	90.63	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

表 5.3-16 中江县区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度* μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	<11	60	<18.33	达标
NO_2			<20	40	<50	达标
PM_{10}			<60	70	<100	达标
$PM_{2.5}$			<31	35	<90	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	<1.2mg/m³	4mg/m³	<30	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	<130	160	<82	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

*注：现状浓度值为环境状况公报中德阳市区及各县（市、区）各大气基本污染物浓度条形统计图读图分析得出。

表 5.3-17 罗江区区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度* μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	<15	60	<25	达标
NO_2			<20	40	<50	达标
PM_{10}			<60	70	<100	达标
$PM_{2.5}$			<31	35	<90	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	<1.2mg/m³	4mg/m³	<30	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	<130	160	<90	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

*注：现状浓度值为环境状况公报中德阳市区及各县（市、区）各大气基本污染物浓度条形统计图读图分析得出。

由上表可知，德阳市所有评价因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求；根据《2020 年德阳市生态环境状况公报》中德阳市区及各县（市、区）各大气基本污染物浓度条形统计图读图分析可知，中江县及罗江区所有评价因子均能达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准要求。综上，德阳市 2021 年环境空气质量为达标区，中江县及罗江区为环境空气质量达标区。

② 绵阳市环境空气质量现状

根据绵阳市生态环境局于 2021 年 6 月发布的《2021 年绵阳市环境质量状况年报》，绵阳市区全年优良天数 324 天，占全年比例为 88.8%。对绵阳市和项目具体所在地涪城区空气质量达标判定结果见表 5.3-18~5.3-19。

表 5.3-18 绵阳市区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	8	60	13.33	达标
NO_2			26	40	65.00	达标
PM_{10}			57	70	81.43	达标
$PM_{2.5}$			35	35	100	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.0mg/m³	4mg/m³	25	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	139	160	86.88	达标

备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准

表 5.3-19 涪城区区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m³	标准限值 μg/m³	占标率%	达标情况
SO_2	年平均浓度	第 100	7.2	60	12.00	达标
NO_2			28.9	40	72.25	达标
PM_{10}			57.7	70	82.43	达标
$PM_{2.5}$			35.4	35	101.14	不达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.0mg/m³	4mg/m³	25	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	136.0	160	85.00	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，绵阳市所有评价因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求；涪城区除 $PM_{2.5}$ 超标外，SO_2、NO_2、CO、PM_{10} 和 O_3 均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。综上，绵阳市 2021 年环境空气质量为达标区，涪城区为环境空气质量不达标区，超标因子为 $PM_{2.5}$。

绵阳市污染攻坚办严格落实大气污染防治周例会制度，分析研判大气工作。印发《绵阳市 2021 年环境空气质量保达标攻坚方案》 《绵阳市 2021 年臭氧污染防控攻坚方案》，积极落实工业源、扬尘源和移动源专项整治。推进大气重点减排工程项目 77 个，强化 VOCs 重点企业综合整治，开展重型柴油货车专项整治、组织遥感监督抽测柴油车累计 35.3 万辆，筛查高排放车 3514 辆，监督抽测非道路移动机械 1016 台，筛查超标机械 42 台。有效实施大气污染防治快速反应，累计处理 2860 个快反件；更新完善应急管控清单，2021 年共启动重污染天气区域预警 15 次，经省环科院对我市秋冬季 5 轮重污染天气应急响应过程评估，抢回 14 个优良天，效果明显。

落实全面禁烧要求，组织开展市、县、乡、村四级禁烧巡查，强化全年禁烧常态化管控。利用快反平台、网格化微站、视频监控等科技手段，实现禁烧科学溯源、精准管控。执行《绵阳德阳遂宁大气污染防治联防联控区域合作协议》要求，开展全面禁烧区域联动检查 11 次。2021 年对 35 名露天焚

烧当事人依情节给予批评教育、责令检讨、罚款等惩戒措施，对全市 3 起露天焚烧典型事件涉及县市区政府予以通报、插旗和扣分。

（2）环境现状补充监测

为全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，本评价委托四川中正源环保技术有限公司于 2022 年 5 月 17 日~5 月 23 日对本项目区域环境空气质量现状进行现场补充监测。

1）监测项目

非甲烷总烃。

2）监测点设置

本次评价设置大气监测点 2 个，其中高沙 319-4HF 井场位于绵阳市，高蓬 401-5HF 井场位于德阳市，监测布点见附图 5.3-1。

表 5.3-20 本项目环境空气现场监测布点表

编号	名称	具体位置
Q1	拟建高沙 319-4HF 井场西北侧 130m 居民点处	104.689；31.314
Q2	拟建高蓬 401-5HF 井场东侧 105m 居民点处	104.586；31.246

3）监测周期及频率

监测时间：2022.5.17~5.23

监测频次：监测小时值，（监测时间 2:00；8:00；14:00；20:00），连续监测 7 天。

4）区域环境空气质量现状评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008），通过计算污染物的占标率对其进行现状评价，具体的计算公式如下：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：

P_i——第 i 个污染物的地面浓度占标率，%；

C_i——第 i 个污染物的实测浓度(mg/m^3)；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准(mg/m^3)。

①评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准为 2.0mg/m^3。

②评价结果及分析

监测点环境空气现状监测值和评价结果见表 5.3-7~5.3-8。

区域环境空气监测点分布图见附图 5.3-1。

③区域环境空气质量评价

由表 5.3-7 可以看出，本项目所在区域非甲烷总烃满足《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；现有环境空气监测资料表明，区域环境空气质量较好，具备一定的环境容量。

表 5.3-21 环境空气质量现状监测结果统计

监测点位	日期项目	监测频次	2020-5-17	2022-5-18	2022-5-19	2022-5-20	2022-5-21	2022-5-22	2022-5-23
拟建高沙 319-4 井场西北侧 130m 居民点处（Q1）	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***
拟建高蓬 401-5HF 井场东侧 105m 居民点处（Q2）	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***

表 5.3-22 大气环境质量现状监测结果评价表

监测点位	监测项目	平均值	监测值 (mg/m^3)	评价标准 (mg/m^3)	超标率 (%)	最大占标率 (%)
拟建高沙 319-4 井场西北侧 130m 居民点处（Q1）	非甲烷总烃	小时值	***	***	***	***
拟建高蓬 401-5HF 井场东侧 105m 居民点处（Q2）	非甲烷总烃	小时值	***	***	***	***

5.3.2.3 小结

根据项目所在区域 2021 年环境质量公报来看，涪城环境空气质量属于不达标区域，中江县及罗江区均为环境空气质量达标区，项目对区域的环境空气质量进行了补充监测，监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，项目空气质量较好。

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

5.3.3.1 区域声环境功能区划

本项目所在区域为乡镇及其农村地区，各单项工程仅涉及农村地区，声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据查询四川省区域环境噪声功能适用区划分的相关规定，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。

5.3.3.2 污染源调查

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

（1）布点原则及布点

噪声监测布点情况及具体位置见表 5.3-23~5.3-24。噪声监测布点分布图见附图

表 5.3-23 本项目噪声监测实测点情况表

编号	位置	属性
N1	拟建高沙 317HF 井场东侧 107m 居民点处	环境噪声
N2	拟建高沙 317-2HF 井场西南侧 182m 居民点处	
N3	拟建新盛 210 井场西北侧 139m 居民点处	
N4	拟建高沙 318HF 井场西南侧 100m 居民点处	
N5	拟建高沙 318-2HF 井场东南侧 181m 居民点处	
N6	高沙 309-2HF 井场东南侧厂界	厂界噪声

N7	高沙 309-2HF 井场东南侧 171m 居民点处	环境噪声
N8	拟建高沙 319-2HF 井场南侧约 105m 居民点处	
N9	拟建高沙 319HF 井场西北侧 124m 居民点处	
N10	拟建高蓬 401-2HF 井场西侧 109m 居民点处	
N11	拟建高蓬 401-5HF 井场东侧 122m 居民点处	
N12	拟建高蓬 301-3HF 井场东南 160m 居民点处	
N13	拟建高蓬 301-8HF 井场西南侧 164m 居民点处	
N14	拟建高沙 309-3HF 井场西北侧 124m 居民点处	
N15	高沙 318-4HF 井场西侧 89m 处居民点	
N16	高沙 312-3HF 井场南侧 195m 处居民点处	
N17	高沙 319-4HF 井场西北侧 131m 居民点处	
N18	高沙 319-2HF~高庙 112H 集输管线穿越西绵高速居民点处	环境噪声

表5.3-24　本项目引用噪声监测点布设情况表

测点编号	测点位置	采样时间	属性	备注
N19*	高庙 112H 井场东侧居民外 1m 处	2021.11.10~2021.11.11	环境噪声	引用
N20*	高庙 115H 井场井场东侧约 178m 处农户（米正其）户外 1m 处	2021.07.06~2021.07.07	环境噪声	引用

（2）监测项目

等效声级 Laeq。

（3）监测时间和频次

监测时间：2022.5.20~2022.5.23

监测频次：昼、夜各一次，连续 2 天。

5.3.3.3 区域声环境质量现状评价

（1）评价标准

本项目声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。部分监测点位于交通干线两侧且距离较近，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的4a类标准要求，已建站场营运期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

（2）评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

（3）评价结果及分析

区域声环境现状监测值和评价结果见表 5.3-25~5.3-26。

表 5.3-25 噪声检测结果　　单位：dB(A)

监测点位	日期	噪声来源	检测时段	检测结果	标准值	达标情况
N1	2022.5.20	环境噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N2	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N3	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N4	2022.5.22		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N5	2022.5.22		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N6	2022.5.20	厂界噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N7	2022.5.20	环境噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N8	2022.5.22		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N9	2022.5.22		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标

监测点位	日期	噪声来源	检测时段	检测结果	标准值	达标情况
			夜间	***	***	达标
N10	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N11	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N12	2022.5.22		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N13	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N14	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N15	2022.5.22		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N16	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N17	2022.5.20		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.21		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N18	2022.5.22	交通噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2022.5.23		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标

表 5.3-26　引用噪声监测点结果　单位：dB(A)

测点编号	采样时间	测点位置	属性	检测结果	标准值	达标情况
N19*	2021.11.10	高庙 112H 井场东侧居民外 1m 处	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2021.11.11		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
N20*	2021.7.6	高庙 115H 井场井场东侧约 178m 处农户（米正其）户外 1m 处	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
	2021.7.7		昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标

从上表 5.3-25~5.3-26 可以看出，本项目井场周边最近居民点或井场所在位置昼夜间噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准，位于交通干线两侧且距离较近位置满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 4a 类标准要求，依托原有井场的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。项目所在区域敏感目标噪声现状值均达到相关标准，表明项目拟建区域声环境质量良好。

5.3.4 地表水质量现状调查与评价

高庙气田所在区域主要为长江水系，涉及的较大的水系有：凯江、涪江等。高庙气田产能建设项目（一期）涉及的主要河流有凯江、涪江等大型河流，以及小型支流百里渠等。

5.3.4.1 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钻井废水、压裂返排液以及采气期间产生的采气废水通过密闭罐车外运处理，项目所依托的污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况见章节 14.1。

5.3.4.2 水环境质量现状调查

本项目位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区，本项目区域所在水系为长江水系：涪江（绵阳段）、凯江（德阳段）等大型河流以及其他小河沟渠。

根据《2021 年德阳市生态环境状况公报》，全市 14 个国、省考断面优良

水质断面占比为 92.9%，Ⅳ类水质占比为 7.1%，9 条主要河流中，水质优、良好、轻度污染的河流占总河流数的百分比分别为 33.3%、55.6%和 11.1%，无中度污染及重度污染水质河流。与 2020 年相比，水质优的河流占比上升 19.0%，水质轻度污染的河流占比下降 3.0%，因此德阳市区域内地表水环境质量较好。

根据《2021 年绵阳市生态环境状况公报》以及《2021 年绵阳市环境质量状况年报》，2021 年，我市地表水 25 个断面中，Ⅰ-Ⅲ类（优良水体）断面 25 个，地表水优良率 100%。河流中，涪江、通口河、凯江、梓江、安昌河、平通河、土门河、青竹江、秀水河整体水质优；芙蓉溪、魏城河水质良，各断面均达到规定的水质功能类别要求。

5.3.4.3 水环境质量现状补充监测

本次评价委托四川中正源环保技术有限公司对区块内高沙 317-2HF-新盛 210 管线穿越凯江支流断面处进行现场取样监测，监测设置情况如下：

监测断面：穿越深堰（凯江支流）断面处。

监测因子：pH、溶解氧、五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、氯化物、硫化物、硫酸盐、铁、锰。

监测时间及频率：2022 年 5 月 17 日~5 月 19 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 5.3-27 所示。

表 5.3-27 水质现状监测结果表 单位：mg/L(pH 无量纲)

监测时间	pH	COD	氨氮	溶解氧	氯化物	硫化物	石油类	BOD_5	硫酸盐	铁	锰	悬浮物
2022.5.17	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2022.5.18	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2022.5.19	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
III类	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
评价指数	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

备注：L 表示检测结果低于检出限。

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，区域地表水环境质量较好。对区块内高沙 317-2HF-新盛 210 管线穿越凯江支流断面处的监测结果可知，清凯江支流水质未出现恶化现象，表明区块的开发未对区域地表水环境造成较大的影响。

5.3.5 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 288km^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 5.3-28 和图 5.3-1。

表 5.3-28 水文地质调查实际工作量统计表

项目	单位	完成工作量	备注

水文地质调查	调查面积	km^2	347	
	水文地质点	个	274	
	观测路线长度	km	223	
	地表河流调查	条	5	
	水样采集测试	个	51	委托专业单位
	地质点	个	14	
地下水位统测		个/天	30	
地下水开发利用现状调查		村组数	38	

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 2022 年 6 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水井和泉点，地下水位埋深受赋存条件控制，一般含隔水层变化界面处、地势低洼处地下水埋深较小，山脊丘顶分水岭处地下水埋深较大。本次地下水位调查点共有 274 个，井深为 1~90m，地下水埋深为 0~15m；泉点流量为 0.006~0.05L/s；通过调查可知区域内地下水位较低点为 448.7m，地下水位较低高点为 648.3m，整体上西北、西部地下水位高，西南、东部地下水位低，丘顶地下水位高，河溪沟谷地带地下水位偏低。水位调查点空间分布情况见附图水文地质图，水位调查监测信息见表 1.8-1 和图 1.8-1。

（3）地下水污染源现状调查

通过环境水文地质调查，评价区内地下水主要为裂隙孔隙水，均采用分散型开采方式，不会形成地下水开采漏斗。也无区域性地下水水位下降引起的土地次生荒漠化、地面沉降、地裂缝等，也无因农业灌溉导致局部地下水位上升产生的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题，未见由水、土引发的地方性疾病。根据相关资料及现场调查访问和对评价区水质监测分析，区域地下水存在轻微农业面源污染。

根据本次现场调查，评价区内地下水污染源主要包括工矿企业污染源、生活污染源和农牧业污染源。

（1）生活污染源：居民生活所产生的污水，包括日常生活污水，比如农户的厕所等。由于不同钻井井场的项目区内居民住户比较分散，且生活污水排放量比较小，主要收集用于农业种植，对区域性地下水环境影响不大。但调查发现不少居民生活污水直接将污废水排放，对位于水源补给径流区域的地下水水质可能产生影响，造成污染超标。

（2）农牧业污染源：主要农业污染源来源于少量的农业生产、畜牧业养殖等，对分散式饮用水水源构成一定的威胁。区内农业较为发达，农业生产过程中农药、化肥的使用，形成面源污染。同时，畜牧养殖产生的废污水和粪便主要通过粪池收集，用于农业生产，但由于平时管理不善，尤其在降雨时段容易外溢，形成点源污染，造成地下水污染超标。

（3）工矿业污染源：根据对区内地下水环境污染源调查结果，区内主要工矿企业类型复杂，但与本项目产生相同类型污染物的主要厂矿主要为天然气开发井场、站场、管线等，通过多批次的区内地下水环境质量监测、居民走访调查和天然气井场站场资料收集分析可知，区内整天地下水环境质量良好，未发生明显的天然气开采行业引起的地下水污染事故。

（4）地下水环境质量调查与评价

①本次评价监测点布设情况

本次评价在各项目场地所在评价范围内布设了 49 个地下水质量现状监测点，各监测点位的空间分布位置见表 5.3-29 和图 5.3-2。

表 5.3-29 地下水环境质量现状监测点布置情况

编号	地理位置	经度	纬度	类型	井深 m（流量 L/s）	含水层	与场地位置关系
GW1	***	***	***	泉水	0.006	砂、泥岩互层（K）	高沙 317HF 下游 514m 处
GW2	***	***	***	泉水	0.05	砂、泥岩互层（K）	高沙 317HF 下游 149m 处
GW3	***	***	***	水井	3.5	砂、泥岩互层（K）	高沙 317HF 上游 536m 处
GW4	***	***	***	泉水	0.03	砂、泥岩互层（K）	高沙 317HF 下游 366m 处
GW5	***	***	***	泉水	0.05	砂、泥岩互层（K）	高沙 317HF 下游 187m 处

GW6	***	***	***	水井	6	砂、泥岩互层（K）	新盛 210 下游 150m 处
GW7	***	***	***	水井	7	砂、泥岩互层（K）	新盛 210 侧方向 166m 处
GW8	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	新盛 210 上游 278m 处
GW9	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-2HF 下游 249m 处
GW10	***	***	***	水井	35	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-2HF 侧方向 237m 处
GW11	***	***	***	水井	3	砂、泥岩互层（K）	高沙 317-2HF 下游 41m 处
GW12	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高沙 317-2HF 侧方向 191m 处
GW13	***	***	***	水井	5	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-5HF 侧方向 125m 处
GW14	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高沙 317-2HF 上游 925m 处/高蓬 401-5HF 下游 376m 处
GW15	***	***	***	水井	25	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-5HF 上游 150m 处
GW16	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高蓬 301-8HF 侧方向 374m 处
GW17	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高蓬 301-8HF 下游 393m 处
GW18	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高蓬 301-8HF 上游 370m 处
GW19	***	***	***	水井	5	砂、泥岩互层（K）	高沙 309-3HF 下游 30m 处
GW20	***	***	***	水井	35	砂、泥岩互层（K）	高沙 309-3HF 上游 143m 处
GW21	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 309-3HF 侧方向 133m 处
GW22	***	***	***	水井	60	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-2HF 上游 238m 处
GW23	***	***	***	水井	4	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-2HF 侧方向 228m 处
GW24	***	***	***	水井	4	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-2HF 下游 437m 处
GW25	***	***	***	水井	7	砂、泥岩互层（K）	高蓬 301-3HF 下游 182m 处
GW26	***	***	***	水井	11	砂、泥岩互层（K）	高蓬 301-3HF 下游 333m 处
GW27	***	***	***	水井	60	砂、泥岩互层（K）	高蓬 301-3HF 下游 606m 处
GW28	***	***	***	水井	7	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-4HF 侧方向 181m 处
GW29	***	***	***	水井	4	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-4HF 下游 96m 处
GW30	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 318HF 上游 152m 处

GW31	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 318HF 下游 121m 处
GW32	***	***	***	水井	4	砂、泥岩互层（K）	高沙 318HF 侧方向 266m 处
GW33	***	***	***	水井	40	砂、泥岩互层（K）	高沙 319-4HF 下游 143m 处
GW34	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高沙 319-4HF 下游 380m 处
GW35	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 319-4HF 下游 341m 处
GW36	***	***	***	水井	4	砂、泥岩互层（K）	高沙 312-3HF 下游 75m 处
GW37	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 312-3HF 上游 376m 处
GW38	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高沙 309-2HF 下游 186m 处
GW39	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高沙 309-2HF 上游 262m 处
GW40	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高沙 309-2HF 下游 161m 处
GW41	***	***	***	水井	60	砂、泥岩互层（K）	高沙 319HF 上游 126m 处
GW42	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高沙 319HF 下游 261m 处
GW43	***	***	***	水井	8	砂、泥岩互层（K）	高沙 319HF 下游 248m 处
GW44	***	***	***	水井	5	砂、泥岩互层（K）	高沙 319-2HF 上游 153m 处
GW45	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 319-2HF 下游 160m 处
GW46	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 319-2HF 侧方向 162m 处
YGW1	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高庙 113H 下游 132m 处
YGW2	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高庙 115H 上游 156m 处
YGW3	***	***	***	水井	25	砂、泥岩互层（K）	高庙 115H 下游 454m 处

③ 引用监测数据点情况

为了更加全面的分析区块内地下水环境质量现状、空间变化特征和本次评价需求，本次评价引用了区内已有部分地下水环境质量监测数据，如下：《高庙112H井钻井工程（2021年11月18日）》、《新盛101井组钻采工程（2019年11月25日）》、《高庙115H井组钻采工程（2021年7月23日）》、《高庙113H钻井工程（2021年7月23日）》、《丰谷1井钻井工程竣工环保验

收（2020年7月23日）》。根据分析可知，各监测点空间分布位置均符合水文地质单元内与项目的上下游关系，监测因子包含了项目特征因子和地下水环境基本指标，监测时段大部分均位于三年监测时限内，因此所引用监测数据均符合地下水导则要求，能够满足本次评价需求。监测点位分布情况见表5.3-30和图5.3-2。

表5.3-30 地下水环境质量引用监测数据点基本情况

本次编号	监测报告编号	地理位置	经度	纬度	类型	井深m（流量L/s）	含水层	与场地位置关系
GD06	2#	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高庙 112H 下游 179m 处
GD07	3#	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高庙 112H 下游 367m 处
GD08	4#	***	***	***	水井	51	砂、泥岩互层（K）	高庙 112H 侧方向 414m 处
GD09	5#	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高庙 112H 下游 535m 处
GD116	1#	***	***	***	水井	15	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-4HF 上游 780m 处
GD117	2#	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高沙 318-4HF 上游 595m 处
GD154	2#	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-2HF 上游 541m 处
GD155	3#	***	***	***	水井	20	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-2HF 上游 245m 处
GD156	5#	***	***	***	水井	60	砂、泥岩互层（K）	高蓬 401-2HF 上游 444m 处
GD21	1#	***	***	***	水井	15	砂、泥岩互层（K）	高庙 113H 上游 454m 处
GD22	2#	***	***	***	水井	40	砂、泥岩互层（K）	高庙 113H 上游 166m 处
GD23	3#	***	***	***	水井	13	砂、泥岩互层（K）	高庙 113H 侧方向 117m 处
GD24	5#	***	***	***	水井	50	砂、泥岩互层（K）	高庙 113H 下游 358m 处
GD35	3#	***	***	***	水井	30	砂、泥岩互层（K）	高庙 115H 侧方向 210m 处
GD36	4#	***	***	***	水井	25	砂、泥岩互层（K）	高庙 115H 上游 250m 处

③检测因子与监测频率

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

地下水环境现状监测频率：一期

④评价标准

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

④评价方法

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

⑤地下水质量评价结果

本项目评价区内地下水质量监测结果见表5.3-8，本次监测和引用地下水质量现状评价结果表明，评价区内地下水质量总体良好，大部分监测指标均能满足地下水三类水质量标准。本次评价监测数据部分监测点出现硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、总大肠菌群和菌落总数因子超标，其中，硝酸盐超标率为13.3%，最大超标倍数为1.75倍；总大肠菌群超标率为40%，最大超标倍数为2.67倍；菌落总数超标率为46.67%，最大超标倍数为2倍；总硬度超标率为15.38%，最大超标倍数为1.64倍；溶解性总固体超标率为10.77%，最大超标倍数为1.45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居民生

活生产活动所致，主要原因为：区内农业种植和畜牧养殖普遍，部分居民习惯将未经处理生活污水和垃圾随意排放，污水中的污染物会使得上述因子超标，此外，农田中大量的化肥和农家肥施用，也可能导致上述因子超标。区内总硬度、溶解性总固体超标受原生水文地质条件控制，由于本项目所在区域属于红层地区，白垩系红层地层中局部地段含膏盐、芒硝等矿物，在地下水溶滤作用下，上述矿物进入地下水中，使得地下水中主要离子含量增加，出现局部地段超标的现象。根据上述因子超标点位分布情况，本项目在实施的过程中应注意与超标点位有关因子的相关污染物处置，做到无外排无泄漏。

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

表 5.3-31 地下水环境质量现状监测与评价结果统计分析结果表

检测项目	**单位**	**三类水指标**	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率%	最大标准指数	最小标准指数	超标率%
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氟化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫酸盐	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
砷	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
汞	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铬（六价）	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
菌落总数	CFU/mL	***	***	***	***	***	***	***	***	***
总大肠菌群	MPN/100mL	***	***	***	***	***	***	***	***	***
挥发酚	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氰化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***

镉	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
总硬度	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
溶解性总固体	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
化学需氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
钡	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
钠	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
钾	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
钙	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
镁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
重碳酸根	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫酸根	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氯离子	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
碳酸根	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***

5.3.6 土壤环境质量现状调查与评价

5.3.6.1 区域土壤类型及理化性质调查

（1）区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询结果，项目所在区域内主要分布为紫色土、水稻土，项目区域土壤类型分布图件 5.3-10，本项目区块范围内各井位所在地土壤类型见下表 5.3-32。

表 5.3-32 高庙气田产能建设项目（一期）各井组（站）土壤类型统计表

井位序号	井场名称	地理位置	土壤类型
井位 1	高沙 317HF 站场	四川省德阳市中江县永太镇***	紫色土
井位 2	高沙 317-2HF 站场	四川省德阳市罗江区鄢家镇***村	水稻土
井位 3	新盛 210 站场	四川省德阳市中江县黄鹿镇***	紫色土
井位 4	高沙 318HF 站场	四川省绵阳市涪城区杨家镇***	紫色土
井位 5	高沙 318-2HF 站场	四川省绵阳市涪城区杨家镇***	水稻土
井位 6	高沙 309-2HF 站场	四川省绵阳市涪城区吴家镇***	紫色土
井位 7	高沙 319-2HF 站场	四川省绵阳市涪城区杨镇家***	紫色土、水稻土
井位 8	高沙 319HF 站场	四川省绵阳市涪城区杨镇家***	紫色土
井位 9	高蓬 401-2HF 站场	四川省德阳市罗江区新盛镇***	水稻土
井位 10	高蓬 401-5HF 站场	四川省德阳市罗江区鄢家镇***	水稻土、

			紫色土
井位 11	高蓬 301-3HF 站场	四川省德阳市中江县黄鹿镇***	紫色土
井位 12	高蓬 301-8HF 站场	四川省德阳市罗江区新盛镇***	紫色土、水稻土
井位 13	高沙 309-3HF 站场	四川省德阳市罗江区新盛镇***	紫色土
井位 14	高沙 318-4HF 站场	四川省绵阳市涪城区杨家镇***	紫色土
井位 15	高沙 312-3HF 站场	四川省绵阳市涪城区吴家镇***	紫色土、水稻土
井位 16	高沙 319-4HF 站场	四川省绵阳市涪城区吴家镇***	紫色土、水稻土
井位 17	高庙 112H 站场	四川省绵阳市涪城区丰谷镇***	紫色土
井位 18	高庙 113H 站场	四川省德阳市罗江区鄢家镇***	紫色土
井位 19	高庙 115H	四川省德阳市罗江区新盛镇***	紫色土

（2）土壤理化特性调查

根据《中国土壤数据库》查询，项目所在区域分布的石灰性紫色土、水稻土的主要理化性质见表 5.3-33~表 5.3-34。为进一步了解本项目区块内各种土壤类型的理化性质，本次评价委托四川力博检测有限公司于 2022 年 5 月 17~19 号对本项目区块内有代表性的钻井井场附近的土壤采样进行了理化性质分析，采样分析一次，其中 T1 取样点代表土壤类型为石灰性紫色土；T9 取样点代表土壤类型为水稻土，取样点具体设置情况见表 5.3-36。理化特性调查结果表见表 5.3-35。

表 5.3-35 土壤理化特性调查结果表

点位编号		T1	T9
现场记录	颜色	***	***
	结构	***	***
	质地	***	***
	砂砾含量	***	***
	其它异物	***	***
	氧化还原电位	***	***
实验室测定	pH	***	***
	阳离子交换量	***	***
	渗滤率	***	***
	容重	***	***
	孔隙度	***	***

5.3.5.2 影响源调查

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。本次对井区内典型的已实施的钻井站场、采气站场、集气站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 农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，与钻井工程环境所测土壤环境背景值相比，特征因子未出现明显增大现象，表明工程实施未对周边土壤环境造成严重影响。

5.3.5.3 土壤环境现状评价

为调查本项目所在区域土壤环境质量现状，本次评价委托四川中正源环保技术有限公司于2022年5月17日~5月19对本项目区块内各井场附近土壤环境现状进行了监测，采样分析一次。同时引用了《高庙112H井组钻采工程环境影响报告表环境检测报告》和《高庙115H井组钻采工程环境影响报告表环境检测报告》中的土壤监测数据。

（1）布点原则

本次评价共布设 17 个监测点，其中在新建采气站场周边实测 12 个监测点，利旧站场周边布置了4个监测点，正在进行钻井施工的113H井场周边布置了 1 个监测点，引用已开展环评工程的 2 个监测点数据（引用的土壤监测点监测以来除井场施工以外，未新增其他污染源，引用数据可靠有效）监测布点图见附图5.3-36。

表 5.3-36 土壤监测点位情况

监测点	位置	土壤类型	监测点类型	监测因子
T1	拟建高沙317HF井场所在位置	紫色土	表层样+柱状样点	表层点：pH、GB36600基本因子、锌、铬； 柱状点：pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T2	拟建高沙317-2HF井场所在位置	水稻土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T3	拟建新盛210井场所在位置	紫色土	柱状样点	
T4	拟建高沙318HF井场所在位置	紫色土	柱状样点	

T5	拟建高沙 318-2HF 井场所在位置	水稻土	柱状样点	
T6	高沙 309-2HF 井场所在位置	紫色土	柱状样点	
T7	拟建高沙 319-2HF 井场所在位置	紫色土、水稻土	柱状样点	
T8	拟建高沙 319HF 井场所在位置	紫色土	柱状样点	
T9	拟建高蓬 401-2HF 井场所在位置	水稻土	表层样+柱状样点	表层点：pH、GB36600 基本因子、锌、铬； 柱状点：pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T10	拟建高蓬 401-5HF 井场所在位置	水稻土、紫色土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T11	拟建高蓬 301-3HF 井场所在位置	紫色土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T12	拟建高蓬 301-8HF 井场所在位置	紫色土、水稻土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T13	拟建高沙 309-3HF 井场所在位置	紫色土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T14	高沙 318-4HF 井场所在位置	紫色土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T15	高沙 312-3HF 井场所在位置	紫色土、水稻土	表层样+柱状样点	表层点：pH、GB36600 基本因子、锌、铬； 柱状点：pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T16	高沙 319-4HF 井场所在位置	紫色土、水稻土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡
T17	高庙 113H 站场所在位置	紫色土	柱状样点	pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡

表 5.3-37 土壤引用监测数据点位情况

监测点	位置	土壤类型	监测点类型	监测因子
T18	高庙 112H 井场内后场泥浆处理区域处	紫色土	表层样点	pH、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、 菌、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、氯化物、硫酸盐
T19	高庙 115H 井场内后场泥浆处理区域处	紫色	表层样点	pH、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、 菌、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、氯化物、硫酸盐

5.3.5.4 评价方法

土壤现状监测结果采用单项污染指数法进行评价，公式如下：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i——第 i 种污染物的污染指数；

C_i——第 i 种污染物的实测浓度（mg/kg）；

S_i——第 i 种污染物的评价标准（mg/kg）。

5.3.5.5 环境质量现状评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的相关要求，本项目区块内设置的采样点中 T1、T9、T15 指标选取《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值作为标准进行评价，监测指标同时应满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类用地的筛选值要求，评价方法采用标准指数法，其余监测点仅给出现状监测值，不进行评价。

本项目土壤环境质量现状监测统计结果见 5.3-38~39。

表 5.3-38 土壤环境质量现状监测及评价结果（T1~T17） 单位：mg/kg

点位	项目	PH	氯化物	硫酸盐	钡	石油烃			
						监测值	筛选值	标准指数	超标率
T1	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T2	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T3	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T4	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T5	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T6	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T7	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***

T8	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T9	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T10	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T11	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T12	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T13	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T14	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T15	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***

T16	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***
T17	0~0.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	0.5~1.5m	***	***	***	***	***	***	***	***
	1.5~3.0m	***	***	***	***	***	***	***	***

表 5.3-39　土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg(pH 无量纲)

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
T1 约 0~0.2m	pH	***	***	***	***	***
	锌	***	***	***	***	***
	铬	***	***	***	***	***
	铅	***	***	***	***	***
	铜	***	***	***	***	***
	镉	***	***	***	***	***
	镍	***	***	***	***	***
	汞	***	***	***	***	***
	砷	***	***	***	***	***
	六价铬	***	***	***	***	***
	氯甲烷	***	***	***	***	***
	氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	二氯甲烷	***	***	***	***	***
	反式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	顺式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯仿	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	1,1,1-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯化碳	***	***	***	***	***
	苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	三氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯丙烷	***	***	***	***	***
	甲苯	***	***	***	***	***
	1,1,2-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯苯	***	***	***	***	***
	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	乙苯	***	***	***	***	***
	间,对-二甲苯	***	***	***	***	***
	邻-二甲苯	***	***	***	***	***
	苯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	1,2,3-三氯丙烷	***	***	***	***	***
	1,4-二氯苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯苯	***	***	***	***	***
	2-氯酚	***	***	***	***	***
	硝基苯	***	***	***	***	***
	苯胺	***	***	***	***	***
	萘	***	***	***	***	***
	苯并(a)蒽	***	***	***	***	***
	䓛	***	***	***	***	***
	苯并(b)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(k)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(a)芘	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	茚并(1,2,3-cd)芘	***	***	***	***	***
	二苯并(a,h)蒽	***	***	***	***	***
T9 约 0~0.2m	pH	***	***	***	***	***
	锌	***	***	***	***	***
	铬	***	***	***	***	***
	铅	***	***	***	***	***
	铜	***	***	***	***	***
	镉	***	***	***	***	***
	镍	***	***	***	***	***
	汞	***	***	***	***	***
	砷	***	***	***	***	***
	六价铬	***	***	***	***	***
	氯甲烷	***	***	***	***	***
	氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	二氯甲烷	***	***	***	***	***
	反式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	顺式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯仿	***	***	***	***	***
	1,1,1-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯化碳	***	***	***	***	***
	苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	三氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯丙烷	***	***	***	***	***
	甲苯	***	***	***	***	***
	1,1,2-三氯乙烷	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	四氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯苯	***	***	***	***	***
	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	乙苯	***	***	***	***	***
	间,对-二甲苯	***	***	***	***	***
	邻-二甲苯	***	***	***	***	***
	苯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	1,2,3-三氯丙烷	***	***	***	***	***
	1,4-二氯苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯苯	***	***	***	***	***
	2-氯酚	***	***	***	***	***
	硝基苯	***	***	***	***	***
	苯胺	***	***	***	***	***
	萘	***	***	***	***	***
	苯并(a)蒽	***	***	***	***	***
	䓛	***	***	***	***	***
	苯并(b)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(k)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(a)芘	***	***	***	***	***
	茚并(1,2,3-cd)芘	***	***	***	***	***
	二苯并(a,h)蒽	***	***	***	***	***
T15 约 0~0.2m	pH	***	***	***	***	***
	锌	***	***	***	***	***
	铬	***	***	***	***	***
	铅	***	***	***	***	***
	铜	***	***	***	***	***
	镉	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	镍	***	***	***	***	***
	汞	***	***	***	***	***
	砷	***	***	***	***	***
	六价铬	***	***	***	***	***
	氯甲烷	***	***	***	***	***
	氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	二氯甲烷	***	***	***	***	***
	反式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	顺式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯仿	***	***	***	***	***
	1,1,1-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯化碳	***	***	***	***	***
	苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	三氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯丙烷	***	***	***	***	***
	甲苯	***	***	***	***	***
	1,1,2-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯苯	***	***	***	***	***
	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	乙苯	***	***	***	***	***
	间,对-二甲苯	***	***	***	***	***
	邻-二甲苯	***	***	***	***	***
	苯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	1,2,3-三氯丙烷	***	***	***	***	***
	1,4-二氯苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯苯	***	***	***	***	***
	2-氯酚	***	***	***	***	***
	硝基苯	***	***	***	***	***
	苯胺	***	***	***	***	***
	萘	***	***	***	***	***
	苯并(a)蒽	***	***	***	***	***
	䓛	***	***	***	***	***
	苯并(b)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(k)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(a)芘	***	***	***	***	***
	茚并(1,2,3-cd)芘	***	***	***	***	***
	二苯并(a,h)蒽	***	***	***	***	***
T18（引用）约 0~0.5m	氯离子	***	***	***	***	***
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	***	***	***	***	***
	pH	***	***	***	***	***
	铅	***	***	***	***	***
	铜	***	***	***	***	***
	镉	***	***	***	***	***
	镍	***	***	***	***	***
	汞	***	***	***	***	***
	砷	***	***	***	***	***
	六价铬	***	***	***	***	***
	氯甲烷	***	***	***	***	***
	氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	二氯甲烷	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	反式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	顺式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯仿	***	***	***	***	***
	1,1,1-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯化碳	***	***	***	***	***
	苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	三氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯丙烷	***	***	***	***	***
	甲苯	***	***	***	***	***
	1,1,2-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯苯	***	***	***	***	***
	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	乙苯	***	***	***	***	***
	间,对-二甲苯	***	***	***	***	***
	邻-二甲苯	***	***	***	***	***
	苯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	1,2,3-三氯丙烷	***	***	***	***	***
	1,4-二氯苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯苯	***	***	***	***	***
	2-氯酚	***	***	***	***	***
	硝基苯	***	***	***	***	***
	苯胺	***	***	***	***	***
	萘	***	***	***	***	***
	苯并(a)蒽	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	䓛	***	***	***	***	***
	苯并(b)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(k)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(a)芘	***	***	***	***	***
	茚并(1,2,3-cd)芘	***	***	***	***	***
	二苯并(a,h)蒽	***	***	***	***	***
T19（引用）约 0~0.2m	氯离子	***	***	***	***	***
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	***	***	***	***	***
	pH	***	***	***	***	***
	铅	***	***	***	***	***
	铜	***	***	***	***	***
	镉	***	***	***	***	***
	镍	***	***	***	***	***
	汞	***	***	***	***	***
	砷	***	***	***	***	***
	六价铬	***	***	***	***	***
	氯甲烷	***	***	***	***	***
	氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	二氯甲烷	***	***	***	***	***
	反式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1-二氯乙烷	***	***	***	***	***
	顺式-1,2-二氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯仿	***	***	***	***	***
	1,1,1-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯化碳	***	***	***	***	***
	苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯乙烷	***	***	***	***	***

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	管控值(GB36600-2018)	占标率(GB15618-2018)
	三氯乙烯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯丙烷	***	***	***	***	***
	甲苯	***	***	***	***	***
	1,1,2-三氯乙烷	***	***	***	***	***
	四氯乙烯	***	***	***	***	***
	氯苯	***	***	***	***	***
	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	乙苯	***	***	***	***	***
	间,对-二甲苯	***	***	***	***	***
	邻-二甲苯	***	***	***	***	***
	苯乙烯	***	***	***	***	***
	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	***	***	***
	1,2,3-三氯丙烷	***	***	***	***	***
	1,4-二氯苯	***	***	***	***	***
	1,2-二氯苯	***	***	***	***	***
	2-氯酚	***	***	***	***	***
	硝基苯	***	***	***	***	***
	苯胺	***	***	***	***	***
	萘	***	***	***	***	***
	苯并(a)蒽	***	***	***	***	***
	䓛	***	***	***	***	***
	苯并(b)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(k)荧蒽	***	***	***	***	***
	苯并(a)芘	***	***	***	***	***
	茚并(1,2,3-cd)芘	***	***	***	***	***
	二苯并(a,h)蒽	***	***	***	***	***

注：1、“ND”表示检测结果小于方法检出限；

根据土壤现状监测统计结果表 5.3.10~5.3.11，可知本项目各监测点土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中二类用地筛选值要求，同时 T1、T9、T15 监测指标中铬、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)筛选值要求。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

6 施工期环境影响评价

6.1 施工期生态环境影响评价

6.1.1 对土地利用的影响评价

（1）占地类型

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

（2）永久占地对土地利用的影响

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

根据占地统计，本项目工程永久占地面积约为 5.25hm^2，主要包括井场、场外附属设施、标志桩、警示牌等，其中井场永久占地约 4.17hm^2，场外附属设施永久占地约 0.68 hm^2，标志桩、警示牌永久占地约 0.4hm^2。经过现场勘察及叠图分析，永久占地以旱地和水田为主，少部分占用灌木林地和草地。项目区域以耕地和乔木林地为主，永久占地占用的面积比例相对于整个区块范围而言较小，对区块范围内的土地利用现状影响甚微，不会造成粮食作物、经济作物大量减少，也不会引起区域植被覆盖度明显降低，对动物的栖息环境影响较小。

（3）临时占地对土地利用的影响

临时占地对土地利用的影响虽然也直接表现在改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生改变，但是这种影响是暂时的，随着施工期结束及采取的恢复措施，临时占地范围类的土地利用现状能够得以恢复。

根据占地类型统计，项目临时占地面积约 56.548hm^2，钻井工程临时占地约 11.94hm^2，管道施工、材料堆放场、施工道路等临时占地面积44.608hm^2。临时占地主要为耕地、灌木林地、草地。临时占地面积相对

于永久占地面积而言较大，但从整个区块范围的角度来看，临时占地面积的比例人仍较小，不会造成区块范围内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，站场及管线两侧 5m 范围外可以重新种植或自然恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

（4）占用基本农田统计

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

经统计，本项目井场站场工程临时占用基本农田约 4.47hm^2，永久占用基本农田 3.71hm^2，管道工程临时占用基本农田约 41.00hm^2，永久占用基本农田 0.27hm^2。

6.1.2 对土壤环境的影响

（1）扰乱土壤发生层、破坏土壤结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，会经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大。农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，农作物根系生长和发育的层次深度一般在 15~25 cm，管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层。同时，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动会改变原有农田耕作层的性质。因此，在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响较大。

（2）混合土壤层次，改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。输气管道的开挖和回填，混合原有的土壤层次，会降低土壤的蓄水保肥能力，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

（3）改变土壤肥力

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理

化性质差异较大。表土层养分较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。类比同类项目，输气管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中土壤养分将下降。故施工对原有土体构型的扰动会使土壤养分状况受到影响。

6.1.3 对陆生生态的影响评价

（1）对植被及植物资源的影响

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对兽类的影响

本项目工程对兽类的影响主要体现在三个方面，即工程占地破坏部分兽类的栖息环境、管道施工阻隔部分兽类的移动通道、人为活动干扰兽类分布范围。首先，对于工程占地对兽类栖息地的破坏，主要体现在对小型兽类的影响，如占地范围内的巢穴会被直接破坏，占地对植被的破坏导致兽类栖息环境直接改变。其次，管道施工的阻隔作用会导致部分小型兽类暂时失去迁移行走的通道，对于活动能力较弱的兽类，会无法跨越管道施工场地。最后，因施工范围内施工人员的增加，导致区域范围内人为活动频繁，限制了部分兽类的活动范围缩小，或迫使活动范围转移，同时也增加了对兽类滥捕乱猎发生的几率。

经现场调查及查阅相关资料，评价区的生境相似，未发现大中型兽类，小型兽类具有较强的适应能力、繁殖快，受到干扰后科寻找到替代生境，因此占地不会使种群数量发生明显波动。管线主要穿越水田、旱地生境，未发现横穿大片森林的现场，管线所在区域也非动物主要的迁移廊道，管线施工为线性工程，不在某一区域进行长期施工作业，总体施工期限较短，随着施工的结束，对兽类的阻隔影响逐渐消失。施工期应加强对施工人员的宣传教育和管理，禁止滥捕乱猎。

综上所述，项目施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

②对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在 2 个方面，即工占地对栖息环境的直接破坏、施工噪声产生的干扰。首先，工程占地对乔木林、灌木林的破坏，会导致原本栖息于此的鸟类失去栖息场所，转移到其他乔木林、灌木丛栖息、繁衍。其次，鸟类对声音极其敏感，施工期间的噪声影响包括施工人员噪声及机械噪声影响，这些噪声会导致鸟类觅食、活动时避开施工区域，转移到其他区域范围内活动。

鸟类活动能力较强，受到干扰后可以通过迁徙和飞翔来避免对自身

的影响。施工期整体上对鸟类的累积影响低，通过加强环境管理，施工过程中注意对幼鸟的保护及禁止捕杀鸟类，做到生态施工，工程对鸟类的影响是可控的，总体影响较小。

③对爬行类动物的影响

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

④对两栖类动物的影响

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。

⑤对珍稀保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，评价区受人类活动的干扰较大，仅发现国家Ⅱ级保护物种 4 种：普通鵟、红隼、班头鸺鹠、红腹锦鸡，均为鸟类。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。

此外，本次评价要求项目涉水施工应避开鱼类繁殖期，以降低对其经济鱼类的影响。本次调查为发现珍稀鱼类，但本项目也应制定重点保护野生动物保护方案，在施工过程中落实动物的巡查，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

本区块位于涪江流域，区块范围内包含涪江一级支流凯江、木龙河、芦溪河，但本区块范围内的管线并未穿越凯江、木龙河、芦溪河。管线穿越的河流主要为凯江一级支流深堰，木龙河一级支流松树湾，木龙河二级支流印车河，芦溪河一级支流龙眼河等，还包括百里渠等人工渠道。管线穿越具体情况详见表 6.1-3。

由上表可知，本项目管线穿越点为小型河流或人工渠道，经调查，不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通，管线穿越点对水生生态的影响较小。管线施工采用开挖+套管的方式穿越，涉河施工会影响河流局部河段水质，进而对水生生态造成影响。

（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 对生态系统完整性的影响评价

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。经统计，项目占地面积约 61.798hm^2，其中临时占地 56.548hm^2，永久占地 5.52hm^2，对整个区块范围而言项目占地面积较小，以耕地、灌木林地为主，且临时占地造成的短期影响随着施工活动的结束而逐渐得到恢复。施工过程中虽然会造成一定的生物量损失，但相对整个区块而言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

由于高庙气田产能建设项目（一期）由钻井井场、采气站场、集输管线组成，本评价选取典型井场钻井井场、采气站场、集输管线进行单项工程的大气环境影响预测与分析。

6.2.1 钻前施工对大气环境影响分析

各井场钻井井场钻前工程主要包括井场场地平整、放喷池、井场道路、临时生活区基础构筑等的修建工作，单个井场钻前工程施工期约为 1 个月，高峰时每天施工人员约 25 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燃油动力机械废气。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为 1.2m/s 或 2.4m/s 下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离 50～150m 处下风方向粉尘浓度为 11.7～5.0mg/m^3。项目所在区域的年平均风速分别为 1～2m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水抑尘、湿式作业等措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类燃油动力机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含 CO 和 NOx 等污染物，由于施工的燃油机械为间断施工，加之污染物排放量小，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 钻井施工对大气环境影响分析

根据工程分析，本项目钻井阶段废气主要为柴油机废气、油基泥浆钻井有机废气、完井测试放喷废气以及非正常状态事故放喷废气。

（1）柴油机废气

高庙气田电网情况较好，各井场优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油动力机、发电机，其燃油废气中主要污染物为

NOx、颗粒物，均采用设备自带 6m 高排气筒排放。本项目均采用轻质合格柴油成品，燃烧后产生的污染物浓度值均较低，柴油动力机和发电机排放废气对周边环境空气的影响较小。同时根据高庙气田区块已实施的钻井项目，柴油机发电时，柴油机废气对项目周边大气环境较小，并随着钻井施工的结束，污染源消失，施工期间污染物排放浓度低，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划

（2）油基泥浆钻井有机废气对大气环境的影响

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的收集、暂存和储运必须采用全程密闭工艺流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，减少有机物挥发量；项目各井油基泥浆钻井时间较短，废气的产生随着施工的结束而结束。在此基础上，油基泥浆钻井时产生的有机废气对大气环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（3）测试放喷废气对大气环境的影响

为了解气井的产气量，在各井完井后需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。测试放喷的天然气经点火燃烧，由于项目目的层不含硫化氢，因此，测试放喷废气燃烧产物主要为 CO_2、水蒸气，测试放喷时间一般为 8～12h，属短期临时排放，燃烧产物对环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（4）事故放喷废气对大气环境的影响

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅

速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。根据高庙气田构造产气情况，天然气不含硫化氢，天然气燃烧产物为CO_2和H_2O，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。各钻井井场放喷池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m，不在当地主导风向的上风向。根据调查，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。

总之，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对所在区域大气环境影响小。

6.2.3 站场建设施工对大气环境影响分析

各站场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。

（1）燃油机械废气

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

（2）施工扬尘

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

（3）汽车运输二次扬尘

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

总体来说，施工扬尘主要集中在开挖期，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。

6.2.4 集输管线施工对大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘，及施工机械、运输车辆排放的尾气，尾气中的主要污染物为CO和NO_x等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在。本分析主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本工程施工期对沿线和站场周围大气环境的影响。

（1）扬尘影响分析

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

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，且以上地段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）尾气影响分析

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

（3）焊接烟尘

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

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 钻前施工对地表水环境影响分析

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场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，产生的施工废水经场地截排水沟截留后简单沉淀处理后，循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。对当地地表水环境影响很小，在当地环境可接受范围内。

（2）生活污水

钻前工程施工期约 1 个月，施工队伍主要为临时聘用周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，现场管理技术工人也租用周边居民房屋吃住，生活污水纳入当地居民自建的旱厕等污水收集处理系统最终用于农肥。当地地表水环境无影响，在当地环境可接受范围内。

6.3.2 钻井施工对地表水环境影响分析

（1）钻井废水

各井场钻井废水主要产生于各井水基泥浆钻井阶段，钻井过程中废

水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，不外排；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保洁废水。

完钻阶段钻具设备保洁废水是直接接触钻井工具（使用刮泥器刮泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井井场，钻井保洁废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，它们的性质均是钻井泥浆的高倍稀释废水，其主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等。根据中石化西南油气分公司中江、新场区块已实施的天然气钻井废水监测资料，钻井废水中 pH 值在 7~10 之间、石油类≤110mg/L、COD≤5000mg/L、Cl^-≤5000mg/L，可满足回注站场深层回注要求；因此，本项目泥浆钻井阶段产生的钻井废水优先回用于配置压裂返排液，无法回用的用密闭罐车拉运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排，对周围地表水体影响小，在当地环境可接受范围内。

（2）洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水，废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，该部分废水回用于配置压裂液，不外排，对周围地表水体影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）压裂返排液

当进行压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，进入已作防渗处理的放喷池或压裂液储罐暂存。压裂返排液全部抽吸至压裂液储罐以用于新井压裂作业，压裂返排废水量较少。经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不在现场检测），若水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至同区域其他钻井压裂作业；若水质不能达到回用要求，用密闭罐车运至转运至袁家气田水处理站（齐福气田水处理站）处理后交由区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排。

因此，本项目各井场无压裂返排液外排当地地表水环境，正常工况下，本项目建设无外排压裂返排液，对当地地表水环境无影响。

（4）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，其污染物SS和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。

（5）生活污水

由于各井场采用 PDC 钻头等快速钻井工艺，单井钻井周期时间短，生活污水每天产生量小，水质较为简单，主要污染物为：SS、COD、BOD_5、NH_3-N。生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理，对周围地表水环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（6）压裂取水影响

本项目拟在就近的河流或水库取水，可供取水的河流主要有凯江、木龙河，水库有青市水库、幸福水库、团结水库、金峰水库、战备水库及庆丰水库等。单井场取水泵最大取水能力为 70m^3/h 考虑，单日取水量约 1680m^3/d，项目施工期压裂用水优先使用井场压裂返排液和钻井废水，不够的从井场附近地表水体取新鲜水。项目河流取水点满足上游 500m 以及下游 5km 范围内无集中式饮用水源保护区，水库取水点满足水库无饮用水功能，同时在取水前建设单位将取得相关水务部门同意后再实施取水，确保预留取水水体的生态流量和下游用户用水最大需求。德阳市及绵阳市地表水体较为丰富，故本项目实施期间取水不会对区域地表水体造成较大影响。本项目按照压裂液完全取用新鲜水的统计情况见表 6.3-4，实际取用新鲜水量远远小于下表统计值。

6.3.3 站场建设施工对地表水环境影响分析

施工期污废水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

①施工废水

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

②试压废水

采气站内部管道组焊后采用清水试压，单个采气站试压废水约 5m^3，由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水排放时将在排放口安装过滤器拦截试压废水中的悬浮物，通过采气站场地雨水沟外排，对周围地表水影响较小。

③生活污水

施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，不单独设置施工营地，生活污水中污染物以 COD、BOD_5、SS 和 NH_3-N 为主，施工人员的生活污水可利用农户已有的旱厕进行收集处置。

6.3.4 集输管线施工对地表水环境影响分析

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

（1）施工废水

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

（2）试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水产生总量约 1686m^3，试压废水，分段产生，分段收集，收集后由罐车拉运至当地城镇生活污水处理厂处理达标后外排。

（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）管道穿越对地表水体的影响分析

①对水质的影响

本项目管道穿越的河流主要为凯江支流，以及其他小型河流和沟渠，穿越施工方式均采用大开挖方式穿越，开挖穿越在施工期将对河流水质

产生短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。在枯水期施工作业对河水水质造成影响较短，开挖作业对河床造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下 1.5m，待施工完成后，经覆土复原，采用河床稳固措施后，对河床及水体环境影响很小。

②对水文特征的影响分析

项目河流穿越工程不会改变河流的水流、水文条件。但在施工中土地开挖、施工场地平整、施工临时占地和永久占地、废弃土方堆放等活动不仅将破坏当地的植被和土壤，也影响了当地的地表径流，造成某些小沟渠流水不畅，甚至堵塞或流向改变，使当地水文条件发生变化，水系的引水、排洪能力下降，但这种影响是暂时的。

采取开挖方式施工时，建议建设单位应该对本项目的线路选择及河流穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，征求水务或水产部门和生态环境部门意见，在施工期间尽量使地表水水质的影响降至最低。

③废水排放影响

管道施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、清管试压排放的废水。

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，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。

施工期生活污水主要依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放，一般不会造成地表水体污染。

项目管道采用清水试压，管道较长，试压废水产生量大，但试压废水较清洁。通过简易的过滤后就近排入低洼地带或者沿途小型受纳水体，对地表水水质影响较小，但应须做好废水的排放的管理与疏导工作，尽量避免排水造成局部土壤流失。

④其他影响

管道开挖过程中，挖出的土石如未能及时回填，遇雨水冲刷进入附近水体，影响水域水质。施工物料如堆放管理不严，受雨水冲刷进入附近水体，对水域造成影响。施工弃渣和施工人员的生活垃圾如不妥善处理，随意堆放，受雨水冲刷进入附近水体，将对其水质造成影响。

6.4 施工期地下水环境影响分析

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

根据上述预测评价原则，本次评价选取了位于不同水文地质单元、不同工程内容、不同水文地质特征、不同地貌特征的场地做为本次预测分析的对象。根据上述原则，本次评价将高沙 318-2HF、高蓬 401-5HF、高蓬 401-2HF、高沙 319HF、高庙 115H 场站作为本次重点预测评价对象。

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管线埋设组成。正常状况下，各施工建设环节均按照设计要求施工，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本区块开

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，因此本项目实施在正常状况下对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

本项目在建设施工过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污废水会进入到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景进行地下水环境影响预测。根据工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

本项目施工期钻前、场站、管线基础设施修建主要为基建施工，场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。根据地下水导则预测原则，本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度以及储罐、池体或管线中污废水存储时间等因素考虑，对施工周期长、污染物产生量大、种类多、部分工程内容隐蔽复杂的钻井阶段和储层改造阶段进行预测。综上，本次评价将施工过程钻井泥浆通过井壁渗漏、储存压裂返排液的放喷池池体破损泄漏后进入到浅层含水层的非正常状况作为本次施工期的预测情景。

（3）管线建设期对地下水环境影响预测与评价

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

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

施工生产废水主要包括有施工机械维护和冲洗废水，主要污染物为

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

管线试压采用水作为试压介质，试压用水一般采用清洁水，其中的污染物主要为悬浮物，试压结束后对排水进行处理，经检测合格后可回用于农灌、道路洒水或选择合适的地点进行排放，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，试压废水对地下水造成影响较小。

6.4.2 预测时段及预测因子

（1）预测时段

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

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目污废水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，预测因子标准指数计算值最大，根据上述原则，本次评价将钻井废水、压裂返排液废水中所含的石油类、氯化物和 COD 做为预测因子。

6.4.3 污染源源强概化

（1）钻井泥浆泄漏情景

在天然气开采的钻井过程中，非正常状况下，由于下入的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可以，污染源可概化为瞬时排放。根据钻井工程施工工艺井漏处理方案，由于本项目钻遇的浅层含水层均为砂泥岩地层，井漏时钻井液进入含水层的漏失量一般小于 $3m^3/h$，在保守估计的基础上，结合区块内及周边已成果实施井漏封堵处理时间，约 2~7 小时，按最不利影响计算，在发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 $21m^3$。

（2）应急池、污水池或集液池泄漏情景

本项目产生的压裂返排液会进入放喷池中暂存，假定池底因老化腐蚀发生裂缝，污水通过裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现10%面积的破损，同时防渗层破裂，污水经包气带渗入地下含水层。因池体每月检修一次，假定持续泄漏时间为1个月。本次源强计算假设污水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算污水的渗漏量，各场地放喷池有效容积200m^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），本数据根据区块内及周边区域工程地质勘查资料获取；A—为池体的泄漏面积（m^2），按10%的面积破损。

各场地污染物泄漏量计算结果见表6.4-1。

表 6.4-1 施工期典型场地池体泄漏量计算结果表

井场编号	污水类型	包气带渗透系数 m/d	井场地下水埋深/m	池中液体深度/m	池底面积 m^2	泄漏时间/天	泄漏量 m^3/d
高蓬 401-5HF	压裂返排液	***	***	***	***	***	***
高蓬 401-2HF		***	***	***	***	***	***
高沙 319HF		***	***	***	***	***	***
高沙 318-2HF		***	***	***	***	***	***

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以高沙 318-2HF、高蓬 401-5HF、高蓬 401-2HF、高沙 319HF 做为典型预测场地，其他场地对地下水的影响特征可参照分析。依据区块内已实施天然气开采项目施工期污水的水质

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

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（g）
高蓬 401-2HF、高蓬 401-5HF、高沙 319HF、高沙 318-2HF	施工期	钻井泥浆漏失	COD	***	21	105000
			氯化物	***		352800
			石油类	***		11.55
高蓬 401-5HF		放喷池泄漏	COD	***	39.3	179994
			氯化物	***		1186860
			石油类	***		162.702
高蓬 401-2HF			COD	***	44.5	203810
			氯化物	***		1343900
			石油类	***		184.23
高沙 319HF			COD	***	29.8	136484
			氯化物	***		899960
			石油类	***		123.372
高沙 318-2HF			COD	***	51.8	237244
			氯化物	***		1564360
			石油类	***		214.452

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评价范围，包括地下水保护目标和可能的环境影响区域，预测范围见评价范围一节。

6.4.5 水文地质条件概化

（1）高沙318-2HF场站：该场站位于涪江右岸水文地质单元（III-2）上游，属于丘陵区浅丘冲沟中部，出露地层为七曲寺组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在20~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：西侧概化为补给边界，西南概化为排泄边界，东侧概化为补给边界，东北部概化为补给边界，上述场地边界共同圈闭出了

一个相对独立的水文地质单元。

（2）高蓬401-5HF场站：该场站位于凯江左岸水文地质单元（II-1）中游，属于丘陵区浅丘冲沟中部，出露地层为白龙组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在20~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：北侧为概化为补给边界，西侧钙化为零流量边界，南侧概化为排泄边界，东侧概化为零流量边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（3）高蓬401-2HF场站：该场站位于凯江左岸水文地质单元（II-1）上游，属于丘陵区浅丘丘顶中部，出露地层为七曲寺组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在20~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：北侧概化为补给边界，西侧概化为零流量边界，东南、东侧概化为零流量边界，南侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（4）高沙319HF场站：该场站位于涪江右岸水文地质单元（III-2）中游，属于丘陵区中丘丘顶，出露地层为白龙组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在20~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水

流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：西北侧概化为补给边界，西南侧概化为零流量边界，东南侧概化为排泄边界，东北偏北概化为零流量边界，东北偏东概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（5）高庙115H场站：该场站位于凯江左岸水文地质单元（II-1）上游，属于丘陵区浅丘丘顶中部，出露地层为七曲寺组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在20~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：西侧、东北侧概化为零流量边界，西北侧概化补给边界，东侧概化为排泄边界，西南概化为零流量边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

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，结合项目所在地区的水文地质条件和评价等级划分情况，根据地下水导则，本项目为二级评价，预测方法可采用解析法进行预测，解析法预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，本次预测不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标m；t—时间，d；C（x，y，t）—t时刻点x，y处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；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）预测参数确定

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。由于项目评价区内已经开展过大量且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查成果，通过对前文水文地质试验一节的类比分析，结合本次水文地质走访调查和区块内已有水文地质勘察报告结果，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数：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。本次评价选取参数的试验点位均位于区块内，与场地含水层岩性结构相似，能够表征表征本项目各场地的水文地质参数。为了最大限度的评价本项目实施对地下水环境的最不利影响，本次参数均取值区内已有试验成果的最大值。各预测参数选取依据分述如下：

本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各场地浅层含水层的岩性及风化带发育深度；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，由工程地质勘察实验结果类比得出；地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/n_e$ 而得，渗透系数 K 为抽（注）水试验所得，水力坡度 I 由现场水位调查所得；x 方向纵向弥散系数 D_L 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $D_L=\alpha*u$；根据经验，一般情况 y 方向的横向弥散系数 D_T 与 x 方向纵向弥散系数比值为 0.1。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

场地	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
高蓬 401-5HF	***	***	***	***	***	***	***
高蓬 401-2HF	***	***	***	***	***	***	***
高沙 319HF	***	***	***	***	***	***	***

高沙 318-2HF	***	***	***	***	***	***	***
高庙 115H	***	***	***	***	***	***	***

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

表 6.4-4 各污染指标质量标准及检出限一览表

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

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

（1）非正常状况高沙318-2HF场站预测评价结果

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100天时，污染物最大超标距离迁移至下游22m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游32m处；1194天时污染物迁移至下游73m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游106m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游16m处；321天时污染物迁移至下游67m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游116m处；3650天时污染物影响范围至下游224m处。污染物石油类在泄漏发生53天时污染物迁移至下游13m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染物最大超标距离迁移至下游14m处；365天时污染

影响消失。

表 6.4-5 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	钻井泥浆泄漏				放喷池泄漏			
	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	100 天	***	***	***	***	***	***	***
	365 天	***	***	***	***	***	***	***
	1000 天	***	***	***	***	***	***	***
	1194 天	***	***	***	***	***	***	***
	3650 天	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	100 天	***	***	***	***	***	***	***
	321 天	***	***	***	***	***	***	***
	365 天	***	***	***	***	***	***	***
	1000 天	***	***	***	***	***	***	***
	3650 天	***	***	***	***	***	***	***
石油类	53 天	***	***	***	***	***	***	***
	100 天	***	***	***	***	***	***	***
	365 天	***	***	***	***	***	***	***
	1000 天	***	***	***	***	***	***	***
	3650 天	***	***	***	***	***	***	***

***

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——集液池破裂

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图6.4-4~6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100天时，污染物最大超标距离迁移至下游25m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游55m处；2697天时污染物迁移至下游123m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游140m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染

物最大超标距离迁移至下游23m处；1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游39m处；1423天时污染物迁移至下游152m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游248m处。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21m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游30m处；975天时污染物迁移至下游65m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物迁移至下游93m处。

***

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）非正常状况高蓬401-5HF场站场站预测评价结果

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6.4-7~9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16m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游33m处；3239天时污染物迁移至下游73m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游76m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游13m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游17m处；871天时污染物迁移至下游70m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游75m处；3650天时污染物影响范围至下游137m处。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6m处；143天时污染物迁移至下游14m处，浓度降低至标准值以下；365天时污染物最大超标距离迁移至下游15m处；1000天时污染影响消失。

表 6.4-6 各类污染因子预测评价结果统计表

	钻井泥浆泄漏	放喷池泄漏

污染物种类	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
COD	100 天	***	***	***	***	***	***	***
	365 天	***	***	***	***	***	***	***
	1000 天	***	***	***	***	***	***	***
	3239 天	***	***	***	***	***	***	***
	3650 天	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	100 天	***	***	***	***	***	***	***
	365 天	***	***	***	***	***	***	***
	871 天	***	***	***	***	***	***	***
	1000 天	***	***	***	***	***	***	***
	3650 天	***	***	***	***	***	***	***
石油类	100 天	***	***	***	***	***	***	***
	143 天	***	***	***	***	***	***	***
	365 天	***	***	***	***	***	***	***
	1000 天	***	***	***	***	***	***	***
	3650 天	***	***	***	***	***	***	***

图 6.4-7 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-8 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-9 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——集液池破裂

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图6.4-10~12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17m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游39m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游47m处；5551天时污染物迁移至下游101m处，浓度降低至标准值以下。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游16m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游32m处；2929天时污染物迁移至下游134m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游149m处。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15m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游26m处；2008天时污染物迁移至下游55m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物迁移至下游65m处。

图6.4-10 污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-11 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-12 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（3）非正常状况高蓬401-2HF场站场站预测评价结果

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6.4-13~15和表6.4-7）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18m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游31m处；1694天时污染物迁移至下游66m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游83m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游14m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游12m处；465天时污染物迁移至下游63m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游91m处；3650天时污染物影响范围至下游168m处。污染物石油类在泄漏发生75天时污染物迁移至下游12m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染物最大超标距离迁移至下游13m处；1000天时污染影响消失。

表 6.4-7 各类污染因子预测评价结果统计表

***

***

图 6.4-13 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-14 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-15 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——集液池破裂

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图6.4-16~18和表6.4-7）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20m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游43m处；3288天时污染物迁移至下游98m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游102m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处；1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游31m处；1735天时污染物迁移至下游128m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游185m处。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17m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游24m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游21m处；1189天时污染物迁移至下游53m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物迁移至下游69m处。

***

图6.4-16 污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-17 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-18 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（4）非正常状况高沙319HF场站预测评价结果

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6.4-19~21和表6.4-8）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22m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游30m

处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游20m处；1054天时污染物迁移至下游66m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游86m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游15m处；284天时污染物迁移至下游64m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游115m处；3650天时污染物影响范围至下游214m处。污染物石油类在泄漏发生47天时污染物迁移至下游12m处，浓度降低至标准值以下；100天时污染物最大超标距离迁移至下游14m处；365天时污染影响消失。

表 6.4-8 各类污染因子预测评价结果统计表

***

***

图 6.4-19 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-20 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-21 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——集液池破裂

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图6.4-22~24和表6.4-8）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23m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游34m处；1370天时污染物迁移至下游76m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游101m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处；365天时，污染物最大超标距离迁移至下游25m处；723天时污染物迁移至下游105m处，浓度降低至标准值以下；1000天时污染物影响范围至下游122m处；3650天时污染物影响范围至下游230m处。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18m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游18m处；496天时污染物迁移至下游43m处，浓度降低至标准值以下；1000天时污染物迁移至下游50m处；3650天时污染影响消失。

***

图6.4-22 污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-23 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 6.4-24 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

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表明，钻井泥浆泄漏、放喷池泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。预测情景中管线泄漏对地下水环境的超标影响相对较大，钻井泥浆泄漏、放喷池泄漏对地下水环境的污染影响相对较小，但由于氯化物的检出限较低，叠加背景值后远小于标准值，使得分析出影响时间较久、距离较远。钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游 30~33（COD），最大影响距离在下游 137~244m（氯化物）；放喷池破裂各类污染物最大超标距离在下游 34~55m（COD），各类污染物最大影响距离在下游 134~248m（氯化物），因此，根据预测结果，本项目若发生钻井泥浆泄漏和放喷池泄漏应重点跟踪监测地下水中 COD 和氯化物的变化情况。本次评价结合各场地所在水文地质条件特征，类比了典型场站的预测结果，分析了各水文地质单元内分布场地实施过程中发生钻井泥浆泄漏、放喷池泄漏对地下水环境的影响分析，基于上述原则，各单元内主要场地地下水环境预测影响类比结果见表 6.4-9。

表6.4-9 各场地地下水环境影响预测类比分析表

场地编号	地形地貌	所在水文地质单元	地下水类型	钻井泥浆泄漏影响类比结果/m		放喷池泄漏影响类比结果/m	
				最大超标距离	最大影响距离	最大超标距离	最大影响距离
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***		***	***	***	***	***
***	***		***	***	***	***	***

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

（2）对分散保护目标的影响分析

根据施工期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游6~55m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游12~248m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响。根据上述地下水污染事故可能的影响范围的预测分析结果，各井场下游地下水保护目标可能受影响情况分析情况见表6.4-10，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，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕迁移距离较远，使得多数保护目标表现为受影响，而COD和石油类运移至保护目标处已降低至检出限以下。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6.4-10 施工期场站下游分散保护目标影响情况分析一览表

***

6.5 施工期土壤环境影响分析

6.5.1 钻前施工对土壤环境影响分析

钻前施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗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。

6.5.2 钻井施工对土壤环境影响分析

（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 6.5-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.5-2。

表 6.5-1　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 6.5-2　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，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域均设置集污池，并可将井场内污废水引至储液罐内暂存，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。

根据本井区已实施井场（312HF 井场）周边土壤监测点监测结果，各监测点均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，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。

6.5.3 站场施工对土壤环境影响分析

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

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

因此，本项目站场施工工程施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.5.4 集输管线施工对土壤环境影响分析

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

壤环境。

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

6.6 施工期声环境质量现状调查与评价

由于噪声影响范围小，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站场、集输管线施工工艺类似（主要为土建施工），故本评价按照施工期和运营期分阶段论述声环境影响分析。

6.6.1 噪声预测模式选择

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：

$$L_P = L_{P_O} - 20L_g\left(r/r_o\right) \quad \text{……（式 6.6.1-1）}$$

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：

$$L_{eqg} = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right) \quad \text{……（式 6.6.1-2）}$$

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：

$$L_{eq} = 10\lg\left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqd}}\right) \quad \text{……（式 6.6.1-3）}$$

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。

6.6.2 钻前工程施工噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声源强见表 4.1-1。

（2）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 6.6-1。

表 6.6-1 钻前施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0
钻孔机	80.0	70.5	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
空压机	81.0	71.5	67.0	64.1	61.0	58.7	57.5	55.0
振动棒	80.0	70.5	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 62.0～67.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.0～61.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.0～55.0dB（A）。

本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）敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各井场外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，具体分布情况详见前表 1.8-3。施工过程噪声影响预测见表 6.6-2。

表 6.6-2 钻前工程施工对敏感目标影响预测 单位：dB（A）

井场名称	保护目标名称	位置（m）		噪声背景值/现状值（昼间）	噪声标准（昼间）	噪声贡献值	噪声预测值（昼间）	较现状增量（增量）	超标或达标情况（昼间）
		与井口方位	与场界距离						
1.高沙 317HF	1#居民点	NE	44~152	50	60	54.4~65.1	55.7~**65.3**	5.7~15.3	超标
	2#居民点	SE	148-237		60	50.5~54.6	53.3~55.9	3.3~5.9	达标
	3#居民点	W	97-124		60	56.1~58.3	57.1~58.9	7.1~8.9	达标
2. 高沙 317-2HF	1#居民点	NW	107-155	51	60	54.2~57.4	55.9~58.3	4.9~7.3	达标
	2#居民点	NW	131-322		60	47.8~55.7	52.7~56.9	1.7~5.9	达标
	3#居民点	NW	151-275		60	49.2~54.4	53.2~56	2.2~5	达标
	4#居民点	N	203-294		60	48.6~51.9	53~54.5	2~3.5	达标
3.新盛 210	1#居民点	W	26-295	53	60	48.6~69.7	54.3~**61.7**	1.3~8.7	超标
	2#居民点	SE	186-261		60	49.7~52.6	54.7~55.8	1.7~2.8	达标
4.高沙 318HF	1#居民点	W	61-94	51	60	58.5~62.3	59.2~**62.6**	8.2~11.6	超标
	2#居民点	NE	43-116		60	56.7~65.3	57.7~**65.5**	6.7~14.5	超标
	3#居民点	W	144-254		60	49.9~54.8	53.5~56.3	2.5~5.3	达标
	4#居民点	W	164-292		60	48.7~53.7	53~55.6	2~4.6	达标
	5#居民点	SW	89-258		60	49.8~59	53.4~59.6	2.4~8.6	达标
	6#居民点	N	233-274		60	49.2~50.7	53.2~53.8	2.2~2.8	达标
	7#居民点	NE	240		60	50.4~50.4	53.7~53.7	2.7~2.7	达标
5.高沙 318-2HF	1#居民点	N	151-262	52	60	49.6~54.4	54~56.4	2~4.4	达标
	2#居民点	SE	142-233		60	50.7~55	54.4~56.7	2.4~4.7	达标
6.高沙 309-2HF	1#居民点	SW	98-243	51	60	50.3~58.2	53.7~58.9	2.7~7.9	达标
	2#居民点	SE	118-253		60	49.9~56.6	53.5~57.6	2.5~6.6	达标

	3#居民点	NW	161-288		60	48.8~53.9	53.1~55.7	2.1~4.7	达标
	4#居民点	N	200-267		60	49.5~52	53.3~54.5	2.3~3.5	达标
	5#居民点	S	235-286		60	48.9~50.6	53.1~53.8	2.1~2.8	达标
7.高沙 319-2HF	1#居民点	S	69-265	51	60	49.5~61.2	53.3~**61.6**	2.3~10.6	超标
	2#居民点	NE	65-310		60	48.2~61.7	52.8~**62.1**	1.8~11.1	超标
	3#居民点	W	123-264		60	49.6~56.2	53.4~57.3	2.4~6.3	达标
	4#居民点	N	141-303		60	48.4~55	52.9~56.5	1.9~5.5	达标
	5#居民点	SE	56-270		60	49.4~63	53.3~**63.3**	2.3~12.3	超标
8. 高沙 319HF	1#居民点	E	57-191	52	60	52.4~62.9	55.2~**63.2**	3.2~11.2	超标
	2#居民点	W	65-285		60	48.9~61.7	53.7~**62.2**	1.7~10.2	超标
	3#居民点	N	155-310		60	48.2~54.2	53.5~56.2	1.5~4.2	达标
	4#居民点	NE	190-253		60	49.9~52.4	54.1~55.2	2.1~3.2	达标
	5#居民点	SE	112-276		60	49.2~57	53.8~58.2	1.8~6.2	达标
9. 高蓬 401-2HF	1#居民点	SW	60-255	52	60	49.9~62.4	54.1~**62.8**	2.1~10.8	超标
	2#居民点	SE	141-294		60	48.6~55	53.6~56.8	1.6~4.8	达标
	3#居民点	NE	140-214		60	51.4~55.1	54.7~56.8	2.7~4.8	达标
	4#居民点	NW	188-304		60	48.3~52.5	53.6~55.3	1.6~3.3	达标
10.高蓬 401-5HF	1#居民点	E	94-253	52	60	49.9~58.5	54.1~59.4	2.1~7.4	达标
	2#居民点	NE	166-280		60	49.1~53.6	53.8~55.9	1.8~3.9	达标
	3#居民点	N	80-295		60	48.6~59.9	53.6~**60.6**	1.6~8.6	超标
	4#居民点	S	220-284		60	48.9~51.2	53.7~54.6	1.7~2.6	达标
11.高蓬 301-3HF	1#居民点	E	51-170	54	60	53.4~63.8	56.7~**64.3**	2.7~12.3	超标
	2#居民点	S	240-310		60	48.2~50.4	55~55.6	1~1.6	达标
	3#居民点	SE	240-256		60	49.8~50.4	55.4~55.6	1.4~1.6	达标

	4#居民点	E	240-283		60	49~50.4	55.2~55.6	1.2~1.6	达标
12.高蓬 301-8HF	1#居民点	S	102-245	51	60	50.2~57.8	53.6~58.6	2.6~7.6	达标
	2#居民点	NW	178-281		60	49~53	53.1~55.1	2.1~4.1	达标
	3#居民点	SE	218-297		60	48.5~51.2	53~54.1	2~3.1	达标
	4#居民点	W	238-275		60	49.2~50.5	53.2~53.8	2.2~2.8	达标
13. 高沙 309-3HF	1#居民点	N	55-254	53	60	49.9~63.2	54.7~**63.6**	1.7~10.6	超标
	2#居民点	W	85-227		60	50.9~59.4	55.1~**60.3**	2.1~7.3	超标
	3#居民点	S	78-280		60	49.1~60.2	54.5~**60.9**	1.5~7.9	超标
	4#居民点	SE	228-302		60	48.4~50.8	54.3~55.1	1.0~2.1	达标
	5#居民点	E	171-250		60	50~53.3	54.8~56.2	1.8~3.2	达标
14. 高沙 318-4HF	1#居民点	W	52-238	52	60	50.5~63.7	54.3~**64**	2.3~12	超标
	2#居民点	E	71-190		60	52.4~61	55.2~**61.5**	3.2~9.5	超标
	3#居民点	W	110-190		60	52.4~57.2	55.2~58.3	3.2~6.3	达标
15.高沙 312-3HF	1#居民点	S	165-305	54	60	48.3~53.7	55~56.8	1~2.8	达标
	2#居民点	SW	240-261		60	49.7~50.4	55.4~55.6	1.4~1.6	达标
	3#居民点	E	206-264		60	49.6~51.7	55.3~56	1.3~2	达标
16.高沙 319-4HF	1#居民点	N	60-240	52	60	50.4~62.4	54.3~**62.8**	2.3~10.8	超标
	2#居民点	E	158-256		60	49.8~54	54.1~56.1	2.1~4.1	达标
	3#居民点	SE	230-306		60	48.3~50.8	53.5~54.4	1.5~2.4	达标
	4#居民点	S	166-277		60	49.2~53.6	53.8~55.9	1.8~3.9	达标

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。

整体来看，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响；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。

6.6.3 钻井工程施工噪声影响

（1）源强

本项目各井场井位数量 1~5 口不定，共计 44 口井，各井场均采用单机钻进，先实施一口井，成功后依次实施后续各井，待上一口井测试求产后再实施下一口井，各井场布置的所有井完钻测试后获得产能后建站运营。由于地质地层勘探的复杂性和不确定性，若上一口井测试求产未达到工业开采条件，则建设单位可能会取消剩余井的实施工作，只完成一口井的钻井测试后封井。本次评价按照各井场所有井口钻井工程全部依次实施完成后，建站开采进行评价。

钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油发电机供电，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 台钻机、2 台泥浆泵、2 台振动筛等设备产生的机械噪声；此外，在压裂测试过程将产生压裂噪声。本项目单井场噪声源性质见表 4.1-13

根据各噪声设备的噪声级和布置，其中主要噪声源为柴油机组，钻机、泥浆泵、振动筛、柴油机主要分布在井场井口周边 20m 内，发电机布置在后场左方。在预测敏感点的噪声值时，将井口周围 20m 范围内的噪声源简化为 1 个噪声源点，位置为井口位置。噪声源简化后，钻井期间

噪声源为 2 个，其中一个为叠加噪声源，根据噪声叠加模式计算井口周围 20m 范围内各主要噪声设备近似点源的噪声值为 97.0dB（A），另一个为发电机噪声源，噪声值为 85dB（A）。本次评价选取井场周边居民点分布较多的高沙 318HF 井组作为典型井场，井场噪声源见下表：

表 6.6-3 典型井场（高沙 318HF）钻井工程主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系 m			源强dB（A）（1m处）	声源控制措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
正常工况	钻井设备	1套	-1	-1	1.5	90～100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	85～95	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	2台	11	-10	1	85～90		80～85		
	振动筛	2台	12	-15	1.2	85～90		80～85		
	离心机	2台	13	-20	1.5	85～90		80～85		
停电	柴油机	3台	27	6	1.2	90～95	排气筒上自带高质量消声器	80～85	昼夜连续	固定声源
	发电机	1台	27	8	1.2	85～90	设置发电机房，减震、吸声	75～85	昼夜连续	固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	45	105	2	110	/	110	昼间测试 3h	固定声源
备注：空间相对位置以井口中心为原点（0，0，0）										

（2）钻井阶段场界噪声影响预测

根据各井场的平面布置，高噪声设备主要分布在井口和井场后场发电机位置。

本评价根据《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$L_{(r)}=L_{(r0)}-201g(r/r_0)$预测钻井场界噪声排放情况。各井场钻井噪声在各施工边界的噪声贡献值详见表 6.6-4。

表 6.6-4 钻井工程各井场施工边界噪声贡献值预测一览表

井场名称	名称	最近厂界处	最远厂界处
高沙 317HF	叠加噪声源距离（m）	20	55
	发电机噪声源距离（m）	15	66
	边界噪声贡献值 dB（A）	**71.4**	**62.4**
	达标情况	超标	达标
高沙 317-2HF	叠加噪声源距离（m）	23	56
	发电机噪声源距离（m）	19	60

井场名称	名称	最近厂界处	最远厂界处
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.1**	**62.3**
	达标情况	超标	达标
新盛 210	叠加噪声源距离（m）	23	60
	发电机噪声源距离（m）	19	65
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.1**	**61.7**
	达标情况	超标	达标
高沙 318HF	叠加噪声源距离（m）	19	59
	发电机噪声源距离（m）	15	66
	边界噪声贡献值 dB（A）	**71.8**	**61.8**
	达标情况	超标	达标
高沙 318-2HF	叠加噪声源距离（m）	23	56
	发电机噪声源距离（m）	18	61
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.2**	**62.3**
	达标情况	超标	达标
高沙 309-2HF	叠加噪声源距离（m）	22	50
	发电机噪声源距离（m）	17	60
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.6**	**63.2**
	达标情况	超标	达标
高沙 319-2HF	叠加噪声源距离（m）	19	61
	发电机噪声源距离（m）	15	72
	边界噪声贡献值 dB（A）	**71.8**	**61.5**
	达标情况	超标	达标
高沙 319HF	叠加噪声源距离（m）	24	50
	发电机噪声源距离（m）	20	59
	边界噪声贡献值 dB（A）	**69.8**	**63.2**
	达标情况	达标	达标
高蓬 401-2HF	叠加噪声源距离（m）	20	50
	发电机噪声源距离（m）	16	61
	边界噪声贡献值 dB（A）	**71.4**	**63.2**
	达标情况	超标	达标
高蓬 401-5HF	叠加噪声源距离（m）	23	49
	发电机噪声源距离（m）	19	59
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.1**	**63.4**
	达标情况	超标	达标
高蓬 301-3HF	叠加噪声源距离（m）	19	54
	发电机噪声源距离（m）	15	65
	边界噪声贡献值 dB（A）	**71.8**	**62.5**
	达标情况	超标	达标
高蓬 301-8HF	叠加噪声源距离（m）	19	53
	发电机噪声源距离（m）	15	62
	边界噪声贡献值 dB（A）	**71.8**	**62.7**
	达标情况	超标	达标

井场名称	名称	最近厂界处	最远厂界处
高沙 309-3HF	叠加噪声源距离（m）	21	55
	发电机噪声源距离（m）	16	65
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.6**	**62.4**
	达标情况	超标	达标
高沙 318-4HF	叠加噪声源距离（m）	21	52
	发电机噪声源距离（m）	16	62
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.6**	**62.9**
	达标情况	超标	达标
高沙 312-3HF	叠加噪声源距离（m）	23	59
	发电机噪声源距离（m）	19	68
	边界噪声贡献值 dB（A）	**70.1**	**61.8**
	达标情况	超标	达标
高沙 319-4HF	叠加噪声源距离（m）	24	55
	发电机噪声源距离（m）	20	65
	边界噪声贡献值 dB（A）	69.8	62.4
	达标情况	达标	达标

钻井过程为连续 24 小时作业，昼、夜噪声值变化不大，噪声影响较大，钻井工程昼、夜间各厂界噪声均超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

（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$L_{(r)}=L_{(r0)}-201g(r/r_0)$预测钻井场界噪声排放情况。各井场钻井噪声在各施工边界的噪声贡献值详见表 6.6-5。

表 6.6-5 钻井工程噪声对井口周围居民影响预测

井场名称	保护目标名称	位置（m）		噪声标准		噪声背景值/现状值		噪声贡献值	敏感点噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
		与井口方位	与井口距离	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间/夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1. 高沙317HF	1#居民点	NE	103~210	60	50	50	44	50.4~56.6	53.2~57.5	51.3~56.8	3.2~7.5	7.3~12.8	达标	超标
	2#居民点	SE	200~285	60	50			47.8~50.8	52~53.5	49.3~51.7	2~3.5	5.3~7.7	达标	超标
	3#居民点	W	143-170	60	50			52.3~53.8	54.3~55.3	52.9~54.2	4.3~5.3	8.9~10.2	达标	超标
2. 高沙317-2HF	1#居民点	NW	130-193	60	50	51	46	51.2~54.6	54.1~56.2	52.3~55.1	3.1~5.2	6.3~9.1	达标	超标
	2#居民点	NW	199-325	60	50			46.6~50.9	52.4~54	49.3~52.1	1.4~3	3.3~6.1	达标	超标
	3#居民点	NW	209-331	60	50			46.5~50.5	52.3~53.7	49.2~51.8	1.3~2.7	3.2~5.8	达标	超标
	4#居民点	N	259-350	60	50			46~48.6	52.2~53	49~50.5	1.2~2	3~4.5	达标	超标
3.新盛210	1#居民点	W	117-316	60	50	53	44	46.9~55.5	53.9~57.4	48.7~55.8	0.9~4.4	4.7~11.8	达标	超标
	2#居民点	SE	236-308	60	50			47.1~49.4	54~54.6	48.8~50.5	1~1.6	4.8~6.5	达标	超标
4.高沙318HF	1#居民点	W	104-135	60	50	51	46	54.3~56.5	55.9~57.6	54.9~56.9	4.9~6.6	8.9~10.9	达标	超标
	2#居民点	NE	116-187	60	50			51.4~55.6	54.2~56.9	52.5~56	3.2~5.9	6.5~10	达标	超标
	3#居民点	W	188-302	60	50			47.3~51.4	52.5~54.2	49.7~52.5	1.5~3.2	3.7~6.5	达标	超标
	4#居民点	W	200-327	60	50			46.6~50.8	52.3~53.9	49.3~52.1	1.3~2.9	3.3~6.1	达标	超标
	5#居民点	SW	122-300	60	50			47.3~55.1	52.5~56.6	49.7~55.6	1.5~5.6	3.7~9.6	达标	超标
	6#居民点	N	278-312	60	50			47~48	52.4~52.8	49.5~50.1	1.4~1.8	3.5~4.1	达标	超标
	7#居民点	NE	300	60	50			47.3~47.3	52.5~52.5	49.7~49.7	1.5~1.5	3.7~3.7	达标	达标
5.高沙318-2HF	1#居民点	N	196-327	60	50	52	46	46.6~51	53.1~54.5	49.3~52.2	1.1~2.5	3.3~6.2	达标	超标
	2#居民点	SE	184-269	60	50			48.3~51.6	53.5~54.8	50.3~52.6	1.5~2.8	4.3~6.6	达标	超标
6.高沙309-2HF	1#居民点	SW	137-276	60	50	51	46	48~54.1	52.8~55.8	50.2~54.7	1.8~4.8	4.2~8.7	达标	超标
	2#居民点	SE	170-300	60	50			47.3~52.3	52.5~54.7	49.7~53.2	1.5~3.7	3.7~7.2	达标	超标

	3#居民点	NW	194-320	60	50			46.8~51.1	52.4~54.1	49.4~52.3	1.4~3.1	3.4~6.3	达标	超标
	4#居民点	N	238-326	60	50			46.6~49.3	52.3~53.3	49.3~51	1.3~2.3	3.3~5	达标	超标
	5#居民点	S	267-323	60	50			46.7~48.3	52.4~52.9	49.4~50.3	1.4~1.9	3.4~4.3	达标	超标
7.高沙319-2HF	1#居民点	S	105-287	60	50	51	45	47.7~56.4	52.7~57.5	49.6~56.7	1.7~6.5	4.6~11.7	达标	超标
	2#居民点	NE	104-363	60	50			45.7~56.5	52.1~57.6	48.4~56.8	1.1~6.6	3.4~11.8	达标	超标
	3#居民点	W	138-295	60	50			47.5~54.1	52.6~55.8	49.4~54.6	1.6~4.8	4.4~9.6	达标	超标
	4#居民点	N	164-320	60	50			46.8~52.6	52.4~54.9	49~53.3	1.4~3.9	4~8.3	达标	超标
	5#居民点	SE	130-343	60	50			46.2~54.6	52.2~56.2	48.6~55	1.2~5.2	3.6~10	达标	超标
8. 高沙319HF	1#居民点	E	114-240	60	50	52	45	49.3~55.7	53.9~57.3	50.6~56.1	1.9~5.3	5.6~11.1	达标	超标
	2#居民点	W	110-332	60	50			46.4~56	53.1~57.5	48.8~56.4	1.1~5.5	3.8~11.4	达标	超标
	3#居民点	N	190-336	60	50			46.3~51.3	53~54.7	48.7~52.2	1~2.7	3.7~7.2	达标	超标
	4#居民点	NE	234-290	60	50			47.6~49.5	53.3~53.9	49.5~50.8	1.3~1.9	4.5~5.8	达标	超标
	5#居民点	SE	169-336	60	50			46.3~52.3	53~55.2	48.7~53	1~3.2	3.7~8	达标	超标
9. 高蓬401-2HF	1#居民点	SW	105-300	60	50	52	45	47.3~56.4	53.3~57.8	49.3~56.7	1.3~5.8	4.3~11.7	达标	超标
	2#居民点	SE	167-320	60	50			46.8~52.4	53.1~55.2	49~53.1	1.1~3.2	4~8.1	达标	超标
	3#居民点	NE	181-250	60	50			48.9~51.7	53.7~54.9	50.4~52.5	1.7~2.9	5.4~7.5	达标	超标
	4#居民点	NW	215-312	60	50			47~50.2	53.2~54.2	49.1~51.4	1.2~2.2	4.1~6.4	达标	超标
10.高蓬401-5HF	1#居民点	E	120-307	60	50	52	45	47.1~55.3	53.2~57	49.2~55.7	1.2~5	4.2~10.7	达标	超标
	2#居民点	NE	216-332	60	50			46.4~50.2	53.1~54.2	48.8~51.3	1.1~2.2	3.8~6.3	达标	超标
	3#居民点	N	121-335	60	50			46.4~55.2	53~56.9	48.7~55.6	1~4.9	3.7~10.6	达标	超标
	4#居民点	S	272-330	60	50			46.5~48.2	53.1~53.5	48.8~49.9	1.1~1.5	3.8~4.9	达标	达标
11.高蓬301-3HF	1#居民点	E	105-233	60	50	54	45	49.5~56.4	55.3~58.4	50.8~56.7	1.3~4.4	5.8~11.7	达标	超标
	2#居民点	S	258-323	60	50			46.7~48.6	54.7~55.1	48.9~50.2	0.7~1.1	3.9~5.2	达标	超标
	3#居民点	SE	295-314	60	50			46.9~47.5	54.8~54.9	49.1~49.4	0.8~0.9	4.1~4.4	达标	达标

	4#居民点	E	294-331	60	50			46.5~47.5	54.7~54.9	48.8~49.4	0.7~0.9	3.8~4.4	达标	达标
12.高蓬301-8HF	1#居民点	S	142-284	60	50	51	43	47.8~53.8	52.7~55.6	49~54.2	1.7~4.6	6~11.2	达标	超标
	2#居民点	NW	215-325	60	50			46.6~50.2	52.4~53.6	48.2~51	1.4~2.6	5.2~8	达标	超标
	3#居民点	SE	238-318	60	50			46.8~49.3	52.4~53.3	48.3~50.2	1.4~2.3	5.3~7.2	达标	超标
	4#居民点	W	267-305	60	50			47.2~48.3	52.5~52.9	48.6~49.4	1.5~1.9	5.6~6.4	达标	达标
13. 高沙309-3HF	1#居民点	N	115-320	60	50	53	43	46.8~55.6	53.9~57.5	48.3~55.9	0.9~4.5	5.3~2.9	达标	超标
	2#居民点	W	125-270	60	50			48.2~54.9	54.3~57.1	49.4~55.2	1.3~4.1	6.4~12.2	达标	超标
	3#居民点	S	118-312	60	50			47~55.4	54~57.4	48.4~55.7	1~4.4	5.4~12.7	达标	超标
	4#居民点	SE	245-315	60	50			46.9~49.1	54~54.5	48.4~50	1~1.5	5.4~7	达标	超标
	5#居民点	E	230-306	60	50			47.1~49.6	54~54.6	48.6~50.5	1~1.6	5.6~7.5	达标	超标
14. 高沙318-4HF	1#居民点	W	108-294	60	50	52	46	47.5~56.2	53.3~57.6	49.8~56.6	1.3~5.6	3.8~10.6	达标	超标
	2#居民点	E	105-250	60	50			48.9~56.4	53.7~57.8	50.7~56.8	1.7~5.8	4.7~10.8	达标	超标
	3#居民点	W	167-242	60	50			49.2~52.4	53.8~55.2	50.9~53.3	1.8~3.2	4.9~7.3	达标	超标
15.高沙312-3HF	1#居民点	S	177-318	60	50	54	45	46.8~51.9	54.8~56.1	49~52.7	0.8~2.1	4~7.7	达标	超标
	2#居民点	SW	291-312	60	50			47~47.6	54.8~54.9	49.1~49.5	0.8~0.9	4.1~4.5	达标	达标
	3#居民点	E	251-305	60	50			47.2~48.9	54.8~55.2	49.2~50.4	0.8~1.2	4.2~5.4	达标	超标
16.高沙319-4HF	1#居民点	N	110-286	60	50	52	45	47.7~56	53.4~57.5	49.6~56.4	1.4~5.5	4.6~11.4	达标	超标
	2#居民点	E	195-308	60	50			47.1~51.1	53.2~54.6	49.2~52	1.2~2.6	4.2~7	达标	超标
	3#居民点	SE	283-360	60	50			45.7~47.8	52.9~53.4	48.4~49.6	0.9~1.4	3.4~4.6	达标	达标
	4#居民点	S	200-310	60	50			47~50.8	53.2~54.5	49.1~51.8	1.2~2.5	4.1~6.8	达标	超标

根据预测结果，本次评价选取井场周边居民点分布较多的高沙318HF井组作为典型井场绘制钻井期间的昼夜间噪声等值线图如下图 6.6-1、图6.6-2所示。

***

图6.6-1 高沙318HF井场泥浆钻井期间昼间噪声等值线图

***

图6.6-2 高沙318HF井场泥浆钻井期间夜间噪声等值线图

预测结果表明：各井场钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 75m 范围内，夜间噪声达标距离为距离井口约 285m 范围内。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，昼间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准、部分夜间噪声不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，夜间预测值最大超标值为 6.9dB（A），夜间噪声影响较大。

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。本项目井口 100m 范围内无住户，在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；本次评价按照最不利情况即无法使用网电采用柴油动力机、发电机钻井时进行噪声影响预测，正常情况下高庙气田电网情况较好，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电情况下项目钻井噪声对声环境的贡献值可减少约 4～5dB（A），可进一步降低对周围声环境的不利影响；同时，本项目各井场钻井周期非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），建设单位应在开钻前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.6.4 压裂作业噪声影响

（1）源强

各井场压裂作业中产生的噪声为主要压裂设备噪声和柴油发电机噪声。压裂作业周期为 3～20d/井且非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），仅白天进行，夜晚不进行压裂作业。噪声源性质见表 3.5-1。根据压裂作业期间各噪声设备的噪声级和布置，压裂设备分布在井场后场位置，距井口约 20m 位置，发电机布置在后场左方

表 6.6-6 典型井场（高沙 318HF）压裂作业主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系 m			源强dB（A）（1m处）	声源控制噪措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
压裂作业	压裂设备	8	0	20	1.5	95~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	90~95	昼间	固定声源
	发电机	1	27	8	1.2	85~90		75~85	昼间	固定声源

（2）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施工噪声对周边居民的影响。由于压裂施工仅在昼间进行，故只预测压裂噪声在昼间对各敏感点的影响，其预测结果详见表 6.6-5。

表 6.6-5 压裂作业噪声对井口周围居民影响预测

井场名称	保护目标名称	位置（m）		噪声背景值/现状值（昼间）	噪声标准值（昼间）	噪声贡献值	敏感点噪声预测值（昼间）	较现状增量（昼间）	超标和达标情况
		与井口方位	与井口距离						
1.高沙 317HF	1#居民点	NE	103~210	50	60	57.4~63.6	58.1~63.8	8.1~3.8	超标
	2#居民点	SE	200~285		60	54.8~57.8	56~58.5	6~8.5	达标
	3#居民点	W	143-170		60	59.3~60.8	59.7~61.1	9.7~6.1	超标
2.高沙 317-2HF	1#居民点	NW	130-193	51	60	58.2~61.6	58.9~61.9	7.9~10.9	超标
	2#居民点	NW	199-325		60	53.6~57.9	55.5~58.7	4.5~7.7	达标
	3#居民点	NW	209-331		60	53.5~57.5	55.4~58.3	4.4~7.3	达标
	4#居民点	N	259-350		60	53~55.6	55.1~56.9	4.1~5.9	达标
3.新盛 210	1#居民点	W	117-316	53	60	53.9~62.5	56.5~63	3.5~10	超标
	2#居民点	SE	236-308		60	54.1~56.4	56.6~58	3.6~5	达标
4.高沙 318HF	1#居民点	W	104-135	51	60	61.3~63.5	61.6~63.8	10.6~12.8	超标
	2#居民点	NE	116-187		60	58.4~62.6	59.1~62.9	8.1~11.9	超标
	3#居民点	W	188-302		60	54.3~58.4	55.9~59.1	4.9~8.1	达标
	4#居民点	W	200-327		60	53.6~57.8	55.5~58.7	4.5~7.7	达标
	5#居民点	SW	122-300		60	54.3~62.1	56~62.5	5~11.5	超标
	6#居民点	N	278-312		60	54~55	55.8~56.4	4.8~5.4	达标
	7#居民点	NE	300		60	54.3~54.3	56~56	5~5	达标
5.高沙 318-2HF	1#居民点	N	196-327	52	60	53.6~58	55.9~59	3.9~7	达标
	2#居民点	SE	184-269		60	55.3~58.6	56.9~59.4	4.9~7.4	达标
6.高沙 309-2HF	1#居民点	SW	137-276	51	60	55~61.1	56.5~61.5	5.5~10.5	超标
	2#居民点	SE	170-300		60	54.3~59.3	56~59.9	5~8.9	达标
	3#居民点	NW	194-320		60	53.8~58.1	55.6~58.9	4.6~7.9	达标

	4#居民点	N	238-326		60	53.6~56.3	55.5~57.4	4.5~6.4	达标
	5#居民点	S	267-323		60	53.7~55.3	55.6~56.7	4.6~5.7	达标
7.高沙 319-2HF	1#居民点	S	105-287	51	60	54.7~63.4	56.2~63.7	5.2~12.7	超标
	2#居民点	NE	104-363		60	52.7~63.5	54.9~63.8	3.9~12.8	超标
	3#居民点	W	138-295		60	54.5~61.1	56.1~61.5	5.1`10.5	超标
	4#居民点	N	164-320		60	53.8~59.6	55.6~60.1	4.6~9.1	超标
	5#居民点	SE	130-343		60	53.2~61.6	55.2~61.9	4.2~10.9	超标
8. 高沙 319HF	1#居民点	E	114-240	52	60	56.3~62.7	57.6~63.1	5.6~11.1	超标
	2#居民点	W	110-332		60	53.4~63	55.8~63.4	3.8~11.4	超标
	3#居民点	N	190-336		60	53.3~58.3	55.7~59.2	3.7~7.2	达标
	4#居民点	NE	234-290		60	54.6~56.5	56.5~57.8	4.5~5.8	达标
	5#居民点	SE	169-336		60	53.3~59.3	55.7~60	3.7~8	达标
9. 高蓬 401-2HF	1#居民点	SW	105-300	52	60	54.3~63.4	56.3~63.7	4.3~11.7	超标
	2#居民点	SE	167-320		60	53.8~59.4	56~60.1	4~8.1	超标
	3#居民点	NE	181-250		60	55.9~58.7	57.4~59.5	5.4~7.5	达标
	4#居民点	NW	215-312		60	54~57.2	56.1~58.4	4.1~6.4	达标
10.高蓬 401-5HF	1#居民点	E	120-307	52	60	54.1~62.3	56.2~62.7	4.2~10.7	超标
	2#居民点	NE	216-332		60	53.4~57.2	55.8~58.3	3.8~6.3	达标
	3#居民点	N	121-335		60	53.4~62.2	55.7~62.6	3.7~10.6	超标
	4#居民点	S	272-330		60	53.5~55.2	55.8~56.9	3.8~4.9	达标
11.高蓬 301-3HF	1#居民点	E	105-233	54	60	56.5~63.4	58.4~63.9	4.4~9.9	超标
	2#居民点	S	258-323		60	53.7~55.6	56.9~57.9	2.9~3.9	达标
	3#居民点	SE	295-314		60	53.9~54.5	57~57.2	3~3.2	达标
	4#居民点	E	294-331		60	53.5~54.5	56.8~57.3	2.8~3.3	达标
12.高蓬 301-8HF	1#居民点	S	142-284	51	60	54.8~60.8	56.3~61.2	5.3~10.2	超标

	2#居民点	NW	215-325		60	53.6~57.2	55.5~58.1	4.5~7.1	达标
	3#居民点	SE	238-318		60	53.8~56.3	55.6~57.4	4.6~6.4	达标
	4#居民点	W	267-305		60	54.2~55.3	55.9~56.7	4.9~5.7	达标
13. 高沙 309-3HF	1#居民点	N	115-320	53	60	53.8~62.6	56.4~63.1	3.4~10.1	超标
	2#居民点	W	125-270		60	55.2~61.9	57.3~62.4	4.3~9.4	超标
	3#居民点	S	118-312		60	54~62.4	56.5~62.9	3.5~9.9	超标
	4#居民点	SE	245-315		60	53.9~56.1	56.5~57.8	3.5~4.8	达标
	5#居民点	E	230-306		60	54.1~56.6	56.6~58.2	3.6~5.2	达标
14. 高沙 318-4HF	1#居民点	W	108-294	52	60	54.5~63.2	56.4~63.5	4.4~9.5	超标
	2#居民点	E	105-250		60	55.9~63.4	57.4~63.7	5.4~11.7	超标
	3#居民点	W	167-242		60	56.2~59.4	57.6~60.1	5.6~8.1	超标
15.高沙 312-3HF	1#居民点	S	177-318	54	60	53.8~58.9	56.9~60.1	2.9~6.1	超标
	2#居民点	SW	291-312		60	54~54.6	57~57.3	3~3.3	达标
	3#居民点	E	251-305		60	54.2~55.9	57.1~58	3.1~4	达标
16.高沙 319-4HF	1#居民点	N	110-286	52	60	54.7~63	56.6~63.4	4.6~11.4	超标
	2#居民点	E	195-308		60	54.1~58.1	56.2~59	4.2~7	达标
	3#居民点	SE	283-360		60	52.7~54.8	55.4~56.6	3.4~4.6	达标
	4#居民点	S	200-310		60	54~57.8	56.1~58.8	4.1~6.8	达标

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。

根据预测结果，本次评价选取井场周边居民点分布较多的高沙318HF井组作为典型井场绘制压裂期间的昼夜间噪声等值线图如下图 6.6-3 所示。

***

图 6.6-3 高沙 318HF 井场泥浆压裂期间昼间噪声等值线图

预测结果表明：各井场压裂作业期间昼间噪声达标距离为井口约180m 范围内，夜间不施工。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场压裂作业期间部分敏感点噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，其中昼间噪声值最大超标值 9B（A），夜间噪声影响较大。

项目各井场压裂设备均位于井场后场，从平面布置上最大限度的增加大了高噪声设备与声环境敏感点的距离，且压裂作业夜间不施工作业。在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；同时，本项目压裂周期较短，且各口井之间非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），并且压裂施工仅白天进行，建设单位应在压裂施工前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.6.5 站场施工期噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，施工期采气站场工程的噪声源强见表 4.1-20。

（2）站场施工期噪声影响预测

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.6-6。

表 6.6-6 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
装载机	84.0	74.4	70.0	67.1	64.0	61.7	60.5	58.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0

混凝土罐车	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
重型碾压机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电锯	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	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 64.0～73.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 58.0～67.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 52.0～61.0dB（A）。

施工期场站工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于 72m 时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点的场站布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各采气站场外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，本项目各采气站场均在原井场内建设，施工工程量小、施工时间短（每个采气站场建站土建施工时间约 7 天），且施工全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近居民产生影响，昼间对居民影响较小，不进行敏感点噪声值预测。在施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各采气站场施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.6.6 集输管线施工噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，施工期地面集输管网工程的噪声源强见表 4.1-22。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.6-7。

表 6.6-7 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
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
吊管机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电焊机	77.0	67.4	63.0	60.1	57.0	54.7	53.5	51.0
切割机	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	82.0	72.4	68.0	65.1	62.0	59.7	58.5	56.0
顶管机械	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
柴油发电机	92.0	82.4	78.0	75.1	72.0	69.7	68.5	66.0

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

本项目夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于 125m 时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

6.7 施工期固体废物环境影响分析

6.7.1 钻前施工固废对环境影响分析

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。

6.7.2 钻井施工固废对环境影响分析

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。本项目沙溪庙组每口井水基钻井固废产生量约 840m^3，蓬莱镇组每口井水基钻井固废产生量约 168m^3，须家河组每口井水基钻井固废产生量约 1162m^3，水基钻井固废总产生量约 6.4176 万 t，由“不落地”工艺处理收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理，对区域环境影响较小。

（2）油基岩屑

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约 30m^3，项目共产生顶替泥浆约 2640t，油基泥浆钻井阶段将产生的油基钻井固废，沙溪庙组及蓬莱镇组每口水平井产生的油基钻井固废约 308m^3，须家河组每口定向井产生的油基钻井固废约 219m^3，本项目共产生油基钻井固废约 12484m^3（2.4968t）。顶替泥浆和油基钻井固废均属于危险固体废物，按照危险废物进行现场管理（废物类别为 HW08，废物代码 072-001-08），顶替泥浆和油基钻井固废由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。

（3）生活垃圾和废包装材料

本项目单井钻井期间沙溪庙组、蓬莱镇及须家河组生活垃圾产生量分别为 2.700t/井、2.025t/井及 3.375t/井，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。各井场需要现场配置部分钻井液，将产生少量包装材料，单井钻井产生的废包装材料约为 0.5t，废包装材料在材料区集中收集后送当地废品回收站处理

（3）含油固废

钻井工程中产生的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。

综上所述，钻井期间产生的固废得到了妥善处置，对当地环境影响较小

6.7.3 站场建设施工固废对环境影响分析

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

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

6.7.4 集输管线施工固废对环境影响分析

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由施工单位回收或外售废品回收站处置，不可回收部分与生活垃圾一并送当地环卫部门处置，施工现场未随意乱扔。

（2）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，施工结束后剩余的泥浆转运至当地砖厂或水泥厂资源化利用（废弃泥浆量约 2t，干重约 1t），并覆土复原。

（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

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，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对采气站场进行分析和评价。

7.1 运营期大气环境影响分析

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漏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水套加热炉天然气燃烧废气、凝析油挥发性有机废气、无组织逸散的少量天然气以及非正常工况下的放散废气。

7.1.1 正常工况

根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程大气环境为二级评价，无需进行进一步预测只对污染物排放量进行核算，本项目根据单项目工程对大气污染物排放量进行核算，分析对大气环境的影响。

（1）大气污染物排放量核算

采气站场运营期大气环境影响主要为水套加热炉天然气燃烧废气、凝析油挥发性有机废气、无组织逸散的少量天然气以及非正常工况下的放散废气。采气站场运营期大气污染物排放量见下表。

表 7.1-1 各采气场站水套加热炉产污情况表

***

表 7.1-2 储液罐呼吸废气汇总情况表 单位：t/a

***

表 7.1-3 大气污染物年排放量核算表

***

（2）大气环境影响分析

本项目各站场水套炉废气经 8m 高排气筒排放，NO_X 和颗粒物排放浓度，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。采气过程中，凝析油与采气废水采用密

闭管道集输转输至采气站场储液罐内暂存，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，储液罐密闭，同时采气废水和凝析油均采用密闭罐车进行转运，减少挥发性有机物的产生。站场所设置的储液罐均为密闭式固定顶罐，仅在顶部留有呼吸孔，内装凝析油挥发产生的有机废气量较小。

项目运营期各站场将无组织逸散少量天然气，主要污染物为非甲烷总烃。根据本次评价对区域内已建站场典型站场（高庙 33-10HF）厂界非甲烷总烃的监测结果，高庙 33-10HF 厂界非甲烷总烃监测浓度为 0.52~1.28mg/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

本项目各采气站场检修或事故时，相关设备及管线中天然气经放空系统点火燃烧后排放。本项目一次放空作业一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min，放散主要污染物为少量甲烷，放空主要污染物为少量 NO_x 和颗粒物。

本项目采气站场放空频率低，时间短，放散及放空排放的污染物量较少，对区域环境空气影响较小。

7.2 运营期地表水环境影响分析

本项目运营期各采气站场分离器将产生一定量采气废水；检修等非正常工况下，将产生检修废水；本项目各采气站场按临时有人值守站考虑，运营期将产生少量生活污水。

本项目运营期分离的采气废水、清管检修废水均采用管线输送至储液罐内，经密闭罐车转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

采气站场运营期临时值守人员将产生少量生活污水，经收集池收集后，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（高沙318-2HF、高蓬401-5HF、高蓬401-2HF、高沙319HF、高庙115H场站）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集输工程的站场和管线组成。正常状况下，各运行环节均按照地下水污染防控要求采取了严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小，各场地采取的污染防控措施对污废水的有很好的阻隔效果，泄漏的污染物很难进入到含水层，对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

根据设计资料，运营期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，现场暂存入站内气田水罐。在非正常状况下，运营期站场气田水罐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。

（3）管线建设运行对地下水环境影响预测与评价

运营期管线埋设于地下，管道输送介质为天然气，为不含硫、脱水后的纯气体，运营期间无废水产生。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，因此对地下水的影响较小。

管道运营期间的非正常状态可能有：阀门、法兰泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；水击及腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生天然气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。一旦管道破裂出现泄漏时，天然气将通过土壤孔隙逸出进入大气，即使位于地下水位以下的管道出现泄漏时，天然气不溶于水也会从水中逸出进入包气带土壤，再从土壤孔隙逸出进

入大气，对地下水产生影响较小。

7.3.2 预测时段与预测因子

（1）预测时段

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

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目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

本项目站场主要利用地面架空式的金属罐暂存开采过程中产生的气田水，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。本次评价按最不利因素考虑，假设泄漏出的气田水全部会进入到地下水。本次源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中液体泄漏的伯努利方程方法计算，气田水泄漏速率按下式计算：

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

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；C_d—液体泄漏系数，本次取值 0.65；A—裂口面积，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。

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

表 7.3-1 运营期气田水泄漏量计算结果表

***

表 7.3-2 运营期非正常状况下污染物预测源强

***

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，为各场地所在评价范围，包括地下水保护目标和可能的环境影响区域。

7.3.5 水文地质条件概化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）非正常状况高沙318-2HF场站预测评价结果

根据运营期污水池泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-1~3和表7.3-3），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17m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游13m处；405天时污染物迁移至下游39m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物最大影响距离迁移至下游48m处；3650天时污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游11m处；168天时污染物迁移至下游48m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游213m处。

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28m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游69m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游107m处；6152天时污染物迁移至下游214m处，浓度降低至标准值以下。

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）非正常状况高蓬401-5HF场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场气田水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-4~6和表7.3-4），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14m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游18m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游12m处；1098天时污染物迁移至下游40m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物最大影响距离迁移至下游47m处。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游11m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游9m处；454天时污染物迁移至下游50m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游130m处。

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20m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游48m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游77m处；16691天时污染物迁移至下游202m处，浓度降低至标准值以下。

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）非正常状况高蓬401-2HF场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场气田水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-7~9和表7.3-5），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；365天时污染物最大超标距离迁移至下游16m处；575天时污染物迁移至下游36m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物最大影响距离迁移至下游41m处；3650天时污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游11m处；238天时污染物迁移至下游45m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游159m处。

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23m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游55m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游84m处；8731天时污染物迁移至下游183m处，浓度降低至标准值以下。

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）非正常状况高沙319HF场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场气田水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-10~12和表7.3-6），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16m处；358天时污染物迁移至下游36m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物最大影响距离迁移至下游42m处；3650天时污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游10m处；148天时污染物迁移至下游46m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游201m处。

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28m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游65m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游88m处；5431天时污染物迁移至下游179m处，浓度降低至标准值以下。

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

（5）非正常状况高庙115H场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场气田水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-13~15和表7.3-7），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14m处；365天时污染物最大超标距离迁移至下游16m处；647天时污染物迁移至下游33m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物最大影响距离迁移至下游37m处；3650天时污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游10m处；267天时污染物迁移至下游43m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游77m处；3650天时污染物影响范围至下游140m处。

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21m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游49m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游74m处；9827天时污染物迁移至下游165m处，浓度降低至标准值以下。

表 7.3-7 各类污染因子预测评价结果统计表

***

***

图 7.3-13 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-14 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***

图 7.3-15 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

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

（1）对含水层的影响分析

预测结果表明，气田水罐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。气田水罐泄漏各类污染物最大超标距离在下游 74~107m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 165~214m（石油类），气田水罐发生污染后，石油类污染物对地下水的影响程度较大，因此，在该情景污染发生后，应重点关注石油类在地下水环境中的变化。同理，本次评价也同建设期一致，结合了典型场地的预测分析结果，类比分析了各场地运行过程中发生气田水罐泄漏对地下水环境的影响分析，各主要场地地下水环境预测影响类比结果详见表 7.3-8。

表7.3-8 各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场站下游10~107m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游17~214m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响。根据上述分析结果，各场站下游地下水保护目标可能受影响分析情况见表7.3-9，由分析结果可知，在预测情景下场站下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小；同时，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕分析结果的迁移距离较远，使得氯化物污染物影响距离相对较远影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

表 7.3-9 运营期场站下游分散保护目标影响情况分析一览表

***

7.4 运营期噪声环境影响分析

7.4.1 采气站运营声环境影响分析

本项目区块内目前已实施有较成熟的天然气钻采工程。本项目各采气站场均采用标准化、模块化生产设备，天然气采输工艺与引用类比的各场站相同，处理规模相近，采用低噪声设备和增压模块专项降噪治理等环保措施相同，各采气站场运行期无高噪声设备，类比临近气田采气站场运营期噪声监测数据，各采气站场场界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

7.4.2 放空噪声

本项目采气站场放空系统在事故放空情况下将产生噪声，其源强可达105dB，放空噪声不同距离的贡献值见表7.4-1。

表7.4-1 放散/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，放散/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散系统或放空系统，放散或放空频率低、时间短，且非事故情况下尽可能不在夜间放散或放空。因此，在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放散或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

各采气站场运行期间产生的固体废物主要来自部分站场除砂器产生的废渣、全部站场分离器产生的废渣、清管检修废渣以及储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。部分站场除砂器产生的废渣、站场分离器产生的废渣以及检修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，属于危险废物，交由有危险废物处理资质的单位处置；本工程新增集输管线总长 48.95km，清管检修废渣产生量较小，每年产生约 146.85kg，各站场设置的储液罐每半年清理一次，沉渣产生量约为 0.5~1t/次（1~2t/a），合计最多约 236t/a，清管检修废渣及储液罐沉渣由于属于含油废渣，交由有危险废物处理资质的单位处置。

废矿物油及含矿物油废物：压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个站场废润滑油量约 0.2m^3/a。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），在危废暂存区由废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

本项目各采气站场为临时有人值守站，运营期 19 个常规采气站场共产生生活垃圾 10.45t/a，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

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 运营期土壤环境影响分析

7.6.1 采气站场运营期土壤环境影响分析

本项目运营期各采气站场和集气站将产生一定量采气废水和检修废水暂存于站场的储液罐内，采用密闭罐车转运拉运至集中处置站，正常情况下无站场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。在事故等非正常工况下，集气站内的储液罐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，储液罐合理布局，防范废水漫流事故，对周边土壤环境影响较小。

项目产生的废渣及废油收集后交由危废资质单位处置，不在现在暂存，因此采气站场运营期正常工矿下对周围土壤影响较小。前期气液分离站场设置有放空区，非正常工况下，天然气放空燃烧主要污染物为 NO_x 和颗粒物，由于放空仅在检修和事故情况下进行，次数较少，污染物产生量少，大气沉降对周边土壤环境影响极小。

7.6.2 集输管线对土壤的影响分析

本项目天然气均采用密闭输送，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。非正常工况下管道出现泄漏时，天然气已在站场进行气液分离，含水量极小，同时泄漏的天然气体不溶于水，不会对土壤固相物质造成污染，会随着土壤孔隙逸散到空气中，因此管道发生泄漏时对土壤污染影响极小。

7.7 运营期生态环境影响分析

7.7.1 对土地利用现状的影响评价

项目运营期，临时用地都已逐步进行恢复，对土地利用现状的影响主要体现在井场站场工程及管道工程。

（1）井场站场工程的影响

根据统计，本项目井场站场工程永久占地共 4.85hm^2，占用的土地类型主要为耕地、灌木林地、草地，其中占用耕地的面积为 3.71hm^2，占用灌木林地、草地的面积为 1.14hm^2，永久占地面积相对于整个区块来说，

占用的比例较小，不会造成区块范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个区块范围内的土地利用状况影响不大。

（2）管道工程的影响

根据统计，本项目管道工程的标志桩、警示牌等永久占地共 0.4hm^2，占用的土地类型主要为耕地、灌木林地、草地，其中占用耕地的面积为0.27hm^2，占用灌木林地、草地的面积为 0.13hm^2。管道工程永久占地面积相对于整个区块来说，占用的比例较小，不会造成区块范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个区块范围内的土地利用状况影响不大。

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

7.7.2 对植被的影响

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

目投入运营后，管道工程在正常运营期是深埋于地下，对动物无影响，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。本项目新建站场占地主要为耕地、灌木林地、草地，区域野生动物多为常见物种，为常见啮齿类和爬行类动物，站场周围具有适合其生存的相似生境，野生动物可以迁移到附近生境生存繁衍。因此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

项目投入运营后，无直接对水生生态产生影响的因素，项目在施工期因管线穿越河流施工和井场取水对附近小型河流的水生生态影响逐渐得到恢复。在运营期废水主要为采气废水和采气站场值班人员的生活污水，采气废水转运至相关有资质的单位处理，不直接排放到附近河流；生活污水经站场内环保厕所收集后交周边城镇污水处理厂处理，也不直接排放到附近河流。因此，项目运营期间的废水均不直接排放，不会对附近河流的水生生态产生影响。

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；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河流沟渠水中泥沙含量。

本项目各单项工程均无废水外排。其中，钻井施工人员的生活污水

是经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，无法回用的废水转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；试压废水过滤后经当地沟渠汇集后就近汇入当地地表水环境；返排压裂液优先回用于同井场配置压裂液，其次转运至同区域其他井场配置压裂液，无法回用的转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。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，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生产运营过程，废水种类包含值守站人员生活污水、采气废水及少量清洗废水。

在区域开发建设过程中，生产废水可回用于区域生产用水，无法回用时，转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。生活污水通过收集池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理，不外排。

根据对区域内的废水预处理站、回注站等各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，本项目各阶段产生的各类废水依托处理处置的污水处理站、回注站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。

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钻井井场柴油发电机废气，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，井区内各相邻井场的距离较远，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水套炉废气、凝析油挥发性有机废气、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，通过采气站场放空立管燃烧后排放，为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，水套加热炉均以天然气为燃料，其燃烧产物为燃烧后产生的废气含 CO2、NOx、颗粒物和水，通过约 8m 高排气筒（内径Φ200mm）有组织排放，其中 NO_X 和颗粒物排放浓度，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。根据其他井区已建工程现场调查类比，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 190km^2，井区内各相邻井场的距离较远，1.27km~4.19km，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工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声及应急事故下的放空噪声等。各采气站场之间相隔较远，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且个单项工程影响范围不会出现叠加影响。单项工程通过选用低噪声设备、优化平面布置等减振降噪措施，对周围环境影响较小。

根据已建站场的现场调查，井场和管线施工期、采气站场运营期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、油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；施工废料由施工单位回收或外售废品回收站处置，不可回收部分与生活垃圾一并送当地环卫部门处置，施工现场未随意乱扔；顶管施工废弃泥浆、水基钻井固废综合利用；油基岩屑和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和油基钻井固废集中产生，产生量较大，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

本项目生产运行期间产生的固体废物主要为站场分离器产生的废渣、清管检修废渣以及储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。井场分离器产生的废渣、清管检修废渣及储液罐沉渣由于属于含油废渣，交由有危废资质单位处置；废矿物油及含矿物油废物在危废暂存区由废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置；生活垃圾定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。项目通过采取上述固体废物污染防治措施，运营期固废得到了妥善处置，井区生产运营期固体废物对区域环境累积影响较小。

本次高庙气田产能建设项目（一期）建设及运行过程中产生的固体废物经以上方式处理后对项目所在区域的土壤、植被及地下水环境造成的影响很小，在当地环境可接受范围内。

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，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、罐区设置围堰等措施，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。

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，项目建设活动对周边土壤环境影响小。

7.8.6 地下水环境污染累积影响

本项目共 19 个场站，分属于 2 个二级水文地质单元，根据各场地对地下水环境的影响特征，从水文地质单元划分和地下水流场的角度考虑，每个水文地质单元具有独立的补径排条件，构成相对独立的地下水水流特征，因此本项目在非正常状况下仅对其所在水文地质单元内的地下水

环境及保护目标产生影响，受红层含水层结构特征及地下水流动特征影响，各水文地质单元产生叠加影响可能性较小。同时，本项目在同一水文地质单元内的场站较为分散，结合预测结果分析的超标和影响距离，各场站发生地下水污染影响范围有限，污染物浓度衰减较快，故同一水文地质单元内的场站同时发生地下水污染事故时，发生叠加影响的可能性较小。

综上分析，避免叠加影响发生，本项目各场地建设合理安排开采时序。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产生叠加影响的可能性较小。

7.8.7 生态环境累积影响

就整个区块而言，开发周期较长，现目前区块已建成部分采气工程、钻井工程、集输工程和配套工程，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。井场站场工程和管道工程的占地面积小，在滚动开发、分段施工结束，分阶段及时进行生态恢复后，区域内的开发建设活动造成的累积性影响较小。

本项目占地面积小，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，采气站和集气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 风险调查

本项目所开采的天然气预计均不含硫，该项目钻井过程中使用主要原、辅材料有泥浆、加重剂、固井水泥、添加剂、堵漏剂、开采的天然气、柴油发电机用柴油、沙溪庙组和蓬莱镇组二开造斜段及水平段、须家河组二段定向井三开段采用油基钻井液（白油或柴油）、压裂前置酸（稀盐酸）、站场运营期由工艺系统分离产生的凝析油和采气废水。钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，含高浓度的 COD 和 SS。钻井工程主要材料、钻井废水和产品成分、物理化学特性及毒理性如下：

（1）水基泥浆、固井水泥及添加剂危险性分析

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成份和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，本项目采用的泥浆不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

（2）钻井废水危险性分析

钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，属碱性废水，含较高的 COD 和色度，具有一定的腐蚀性。洗井废水的主要成分与钻井废水类似，其污染物浓度低于钻井废水。压裂废水中主要污染物为 COD、石油类、SS 和氯化物，有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

（3）凝析油危险性分析

项目采气过程中，从井中采出的天然气或多或少都带有一部分凝析油和采气废水，稳定的天然气凝析油是一种液态燃料，其蒸汽会对中枢神经系统产生有害的作用，刺激皮肤、眼黏膜和上呼吸道。凝析油泄漏后会对地表水、地下水和土壤产生一定危害

（4）采气废水危险性分析

采气废水中的主要污染物成分为 COD、石油类、Cl^-。由于石油和天然气及地层水长期储存于地下，一些微生物和细菌也生存于其中，在油、气从地层中被采出时，会与其它杂质一起混入水中被带出地面，所以采出的地层水是一种淡盐水，矿化度一般有几万~十余万 mg/L，险含大量离子外，还可能含少量有 Cd、Pb、Zn、Ba、As 等有害物质。有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。采气废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

（5）甲烷危险性分析

从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%～15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷(CH_4)的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表8.1-1。

8.1.2 环境敏感目标调查

本项目的环境风险敏感点重点调查各项目井场（站场）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。本项目环境风险敏感点分布图见**附图 8.1-1~20**。本项目各井场（站场）环境敏感目标特征表见表 8.1-1，各集输管线环境敏感目标特征表见表 8.1-2。

表 8.1-1 本项目各站场 3km 范围内环境风险敏感目标统计表

***

8.2 风险潜势初判及等级划分

8.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

由于各井场站场为独立钻井施工和建站作业，管网（采、集气、供排水）为分段建设，各施工单位为相对独立施工单元，井场内各单井通过井口切断阀实现单元控制，站场与站场之间输气管道通过站场进出站阀组切断阀实现单元控制，故高庙气田产能建设项目（一期）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。对于长输管线，按照两个阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

（1）钻井施工期

按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。本项目钻井工程预计可获气层为蓬莱镇组、沙溪庙组和须家河组二段地层，为不含硫化氢气层，比对《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B，本项目涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）、油类物质（柴油和白油）、15%稀盐酸。本项目压裂阶阶段使用的前置酸为 15%稀盐酸，而《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B 中所列第 334 项为浓度≥37%的盐酸的危险物质临界量，因此本项目所使用的 15%稀盐酸不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。由于各井场各井钻井工程依次实施，井场先实施一口井钻井作业，再依次实施下一口井，因此，同一时间，一个井场仅一口井实施钻井作业，因此钻井作业天然气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。本项目区块内单井天然气最大流量 1~5 万方/天，涉及最大无阻流量取正常工况下天然气流量的 5 倍值，井喷点燃时间为 15 分钟，15 分钟内可燃气体天然气泄漏量最大为 1.80t（临界量为 10t），钻井阶段单个井场现场柴油储存、使用量最大为 16t，油基泥浆基础油为白油现场贮存量约 250t。钻井施工期还涉及钻井废水、洗井废水、压裂返排液的暂存和转运，钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规

定，因此不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。

表 8.2-1 施工期 Q 值计算表（无阻流量最大的井场）

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	16	0.0064
2	甲烷	井口	74-82-8	10	1.8	0.18
3	白油	油基泥浆储罐	68334-30-5	2500	250	0.1
项目值 Q 值∑						0.2864
备注：①甲烷的量取事故状态（井喷）下无阻流量时的天然气流量，取正常工况下天然气流量的 5 倍值，井喷点燃时间为 15 分钟。②临界量数据来源：《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；						

（3）运营期

根据本项目建设内容，本项目开采、集输的主要产品为天然气，项目运营期间涉及的风险物质主要为井中采出的天然气和天然气中带有的部分凝析油。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。本项目新部署 19 个站场、1 个阀室及 20 条管线，本项目运营期环境风险共计 40 个危险单元。本项目各站场通过阀组撬实施紧急截断，截断阀能在 30s 内截断气源，故本评价考虑最不利情况下天然气泄漏量以 30s 计，流量按照最不利情况下最大无阻流量计算（以正常工况下天然气流量的 5 倍值作为无阻流量值）。各集输管线天然气存在量根据管道容积进行天然气存量计算。各站场凝析油存在量按照最不利情况站场内储液罐装满的情况下计算（其中根据高庙气田已有资料统计，须家河组气藏不含凝析油，蓬莱镇组含凝析油的油气比为 13.10t/万 m^3，沙溪庙组含凝析油的油气比为 1.95t/万 m^3）。项目储液罐体积为 20m^3，站场暂存凝析油为地层水和凝析油的混合物，含水量约 50%，其危险性远小于处理后的产品凝析油。凝析油和地层水混合物最大储存量为 20m^3，密度约 0.85。经计算当储液罐装满时采出凝析油最大存在量为 8.5t）。各单元危险物质基本情况见下表 12.2-2。

表 8.2-2 Q 值计算表

序号	所属单元	危险物质名称	CAS号	规格	天然气在线量/储存量（m^3）	天然气最大储存量q_1（t）	凝析油存在量q_2（t）	临界量Qn（t）	q_1/Q_1	q_2/Q_2	危险物质数量与临界量比值（$Q=q_1/Q1+q_2/Q2$）
一、集输管线											
1	高沙 317HF~永太阀室管线	甲烷	74-82-8	DN200，5.43km，3.99MPa	170.502	42.116	/	10(Q1)	4.212	/	4.212
2	高沙 317-2HF~高庙 3 管线			DN200，0.91km，3.99MPa	28.574	7.058	/		0.706	/	0.706
3	新盛 210~高沙 317-2HF 管线			DN200，1.44km，3.99MPa	45.216	11.169	/		1.117	/	1.117
4	高沙 318HF~高沙 318-4HF(丰谷 5)管线			DN200，1.42km，3.99MPa	44.588	11.014	/		1.101	/	1.101
5	高沙 318-2HF~丰谷 110 管线			DN200，0.85km，3.99MPa	26.690	6.593	/		0.659	/	0.659
6	高沙 319-2HF~高沙 319HF 管线			DN200，3.00km，3.99MPa	94.200	23.269	/		2.327	/	2.327
7	高沙 319HF~高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）管线			DN200，3.50km，3.99MPa	109.900	27.147	/		2.715	/	2.715
8	高蓬 401-2HF~新盛 101 管线			DN200，0.85km，3.99MPa	26.690	6.593	/		0.659	/	0.659
9	高蓬 401-5HF~高庙 3 管线			DN200，3.99km，3.99MPa	68.452	16.909	/		1.691	/	1.691
10	高蓬 401-5HF~			DN200，1.09km，	34.226	8.454	/		0.845	/	0.845

	新盛 206			3.99MPa							
11	高蓬 301-3HF~高沙 318-4HF(丰谷 5)管线			DN200，1.73km，3.99MPa	54.322	13.418	/		1.342	/	1.342
12	高蓬 301-8HF~高沙 319-4HF（高庙 32）管线			DN200，1.30km，3.99MPa	40.820	10.083	/		1.008	/	1.008
13	高沙 309-3HF~高沙 307-2HF 阀室管线			DN200，3.5km，3.99MPa	109.900	27.147	/		2.715	/	2.715
14	高沙 312-3HF（高沙 312）~高庙 319-4HF（高庙 33-10HF）管线			DN200，2.00km，3.99MPa	62.800	15.512	/		1.551	/	1.551
15	高庙 112H~高沙 319-2HF 管线			DN200，5.45km，3.99MPa	171.130	42.271	/		**4.227**	/	**4.227**
16	高庙 113H~新盛 206 管线			DN200，2.19km，3.99MPa	68.766	16.986	/		1.699	/	1.699
17	高庙 115H(高庙 33)~川合 139 管线			DN200，3.20km，3.99MPa	100.480	24.820	/		2.482	/	2.482
18	丰谷 108~高沙 318-4HF(丰谷 5)管线			DN200，4.11km，3.99MPa	129.054	31.878	/		3.188	/	3.188
19	丰谷 111~高沙 319HF 管线			DN200，2.60km，3.99MPa	81.640	20.166	/		2.017	/	2.017
20	丰谷 111~高庙			DN200，2.20km，	69.080	17.064	/		1.706	/	1.706

	33-8HF 管线			3.99MPa							
二、站场											
1	高沙 317HF	甲烷	74-82-8	3口井	156.25	0.114	51.000	10(Q1)；2500(Q2)	0.011	0.020	0.032
2	高沙 317-2HF			2口井	104.17	0.076	34.000		0.008	0.014	0.021
3	新盛 210			4口井	208.33	0.144	68.000		0.014	0.027	0.042
4	高沙 318HF			2口井	104.17	0.076	34.000		0.008	0.014	0.021
5	高沙 318-2HF			2口井	104.17	0.076	34.000		0.008	0.014	0.021
6	高沙 309-2HF			2口井	104.17	0.076	34.000		0.008	0.014	0.021
7	高沙 319-2HF			2口井	104.17	0.076	34.000		0.008	0.014	0.021
8	高沙 319HF			2口井	104.17	0.076	34.000		0.008	0.014	0.021
9	高蓬 401-2HF			4口井	208.33	0.153	68.000		0.015	0.027	0.042
10	高蓬 401-5HF			5口井	260.41	0.184	85.000		0.018	0.034	0.052
11	高蓬 301-3HF			3口井	156.25	0.115	51.000		0.011	0.020	0.032
12	高蓬 301-8HF			3口井	156.25	0.115	51.000		0.011	0.020	0.032
13	高沙 309-3HF			5口井	260.41	0.180	85.000		0.018	0.034	0.052
14	高沙 318-4HF			1口井	52.08	0.038	17.000		0.004	0.007	0.011
15	高沙 312-3HF			1口井	52.08	0.038	17.000		0.004	0.007	0.011
16	高沙 319-4HF			3口井	156.25	0.107	51.000		0.011	0.020	0.031
17	高庙 112H			5口井	260.41	0.189	85.000		0.019	0.034	**0.053**
18	高庙 113H			5口井	260.41	0.189	85.000		0.019	0.034	0.053
19	高庙 115H			5口井	260.41	0.189	85.000		0.019	0.034	0.053
阀室											
1	高沙 307-2HF 阀室	甲烷	74-82-8	/	25.2	0.018	/	10(Q1)	0.0018	/	0.0018

由上表 8.2-2 可知，本项目钻井期 Q 值最大为 0.2864；运营期以各站场、阀室及各集输管线为危险单元，计算各站场、阀室和各集输管线的最大存在量，其中站场及阀室的 Q 值最大为 0.053，管线中高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线的 Q 值最大，为 4.227。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》要求，各单项工程分工程以及实施阶段进行评价，本项目各井场钻井施工期、站场采气运营期及阀室 Q 值均小于 1，开展简单分析。运营期高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线 Q 值为 4.227，1≤Q＜10，因此高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线应进一步判断环境风险潜势。

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，本项目营运期行业及生产工艺情况（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	生产工艺	数量/套	M 分值
1	内部集输管线	油气管线	1	10
项目 M 值∑				10

由上表可知，本项目运营期内部集输管线 M10，为 M3

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 8.2-4 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 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

由上表可知，本项目运营期集输管线危险物质及工艺系统危险性等级为 P4。

8.2.4 环境敏感程度（E）的分级

本项目所在区域地表水水环境功能为III类，不涉及地表水饮用水源，地表水环境敏感特征为 F2，地表水环境敏感目标为 S3，项目地表水环境敏感程度为中度敏感区（E2）。

本项目所在区域评价范围内存在分散居民自打水井，属分散式地下水源地，地下水敏感程度为较敏感（G2），包气带防污性能分级为 Mb≥1.0m，1×10^{-6}cm/s≤K≤1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定（D2）。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，项目地下水环境敏感程度为环境中度敏感区（E2）。

本项目大气环境敏感程度的分级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 8.2-5。

表 8.2-5 大气环境敏感程度分级

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

根据前文敏感保护目标调查统计情况，本项目高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人。对比上表可知，大气环境敏感程度等级为 E1

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、地表水环境敏感程度均为 E2，大气环境敏感程度为 E1，本项目运营期内部集输管线危险物质及工艺系统危险性等级为 P4，环境风险潜势为 III。

8.2.6 评价等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。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。

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、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，本项目各井场钻井期、站场运营期及阀室 Q 值均小于 1，开展简单分析。运营期集输管线风险潜势为 III 类，环境风险评价等级为二级。

8.3 风险识别

8.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中涉及的危险物质有天然气、柴油、白油、盐酸、

钻井废水、凝析油和采气废水等，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

项目涉及的危险单元主要为井场、站场和集气管道等。各生产装置的风险性分述如下表8.3-1~8.3-2。

（1）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	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	暴雨导致废水外溢，柴油储罐泄漏，柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油、白油外溢，污染土壤、影响农作物生长发育和产量，污染地表水
12	钻采同步交叉作业可能会导致如下险情：施工人员在井口操作时易发生高空坠物，井口采气树如发生碰撞导致泄露，易发生爆炸火灾，井口失控；在井队搬迁安装以及钻井施工期间可能会损坏输气管线导致天然气泄漏，发生火灾以及爆炸等事故；钻井或定向施工中，两井眼	井喷失控、火灾爆炸、天然气泄露燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

	相近易发生碰撞，井下工具可能会碰坏已建井口的油层套管，轻则套管变形，影响气井后期修井作业，重则套管破裂造成井喷失控、井眼报废、设备损毁甚至人员伤亡	

（2）天然气开采危险及有害因素分析

表 8.3-2 天然气开采危险及有害因素分析

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

8.4 环境风险源项分析

8.4.1 最大可信事故

钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、钻井废水、柴油、白油外溢等，主要危害为释放的天然气，可能引发火灾、爆炸事故，以及对周围生态环境和人群健康的危害影响。天然气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的天然气泄漏，引发的火灾和爆炸事故，对周围环境和人群健康的影响，以及对生态环境的影响等。

从事故类型来讲，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果较天然气开采阶段稍大，因此，将钻井过程可能发生事故作为最大可信事故。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故。井喷失控事故分析见图 8.4-1。

***

图 8.4-1 井喷失控事故树

从上图可见，最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

8.4.2 最大可信事故概率

根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的机率很小。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41‰，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火的事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火的事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

8.5 环境风险事故情形分析

8.5.1 大气风险事故情形分析和影响分析

（1）场站、采输气管道泄漏风险

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，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。集输管线站场配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

（2）井喷

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控

制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的天然气也会对周边的居民产生影响。

由于本项目目的层为蓬莱镇组、沙溪庙组以及须家河组，根据该构造同层气质组成看，天然气不含硫化氢。在事故状态下，井喷失控释放的天然气，多数通过燃烧处理，使甲烷等转化成CO_2和H_2O，仅在事故刚发生时有少量天然气释放，其对环境影响较小。在事故状态下，若井喷失控释放的天然气未点燃，则天然气向环境中扩散。由于天然气主要成份为甲烷，其密度比空气的一半还小，且扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

根据对项目周围环境情况的调查，井口周围环境风险敏感点主要为3km评价范围内的场镇、医院、学校等，事故条件下及时采取应急措施及时撤离后，对周围风险敏感点影响较小。

此外，在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据天然气的释放量、释放压力等，确定应急疏散半径。同时还要将应急预案落实到实处，确保事故发生时能及时采取紧急措施，确保危害的最小化，确保周围人民群众的安全。

因此，井喷事故对居民生命、健康危害较小，对大气环境影响可接受。

8.5.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

8.5.2.1 施工期地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

（1）钻井期井漏环境风险影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。其环境影响程度详见地下水环境影响分析与评价。

（2）套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外1km范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

（3）钻井期集污罐、废水收集罐、油罐的环境风险影响分析

废水收集罐、油罐事故状态对地表水的影响包括钻井废水泄漏，以及泄漏柴油（白油）等对地表水的影响。其对地表的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入地表水；另一种是柴油（白油）或钻井废水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

另外，通过对拟建地地形地貌和河流沟渠分布情况分析可知，以及废水收集罐、集污罐临时储存的废水量，事故情况下，泄漏废水遇降雨时才会对地表水造成影响。但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险管理，发生事故的概率降低，此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

（4）钻井期废水、岩屑、废弃材料

钻井废水、压裂返排液、采气废水、岩屑、废弃材料的转运由具有相应运输资质的单位负责运输，并建立交接三联单制度，确保废水运至相关目的地。运输中涉及到风险事故主要环境敏感点为：

①公路沿线主要为耕地，涉及农村区域和城市区域等。

②线路沿线穿越百里渠、凯江支流等地表水体。

环境风险分析：污水转运车辆在行驶过程中，应加强管理，严防储液罐车翻车污染河流。废水转运采用罐体装载污水，罐体为钢板密闭罐，发生翻车泄漏的机率很小，且钻井废水无剧毒物质，主要是含有机污染物、COD、pH、石油类，且转运过程中穿越桥梁均设事故废水收集管道，

罐车输送的量约10t/车，量不大，不会产生严重后果。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。本环要求废水转运路线应尽量避开环境敏感目标，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源保护区。

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

A、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，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

B、对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

C、转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

D、加强罐车装载量管理，严禁超载。

E、加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

F、转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置道路时，应放慢行驶速度。

G、废水转运尽量避开暴雨时节。

H、建立废水转运联单制度。

（5）钻井期油罐事故影响分析

钻井使用柴油，油罐布置在井场前场，风险影响主要是油罐的区的火灾爆炸。油罐设置在基础上，基础周围设置围堰。油罐密闭，油类物质发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴的油类物质均收集在围堰内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油（白油）大量泄漏的机率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

（6）钻井期套外返水风险影响

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在3000m以下地层）Cl^-离子浓度达到19000～23000mg/L，水型以$CaCl_2$为主。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小。

（7）压裂前置酸泄漏事故影响分析

各井场站场单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存。酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；本工程井场周边设置有清污排水沟，发生泄漏时可有效避免对井场外土壤及地表水体的影响。同时通过协调运输关系，酸罐车一般仅提前1~2d拉运成品前置酸至需求井场，减少前置酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险

（8）钻井期柴油和油基泥浆使用、储运过程中的环境风险

一般而言，柴油和白油的安全性是比较好的，但其易燃易爆性是不容忽视的。本项目各站场井场上用柴油罐对柴油进行储存，采用泥浆罐对油基泥浆进行储存，柴油罐和泥浆罐放置在井场进门处砖砌的基础之上，其周围为旱地，无林木等。柴油和油基泥浆在使用、储运过程中的环境风险主要来自于柴油罐、泥浆罐自身缺陷、老化等造成的泄漏。柴油、白油泄漏可能污染河流、地表水、地下水和土壤环境，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失

8.5.2.2 运营期地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

（1）天然气开采期凝析油、采气废水外溢和运输事故影响

本项目站场拟采用“除砂+加热节流+分离计量工艺”/“加热节流+分离计量工艺”两种工艺，经气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入站场内的采气废水储液罐暂存，由罐车定期转运至产能建设及勘探项目部中江气田混合液处理中转站进行三相分离工艺处理，因此开采期产生的凝析油和采气废水暂存于井场内的储液罐，储液罐设置外溢报警器，同时储液罐所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对储液罐的容量进行检查，达到容量的80%则进行转运，因此出现凝析油外溢的可能性小；凝析油的输装和外运均由专用运输车进行运输，运输车为密闭罐车，在转运过程中可能出现运输事故，凝析油泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入地表水也会对地表水造成不利影响。

（2）运营期气液混输管道破裂凝析油、采气废水泄露事故影响

本项目站场拟采用“除砂+加热节流+分离计量工艺”/“加热节流+分离计量工艺”两种工艺，采输气管道泄漏将导致天然气泄漏进入土壤和水体中，由于天然气已在站场进行气液分离，含水量极小，同时泄漏的天然气体不溶于水，不会对土壤固相物质造成污染，会随着土壤孔隙逸散到空气中，因此管道发生泄漏时对土壤污染影响极小。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

8.6 环境风险预测与评价

本项目各井场钻井期和各站场采气期环评风险评价等级为简单分析，运营期内部集输管线环境风险评价等级为二级。因此本项目仅对内部集输管线运营期环境风险评价进行预测分析，其他单项工程环境风险评价进行定性分析。

8.6.1 环境风险事故情形分析

依据前述分析，本项目输送介质为天然气，主要考虑管道腐蚀或应力作用引起的甲烷泄漏事故。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15min考虑，泄漏量按管道截面100%断裂进行估算。

8.6.2 源项分析

根据表 8.2-2 各危险单元甲烷最大在线量统计结果，本项目环境风险事故情况下，以当量最大的高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线为例进行分析，管道泄漏量如下。

表 8.5-1 项目源强一览表

风险事故情形	危险物质	影响途径	泄漏速率/kg/s	泄漏时间/min	其他事故源参数
高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线断裂泄漏	甲烷	进入大气，引起人体缺氧、窒息	243	15	管道压力 3.99MPa

8.6.3 风险预测

8.6.3.1 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。

8.6.3.2 气象参数

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%。

8.6.3.3 预测评价标准

根据导则要求，大气毒性终点浓度值即本项目环境风险预测评价标准。查导则附录H知，甲烷的毒性终点浓度-1为260000mg/m^3，毒性终点浓度-2为150000mg/m^3

8.6.3.4 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 8.6-1。

表 8.6-1 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	最大浓度地点距离（m）	最大浓度（mg/m^3）	影响半径（m）	
			>260000mg/m^3	>150000mg/m^3

高庙 112H~高沙 319-2HF 集输管线断裂泄漏	2560	5829.9	/	/

***

图8.6-1 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

由上表预测可见：风速 F 类稳定度，风速1.5m/s 下，高庙112H~高沙319-2HF集输管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的环境中的居民，不存在环保搬迁的情况，本项目实施对周围环境的风险影响有限。

8.6.3.5 预测评价

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，两端站场迅速关闭，泄漏时间一般不会超过 15min，风险情况下，管道泄漏时间短，甲烷暴露时间短（不超过一小时），不会对人体造成不可逆的伤害。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。

本工程输送介质为不含硫天然气，除了在安全事故时有可能造成人员伤亡外，事故的次生污染很小，没有有毒有害物质外排，对沿线的敏感目标产生影响很小，属可接受范围。但泄漏天然气引发火灾和爆炸可能造成林区生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。为杜绝该类事故的发生，应依据《中华人民共和国森林法》、《森林防火条例》等制定防火预案、增加巡线频次，发现隐患及时处理，防患于未然。

8.7 环境风险防范措施

8.7.1 各井场站场井控措施

（1）各井场钻井施工设计中的井控措施

1）选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不

到施工要求而造成井喷、井漏等环境风险事故。

2）选择合理、安全可控的射孔方式。

3）规定出上提钻具速度。井内下有大直径工具(工具外径超过油层套管内径 80%以上)的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成事故。

4）对井口防喷装置的配备有明确要求，符合井控要求。

5) 选择使用有利于防止和控制钻井安全的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

（2）各井场钻井作业中的井控措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本井情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

1）开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求。

2）严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

3）各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

4）进入目的地层前 50m～100m 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后并将钻井液密度逐步调整值设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，以保证其正常可靠。

5）气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根(钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头)。

6）按班组进行防喷演习，并达到规定要求。

7）严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻

井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认。

8）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

9）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

10）加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行。

11）钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业。

12）发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

13）关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。

14）根据各井场站场所处地形环境、交通现状，确定每个井场和场站的逃生路线及撤离方案。

（3）井口防喷装置

1）以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压闸门、自封、四通、套管头、过渡法兰等。

2）以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等。

3）井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等。

4）具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统。

（4）钻开气层前验收

钻开气层时极容易发生井下事故从而导致环境污染事故。钻开气层前验收就是在钻开气层前对井队的安全和井控工作进行全面大检查，以

消除事故隐患，实现安全生产和清洁生产。

（5）钻井、完井防腐措施

应加强油管腐蚀监测，掌握气井腐蚀状况，按井下作业流程检查油管腐蚀情况，记录每口作业井的油管腐蚀情况，根据井油管腐蚀情况进行专门的更换油管修井，以避免油管腐蚀穿孔、断落。

8.7.2废水、凝析油泄漏及外溢防范措施

钻井期废水收集罐、运营期储液罐通过设置围堰和防渗，放喷池通过加固池壁和防渗，降低垮塌和泄露风险；对井场排污沟及时清扫，保证排污沟畅通；钻井期废水收集罐、运营期储液罐加强保护管理，对废水、凝析油进行及时转运。加强平时管理，保证放喷池、废水罐内有足够空余容积，水位达到池体和罐体 80%时应外运处理，可有效防止水体污染事故。若池体发生垮塌事故，立即封堵内外环沟与自然沟渠连通处，及时清理池内及排污沟内废水，池底废水清理完后立即重新修建池壁，并进一步加固。采气期站内储液罐安装溢外报警器，以便及时发现外溢情况。

8.7.3 废水（钻井废水、压裂废水、采气废水）、钻井固废转运措施

1）废水、钻井固废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，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漏。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、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环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

3）废水、钻井固废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。

4）尽量避免雨天和大雾天运转废水。

5）本工程废水、钻井固废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。

6）承包废水、钻井固废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、钻井固废运输车辆位置和行驶路线，确保废水、钻井固废转运至相应的目的地。

7）废水、钻井固废运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

8)废水、钻井固废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、钻井固废运输应急预案，每次废水、钻井固废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。

9)废水、钻井固废产生单位和废水、钻井固废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、钻井固废产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。在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。确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水、钻井固废泄漏。

8.7.4 井漏防范措施

本项目钻井过程中导管段长度为120m~150m，采用清水钻井液钻进，清水钻井深度以穿越浅层地下水深度为原则，最大程度的保护浅层地下水。从钻井工艺上优化尽可能的减少井漏事故对当地地下水环境的影响，在钻遇地下溶洞等不良地质时，漏失仅引起地下水浊度等物理指标变化，且工程上会采取快速钻进快速下管的施工工艺，因此对地下水尤其是对地下水饮用水源或水井影响不大，尽管如此，还应该提出如下预防和应急措施：

1）各井场站场项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，有必要时应采取钻探等方法进行调查分析，查明项目所在地的地下水分布情况、埋藏深度及岩溶发育情况等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。

2）采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选

用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。

3）对钻井体系（清水、空气、泥浆等）进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现井漏，立即采取堵漏措施，在压裂过程亦需监控压裂液的漏失情况，以防止压裂液的扩散污染。

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，直至污染影响消失，保证居民的正常生活。

8.7.5 柴油和白油使用、储运过程中的风险防范措施

(1)提高柴油、白油危险性的认识。根据燃烧的条件，当油罐内液面空间油蒸气浓度达到爆炸极限范围，遇到点火源时，就会产生爆炸，因此，应给予高度重视，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)加强对柴油和白油的储存管理，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。油罐区设置有围堰，高约 0.3m，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布(沥青、玻璃纤维布)作防渗处理。

(3)柴油和白油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地方，最好设置机械排风系统。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)建设方将柴油和白油储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

8.7.6 采、集输管道泄漏防范措施

（1）管道管材

本工程安装的管道、管件必须使用符合国家设计、制造规范的产品。在特殊地质地段（三类施工区）、人口相对密集区采购厚管壁管材敷设。

（2）管道防腐

保证管道的长期安全运行，抑制电化学腐蚀的发生，按《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2008)的要求，对采气管线和集气管线均采取外防腐层加阴极保护的联合防腐措施。

一般地段采用普通级防腐层；河流、公路、铁路穿越段及山区石方段采用加强级防腐层。补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带，管道补伤采用聚乙烯补伤片。热煨弯管外防腐采用环氧底漆型三层结构辐射交联聚乙烯热收缩套。

地面管线（站场）防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。管道外防腐涂料面漆颜色按按《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T 0043-2006）的规定执行。平板闸阀本体刷红调和漆两道，手轮（柄）刷黑色调和漆两道。阀套式排污阀本体刷蓝色漆两道。线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。各站场站内的露空管道、设备外壁选用附着力强，能经受气候变化，耐候性优异，不易退色，使用耐候性好、保光保色性优异的树脂漆防腐。

（3）自动控制系统

①各井场站场井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

②对本项目各井场站场生产装置等全部工艺过程进行监视和控制，实现对整个开采区域的生产运行进行监控和调度管理；

③各场站可实现对下列数据的采集和传递：站场/工艺设施的工艺变量、站场/工艺设施的阀门状态、设备状态、井口温度、压力、流量信息/

计量参数、管道防腐参数等；

④可进行安全报警、装置气体泄漏检测；

⑤对区块各井场站场进行远程监视，实现紧急情况下30s内各切断阀自动截断关停。

8.7.7 站场气体泄漏、废水和废油泄漏防范措施

（1）站场应按配备足够数量的正压式空气呼吸器及空气呼吸器气瓶压力相应的空气压缩机等。配备相应的安全设施，如井口安全系统、放空系统、灭火器、消防砂池、警示标志、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标、高音喇叭等。

（2）站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式等。

（3）设备和管线焊接和检验，应符合相关标准和规范要求。

（4）站场的建设和布局，应严格按照设计规范要求进行设计，确保站场安全。

（5）结合站场可能发生的事故类型，编制详细的应急救援预案，有针对性地进行宣传，并定期演练。

（6）采气废水储液罐安装外溢报警器能及时发现采气废水和凝析油外溢情况可及时采取相应措施，储液罐区设置防渗围堰，防止泄漏废水外溢。加强污水运输车辆的管理，防止运输过程发生事故导致废水泄漏，污染环境；定期对污水进行转运，避免由于储存过多导致其外溢污染环境；加强储液罐的维护保养工作，避免由于腐蚀等造成其泄漏污染环境。

（7）油桶选择完好无损的油桶，置于危废暂存间，保持盖子紧盖，及时综合利用。

8.7.8 环境风险防范措施工程监理

为确保工程项环境风险防范措施合理有效地实施，建议在钻采过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，确保项措施得到合理有效的落实。

8.7.9 其它环境风险防范措施

（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）居民和企业员工，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）居民和企业员工撤离。

（2）钻井、压裂期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，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）运输路由要求及风险防范

本项目废物、凝析油、回用钻井液、钻井固废运输均由专业机构负责运输，不能利用的废油、废油桶、含油抹布手套等危废由钻井队委托具有危废道路运输经营许可证单位运输。转运废物工作中要加强对车辆的监督和管理，采取转运联单制度，规范转运台账，避免私拉乱倒的现象发生。由于项目废物转运距离较长，运输路线附近饮用水源较多。本次环评要求建设单位合理规划运输路线，尽量绕避饮用水源保护区和其他自然保护区、风景名胜区等环境敏感区。若本项目废物运输路由无法完全绕避饮用水源保护区，本次环评要求建设单位废物运输路由必须避让重要的集中式饮用水源保护区和饮用水源保护区一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区时或准保护区时，应按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施 。在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，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。

8.8 环境风险事故应急措施

8.8.1 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，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。

8.8.2 井喷及井喷失控应急处理措施

①抢险原则

立即抢关井口，停止生产，切断与主管线连接，对流程泄压，放喷点火，最大限度的确保现场工作人员和附近居民的人身安全，防止井口着火，在此基础上力争设备与井口的安全。

②应急措施

a.井喷失控后应立即停车、停炉，并关闭全部非防爆照明器具和电器设备，打开专用防爆探照灯。熄灭火源，组织警戒，并尽快使用水管向井口注水防火。

b.站场在现有条件下不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应配带防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于10m，迅速用点火枪远程射击，以防天然气弥漫在空气中发生爆炸事故。

③人身安全防护

抢险人员为避免烧伤、中毒、噪音伤害等，应根据需要配备护目镜、防尘口罩、手套等。

④井口装置损坏或其它原因造成复杂情况条件下井喷失控或着火的处理

a.做好井场防火工作。按规定和指令动用机动设备、发电机及电气焊。对流程设施、油罐、氧气瓶、乙炔发生器等易燃易爆物采取安全保护措施。

b.设置观察点，定时取样，测定井场各处天然气含量，划定安全范围。

c.尽快由四通向井内连续注水，用消防水枪向油气喷流和井口周围设

备大量喷水，以保护井口装置，防止着火或事故继续恶化，并迅速做好储水、供水工作。

d.失控井都必须清除抢险通道及井口装置周围可能使其歪斜、倒塌、妨碍处理工作进行的障碍物，暴露和保护井口装置。着火井应在灭火前按照先易后难、先外后内、先上后下、逐段清理的原则，采取氧炔焰切割和喷砂切割带火清障。清理工作要根据地理条件、风向，在消防水枪喷射水幕的保护下进行。未着火井要严防着火，清障时要大量喷水和使用铜制工具。

e.采用密集水流法、突然改变喷流方向法、空中爆炸法、快速灭火剂综灭火法以及打救援井方法扑灭不同程度的大火。其它井喷抢险详见井队《井控应急预案》并遵照 SY/T6426-2005 等有关规范执行。

8.8.3 井喷或场站泄漏应急疏散措施

①抢险原则

首先对流程泄压，放喷点火，最大限度的确保现场工作人员和附近居民的人身安全，防止井口着火，在此基础上力争设备与井眼的安全。

②抢险措施

A.一旦发生井口刺漏、泄漏引发井口失火、井喷等无法抢关井事故时，站场值班员工应立即向钻采同步应急指挥领导小组报告，并及时通知井队要求停止钻井作业，熄灭火种，积极协助配合进行初期抢险作业。钻采同步应急指挥小组应立即将情况上报钻井公司(采气厂)。

B.钻井队（站场）有关人员立即组织警戒、灭火、压井前期准备等工作。

C.钻井队在取得上级的指令后，立即实施压井抢险作业。

8.8.4 可燃气体泄漏事故应急措施

当发生天然气泄漏扩散时，争取最短时间切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。

8.8.5 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

（1）分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

（2）保质保量的配置堵漏泥浆。

（3）施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

（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。

8.8.6 废水、柴油或凝析油泄漏应急措施

（1）场地泄漏措施

①当钻井废水或柴油或凝析油外溢时，应及时围堵，并及时进行清理，确保废水或柴油或凝析油不进入河流中。

②对受泄漏钻井废水或柴油或凝析油污染的土壤进行清理和置换，确保农业生产不受影响，同时避免雨水冲刷进入河流中。

（2）转运泄漏措施

废水、凝析油、钻井固废外运均采用密闭罐车运输，发生事故时对环境也不会造成重大环境影响。一旦发生事故，井场废水、凝析油、钻井固废泄漏造成环境污染时，现场人员应及时向上级汇报并视情况向当地环保部门汇报，同时采取有力措施，防止污染扩大。应急抢险应以尽量减少泄漏量、控制废水、凝析油、钻井固废扩散范围为基本原则。施工单位须制定出应急救援预案和与当地政府和有关部门建立相衔接的应急救援体系，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的联络系统。

8.8.7 套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

8.8.8 酸化压裂用酸发生泄漏事故的措施

一旦发生泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防治进入

下游地表径流。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。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。

8.8.9 宣传、培训和演习

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

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

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

8.8.10 风险管理措施

产能建设及勘探项目部成立专门的为应对油气勘探、开发等生产经营过程中可能发生的重大突发事故，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害。产能建设及勘探项目部建立了详细周密的应急救援体系，设立了三级应急救援网络。

产能建设及勘探项目部应急领导小组负责所属范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等五个专业事故应急小组职责履行情况。

发生重大事故，专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，产能建设及勘探项目部应急领导小组协调有关工作。

对特大事故，产能建设及勘探项目部应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产，并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

8.8.11 应急联动

（1）上层联动：本项目所在的德阳市、绵阳市、中江县、罗江区、涪城区当地乡镇政府均设置有应急管理办公室，前期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。

8.8.12 环境风险评估和应急预案制定

尽管本项目建设和运行所带来的环境影响在采取相应的措施后，不会对当地的环境造成恶化，但是工程建设和运行仍然存在发生风险事故的可能性，建议建设单位应充分重视项目潜在的环境风险，定期开展环境风险评估工作，对重点风险部位、风险源、风险保护目标开展评估，为项目平稳建设和运行保驾护航；此外，建设单位应编制项目应急预案并在当地相关部门进行备案，定期开展应急演练，确保各项应急措施有效实施。

根据《中国石油化工集团有限公司西南石油局有限公司西南油气分公司 HSSE 管理手册（2019 年版）》，公司应急预案体系包括综合应急预案、专项应急预案、现场处置方案、应急处置卡，应急预案编制执行《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T 29639)。同时应急预案的编制应提前组织开展事故风险评估和应急资源调查，编制的应急预案应与上级单位、当地政府及相关部门应急预案相衔接。以及项目各重大工程建设、检维修项目及重大活动的管理部门应组织承包商编制相应工程的环境风险预案。应急预案应由 HSSE 管理部门组织专家审核，由单位主要负责人签署后公布，并在项目所在地生态环境行政主管部门进行备案。

8.8.13 应急保障体系建设

（1）应急预案管理职责

生产运行管理部是环境应急的主管部门，安全环保处、党政办公室、设备管理处、工程技术管理部、基建处、车辆管理服务中心、信息化管

理中心（档案管理中心）为配合部门。

①生产运行管理部负责制（修）订应急管理制度，负责应急值班管理，负责突发事故（事件）的报告、响应、处置和恢复等工作，跟踪突发事件动态和处置进展，及时通报情况；负责应急物资和应急队伍的管理，组织企业级应急演练和演练总结评估。

②安全环保处负责组织应急预案编制、评审、发布和备案，负责编制综合应急预案。

③党政办公室负责新闻稿、公告、信息发布材料和上报材料的审核工作，做好与媒体、相关方沟通协调。

④信息化管理中心负责事故现场与应急指挥中心和集团公司的互联互通，负责应急过程中的通讯保障。

⑤生产运行管理、安全环保处、设备管理处、工程技术管理部、基建处、车辆管理服务中心、信息化管理中心等部门负责编制业务范围的专项应急预案。

应急救援中心是公司专职应急救援队伍，承担各类突发事故（事件）综合应急抢险救援工作；负责应急（消防）设施的监督检查、维护保养、培训等，并指导各单位开展应急（消防）设施的维护保养，应配置专业技术人员和技能操作人员，专职应急人员应依法持证上岗。

各单位是属地应急管理工作的责任主体。应健全完善应急管理组织体系，成立应急指挥中心及其组织机构，明确各部门、各岗位应急职责，负责本单位突发事故（事件）的应急抢险救援工作，配备专（兼）职应急管理人员，定期组织开展应急演练。

基层单位应成立应急领导小组，设置专（兼）职应急管理人员负责本单位的应急抢险救援工作。负责编制现场处置方案（应急处置卡），按计划开展演练，做好各类异常情况初期处置。建立完善基层义务应急队，义务应急队员至少每年接受一次集中培训，并按要求取证。

（2）应急组织

公司应急组织机构由公司 HSSE 管理委员会、公司应急指挥中心、应急指挥中心办公室、应急工作组、现场应急指挥部、专家组组成。

公司 HSSE 管理委员会是公司突发事件应急管理的领导机构，统一领导局、分公司的应急管理工作，批准重大应急决策。

各单位是应急管理的责任主体。各级 HSSE 管理委员会是本级应急管理工作的领导机构，各级主要负责人是本单位应急管理第一责任人。

基层单位应成立应急领导小组，并建立完善基层义务应急队，由基层单位负责人担任队长，运行班组负责人（值班长、班长等）担任分队长，队伍人数占一线操作员工总体比例原则上不低于 20%。基层单位技术人员应为义务应急队伍成员。

（3）应急物资

物资供应中心应建立应急物资管理制度，明确应急物资的采购、配送、资料调配等相关要求。各单位应依据相关标准规定，为应急抢险队伍配备应急装备器材、个体防护用具和训练用具，合理配置应急设施、储备应急物资。

应急物资存储和使用单位应按照属地管理原则建立应急物资、装备配备及其使用档案，并对应急物资、装备进行定期检测和维护，确保储备充足、调运顺畅，使其处于适用状态,并建立完善相关管理制度。

（4）应急演练

生产运行管理部、各单位、基层单位应制定各级年度应急演练计划，公司应每半年至少组织 1 次实战演练，由生产运行管理部组织；各单位应每季度至少组织 1 次实战演练；基层单位应每月至少组织 1 次现场处置方案演练；要害部位应根据实际增加现场处置方案演练次数。

各单位主要负责人组织和参与应急预案演练每年不少于一次，分管安全生产工作的负责人组织和参与应急预案演练每半年不少于一次。

依托外部应急资源的单位应指定牵头部门，明确对协议队伍的管理要求，定期与协议队伍开展演练等活动，确保协议队伍熟悉现场和应急预案，纳入年度计划。

各级应建立预案演练档案：

企业级和单位级应急演练应根据《企业应急演练评估工作指南》编制应急演练评估报告，填写《实战演练定量评估表》或《桌面演练评估

表》。

基层单位原则上不编制应急演练评估报告，如实记录演练内容。

场站（班组）应急演练不编制应急演练评估报告，填写《实战演练定性评估表》，填写《实战演练定性评估表》及存在问题、改进措施。

应急演练以不预先通知的方式为主，演练只明确演练科目，不宜编制演练方案。

（5）监测与预警

应急指挥中心应配置应急信息平台，具备应急值守、视频监控、监测预警、应急会商、联动处置、辅助决策等功能，能够与集团公司应急指挥中心等信息系统实现互联互通，有效实施日常安全监控和突发事件快速处置。

应急指挥中心应积极运用先进信息技术手段，推动应急自动响应、应急信息共享，提升应急处置效率。

公司、各生产单位和应急救援中心应设置应急值班室，实行 24 小时应急值班。值班人员应包括：值班领导、值班人员、通勤车辆驾驶员。

后勤单位和生产辅助单位实行 24 小时电话值班。值班人员名单应向上级应急值班室报备。

各单位应在高风险场所配备必要的有毒（害）气体、可燃气体、火灾探测等监测监控设施并保证设施有效运行。

应急指挥中心办公室应及时跟踪政府发布的自然灾害、事故灾难和公共卫生等外部预警信息，落实应对措施。对内部异常状况实时监控，及时研判事故风险，发布预警信息。

对可能影响周边各生产单位、公众安全、生态环境的突发事件，由局党委宣传部（新闻中心）会同专业主管部门编制舆情信息，党政办公室审核后及时向地方政府、周边各生产单位和公众发出预警信息。

发生突发环境污染事件后，环境监测站应开展应急监测，对污染物的扩散和污染趋势进行预测预警。

（6）应急报告

应急报告实行逐级上报制度。发生 III 级及以上事件，各单位在启动

本单位应急预案的同时应迅速按照规定的程序向局、分公司应急指挥中心办公室报告。

信息报告分初报、续报和处置结果报告。初报信息应在突发事件发生后30分钟内电话向公司应急指挥中心办公室报告，1小时内书面报告，初报时应明确突发事件现场专职联络人员和联络方式；根据事件发展和抢险救援情况随时报告，事件持续发展的每 30 分钟报告 1 次；事件处置结束后进行终报。

应急指挥中心办公室接到突发事件上报信息后，应立即按照事件类别向应急指挥中心办公室副主任报告，应急指挥中心办公室副主任接到报告后根据险情大小，及时向应急指挥中心办公室主任报告；应急指挥中心办公室主任向应急指挥中心总指挥和 HSSE 管理委员会主任报告，应急指挥中心办公室主任同时通报其他副总指挥；

事态紧急时或发生重大事故时，应急指挥中心办公室副主任可直接向总指挥报告，同时向其他副总指挥通报。

应急值班人员同时向应急指挥中心办公室其他副主任和相关业务技术处置组组长报告。

技术处置组组长接到信息后，立即研究应对措施，提出处置意见，指导现场处置，同时通知相关处室做好应急准备，商讨进一步应急工作。

事件发生后，应根据事件发展情况，及时启动相应等级的应急预案；生产运行管理部（安全环保处、党政办公室分别向集团公司对口主管部门生产调度指挥中心、安全监管局、办公厅报告。

事发单位应按照国家、地方政府有关规定，立即向事发地人民政府、安全生产监督管理部门和其他有关部门报告。

（7）应急响应

基层单位开展初期应急处置。现场发现工况异常和工艺设备报警，应及时采取工艺等措施控制危险源、封锁危险场所，防止事态扩大。

突发事件发生后，各级主要负责人立即启动相应级别的应急预案。第一时间成立现场指挥部，由专业分管领导或授权人担任现场指挥，开展现场应急处置工作。

应急预案启动后，应做好现场隔离和紧急疏散，切断或者控制污染源以及其他防止危害扩大的必要措施，与应急处置无关的人员应迅速撤离。及时通报可能受到危害的单位和居民，并按照要求，向地方政府和集团公司相关部门报告。

现场应急指挥部按照应急指挥中心指令要求开展应急处置工作，科学组织救援。

（8）应急恢复

现场救援结束，事故事件单位应组织安全风险评估并制定工作方案后开展现场清理工作，应急恢复过程防止发生次生、衍生事件。

恢复正常生产和经营前，事故事件单位应经风险评估和条件确认，必要时需修订完善生产经营的有关制度要求。

（9）应急预案的内容

物资供应中心应建立应急物资管理制度，明确应急物资的采购、配送、资料调配等相关要求。各单位应依据相关标准规定，为应急抢险队伍配备应急装备器材、个体防护用具和训练用具，合理配置应急设施、储备应急物资。应急物资存储和使用单位应按照属地管理原则建立应急物资、装备配备及其使用档案，并对应急物资、装备进行定期检测和维护，确保储备充足、调运顺畅，使其处于适用状态,并建立完善相关管理制度。

表 8.8-1　应急预案主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：钻井产气层 环境保护目标：井口附近居民、评价范围内大气、水环境及土壤环境等。
2	应急组织机构、人员	组织机构为中石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，钻井队及其管理单位、市政府、县政府、镇政府、村委会。关键依靠钻井队、镇政府、村委会。充分、重点发挥地方镇乡、村级政府的组织能力，纳入应急组织机构中。
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序： 把重大环境污染事故定为三级，定性为一般，涉及组织单位为中石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部、钻井队和中江县、罗江区、涪城区生态环境局。 井喷及井喷失控定为一级，涉及组织单位为业主单位、钻井队及其管理单位、中江县、罗江区、涪城区政府、相关镇政府、

序号	项目	内容及要求
		相关村委会。必要是可增加到德阳市、绵阳市和西南油气分公司。响应程度依次增强。
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等：井场配备硫化氢测试、防毒、医疗、消防、疏散等应急设施。同时钻开气层前通知中江县、罗江区、涪城区医院，中江县、罗江区、涪城区消防队等救援保障力量以及产能建设及勘探项目部应急救援单位。
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：协调井队通知相关村委通过广播和电话通知各居民点。设立 1 个联络点，指定 4 人负责通知周边居民。并电话通知涪城区交警队负责交通保障、管制。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	环境应急监测可组织协调中江县、罗江区、涪城区环境监测站监测。抢险、救援组织协调中江县、罗江区、涪城区消防队和中江县、罗江区、涪城区医院和钻井主管部门和产能建设及勘探项目部的应急队伍。控制措施主要由钻井队和其管理部门、天然气公司等部门共同协商控制。井喷失控的关键控制措：保证井喷失控在 15min 内点火井口燃烧泄漏天然气，将天然气燃烧转化为 CO_2 和 H_2O。井口周边 500m 范围内布设环境监测点，并根据监测情况适时组织紧急车离去外的居民撤离。
7	应急防护措施	应急检测、防护采用井队配备的设备和消防队伍的设备，必要可增加天然气公司、钻井队主管部门的检测防护设备。清除泄漏必要时可通过消防车喷雾状水溶解将气态污染物转化为水污染物，再收集处理。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	严格执行及时点火的原则，井喷失控后在井口周边 500m 范围内布设环境应急监测点，根据井喷事故时压井情况、环境监测结果以及安全评价结果，确定需通知并撤离的井口周边居民。及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织可能危及居民安全范围内的居民撤离，至压井作业完成。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定人负责通知居民。
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： （1）井喷失控得到控制，伤亡人员得到全部救援和安置，危险区域的居民全部撤离。区域甲烷浓度达标后应急救援程序关闭。 （2）恢复措施：对事故伤亡情况进行统计，应做好详细的记录并存档.行政领导组应尽快协调各部做好医疗救护工作，包括医疗经费的提供、受伤人员的住院安排与护理以及善后赔偿等；钻井队主管单位配合相关部门人员对受损设备尽快安排修复并投入生产使用。钻井队主管部门、业主单位成立事故调查小

序号	项目	内容及要求
		组，调查原因并按“四不放过”的原则进行事故处理；做出事故调查报告，同时总结事件教训，实行安全事故的教育培训，杜绝类似事件的再次发生。
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：着重在钻开含气层前的演练，井队安全监督要对井队全体员工进行应急救援培训，提高员工的应急救援能力。加强对组织人员向井场附近居民宣传甲烷和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。应急演练应每个站场开展一次，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。对井口周边 500m 内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。同时应在进入气层前对居民进行安全应急演练一次。应急演练由建设单位和当地村委会共同实施。
11	公众教育和信息	对井场邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息： 钻井工程前，要向可能危及居民安全范围内（井口周边 500m）进行甲烷安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育，提出紧急情况下的安全撤离要求和方案，并告知周边居民。
12	夜间特别管理机制	井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边较近距离的居民，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。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，在夜间事故报警后立即撤离。

8.9 环境风险评价小结

高庙气田产能建设项目（一期）属不含硫化氢的常规天然气产能建设项目，受工程地质条件、钻采深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在天然气开采行业中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，通过加强管理和引入风险削减措施管控环境风险级别。本项目环境风险最大可信事故为钻井过程中的井喷失控，最大可信事故发生的机率小；最大可信事故对项目区人身安全、健康、环境的后果影响在可接受范围内，但须尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，高庙气田产能建设项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

本项目环境风险简单分析内容表见表 8.9-1。

表 8.9-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	高庙气田产能建设项目（一期）			
建设地点	四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区）境内			
地理坐标	经度	***	纬度	***
主要危险物质及分布	目的层 CH_4(易燃易爆)，井场上暂存柴油、白油、盐酸			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水、土壤等）	1、大气环境：井喷失控时目的层天然气泄漏扩散、爆炸冲击波、燃烧热辐射急性伤害。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，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。 2、地表水环境：柴油、白油、盐酸等原辅材料、废水和固废在储存或使用过程中发生泄漏，若控制不当流入周围水体则将引起水体环境污染；钻和土壤的污染。本项目气液混输管道泄露将导致与天然气混输的少量凝析油和采气废水泄露，进入地表水中，污染水环境。 3、地下水、土壤环境：柴油、白油、盐酸、钻井废水、采气废水和凝析油等泄漏可能通过地表入渗进入浅层地下水以及土壤，引起地下水、土壤污染。由于井漏引起钻井泥浆泄漏污染地下水、土壤。			
风险防范措施要求	1、加强环境风险管理措施：按规范要求落实井控措施，钻井过程中加强井漏防范措施，按照规范要求实施集输管道泄漏防范措施，按照规范要求落实采气工程防范措施，按要求设置钻井风险监控、报警措施，落实柴油、白油、污废水固体废物的存放及运输等环节泄漏防范措施。按照规范要求选择规范的管材并落实管道防腐要求并对管道进行定期巡查。 2、成立应急救援指挥机构，制定环境风险应急预案并进行演练。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）：				

9 环境保护措施可行性论证

鉴于本次高庙气田产能建设项目（一期）是由井场、采气站场及各站场之间的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

9.1.1.1 钻前施工阶段

由于钻前施工主要为各井场站场和场外道路、放喷池等附属设置场地平整和基础构建，主要为土建施工，产水量小，主要污染物为 SS，水质成分简单，经施工场地修建的截排水沟截留后简单沉淀（沉砂井沉淀）处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。钻前施工以当地民工，租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置，用作农肥，不外排；

各井场钻前工程同时修建井场的清污分流截排水沟措施，沿井场四周修建排水明沟，接入雨水沟末端的沉砂池，简易沉淀后通过雨水沟排放；基础间修建小排污明沟，基础内空间通过水泥砂浆表面坡度进入排水沟后进入泥浆不落地工艺系统处理；井场临地势较高两侧修建雨水沟实行清污分流。

各井场钻前土建施工采取的水污染防治环保措施成熟、可靠，相似井场均成功应用，钻前施工水污染防治措施简单，可行。

9.1.1.2 钻井施工阶段

本次高庙气田产能建设项目（一期）产能建设各井场钻井过程中废水主要为泥浆钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水和生活污水。

（1）各井场钻井过程废水的暂存、处理回用及最终处置

由于各井场均独自配套建设服务于各自井场的泥浆不落地处理工艺，各井场在钻井过程中无废水需外排（全部收集处理后回用于钻井泥浆或压裂液配置用水），仅在完钻阶段，不再需要回用时产生的钻井废水暂时贮存在泥浆不落地工艺处理系统配套的废水收集罐（每个井场2个、20m^3/个的废水收集罐）内，完钻后优先回用，剩余无法回用的转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。

（2）洗井废水

项目单井洗井废水量产生量约 90m^3，在储液罐内暂存，根据天然气钻井经验，该部分废水回用于配置钻井泥浆以及压裂液可行，洗井废水回用不外排。

（3）压裂返排液

根据设计方案，定向井单井压裂液用量需约 9000 m^3，水平井单井压裂液用量需约 18000 m^3，返排率约***，定向井单井压裂返排液量约***，水平井单井压裂返排液量约***，压裂返排液先贮存于已做防渗处理的放喷池中，保证废水量不超过池体容积的 80%，及时用泵抽至压裂液储罐实行区域回用处置，根据区域已实施井位压裂返排液回用情况统计，可回用的返排液量约90%，不可回用的返排液量约 10%，因此定向井单井可回用的压裂返排液量为***，定向井单井无法回用的压裂返排液量为***，水平井单井可回用的压裂返排液量为***，水平井单井无法回用的压裂返排液量为***，本项目 44口井无法回用的压裂返排液量约为***。可回用的压裂返排液采用密闭罐车运至区域内其他井场实施压裂液配置，无法回用的采用密闭罐车转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）处理后交由区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排

（4）方井雨水和井场初期雨水

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储液罐内暂存，后期经过隔油罐隔离沉淀后用于钻井泥浆和压裂液配置用

水。由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，单井产生量较少，约 5m^3，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水和初期雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配用水。

（5）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，经经各井场生活区生态环保厕所处理后用密闭罐车送至当地城镇污水处理厂处理，不外排。

（6）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。

⑪各井场清洁化生产系统配备的储液罐不得满负荷存水，1 个储液罐装满后，应开始进行转运工作，同时启用另外 1 个储液罐。

综上所述，本项目钻井施工期间无废水外排。结合区域内已实施井场和其它区域钻井经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.1.1.3 采气站场施工阶段

本项目采气站场建设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站内工艺管道试压水

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每个采气站内部工艺管网试压废水约 5m^3。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水收集后交当地城镇污水处理厂处理，对当地水环境影响较小。

③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。

9.1.1.4 集输管线施工

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

①施工废水

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

②试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水分段产生，分段收集后送至当地城镇污水处理厂处理，不在现场外排。

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。

9.1.1.5 施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，但穿越的水体为凯江支流及其它小型河流和沟渠，管线穿越点上游 500m 至下游 5km 均不涉及饮用水源及饮用水源保护区。施工期穿越工程开挖将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加，但这种影响是局部的，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，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。

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

9.1.2 运营期水污染防治措施

根据产能建设方案，本次建设的 19 座采气站场均为临时有人值守站场，各站场运营期废水包括采气废水和生活污水。

9.1.2.1 采气废水污染防治措施

（1）采气废水处置措施

采气所产的含凝析油的采气废水采用密闭管道集输转输至采气站场储液罐内，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，储液罐为密闭状态，容积为 20m^3，废水达到一定量后采用密闭罐车及时转运至污水处理站进行处理，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。采气废水和凝析油在储液罐内自行分层后，上层为凝析油，下层为采气废水，采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。

9.1.2.2 生活污水污染防治措施

19 个常规采气站场生活污水产生量为 3.876m^3/d（1414.74m^3/a），主要污染物浓度为：COD400mg/L、BOD_5 250mg/L、SS 250mg/L、NH_3-N 40mg/L，站内生活污水经站场内环保厕所收集后交由周边城镇污水处理厂处理，不外排。对区域地表水影响较小，环境可接受。

9.1.3 退役期废水处理措施

随着气田开发不断进行，储量不断下降，最终进入退役期，按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）的要求对井口进行封堵，并对井场进行生态恢复。

9.1.4 水污染防治措施及有效性分析

9.1.4.1 钻井及压裂施工阶段废水回用措施及有效性

由于各井场均独自配套建设服务于各自井场的泥浆不落地处理工艺，钻井过程中不断产生的废泥浆经泥浆不落地循环系统处理，压滤后出水重复利用于钻井过程中不断补充的钻井泥浆现场调配生产用水，同时钻具、钻台、泥浆循环系统等设备冲洗废水经收集后处理，上清液用于补充泥浆的调配用水、钻具清洁冲洗用水。钻井期间废水不断重复循环使用以实现钻井污染物的不落地处理，钻井过程最后产生少量无法回用的钻井废水。泥浆不落地处理工艺技术成熟可靠，在已勘探开发过程中已大量使用。

由于压裂液水质要求不高，因此部分钻井废水、洗井废水和压裂返排液沉淀处理后可重复配置压裂液，该技术已属成熟工艺，目前在压裂施工中广泛使用，同时，由于压裂返排率约占压裂液的 60%，因此压裂返排液产生量远远小于单井压裂液用量需求，因此区域内产生的压裂返排液基本能及时用于其他井压裂液配置，该措施大大减少了压裂返排液处理的压力，该技术有效、可行。

川西气田区域内建有孟家基地和压返液暂存池（临近江沙 320HF 井场）作为整个区域压裂返排液的中转站，以备压返液不能及时进行压裂液回用暂存，孟家基地暂存规模为 1.6 万 m^3，压返液暂存池暂存规模为 5000m^3，共为 2.1 万 m^3 压裂返排液，由于压裂液用量远远大于压返液的产生量，同时川西气田基本都能保证 1~2 台压裂设备压裂，2.1 万 m^3 压裂返排液的暂存空间能够满足本项目及区域开发要求。

9.1.4.2 废水预处理能力及措施有效性分析

（1）废水预处理能力匹配性分析

①钻井期废水预处理能力分析

A、无法回用的钻井废水和压裂返排液产生量统计

本项目无法回用的钻井废水和压裂返排液均送至袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后进行回注处置，该两个预处理站接受整个川西气田区域钻井期间作业废水，因此，针对预处理能力可行性分析，本次评价按照川西区域整体情况进行计算分析。根据业主提供的川西钻井部署计划可知，整个川西气田区域内同时投入使用的钻机台数最大为 20 台，压裂设备台数最大为 3 套，各井场均为单机钻井和单机压裂，一口井完钻后实施下一口井钻井，一口井压裂后再实施下一口井压裂，因此区域钻井废水和压裂返排液最大产生量按照 20 台钻机和 3 台压裂设备同时运行时产生的最大废水量计算。

目前川西气田拟部署的产能建设项目主要有已取得环评批复的中江气田产能建设项目（一期）和新场-什邡气田产能建设项目（一期），以及2023年计划的下批次拟部署的高庙气田产能建设项目（一期）、合兴场气田产能建设项目（一期）和洛带气田产能建设项目（一期）项目，同时会有少量取得批复的勘探井施工（由于数量少，因此计算废水总量时未考虑）。根据区域开发情况，该区域开发的目的层位有蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组、大安寨组及须家河组。

区域钻井废水、压裂返排液产生总量：通过查阅已环评批复报告，以及川西气田开发方案，川西气田近期（2023 年~2025 年）开发不可回用钻井期废水（钻井废水和压裂返排液）产生总量约为***，具体统计情况见下表。

表 9.1-1　川西气田近期开发不可回用钻井期废水（钻井废水和压裂返排液）产生总量统计表

***

钻井废水日均最大产生量：根据章节 4.4.1 章节高庙气田产能建设项目（一期）污废水产排污水平计算可知，本项目钻井废水产生量最大年度（2023年）不可回用的钻井废水日均产生量约0.94 m^3/d。川西气田区域内最多有 20 台钻机同时开钻，川西气田开发井目的层位有蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组、大安寨组及须家河组，不同目的层的天然气井深度不一致，产生

的废水量不同，根据开发钻井日志数据统计，川西气田各目的层位天然气井单井钻井废水产生量相关情况统计见下表 9.1-2。根据表 9.1-2 可知，钻井目的层位为沙溪庙组时单井钻井废水日均产生量最大，因此区域 20 个钻机同时开钻目的层位为沙溪庙组天然气井时，区域日均产生钻井废水量最大，最大量约为 60m^3/d，钻井废水回用率为 90%，**则区域产生的不可回用的钻井废水最大量约为 6m^3/d。**

表 9.1-2 川西气田各目的层位单井钻井废水产生量统计表

***

压裂返排液日均最大产生量：根据章节 4.4.1 章节高庙气田产能建设项目（一期）污废水产排污水平计算可知，本项目压裂返排液产生量最大年度（2023 年）不可回用的压返液日均产生量约***。整个川西气田区域内最多有 3 台压裂设备同时进行压裂，水平井单井压裂液返排量为***，定向井单井压裂液返排量为***，按照区域三台压裂设备同时进行水平井压裂考虑，同时期压裂返排液最大产生量约为***，单井返排周期约为 30d，则日均压裂返排液最大产生量为***，压裂返排液的回用率约 90%，不可回用率约 10%，**因此，区域无法回用的压裂返排液日均产生量约为*****。

因此，本区域无法回用需处理的钻井废水和压裂返排液日均最大产生量为***。

B、钻井废水和压返液预处理能力分析

本项目钻井期产生的钻井废水和压裂返排液均转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，袁家气田水处理站预处理钻井废水设计处理规模为***，齐福气田水处理站预处理钻井废水设计处理规模为***，合计处理规模约***。

根据上述计算，本项目高庙气田产能建设项目（一期）不可回用钻井废水和压裂返排液产生量约***，钻井废水产生量最大年度（2023 年）不可回用的钻井废水日均产生量约***，压裂返排液产生量最大年度（2023 年）不可回用的压返液日均产生量约***。针对预处理能力可行性分析，本次评价按照川西区域整体情况进行计算分析，按照川西气田区域内 20 台钻机及 3 台

压裂设备同时进行作业，无法回用的钻井废水日均最大排产生量为***，无法回用的压裂返排液日均最大产生量为***，共计***，袁家气田水处理站和齐福气田水处理站预处理钻井废水设计处理规模为***，远远大于川西气田同期产生的无法回用的钻井废水和压裂返排液总量，因此预处理站处理规模能够满足本项目以及本区域钻井废水和压裂返排液处理要求。

钻井废水和压裂返排液依托预处理站能力匹配可行性分析见表 9.1-4。

②采气废水预处理能力分析

高庙气田产能建设项目（一期）产生的采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。根据区域废水处理站实际运行情况以及前期开发部署情况，建设单位拟将下批次川西气田内产能建设项目产生的采气废水中 70%预处理后转运至区域内环保手续齐全的回注站进行回注处置，剩余的 30%转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排。

A、采气废水产生量情况

高庙气田产能建设项目（一期）采气废水产生情况：根据章节 4.4.1 章节高庙气田产能建设项目（一期）污废水产排污水平计算可知，本项目产生的采气废水总量约***，日均最大产生量约***，其中 30%采气废水预处理后进入地层水综合利用站（一期）处理后达标外排，预计处理总量为***，最大日处理量为***；**70%采气废水预处理后转运至区域内环保手续齐全的回注站进行回注处置，最大日回注量为***，预计回注总量为***。**

区域拟部署开发井采气废水产生情况：川西气田区域内目前部署的产能建设项目有已取得环评批复的：中江气田产能建设项目（一期）和新场-什邡气田产能建设项目（一期），同时 2023 年拟部署高庙气田产能建设项目（一期）、合兴场气田产能建设项目（一期）和洛带气田产能建设项目（一期），根据统计计算，本项目与即将同期实施的区块产能建设项目采气废水

产生总量为***，日产生总量为***，**其中 30%采气废水预处理后进入地层水综合利用站（一期）处理后达标外排，预计处理总量为***，最大日处理量为***；70%采气废水预处理后转运至区域内环保手续齐全的回注站进行回注处置，预计回注总量为***，最大日回注量为***。**具体统计情况见下表。

表 9.1-4　川 西气田拟部署建设项目采气废水产生量统计表

***

B、采气废水预处理能力分析

川西气田内采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。

根据实际调查结果知，袁家气田水处理站和齐福气田水处理站采气废水处理预处理总规模为***，其中袁家气田水处理站采气废水预处理剩余规模为***，齐福气田水处理站采气废水预处理剩余规模为***（均为预处理后回注）。因此，袁家气田水处理站及齐福气田水处理站采气废水预处理后进入地层水综合利用站处理的剩余预处理规模为***，预处理后转运至区域回注站回注的剩余预处理规模为***。区域拟部署开发井采气废水产生量总共为***，需预处理后外排的采气废水量为 ***，预处理后回注的采气废水量为***，因此，预处理站采气废水预处理剩余规模能够满足本项目及区域采气废水预处理的要求。

（2）废水预处理措施及有效性

区域内废水预处理设施主要有袁家环保处理站和齐福气田水处理站，下面分别对两个预处理站废水预处理措施有效性进行论证。

① 袁家气田水处理站

袁家气田水处理站（袁家环保处理站）位于德阳市旌阳区黄许镇***。袁家气田水处理站于2005年建成并投入营运，已于2015年4月取得德阳市旌阳区环境保护局的验收（***）；后于2018年进行了技改，技改项目于2018年取得了德阳市环境保护区关于《关于中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气一厂袁家环保处理站技改项目环境影响报告表》的环评批复，该项目2019年建成并正式投产，项目已于2020年6月5日完成项目环保竣工验收。袁家气田水处理站于2021年又再次进行了技改，再次技改项目于2021年取得了德阳市生态环境局关于《中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气一厂袁家环保处理站技术改造项目环境影响报告表》的批复，项目于再次技改于2022年建成并正式投产，暂未进行验收。

袁家气田水处理站（袁家环保处理站）改造后用于处理川西气田产生的不含硫化氢气田水，总处理规模约***，包括***的地层水、压返液、酸化废液、钻井废水回注预处理系统，和***的地层水（采气废水）外排预处理系统。其总的处理工艺流程见图9.1-1。

***

图9.1-1 袁家气田水处理站气田水预处理总工艺流程图

预处理回注工艺简介：由罐车从不同井场拉运来约***的作业废水（主要为压返液、酸化废液、钻井废水等）及***的采气废水卸入袁家站内的采气废水收集池（1000m^3）内，隔油后由泵提升至静态混合器，按比例投加破稳剂、混凝剂进行破稳、混凝，破稳后的污水进入沉淀池进行沉淀处理，按比例加入调节剂、沥水剂等后并充分搅拌，达到预期破稳效果，后污水进行静置沉淀，上清液泵入相邻的缓冲池，沉淀池底泥泵入固液分离装置进行强制固液分离，分离出水进入缓冲池，在缓冲池加入一定量的杀菌剂，后被泵入过滤装置，使出水悬浮物及粒径中值得到有效控制。过滤出水进入清液收

集池，检测达到污水回注标准后由罐车外运至回注井直接回注。预处理后回注工艺流程见下图。

***

图 9.1-2 气田水回注预处理工艺流程图

预处理外排工艺简介：***的地层水卸入气田水收集池（***），隔油后由输水管线输至预处理系统进行预处理，处理后泵输至清液收集池。再通过已建袁家环保处理站至地层水综合利用站输水管线输至地层水综合利用站一期装置进行处理，处理后通过地层水综合利用站至袁家气田水处理站输水管线输回袁家气田水处理站进行脱氮处理（该部分内容为地层水综合利用站二期工程建设内容，目前正常运行），处理达标后通过已设排水管线和排污口排放至绵远河。

袁家环保处理站外排水预处理工艺流程见下图：

***

图 9.1-3 气田水外排预处理工艺流程图

来水（采气废水，***）首先进入袁家环保处理站内的气田水收集池***收集，经均质、隔油后，污水提升至气田水处理站的气浮混凝池中，隔油产生的凝析油经收油机收集后转移至污油罐暂存后外售。向气浮混凝池中加入一定量的混凝剂、调节剂，经充分反应后，废水中悬浮物、浮渣通过气浮产生的微小气泡将其从废水中分离出来，浮渣上浮，水体下层为杂质较少的透明污水，固相渣泥收集至污泥池，压滤后送至固废堆存场临时堆存，定期外运综合利用；下层污水通过提升泵提升至 Fe/C 微电解反应装置进行处理，废水中的小分子有机物被降解，难降解的大分子有机物经氧化后断链分解为小分子有机物，污水从装置下端进水，上端溢流出水，经一定时间的曝气反应，达到去除水中有机物的目的。Fe/C 装置出水进入缓冲池，向水中加入一定量的软化剂，达到去除水中 Mg^{2+}、Ca^{2+}的目的，软化后污水进入后端沉淀池，沉淀池溢流出水进入缓冲调剂池，加入一定量的调节剂，调节污水 pH 为 7~8，上清液通过多介质过滤器过滤，去除水中微小杂质，过滤出水存于

净水池中，加入适量消泡剂消泡后，最终剩余的经过预处理后的废水通过已建输水管线输至地层水综合利用站进行蒸发脱盐处理，处理后的废水再通过已建输水管线输回袁家气田水处理站进行脱氮处理，处理达标后通过已建排水管线和排污口排放至绵远河。

钻井废水中主要污染物浓度见表 9.1-5，压裂废水中主要污染物浓度见表 9.1-6，采气废水中主要污染物浓度见表 9.1-7，袁家气田水处理站进水水质要求见表 9.1-8。

表 9.1-5 项目钻井废水中主要污染物浓度 单位：mg/L（pH 无量纲）

***

表 9.1-6 项目的压裂废水中主要污染物浓度 单位：mg/L（pH 无量纲）

***

表 9.1-7 项目采气废水中主要污染物浓度 单位：mg/L（pH 无量纲）

***

表 9.1-8 袁家气田水处理站进水水质情况统计表 单位：mg/L（pH 无量纲）

***

根据表 9.1-5～8 可以看出，已勘探开发工程钻井废水、压裂废水以及采气废水水质情况能够满足袁家环保处理站进水水质要求。

根据《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的规定，注入前应对注入水进行处理，保证能注入注入层，具体水质指标无特殊要求。回注站回注水推荐水质指标见表 9.1-9。

表 9.1-9 回注站回注水推荐水质指标

***

②齐福气田水处理站

齐福气田水处理站位于绵竹市齐福镇***，原项目主要从事钻井作业废水、地层水和压裂返排液的处理，取得环评批复（***），并通过环保验收（***）。项目于 2019 年进行了技改，技改后主要从事钻井作业废水和采气废水的处理，处理后的废水转运至回注站回注处理，处理能力为***（其中

钻井作业废水、采气废水量分别为***），项目技改部分于2019年2月1日取得了绵竹市环境保护局环评批复（***），与2020年6月11日完成了自主环保竣工验收。

钻井作业废水处理工艺流程：进站钻井作业废水（100m^3/d）首先进入钻井作业废水收集池进行均质调节后先经隔油池隔油处理后泵入搅拌池#1和搅拌池#2，依次加入调节剂、破稳剂和絮凝剂进行搅拌，搅拌均匀后泵入沉降池#1 进行反应沉降，沉降池#1 上层清液泵入沉降池#2，沉降池#2 上层清液依次泵入清水池#1、清水池#2，清水池#2清水进入二级过滤装置进行过滤处理，二级过滤装置内依次填充纤维球、石英砂和活性炭颗粒，过滤处理后出水中悬浮物及粒径中值得到有效控制，过滤出水进入进入尾水收集池#1和尾水收集池#2，检测达标后由采气一厂安排罐车转运综合利用或回注。沉降池#1 和沉降池#2 产生的絮体由泥浆泵抽依次抽至污泥中转池、稀污泥储存池、稀污泥池和高位泥浆罐，再由压滤机压滤后滤液进入沉降池#2继续处理，泥饼进入泥饼收集池后定期送至袁家固废堆放场堆放，定期外运综合利用（砖厂和水泥厂协同处置）。

采气废水处理工艺流程：进站采气废水（***）首先进入地层水收集池（容积不够时进入应急收集池#1和应急收集池#2）进行均质调节，再经隔油池隔油处理后泵吸进入搅拌罐#1、搅拌罐#2和搅拌罐#3，加入调节剂和絮凝剂搅拌均匀后，泵入沉降池#3进行反应沉降，沉降后上层清液泵至清水池#2，后续处理与钻井作业废水一致。

齐福气田水处理站处理工艺流程图见图9.1-4。

***

图9.1-4 齐福气田水处理站处理工艺流程图

根据《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的规定，注入前应对注入水进行处理，保证能注入注入层，具体水质指标无特殊要求。回注站回注水推荐水质指标见表9.1-15。

表9.1-15 回注站回注水推荐水质指标

***

齐福气田水处理站对需要回注的废水进行预处理，根据建设单位于2022年2月21日对齐福气田水处理站回注水的监测结果（见下表9.1-16，监测报告编号：HJ2022-082）可知，经齐福气田水处理站预处理后的需回注的废水水质满足上述回注水推荐水质指标，齐福气田水处理站回注废水预处理措施可行。

表9.1-16 齐福气田水处理站回注水的监测结果

***

9.1.4.3 废水最终处置措施有效性分析

川西气田钻井期间无法回用的钻井废水和压裂返排液（共计***，***万m^3）预处理后均转运至回注站回注处置；采气期间产生的采气废水预处理后30%（***）进入地层水综合利用站（一期）处理，70%（***m^3）转运至回注站回注处置。以下对地层水综合利用站（一期）处理废水外排以及废水回注处理两种处置措施的有效性进行论证。

（1）地层水综合利用站处理后废水外排措施有效性分析

①地层水综合利用站（一期）处理能力分析

地层水综合利用站又名川西气田高氯废水低温蒸馏处理站，位于德阳市旌阳区德新镇***，该处理站两期设计，处理能力为分别为***（一期，处理中浅层井采气废水）、***（二期，处理深层井采气废水）。本项目采气废水外排处理系统主要通过地层水综合利用站一期处理后外排。

本项目采气废水、同期实施其它区块采气废水及区域内已实施区块采气废水预处理后进入地层水综合利用站一期处理的量为***，目前地层水综合利用站一期工程实际处理量约***，剩余处理量为***。因此，地层水综合利用站一期剩余采气废水处理量能够满足本项目采气废水、同期实施其它区块采气废水及区域内已实施区块采气废水的处理。

②工艺简介

预处理后的采气废水主要经一期处理站低温蒸发处理后通过已建输水管线输回袁家环保处理站进行脱氮处理，处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（其中氯化物参照执行《四川省水污染物排放标

准》（DB51/190-93）中表 3 第二类污染物最高允许排放浓度标准限值）后通过已建排水管线和排污口排放至绵远河。

地层水综合利用站又名川西气田高氯废水低温蒸馏处理站，位于德阳市旌阳区德新镇***，该处理站两期设计，处理能力为分别为***（一期，处理中浅层井采气废水）、***（二期，处理深层井采气废水）。本项目采气废水外排处理系统主要通过地层水综合利用站一期处理后外排。地层水综合利用站一期采气废水处理工艺如下：

***

图 9.1-5 地层水综合利用站一期采气废水处理工艺流程图

袁家气田水处理站氨氮处理系统位于四川省德阳市旌阳区黄许镇江林村 1 组袁家气田水处理站站内西北角。采用折点氯化法脱氨氮工艺，其原理为向废水中加入含氯药剂（除氨剂，即次氯酸钙），使水中的 NH_4^+氧化成 N_2，外排从而达到降低氨氮的目的；通过人工操作向尾水中加入一定量的除氨剂（主要成分是次氯酸钙），当药物进入水中达到某一点时水中游离氯含量最低，氨浓度降为零。其反应式为：

***

袁家气田水处理站氨氮处理系统主要接纳地层水综合利用站处理后的废水，经过脱氮处理后达标外排至绵远河。

③出水水质标准

袁家气田水处理站氨氮处理系统处理后的废水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（其中氯化物执行《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-93）中表 3 第二类污染物最高允许排放浓度标准限值）限值，具体外排水质标准见下表。

表 9.1-17 采气废水处理后外排水质标准值 单位：mg/L（pH 无量纲）

污染物	COD_{cr}	BOD_5	SS	石油类	pH	NH_3-N	氯化物
标准值	≤100	≤20	≤70	≤5	6～9	≤15	≤300

④废水外排达标可行性分析

根据建设单位于 2021 年 12 月 2 日委托第三方检测机构对袁家气田水外排口的废水水质的检测结果（检测报告编号：A2210058878551C）可知，通过以上废水处理工艺后，外排废水水质能达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（其中氯化物≤300mg/L），各污染物监测值均能满足相应标准要求。

（2）废水回注处置措施有效性分析

①废水回注处理能力分析

本区域内回注站主要有在用的孝蓬 101 回注站、新场 15 回注站、马蓬 33 回注站、什邡 50 回注站和联 119 回注站，正在建设的回注站两座，分别为马井 29 回注站和新 875-1 回注站，备用建设回注站两座，分别为新场 25 回注站和新场 30 回注站。

由前文统计可知，本区域内回注站目前剩余总处理规模约 278.54 万 m^3，剩余日处理规模约为 1365 m^3/d，回注站除接纳本区域内钻井期废水回注外，还需接纳区域内采气井产生的采气废水。

川西气田区域内无法回用钻井期废水日均最大产生量为 114m^3/d，排放总量约为 19.84 万 m^3，川西气田拟部署项目采气废水回注处理最大日产生量共计 426.853m^3/d，预计排放总量为 116.710 万 m^3，因此川西气田区域钻井期废水及采气废水日最大产生量为 540.853m^3/d，预计排放总量为 136.55 万 m^3。由上文可知，本区域内回注站目前剩余日处理规模及剩余总处理规模能够满足本区域钻井期废水及采气废水的全部回注。

表 9.1-20 川西气田钻井期废水及采气废水回注日处理量及总处理量

***

表 9.1-21 钻井期废水及采气废水回注处理依托设施处理能力一览表

***

②废水回注措施有效性

目前区域内已建成的回注站 5 座，分别为：孝蓬 101 回注站、新场 15 回注站、马蓬 33 回注站、什邡 50 回注站和联 119 回注站，正在建设的回注站两座，分别为马井 29 回注站和新 875-1 回注站，备用建设回注站两座，分别

为新场 25 回注站和新场 30 回注站。下面从回注井配伍性、封闭性、井筒完整性等方面论证废水回注措施有效性。

9.2 大气污染防治措施

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气环境的影响主要来自于各井场钻井作业柴油动力机和发电机运转时产生的烟气以及管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘，柴油发电机废气，以及测试放喷废气。为减少大气环境影响，主要从以下几方面做好措施：

（1）优化施工场地等临时工程布设、妥善保存开挖表土、控制施工范围。

（2）施工现场采取洒水抑尘、湿式作业等措施。

（3）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。

（4）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（5）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。

（6）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。

（7）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。

（8）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。

（9）柴油机、发电机采用合格轻质柴油，燃烧废气经自带的消烟除尘装置处理后通过 6m 高排气筒达标排放，柴油的暂存和储运罐均密闭，加强柴油机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环

境影响；钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油机、发电机，可进一步减少燃油废气排放和环境影响。

（10）项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运必须采用密闭罐，减少有机物挥发量。

（11）测试放喷废气引入放喷池燃烧后排放。

（12）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。

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站场建设中已成功运用，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来自各站场水套炉天然气燃烧废气和储液罐内凝析油产生的挥发性有机废气，另外还有各采气站场清管作业、设备检修排放的少量天然气以及超压排放的放空火炬系统燃烧废气。

（1）本项目站场所设置的储液罐均为密闭式固定顶罐，仅在顶部留有呼吸孔，内装凝析油挥发产生的有机废气量较小。

（2）清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，天然气通过各采气站场配备人工点火装置燃烧后由15m高的放空管就近引高排放。满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案”，的相关要求。

（3）采气过程中，凝析油与采气废水采用密闭管道集输转输至采气站场储液罐内暂存，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，储液罐密闭，同时采气废水和凝析油均采用密闭罐车进行转运，减少挥发性有机物的

产生。

（4）水套炉天然气燃烧废气经 8m 高排气筒排放，NO_X 和颗粒物排放浓度，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

本项目各采气站场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站场工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

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

鉴于天然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

9.3.1.1 井场钻井施工期噪声防治

根据各阶段噪声环境影响分析，钻井作业和压裂施工过程噪声环境影响作用方式和程度类似，故本评价对各井场钻井和压裂施工噪声控制措施一并分析论证。高庙气田产能建设项目（一期）所在的地区电网完善，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电可进一步减小钻井动力设备噪声对周边环境的不利影响。

鉴于本工程的施工期特性，各井场在完钻后，噪声消失的实际情况，选

用在目前钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

①优化施工场地等临时工程布设、控制施工范围、合理安排施工时间。

②在钻井设备选型时选取高效低噪声设备，使用在排气筒上自带高质量消声器的柴油机，柴油机工作噪声可降到 80dB（A）左右。

③优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。

④将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。

⑤压裂设备基础安装减振垫层；

⑥在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，各井场钻井工程对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。

（2）采气站场、集输管网施工噪声防治

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，通过以往采气站场建设施工期噪声环境影响实际情况分析，本项目各站场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

本项目涉及的各采气站场单项工程运营期正常生产时，各站场噪声主要来源于节流阀、除砂器、汇气管、分离器和计量装置等设备产生的噪声，本项目各采气站场不设置增压机组和脱水模块。

（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。

通过以往采气站场营运期噪声环境影响实际情况分析，本项目各站场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，将对退役站场实施永久封堵和废弃，站场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

9.4.1 施工期固废处置措施

9.4.1.1 各井场固废处置措施

本项目各井导管段采用清水钻井，一开+二开直井段采用水基泥浆钻进，二开造斜和水平段（须家河组定向井三开段）采用油基泥浆钻井，故钻井固废处置措施按以下两类分别论述：

（1）水基泥浆钻井固废

①水基钻井固废处置措施

本项目钻井固废暂存于废渣收集罐后及时外运至环保手续齐备且有处理能力的砖厂或水泥厂资源化利用处置，就近外委处理；与区域已勘探开发工程处理处置方式一致。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。

各井场水基岩屑、废钻井泥浆属于第II类一般工业固体废物。按照《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，本项目废渣收集罐渗透系数≤10^{-7}cm/s，满足第II类一般工业固体废物处置场防渗要求。

同时，川西泥浆中转站厂区进行了防雨及硬化防渗，安装了***的泥浆罐体，泥浆储存能力 3000m^3，目前经西南油气分公司调配，随时空余储存能力在 2000m^3 以上，满足本项目井场可回用钻井泥浆的暂存中转要求，该措施经济环保可行。

根据分析可知，利用水基钻井固废制作烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖/水泥综合利用在工艺上是可行的。

环评要求，建设单位在项目开钻前需确定具体的委托处置去向并签订协议委托处置协议

②水基固废烧砖和制水泥可行性分析

A.废水基泥浆烧结砖产品质量检验分析

根据建设单位提供的《西南油气分公司产能建设及勘探项目部钻井污染物处置方案（2017）》可知，四川省建材产品质量监督检验中心对西南油气分公司利用同层位水基钻井固废烧制的钻屑砖进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，利用水基钻井固废烧制的钻屑砖能够满足《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。

同时，类比德阳市产品质量监督检验所于 2019 年 7 月 25 日对德阳市玖盛建材有限公司应用川西地区钻井水基岩屑进行了烧结砖质量检测，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

***

b.水基岩屑烧结砖浸出液检测分析

中国石化西南油气分公司环境监测站对产能建设及勘探项目部依托的中江利金砖厂（中江县利金新型页岩墙材有限公司）及绵阳三台砖厂（三台县立兴页岩砖厂）利用中江、新场气田水基固废生产的烧结砖进行浸出液检测，监测报告（报告编号：HJ2019-339、HJ2019-340）结果表明，烧结砖浸出液中各项因子检测值均低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）中的标准限值。

表 9.4-2 水基泥浆烧结砖浸出液检测数据表

***

C.制作水泥处理工艺可行性

预处理后的废水基泥浆（泥饼）及岩屑转运至水泥厂后，在分析其化学成分的基础上，可加入生石灰进行破胶处理，之后采用输送泵或铲车将岩屑从暂存仓输送至初步筛网上，以去除去泥浆中的杂物、石子等大颗粒物质。筛上物质为筛分渣，由铲车铲至筛分渣暂存仓储存；筛下物质再经振动筛进行筛分，项目建设振动筛粒径为 0.3mm，筛上物质仍为筛分渣，送筛分渣暂存仓储存；筛下物质即为浆状，经自留至加药间进行加药处理，药剂主要为絮凝剂（主要成分为聚丙烯酰胺，加入浓度为 2‰）和助凝剂（主要成分为三氯化二铝，加入浓度为 5%），按照泥浆：絮凝剂：助凝剂为 10:1:1 的比例加入，搅拌使之分布均匀，即完成絮凝过程，絮凝后的泥浆由泥浆泵提升至

压滤间进行压滤处理，压滤后的压滤渣送筛分渣暂存仓储存。筛分渣、压滤渣作为添加剂用于制作水泥，从而实现水基泥浆（泥饼）和水基岩屑的资源化利用。

利用水基钻井固废制作烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖/水泥综合利用在工艺上是可行的。

③区域消纳处理能力

根据建设单位提供的资料，目前项目周边已建成投入使用的可接收水基钻井固废的砖厂有三台县立兴页岩砖厂、中江县朝中砖厂、德阳市玖盛建材有限公司、中江县利金新型页岩墙材有限公司、广汉市四友页岩砖厂、绵阳市安州区花荄机砖厂等。

A、三台县立兴页岩砖厂位于三台县塔山镇***，已建成“年产 3500 万匹标准实心砖生产线建设项目”（ ***），建设内容为：将原有设备淘汰，全部更换为更自动化的机械，并采用隧道窑代替原轮窑，改造后拟将中石化西南油气分公司的部分钻井固废与原有原料页岩按照 1:4 比例混合，再添加一定比例的煤等作为最终的制砖原料，生产页岩砖，以实现对钻井固废的综合利用并减少制砖所需页岩量的目标，技改后生产规模为年产 4000 万匹页岩砖。

B、中江县朝中砖厂位于中江县回龙镇***，已建成“钻井固化土资源化综合利用制烧结砖项目”（ ***），建设内容为：新建钻井水基岩屑、泥浆固化土堆场及配套环保设施，采用无害化处理后的钻井水基岩屑、泥浆固化土为原料替代部分页岩原料，生产烧结砖。生产规模为年产 3500 万匹标砖。

C、德阳市玖盛建材有限公司位于德阳市罗江区调元镇***，已建成“利用钻井固废制烧结砖技改项目”（ ***），建设内容为：拟将中石化西南油气分公司的部分钻井固废与原有原料页岩按照 1:2 比例混合，再添加一定比例的煤等作为最终的制砖原料，以实现对钻井固废的综合利用并减少制砖所需页岩量的目标。技改后生产规模为 6 万吨/年。

D、中江县利金新型页岩墙材有限公司位于中江县回龙镇***，已建成

“水基岩屑掺烧制砖项目”（ ***），建设内容为：拟将中石化西南油气分公司的部分钻井固废与原有原料页岩按照 1:4 比例混合，再添加一定比例的煤等作为最终的制砖原料，生产页岩砖，以实现对钻井固废的综合利用并减少制砖所需页岩量的目标。技改后生产规模为年产 3000 万匹页岩砖。

E、广汉市四友页岩砖厂位于广汉市松林镇***，已建成“钻井固化土资源化利用制烧结砖项目”（ ***），建设内容为：采用无害化处理后的钻井水基岩屑、泥浆固化土 40000t/a 为原料替代 30%页岩原料，生产烧结砖。项目建成后生产规模为年产 8000 万匹标砖

F、绵阳市安州区花荄机砖厂位于安州区花荄***，已建成“年产 3000 万匹页岩砖技改生产线建设项目” （***），建设内容：采用四川省顺祥油气工程有限公司提供的中石化处理后的钻井、钻屑及泥浆等固废 14750t/a 为原料替代部分页岩原料，生产烧结砖。技改后生产规模仍为年产 3000 万匹页岩砖。

G、**四川省绵竹澳东水泥厂**位于绵阳市***，已建成“钻井岩屑水泥窑资源化综合利用项目”（***），建设内容为：“利用现有堆场，改建钻井作业产生的钻屑，经配比后作为水泥熟料生产原料，每天综合利用钻屑约 200t。”

区域上述 7 家水基钻井固废综合处置单位处理能力情况详见表 9.4-3。

表 9.4-3 水基钻井固废综合处置单位处理能力统计表

***

本项目 44 口井钻井期间总计产生水基钻井固废***，2023 年将产生年度最大水基钻井固废产生量约***。由上表统计结果可知，前述 7 个砖厂及水泥厂已建成投产，年最大水基钻井固废接收能力按照砖厂生产能力的 20%考虑，为***，完全有能力接收本项目实施期间产生的水基钻井固废。且若区域周边有其他砖厂或水泥厂有能力接收并处置水基岩屑，建设单位也可按相关规定委托其进行处置，可进一步保证水基钻井固废资源化处理处置单位的接收能力。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废能得到有效处置，措施可行。**本评价要求建设单位应在各井场开钻前确定水基钻井固废具体去向并签订外委**

处置协议。

（2）油基泥浆钻井固废

项目在钻井过程中二开造斜和水平段（须家河组定向井三开段）将采用油基泥钻井液井，水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生含油顶替泥浆，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆属于 HW08 072-001-08 危废，本项目按照所有井的造斜和水平段（约 1200m）全部采用油基泥浆进行钻井。本项目共产生油基钻井固废约 1.3552 万 m^3（2.7104 万 t），共产生顶替泥浆约 1320m^3（2640t），各井场现场按照危废进行管理（HW08 072-001-08 危废），在各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废贮存场地并由废渣收集罐盛装临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒），采取分批分次现场交由危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

（3）施工机具保养废油

各井场油罐、柴油机和发电机房设置围堰，并各设 1 座 0.5×0.5×0.3m 的废油收集池收集跑冒滴漏的废油。站内设置废油桶集中收集废油贮存于各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废贮存场地（与油基岩屑贮存场地合建，贮存场地按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒）。完钻后现场交由危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

（4）危废处置措施合理性分析

各井场油基岩屑以及废油贮存设施基本情况见下表：

表 9.4-4 单个井场危废贮存设施基本情况表

序号	贮存设施名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	现场危废贮存场	油基钻井固废及顶替泥	HW08	072-001-08	各井场前场	总占地 30m^2，场地合建	若干废渣收集罐盛装	20m^3	10d

		浆							
2		跑冒滴漏油	HW08	900-214-08			废油桶盛装	0.36m^3	30d

①井场临时贮存设施合理性

本项目在每个井场前场均设置 30m^2 的危废专用贮存场地并由若干的废渣收集罐盛装油基岩屑，废油由 2 个（一备一用）废油桶盛装，临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒），水平井钻井作业产生的油基岩屑现场贮存场地满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）对中对危废贮存场地相关环保要求。

各井场设置的临时危废贮存场地占地面积 30m^2，贮存油基钻井量约 20m^3，贮存废油量约 0.36m^3（废油桶两个，一备一用，每个 180L），贮存周期分别为 10d 和 30d，根据前期高庙气田已实施的钻井工程油基钻井固废转运情况看，使用油基钻井液的几率较小，使用完后即转运一般转运周期为 5~7d，现场设置的贮存场地满足 10d 的贮存量，贮存容积满足现场贮存要求，容积设置合理。

②危废贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑转运采用密闭废渣收集罐收集，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，场内转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，场外转运委托危废资质单位专业转运，转运车辆环境管理措施可行。

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令 总局令 第 5 号）等相关环境管理要求，含油岩屑和废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

③油基泥浆中转

由于高庙气田未配置油基泥浆中转工程，因此本项目井场油基泥浆钻井后无法及时中转油基泥浆，本项目将威远泥浆中转站作为本项目油基泥浆中转站。威远泥浆中转站位于内江市威远县向义镇四方村 1、2 组，包括储备罐区 22 台 55m^3 水基泥浆储备罐及其配套设施、14 台 75m^3 油基泥浆储备罐及其配套设施。目前该中转站暂存泥浆暂存泥浆约 500m^3，剩余储存规模约 500m^3，有能力接纳本区域的中转泥浆。威远泥浆中转站于 2018 年 1 月 10 日取得了威远县环境保护局的环评批复（威环审批[2018]1 号）。

④项目周边危废处置能力分析

本项目各单项工程钻井施工期危废主要为 HW08 072-001-08 油基岩屑危废和 HW08 900-214-08 废油危废，由于 HW08 900-214-08 废油危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废油产生，产生量进一步较小，一般不会超过周边危废处置单位处置能力，交由危废资质单位处置措施可行，本评价重点调查项目周边 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力情况。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）“环评阶段暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”本评价按照重点从四川境内具备危废 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力资质单位分布和处置能力情况，给出本项目油基岩屑处置建议。

根据四川省生态环境厅四川省危险废物经营许可企业名单查询可知四川省内具有处置 HW08（072-001-08）能力的企业见下表。

表 9.4-5 四川省内 HW08（072-001-08）危废处置能力统计表

***

根据对危废资质单位的调查，由于中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限责任公司、珙县华洁危险废物治理有限责任公司和内江瑞丰环保科技有限公司距离本次高庙气田距离较远，本评价建议高庙气田产能建设项目（一期）施工过程中产生的油基岩屑危废处置，以依托四川纳海环境有限公司、江油诺客环保科技有限公司及四川国大水泥有限公司、四川省中明环境治理有限公司、成都兴蓉环保科技有限公司、南充嘉源环保科技有限责任公司、四川省兴茂石化有限责任公司、四川广阳环保科技有限公司、绵阳东江环保科技有限公司、四川格润中天环保科技有限公司、四川永津环保技术有限公司等企业处置为主，中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限责任公司、珙县华洁危险废物治理有限责任公司和内江瑞丰环保科技有限公司、四川绿之峰科技发展有限公司、乐山高能时代环境技术有限公司等企业作为辅。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、含油钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中指出：“鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑得到及时、合法、合规的妥善处置。

（5）生活垃圾及其他固废处置

本次产能建设共涉及 19 个站场施工建设，施工期布置井场 1 个、生活区 2 个共计 3 个 4m^3 的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内，定期按当地场镇环卫部门相关要求实施统一妥善处置，该处置方式已在川渝地区天然气开发中

成功运用，施工期生活垃圾得到有效处置，处置措施简单、可行。

9.4.1.2 各采气站场、集输管线固废处置措施

采气站场及管网施工固废主要来源主要为管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及顶管施工产生的废弃泥浆。为回收泥浆和减少环境污染，顶管施工将设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆自然干化后就地填埋处置，并覆土复原；施工过程加强水土流失防范措施，施工结束后泥浆及时填埋并进行生态恢复。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生，截断管材件由施工单位现场清运回收利用，焊接废料等由施工单位清运回收处置，在川渝地区天然气集输和高庙气田前期天然气管道集输工程中广泛采用，措施可行。

站场及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生

9.4.2 运营期固废污染防治措施

各采气站场运行期间产生的固体废物主要来自站场分离器产生的废渣、清管检修废渣以及储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。井场分离器产生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，属于危险废物，交由有危险废物处理资质的单位处置；清管检修废渣产生量极少，单平台约 1kg/a，储液罐沉渣产生量极少，单平台约 1kg/a，清管检修废渣及储液罐沉渣由于属于含油废渣，交由有危险废物处理资质的单位处置。

废矿物油及含矿物油废物：压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个站场废润滑油量约 0.2m^3/a。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），在危废暂存区由废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

生活垃圾：本项目各采气站场为临时有人值守站，运营期 19 个常规采气站场共产生生活垃圾 10.45t/a，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

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。

9.4.3 退役期固废处置措施

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

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1源头控制措施

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

（1）项目在施工建设前应充分研究钻井、地质设计等资料，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。异常情况采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用纯清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，导管段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，清水钻深度应至少大于 200m，导管段要及时下入套管进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（2）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水及时回收并不外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接

收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的几率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

（3）废水拉运车辆必须安装 GPS，转运过程做好转运台账，严格执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废水。

（4）钻井废水、洗井废水通过罐车拉运至集中处置站；测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管排入放喷池，在放喷池内废水达到放喷池容积的80%时，水质达到回用要求的压裂返排液通过密闭罐车运至集中处置站；部分可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到废水回注水质标准后，送回注站回注，不外排。

（5）每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

（6）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

（7）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池。

（8）压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存

在罐中。压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少淡水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用，鼓励采用先进的工艺、设备。

（9）运营期井场内仅有采气作业，分离出的采气废水经不落地装置存储后循坏利用，减少污染物的排放；

（10）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，检修废水暂存于站场的集污罐内，自然蒸发减容，不外排。清管作业产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或循环利用；

（11）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不知容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

（12）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（13）本工程施工期对管道沿线地下水环境保护目标的影响很小，主要表现在对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，导致管沟两侧一定范围内的地下水水位降低。由于管道施工为分段施工，具有施工时序短的特点，因此整体影响较小。

（14）管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量；

（15）对管道采取防腐措施和定期防腐检测。根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题；

（16）作好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施；在管道中心线两侧各 500m 范围内进行禁止爆破作业及大型工程设施施工的警示；设立管道安全防护带。管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等其它构筑物，禁止种植果树（林）及其它根深作物、打桩、堆放大宗

物资及其它影响管道巡线和管道维护的物体；

（17）在管道穿越区段定期频繁检查附近阀室，发现问题及时修复，防止事故发生。

（18）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的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。

（19）优化区块内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

本项目实施运营过程中通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护区块内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

9.5.2分区防渗措施

（1）防治分区划分

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，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）等。根据天然气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

（2）建设期分区防控措施

重点防渗区指重点污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。一般防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。简单防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。参照地下水导则，重点污染防治区防渗层的等效防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层；一般污染

防治区防渗层等效防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层，简单防渗区达到地面硬化要求即可。

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目建设期的分区防渗方案如表 9.5-1 和图 9.5-1 所示。

表 9.5-1 井场分区防渗方案

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
废油暂存区、油罐区及围堰	重点防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
方井区			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 C15 混凝土进行封闭处理
放喷池、集污坑			底板浇筑 C20 素混凝土，厚度小于 300mm，应一次浇筑完成，放喷池底部及四周进行 1:2 水泥砂浆抹面处理、防渗处理抹面和防水卷材铺设三层措施，采用 1.5mm 厚聚乙烯丙纶复合防水卷材铺贴放喷池内表面，施工采用热铺贴法，为避免在墙角处折断，影响防水质量，阴阳角等处均做成 R=20mm 圆弧形，搭接宽度不小于 100mm；放喷池修建完成后需注满水进行 72 小时满负荷试压和试漏，要求防渗系数小于 10^{-7}cm/s
发电机房及柴油发电机组	一般防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥1.5m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实
泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统(废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、集污罐)			
重浆罐区			
原辅料台区			
双环沟			

材料房、环保厕所			
其他可能涉污场地	简单防渗区	一般地面硬化即可	

***

图 9.5-1 建设期井场分区防渗方案

（3）运营期分区防控措施

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在站场固废临时堆放区、污水处理区做好防渗、防漏措施，防止污染物对地下水造成污染，加强生产过程管理，杜绝跑、冒、滴、漏等污染行为。

井口区等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，地面及围堰在满足耐久性要求的同时，需满足基础防腐蚀设计对于基础混凝土强度要求的规定；防渗措施建议采用抗渗混凝土，抗渗等级达到 P8 要求。

储液区、产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面需进行一般防渗，采取一般防渗后可以减缓污水下渗速率较慢，使得运营期站场发生地下水污染事故的可能性降低。防渗措施建议采用“混凝土+防渗膜”防渗，抗渗等级达到 P6 要求。

站场设综合值班室等其他涉污设施地面需进行简单防渗。本项目运营期的分区防渗方案如表 9.5-2 和图 9.5-2 所示。

表 9.5-2 运营期站场分区防渗方案

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
井口区等区域	重点防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
储液区、产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面	一般防渗区	防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥1.5m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实
站场设综合值班室等其他涉污设施地面	简单防渗区	一般地面硬化即可	

***

图 9.5-2 运营期站场分区防渗方案

（4）其他要求

由于本项目各场站工程内容各阶段不同，部分场地的环保设施属于依托工程，针对上述区域，本次评价针对依托工程的分区防控措施以检验其防渗性能等级为主，如果其防渗性能满足相应等效防渗性的要求，则认为该设施完全可依托，能够满足项目要求防渗的需求；若其防渗性能不满足要求，则按照地下水导则要求重新进行防渗施工处置，使其达到重点防渗区要求。

9.5.3跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 11.4.4。

9.5.4应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、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，针对受污染的井泉及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的泉点，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

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

9.6.1 源头控制措施

（1）项目各气井钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺。在设计表层导管段（清水钻深度应至少大于 120-150m）用清水钻井以避免重点关注的表层含水层、土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止土壤被地层其它流体或钻井泥浆污染；本项目采用较清洁的水基泥浆，采用套管和水泥固井防止地下水、土壤污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入土壤。

（2）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水完全无外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废

水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的几率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染土壤环境。

（3）钻井废水、洗井废水通过罐车拉运至集中处置站；测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管排入放喷池，在放喷池内废水达到放喷池容积的80%时，水质达到回用要求的压裂返排液通过密闭罐车运至集中处置站；部分可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到废水回注水质标准后，送回注站回注，不外排。

（4）每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染土壤。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

（5）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

（6）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池。

（7）压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。

（9）运营期井场内仅有采气作业，分离出的采气废水经不落地装置存储后循坏利用，减少污染物的排放；

（10）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，检修废水暂存于站场的集污罐内，自然蒸发减容，不外排。清管作业产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或循环利用；

（11）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不知容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。施工现

场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。

（12）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对土壤影响降到最低限度。

（13）钻前施工场地平整及集输管线管沟开挖产生的剥离表层土堆存于表土堆场内，钻井结束及管沟回填后用于场地临时占地的复垦表层用土。钻前剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失；管沟开挖采用有效保护耕作层，管沟开挖应分层开挖、分层堆放、分层回填，管道施工作业带内只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

（14）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响周边土壤环境。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对土壤环境的影响。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.2 过程防控措施

根据天然气开采行业项目特点与占地范围内的土壤特性，按照相关技术要求，本项目主要针对通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤而采取的过程防控措施。主要包括：

（1）对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置防雨棚，废油暂存区、发电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置 0.5m 高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置 0.15m 高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于 0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于

导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

（2）采取分区防渗措施，根据天然气钻井井场在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将各井场划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区：对油罐区、发电机房及电传系统、泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统、放喷池、方井周边、重浆罐区、泥浆料台、废油暂存区域均进行重点防渗，对双环沟、环保厕所均进行一般防渗，办公区进行简单防渗（一般地面硬化），具体分区防渗详见**章节 9.5.2**。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生垂直入渗，进入土壤。

9.6.3 跟踪监测计划

本项目井场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每 5 年内开展 1 次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告**章节 9.5.4 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）对土地占用的减缓措施

①合理规划占地范围

永久占地，尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，新建井场严格控制占地面积。施工道路尽量利用原有公路，若无原有公路，则要根据设计方案，先修道路，后设点作业的原则进行。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

②严格控制占地范围

施工作业带宽度，管线敷设施工的宽度控制在设计标准范围内，其中水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m，以减少管线敷设临时占地的影响范围。对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，管沟开挖时的土石方堆放在管沟两侧施工作业带范围内，不得堆放在其他未经允许堆放的区域。

③严格把控占地时间

对耕地的占用时，应根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，且应提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

（2）对水土流失的减缓措施

①采取工程措施降低水力侵蚀

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。施工道路尽量依托已有道路，新建道路内侧修筑排水沟，外侧修筑浆砌石挡土墙进行防护。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过

渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

②维护植被覆盖率

在施工期，尽最大努力降低对乔木林、灌木林、草地等植被的破坏，施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，维护区域植被覆盖率，减少区域水土流失状况。

（3）对陆生植被的减缓措施

①合法合规占用林地

对占用林地路段，需经同级人民政府同意，报林业主管部门批准后，按有关规定如《中华人民共和国森林法》、《四川省林地管理办法》等办理用地审核、林木采伐审批手续，并进行补偿。

②加强施工人员的环保意识

施工期加强《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》有关对保护野生动植物的宣传力度，大力宣传保护植物的重要性。施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，不得随意砍伐植物，在开挖的工程中，如发现有国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织挽救，移栽他处。

③尽量减少临时用地的植被破坏

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；工程施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，集输工程不设置临时施工营地，减少因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

④保护珍稀保护植物及古树名木

根据文献资料、现场调查及访问，本项目井、站场占地范围未发现国家重点保护野生植物及古树名木分布。本项目应制定重点保护野生动植物保护方案，管线施工过程中若发现珍稀保护植物及古树名木，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，禁止一切对珍稀保护植物及古树名木造成破坏、砍伐的行为。

⑤及时开展植被恢复工作

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，视沿线因地制宜实施：原为农田段，复垦后恢复农业种植；原为林地段，原则上复垦后恢复林地，不能恢复的应结合当地生态环境建设的具体要求，可考虑植草绿化。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，对这一范围内的林地穿越段，林地损失应按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。林地穿越段两侧各 5m 范围内以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化；林地穿越段两侧各 5m 以外的施工扰动区以植树绿化为主,树种尽量选择树冠开阔型，一定程度上有利于弥补因工程穿越所造成的林带景观分割。植物恢复措施物种禁止选取入侵物种。

（4）对陆生动物的减缓措施

①减缓对动物栖息环境的影响

本项目在选址、选线时最大程度地避开林地，尽可能不破坏区域森林植被，施工严格控制施工作业带，减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

②降低对动物活动的干扰

减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰；在经过林地进行施工时，优化施工方案，抓紧施工进度，缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类繁殖季节，同时尽量避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强野生动物保护宣传

工过程中对施工人员加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》有关对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。

④恢复动物栖息环境

施工结束后及时进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。

因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造野生动物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

（5）对水生生态的减缓措施

①合理选择施工时间

为保证河流穿越工程能够高效的进行，应合理选择施工工期，尽量选在枯水季节 12 月至次年 2 月的时间段；同时应尽量避开鱼类的繁殖产卵期 3~6 月，避免对鱼类产卵造成影响；在施工的过程中，还应提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。

②严格控制施工范围

严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化；施工用料堆放应远离水源和其它水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方，防止施工材料被暴雨径流带入水体。

③保持河道的联通性

废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，於塞河道；施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

④降低对水体的扰动河水质污染

降低对水体的影响分为降低对水体的扰动和对水质的破坏。水域附近施工时，尽最大努力降低施工区域的水体扰动程度，禁止因非施工需要的大范围水体扰动。施工场地污水不得直接排入沿线河流；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等，以降低对水质的影响程度，进而降低对水生生物的影响。

⑤加强施工管理

加强施工管理，穿越施工过程中的产生的生活垃圾、生活废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

⑥及时恢复河床

施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床

原貌，以保护水生生态系统的完整性。

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

本次高庙气田产能建设项目（一期）由若干单项工程滚动建设实施，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、集输管线两类分别估算各单项工程环保投资。

本工程环保措施投资估算费用为 7709 万元，环保措施投资占工程总投资费用的 6.33%，详细内容见表 9.8-1~3。

表 9.8-1 单个井场和采气站场环保投资估算表 单位：万元

***

表 9.8-2 单条集输管线建设污染防治措施汇总表 单位：万元

***

本项目环保投资共涉及 16 个钻井井场、19 个采气站场和 20 条集输管线施工运营环保投资。

表 9.8-3 高庙气田产能建设项目（一期）环保投资汇总表 单位：万元

***

本项目总投资约 12.18 亿元，环保投资总计***万元，占总投资比例约为***。

10 清洁生产与总量控制

10.1 清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入环境保护部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本评价从天然气产能建设的各个环节出发，对本项目的产品、原材料、工艺技术的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

10.1.1 工艺技术选择合理性分析

（1）钻井清洁生产工艺技术分析

各井场站场导管段采用清水钻井液，其它钻井液采用较清洁的水基钻井液为主，不含重金属，并且可根据不同地层性质和地下压力进行组份调整，能较好地满足钻井需要。符合清洁生产的要求。

另外本项目各井场站场均采用丛式井场，可减少井场等建设用地，亦减少了项目道路工程量，有利于减小对生态环境的扰动。另外本项目丛式井场钻井过程中，对第一口井产生的剩余水基泥浆进行回收利用，储备在泥浆储备罐中，用于同井场第二口井的钻井阶段，从而减少了第二口井钻井阶段所需新配置的水基泥浆的量，提高了泥浆使用效率。符合清洁生产的要求。

（2）集输工程工艺技术清洁生产分析

①管材选择

对于输送天然气的采气管线，在管型的选择上，选择选用20SMLS材质的无缝钢管，能有效的提高管线抗应力腐蚀开裂）和氢致开裂的能力，以确保管材的可靠性，从而减少环境风险事故。

②管道的防腐措施

本项目天然气采输防腐措施包括防止湿气应力开裂、电化学腐蚀，选材上选用抗应力开裂的材料，配备阴极保护，施工时焊接口全部实现无损探伤检测。

③井口装置

各井场井口采用带自动关井系统的井口安全阀，地面设有井口安全自动控制系统，可在地面管道失压时自动切断气源，既降低了事故危害，又减少了对环境的污染，符合清洁生产要求。

④采用污染物“不落地”随钻处理技术，钻井期间采用的废物处理和排放措施能较好地降低其对环境的影响。

10.1.2 产品的清洁性分析

高庙气田产能建设项目（一期）产品为天然气，属清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的温室气体CO_2只是煤炭的一半左右，比石油少三分之一，天然气与电力比较，在燃料费用上的节省是显著的，但投资费用较大；与焦炭、原煤比较，虽无价格优势，但环保性和产品质量优势明显；与汽油、液化气相比，其价格和环境性能也有明显优势，天然气替代工业用油和液化石油气，有直接的经济效益，容易被用户接受，同时技改的投资少，属清洁产品。天然气、原油与煤燃烧的三废产生量对比见下表。

表10.1-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）

燃烧产物	天然气	原油	煤
灰分	1	***	***
SO_2	1	***	***
NO_2	1	***	***
CO	1	***	***
CO_2	3	***	***

注：表中资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”

10.1.3 运输方式的清洁性比较

本项目天然气采用管道运输，与槽车、罐车公路等运输方式相比，管道运输具有运输能耗低、运输周转损耗小、压输成本低、安全性高、环境污染小等方面的优势，本项目管输运输方式清洁。

10.1.4 清洁生产措施

（1）废水处理措施

本项目钻井废水和压裂返排液通过在井场内或井场间回用实现最大程度

回用，做到正常工况下无压裂液外排，无法回用的运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排，对地表水和浅层地下水无影响。

（2）施工期生产生活污水

各井场钻井建设施工阶段生活污水采用环保厕所水处理，处理后转运至当地城镇污水处理厂进行处置，现场不外排。

（3）废气处置措施

本项目正常工况下均采取带压采输气，无废气外排，紧急情况下的外排废气采用放空管点火燃烧放空等方式排放。

（4）固体废物处理措施

本项目钻井液采用水基泥浆，并采用钻井液闭环管理系统，对钻井泥浆进行循环使用，完井后产生的废泥浆和岩屑进行制砖综合利用，油基泥浆循环利用减量化处理，油基岩屑等固废全部交由危废资质单位处置，不外排；站场清管作业及分离器检修产生的少量废渣，交由有危废资质单位妥善处置。整个过程产生的少量废油优先综合利用后交给具有相应资质的单位处理，无固废外排。

10.1.5 清洁生产结论及建议

本工程采用了先进的钻采工艺和较高的自动控制水平，减少了“三废”排放源，在工艺技术、能耗、节水、污染物的排放等方面均符合清洁生产原则。最大限度的减少了污染物排放及能源消耗，最大限度的保证工厂的安全生产，达到国内先进的清洁生产水平。

10.2 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

本项目为天然气开发井建设项目，项目运营期由于地面采气集输为全密闭管道内的天然气开采，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议本项目不核定大气总量指标。

项目钻井废水和压裂返排液通过袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后回注处理，运营期产生的采气废水转运至袁家气田水处理站预

处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。本项目实施后总量控制建议指标为：***。

11 环境管理及监测计划

11.1 企业环境管理现状

本项目业主单位是中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部，环境管理上延续西南石油局有限公司西南油气分公司HSE环境管理体系。中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部积极推进HSE管理体系建设，强化健康、安全与环境的一体化管理，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部将遵守《西南石油局有限公司 西南油气分公司 HSE 管理手册（2022 年版）》、《HSE 管理体系要求》、《HSE 管理体系实施要点》、《HSE 管理体系环保实施指南》、《西南石油局有限公司 西南油气分公司全员 HSE 行为管理实施细则》、《西南石油局 西南油气分公司安全生产费财务管理细则》、《中国石化安全风险评估指导意见》《危险化学品重大危险源辨识》《中国石化重大生产安全事故隐患判定标准指南（试行）》等标准，形成系统的 HSE 管理体系标准。HSE 愿景：零伤害、零污染、零事故；HSE 方针：以人为本、安全第一、预防为主、综合治理。目前企业 HSE 企业管理体系已基本建成投入指导生产。

本项目建设单位根据自身特点，建立了 HSE 管理体系。公司设置 HSE 委员会，委员会主任由公司主要负责人担任。委员会下设专业 HSE 分委员会，HSE 委员会办公室设在安全环保部； 各单位设置本单位 HSE 委员会和专业 HSE 分委员会。公司设置安全环保部、HSE 督查大队、石油工程监督中心、环境监测站和应急救援中心。各单位设置安全环保管理机构或明确 HSE 管理的职能部门，根据生产实际可成立 HSE 督查站等。基层单位设置 HSE 领导小组，实行“厂管站”管理模式的单位可不设。

公司配备安全总监、安全生产相关专业的副总师；配备相应 HSE 管理人员；配备相应安全、环保管理人员；各单位应设置专职 HSE 总监（副总监）、专家和科长；配备相应 HSE 管理人员；各级 HSE 管理部门应设置专职 HSE 体系运行管理员，各级业务部门应设置专兼职 HSE 体系管理人员；基

层单位应设置专职 HSE 管理人员，组建义务应急队伍。

在本项目实施 HSE 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。在钻井工程中有废物产生，钻井作业要严格按照相关规定进行环境管理和井场交接。

（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：修建井场的水土保持措施和生态保护措施：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。

（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。

（6）配套建设的污染防治设施严格执行“三同时”制度，污染防治设施必须通过验收后方能投入使用。污染处理设施和污染源自动监控设施要保持正常平稳运行，不得擅自停运、闲置和拆除。将环保设施纳入生产设施等同管理，加强生产运行管理，减少异常排放。建立异常排污管理程序，最大限度降低对环保设施的影响。

（7）根据生产经营过程污染物产生、排放情况，制定年度环境监测计划，确定监测点位、监测指标、监测频次等内容。建设项目按照环境影响评价文件及其批复要求，做好建设过程中的环境监测。

11.2 施工期环境管理建议

（1）建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于各井场站场涉及钻前、钻井、压裂和采气运营四个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控

制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

在钻前施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①在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，尽量限制作业带宽度，控制施工活动范围，禁止区域外施工作业，挖掘土石方应堆放在指定场所， 并修建拦挡设施防止水土流失；

②控制施工过程中的扬尘产生、落实施工废水循环利用不外排措施；

③对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。

在钻井施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①清洁化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；

②按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水、固废严禁外排措施的执行情况；

③监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

压裂阶段重点监督检查如下环保措施：

② 阶段取水，避免对当地水资源的占用影响当地河流水体生境；

③ 返排液收集、转运、处置措施执行情况；

④ 分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改。

监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在钻井过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

（2）建立有效的环境管理机构

建设方应设专人负责各作业单元HSE管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据

施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

（3）建立完善的环保工作计划

①在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、 社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

②进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

③紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

④施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆出后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

⑤运营期管理计划

各单项工程施工结束后进入运营期，制定各单项工程运营期的环境管理计划、巡视计划、隐患整改流程计划、环保措施维护及记录管理计划等。

（4）严格执行环境监督和审查制度

①全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

②环境保护审查

在施工完成投入运用后，根据项目环境影响报告，对工程进行环境保护审查，评估环境保护计划实施的效果。

11.3 运营期环境管理建议

（1）组织机构

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气三厂是本项目生产管理单位，也是本项目环境保护日常监督管理部门，负责对本项目环评文件执行、“三同时”制度落实情况，负责对运营期的日常环境保护工作进行监督和抽查；负责本项目日常巡查、设备日常维护、污染物产排情况台账、污染物外运联单执行等环境管理工作。德阳市中江生态环境局、德阳市罗江生态环境局、绵阳市涪城生态环境局对本项目实施环保行政监督检查。

（2）台账管理

根据中石化天然气站场运行管理规定要求、场地属地管理要求等行业规定，应对本项目执行人工巡视管理+远程监控管理，建立各井场站场运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。

（3）环保设施运行及维护

本项目各单项工程（站场、管线）运营期环保设备设施运行管理、环保设备设施的维护由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气三厂统一负责，维护费用纳入项目部每年度的安全环保专项资金，按照公司专项资金管理规定支取使用。

采气运营阶段重点监督检查如下环保措施：

①采气废水收集、贮存、转输符合环评文件要求，做到废水不外溢，不外排。

②站场自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境污染事故发生。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在运营过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井

产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

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《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2—2018）以及《排污单位自行监测技术指南 路上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），监测因子的环境质量每年至少监测一次，因此制定如下大气环境监测计划，大气监测计划见表 11.4-1。

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
运营期	环境空气	各站场厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 次
	水套炉	排气筒，每年按10%比例抽测	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、格林曼黑度	1 年 1 次

11.4.2 噪声环境监测

施工期和运行期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 11.4-2。

表 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
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次
运营期	厂界及环境敏感点声环境	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次

11.4.3 地下水跟踪监测计划

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环

境监测和管理。

根据地下水导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防控工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）的要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

监测点布设：本次跟踪监测点布设在原有现状监测点位分布的基础上，结合各场地上、中、下游位置和地下水补径排特征，同时兼顾各场地评价范围内地下水保护目标分布，保证每个场地上、下游各分布一个跟踪监测点的最低标准。本项目共布设地下水环境跟踪监测点41个，见图11.5-1、表11.5-4。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、钡、六价铬、氯化物、氟化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：每年监测一次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次；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。

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。

11.4.4 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行)》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表。

表 11.4-4 施工期和运营期土壤监测计划表

监测阶段	监测点位	监测项目	监测频次
施工期结束	井场所在位置	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡	施工期结束后开展 1 次
	井场周边 200m 范围内的耕地		
运营期	站场所在位置		运营后每 5 年开展 1 次
	站场周边 200m 范围内的耕地		
备注：当监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测			

11.4.5 生态监测计划

由于本项目部分工程临近自然保护区，为保证自然保护区内植被资源不受到项目施工的影响，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），制定如下生态环境监测计划，监测因子的环境质量每年至少监测一次。生态监测计划见表 11.4-5。

表 11.4-5 生态监测计划

监测对象	监测点位	监测因子	频次
陆生生态系统	项目工程距离最近自然保护区边界处	物种多样性与生物量	运营后前 5 年，一年一次

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，本项目投入生产运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，并依法报生态环境主管部门备案。基于本项目建设投产时间为 3 年，施工时间较长，为充分了解施工过程中对区域环境影响程度以及施工过程中是否存在环境遗

留问题，本环评建议工程投产后，即启动环境影响后评价工作，同时根据运营情况，酌情加密开展环境影响后评价频次。

11.5 竣工环保验收

本项目产建工程位于四川省德阳市（中江县和罗江区）、绵阳市（涪城区）境内。各单项项目以施工期环境影响为主，而项目后续阶段主要的环保设施以及环境风险应急措施又在前序施工过程中得以建设和落实，故本项目竣工环境保护验收本评价建议根据各单项工程施工阶段划分，对各单项工程实施分项分阶段竣工环保验收，可采用单项工程项目、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

11.6 碳排放建议

应对气候变化事关国内国际两个大局，是参与全球治理、构建人类命运共同体的重要平台和实现高质量发展、建设生态文明的重要抓手，同时也是一项事关国计民生的现实任务。习近平总书记多次就应对气候变化问题做出重要指示，在多个国际场合阐述了应对气候变化对构建人类命运共同体的重要性。

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在运营期间，将各站场检修事故废气由直接放散改为点火后燃烧排放，大大减少甲烷所带来的温室效应，同时建议井场上尽可能使用网电发电，减少柴油机废气的产生；天然气回收利用撬装装置天然气燃烧发电燃烧天然气产生废气量较大，在条件允许的情况下，建议使用当地市政网电进行供电。

12 环境经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

12.1 社会效益分析

本工程的建设在缩小工业用气缺口、缓解民用气压力和提高保证率以及提供就业机会增加项目区居民收入等方面具有重要的社会效益。另外，管道工程程建设需要大批钢材、建材及配套设备，可带动机械、电力、化工、冶金、建材等相关工业的发展。该工程的建设，是促进德阳和绵阳区域清洁能源使用的重大举措，对于缓解德阳和绵阳区域天然气供需矛盾，优化能源结构，建设环境友好型社会，具有重要意义，项目的建设符合国家产业政策，将使国内的能源配置更趋于合理，使得全国经济的效益在总体上大大提高，体现出中国能源供需的协调发展战略。

因此，本工程是造福沿线人民的幸福工程，在实施西部大开发战略、加快西部地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。项目具有良好的社会效益。

12.2 经济损益分析

内部效益：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部高庙气田产能建设项目（一期）总投资***亿元。本次产能建设***个站场，最大产能规模为***，本项目建产期 3 年，稳产期 2 年，第 5 年后开始产量递减，从高庙气田实际生产情况，入递减期后 1-2 年递减率为 21%～23%，3-5 年为 15%～20%，5 年以后为 6%-10%，预计 20 年末累计产气 52.89×$10^8$$m^3$，

按照单价***，总收益为***亿元。本项目经济效益较好，具有较强的盈利能力和偿债能力，在财务上是可行的。

外部效果：根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值2.650万元；每万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴640元。因此本项目实施可为社会创造工业产值和节约运煤补贴。

从内部经济效益和外部经济效益来看，该工程的投产将高庙区块内天然气资源的优势转化为经济优势，可大大增加地方利税收入，企业也将获得巨大的利润，为该地区带来巨大的天然气化工等方面经济效益。

12.3 环境经济损益分析

12.3.1 环境经济损失分析

本工程的主要在施工期对生态环境产生影响，从而造成环境损失。针对这些环境损失，结合现有的研究基础，采用一定的模型，同时根据本工程施工期采用的各类环保措施、国家相关的法律法规界定及地方政府的相关要求对本工程施工期环境损失进行货币化衡量。

（1）生态环境经济损失

本工程生态环境经济损失突出表现为占地经济损失。项目永久占地面积***，临时占地面积***，按当地占地农业损失，估算占地损失共约为125万元，其中，永久占地损失为87万元，临时占地损失为38万元。

（2）大气环境经济损失分析

施工期大气环境影响主要表现为施工占地的扬尘、柴油发电机废气、油基泥浆钻井过程有机废气和测试放喷废气以及运营期凝析油挥发性有机废气和检测天然气点火燃烧放空废气等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对大气环境的影响较弱。

（3）声环境经济损失分析

施工期声环境影响主要表现为施工场地的机械运转、钻井噪声、柴油发电机噪声等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对声环境的影响较弱。

（3）水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为钻井废水、采气废水、生活污水等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对水环境的影响较弱。

（4）固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废环境影响主要表现为施工弃土石方、废钻井和岩屑、清管废渣、设备废油及含油固废等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对固废环境的影响较弱。

12.3.2 环境经济正效益分析

本工程的实施将提供清洁的天然气能源，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。

（1）减少环境空气污染物的排放量

天然气作为清洁能源，可以减少大气污染物产生量，改善环境空气质量，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。燃烧天然气与燃油和燃煤相比，年产生 SO_2、烟尘量和 NO_x 量将大大降低，有助于项目市场调整区域能源结构、普及清洁能源使用、改善大气环境质量。

（2）减少污染处理费用

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 $1\times10^8m^3$ 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。本工程预计总产气量为 $52.89\times10^8m^3/a$，以此推算，可减少 SO_2 排放量约 63996.9t，减少 NO_x 排放量约 87268.5t，减少烟尘排放量约 215262.3t。

据统计，处理 SO_2、NO_x 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，工程建设后每年可节约 SO_2 治理费 8064 万元，节约 NOx 治理费 1.1 亿元，节约烟尘治理费 3229 万元，节约 SO_2、NO_x 和烟尘治理费总计 2.22 亿元。可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

12.4 环保措施投资

本项目总投资 12.18 亿元，其中环保投资 0.771 亿元，占总投资比例为

6.33%。

12.5 环境经济损益分析小结

本工程经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。该工程总投资12.18亿元，而开采期内的经济效益达105.78亿元，而为减缓工程建设环境影响投入仅为0.774亿元，可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目能有效改善沿线城市及农村天然气供应和储配系统，减少燃煤量和污染物排放量，有利于城市环境卫生改善，有利于沿线城市能源结构的改善和节能减排目标的实现。项目建成后将形成省内新的天然气管道输送配置系统，不仅能产生较大的经济效益，还具有节能减耗增效、环境安全等优势。本工程对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

13 评价结论及建议

13.1 项目概况

根据川西陆相三年滚动和七年行动计划，2019-2025 年确保川西陆相产量维持 25 亿方稳产。为适应气田产能开发的需求，进一步落实产能建设工程部署，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部拟部署高庙气田产能建设项目（一期），拟新建产能 $6\times10^8m^3/a$，具体建设内容包括：项目拟部署钻井井场 16 座（新建 12 座，利旧 4 座，共 44 口井），采气站场 19 座（新建 15 座，利旧 4 座，共 59 口井），新建气田内部集输管线 20 条，共计 48.95km，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。

项目总投资 12.18 亿元，环保投资***亿元，环保投资占总投资占比***。

13.2 项目相关政策、规划符合性

13.2.1 产业政策

本项目系天然气勘探开发中的天然气开发工程，项目属于《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条第一款（常规石油、天然气勘探与开采），因此本项目建设符合国家产业政策。

13.2.2 环保政策

本项目采取绕避措施，高庙气田产能建设项目（一期）单项工程与区域内自然保护区、地质公园、风景名胜区、乡镇集中饮用水源地等环境敏感区空间不重叠，本项目不在禁止开发区等重点保护区范围内。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号，2012-03-07 实施）等相关政策相符合。

13.2.3 相关规划

本项目属于天然气开发建设项目，符合《国家发展改革委关于印发 “十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）、《四川省“十四五”能源发展规划》等规划相关要求。

本项目所涉及的各单项工程均不在当地乡镇规划区域内，不涉及城镇建设用地，各单项工程所在地均为农村地区，项目不违背当地规划要求，与区域总体规划相容。

13.2.4“三线一单”

本项目为天然气开发项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9 号）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期废水以及固废污染物不外排，运营期污染产生较少，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题，因此，项目的建设未在生态保护红线范围内，满足《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发[2020]9 号）、《德阳市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（德府发〔2021〕7 号）及《绵阳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》（绵府发〔2021〕18 号）中的生态环境管控要求。

13.3 项目所处环境功能区、环境质量现状及存在的主要环境问题

13.3.1 生态功能区

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-1 成都平原城市与农业生态亚区、I-1-1 平原北部城市-农业生态功能区”， 本项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省生态功能区划》要求。

13.3.2 环境质量现状

（1）环境空气

根据项目所在区域 2021 年环境质量公报可知，本项目所在地德阳市中江县及德阳市罗江区为环境空气质量达标区，绵阳市涪城区为环境空气质量不达标区，超标因子均为 $PM_{2.5}$。项目对两市的环境空气质量进行了补充监测，

监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，项目空气质量较好。

②地表水环境

本项目位于德阳市中江县、罗江区，绵阳市涪城区，本项目区域所在水系为长江水系：涪江（绵阳段）、凯江（德阳段）等大型河流以及其他小河沟渠。

根据《2021 年德阳市生态环境状况公报》，全市 14 个国、省考断面优良水质断面占比为 92.9%，Ⅳ类水质占比为 7.1%，9 条主要河流中，水质优、良好、轻度污染的河流占总河流数的百分比分别为 33.3%、55.6%和 11.1%，无中度污染及重度污染水质河流。与 2020 年相比，水质优的河流占比上升 19.0%，水质轻度污染的河流占比下降 3.0%，因此德阳市区域内地表水环境质量较好。

根据《2021 年绵阳市生态环境状况公报》以及《2021 年绵阳市环境质量状况年报》，2021 年，我市地表水 25 个断面中，Ⅰ-Ⅲ类（优良水体）断面 25 个，地表水优良率 100%。河流中，涪江、通口河、凯江、梓江、安昌河、平通河、土门河、青竹江、秀水河整体水质优；芙蓉溪、魏城河水质良，各断面均达到规定的水质功能类别要求。综上，本项目井区所在区域地表水环境质量较好。

③地下水环境

本次地下水位调查点共有274个，本项目共设置了49个地下水水质监测点，本次评价监测数据部分监测点出现硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、总大肠菌群和菌落总数因子超标外，其余均满足III类标准。

④声环境

监测结果表明，项目所在区域敏感点监测点昼间、夜间噪声均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，井场周边明显受到交通噪声影响的居民点噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4a 类标准，依托原有站场的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

⑤土壤环境

根据监测结果表明，项目监测点位土壤环境质量监测指标均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值要求；同时监测指标中铬、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均基本能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小，项目所在区域土壤环境质量较好。

⑥生态环境

本项目新增占地现状主要有耕地、林地。动物为常见的野生动物，以及人工饲养的猪、羊、鸡、鸭等。无珍稀野生动物出没存在，无珍稀野生植物存在。本工程占地不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不涉及珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道等生态敏感区，也不涉及文物保护单位，项目未在饮用水水源地保护范围内。

13.3.3 已实施的先期项目回顾性环境影响评价

通过对高庙气田先期实施的工程项目环境影响回顾性调查发现，各单项工程均能够较为认真地执行环境影响评价制度和“三同时”制度，在设计期、施工期认真落实环评文件各项要求；项目建设过程中，坚持工厂化作业，场地布置紧凑、场地选址结合地勘资料进行合理选择；工程采取了一系列有效的环保措施，包括污染防治措施、生态保护与水土保持措施、环境风险事故防范措施与应急预案、环境管理与环境监控措施，污染物可以做到达标排放，环评文件要求得到较好落实，先期实施的单项工程建设未对区域环境带来污染影响，目前开展的施工期环境影响在当地环境可接受的范围内。

13.3.6 项目产排污及主要环保措施及环境影响

根据天然气产能建设项目环境影响特性分析，高庙气田产能建设项目（一期）由钻井井场、采气站场、集输管线等单项工程，采用滚动开发方式组织各单项工程项目生产，各单项工程项目环境影响表现为施工期环境影响

大，运营期环境影响小的产排污特点。

（1）生态环境

高庙气田产能建设项目（一期）开发项目建设对生态环境的影响主要体现在工程占地对土地利用、土壤、陆生动植物及景观、生态系统完整性的影响，压裂取水对水生生态的影响，项目实施对周边生态敏感区存在潜在影响，区块多井场开发还将会对整个区域生态环境产生累积影响。

根据相关分析，本评价认为，区块开发总体对土地利用的影响小；对土壤的影响在采取相应措施，避免钻井废水、压裂返排液、跑冒滴漏废油进入土壤后，对土壤的影响较小；对陆生植物的影响，主要是对耕地和灌丛的占用，损失一定的生物量，及影响部分村民的生产，但是影响范围小，采取一定补偿措施后对当地居民的生产生活不会造成大的影响，且不会影响区域内的珍稀保护植物；对陆生动物的影响，主要是干扰动物的栖息、活动空间，使其远离施工区域活动，但是不会造成动物在本区域消失或灭绝，且施工结束后这种影响将逐渐消失，对动物的影响较小；对水生的影响分析，对水生生态的影响主要集中在管线穿越的施工期，施工期会导致施工河段的水体悬浮物浓度上升，导致水生生物有一定的影响，但随着施工期的结束，这种影响会消失，因此对水生生态影响较小；对景观和生态完整性的影响分析，区块开发对其的影响也是短期、可逆的，施工结束后这些影响都能得到一定恢复，影响不大；对区块涉及的生态敏感区，井场选址、便道、输气管线等选线等工程都采取了绕避措施，尽量远离生态敏感区建设，对生态敏感区的影响小；由于项目以点状施工为主，井场之间有一定量的线性工程，但开发强度相对整个区域而言不大，且工程之间相距较远，叠加影响不显著。综上所述，本评价认为，高庙气田产能建设项目（一期）生态环境影响在采取相应措施后可接受。

（2）废水

本项目废水主要来源有各单项工程土建施工废水、各井场钻井废水、洗井废水、压裂返排液、以及井场钻井压裂作业生活污水，运营期废水主要为采气废水和生活污水。

①土建施工废水：各井场站场钻前施工施工、站外管线敷设施工主要为土建施工，产生少量施工废水，各施工场地收集后经简易沉砂处理后回用于施工现场混凝土养护和洒水抑尘作业，不外排，其环境影响小，当地环境可接受。

②井场钻井废水：本次产能建设评价的 16 个井场钻井作业中钻井废水、洗井废水经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排；井场产生的压裂返排液暂存于压裂液储罐，优先用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后交区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排，其环境影响小，当地环境可接受。

③运营期产生的采气废水转运至袁家气田水处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准后外排，或通过袁家气田水处理站或齐福气田水处理站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场无废水不外排。采气期间的生活污水经过各站场配置的环保厕所处理后交城镇污水处理厂处理，处理后实现达标排放。钻井作业和采气期间正常工况下对当地地表水环境无影响，环境影响可接受。

④井场钻井作业生活污水：各井场钻井作业施工期产生生活污水经过各井场配置的环保厕所处理后交城镇污水处理厂处理，处理后实现达标排放，环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）废气

根据本项目工程分析，各单项工程废气产排污量均较小，对当地环境影响较小，重点为落实各项废气污染防治环保措施。

①各单项工程施工期废气：施工期的废气主要来源于天然气开发产能建设工程中的钻完井工程的钻井废气。钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气（钻井柴油机采用轻质柴油，利用设备自带的 6m 排气筒引高排放）、油基泥

浆钻井过程中产生的有机废气（储运过程中密闭）、测试放喷废气（各井场设置放喷池点火燃烧处理）。此外，地面集输工程管沟的开挖、回填、使用柴油机的施工机械等也会产生不同程度的施工废气和扬尘（采取洒水等湿式施工作业）。

施工期间，各种施工活动都是短暂的，临时的，各种机械设备废气排放量小，且属间断性无组织排放。施工废气均为短期露天排放，扩散条件较好，施工废气对周围环境空气影响较小，随着各单项工程施工的结束环境影响消失，其环境影响在当地环境可接受范围内。

②运营期间，各单项工程正常运行时，产生的废气主要为水套加热炉燃烧废气、凝析油挥发性有机废气和站场设备及站外管线修排放的少量天然气原料气，凝析油挥发性有机废气为无组织排放废气，产生量较小，检修时的废气采用放空区放空燃烧处理，其中站场放空立管高度为 15m。由于本项目原料气和燃料气均为天然气，不含硫，燃烧产生废气为少量 NO_X 和 TSP，当地环境可接受。

（4）噪声

根据已投产的高庙气田产能建设实际运行情况，产能建设项目噪声环境影响主要表现在井场钻井和压裂施工期噪声环境影响以及各站场放空时气流噪声环境影响。

①施工期声环境影响分析

根据井场钻井噪声影响预测，各井场钻井作业期间不同程度的导致井场周边约200m范围内分散居民点声环境超标，鉴于钻井和压裂作为为施工期，且优先采用网电供电，井场除设备均采用低噪声设备外，针对高噪声设备柴油机（备用）安置在板房内降噪、泥浆泵、压裂泵车等安装软垫降噪外，对各单项工程施工期内受噪声影响的居民点采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，避免施工噪声扰民。

鉴于天然气产能建设项目环境影响特性，项目钻井、压裂、测试放喷期间，各种作业噪声会对周围农户生活造成一定程度影响，但这种影响持续不

长，随着施工作业的结束，当地声学环境将恢复至原有状况，通过采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，在同类型工程项目广泛应用，施工噪声防治措施可行，环境影响可接受。

②运行期声环境影响分析

各平站场在生产初期、后期内无高噪声设备，井场站界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现扰民问题。项目周边居民点声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准。

（5）地下水

①施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期地下水评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，应第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测应急池池体防渗性能、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；针对地下水相对敏感区域要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

②运营期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目运营期地下水评价等级为二级，结合运营期预测分析结果，运营期在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目建设对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，应第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测污水池池体防渗性能、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；针对地下水相对敏感区域要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

（6）固废

本项目固废主要为钻井施工作业期间产生的钻井泥浆和岩屑固废，站场运营期产生的清管废渣、检修废渣、设备废油及含油固废等。

①水基钻井泥浆和岩屑：本次产能建设评价的 16 个井场水基钻井泥浆和岩屑采用钻井污染物清洁化随钻工艺处理，单井水基固废产生量 840m^3（钻井岩屑+废泥浆），经泥浆不落地处理后外运地方砖厂或水泥厂综合利用；各井场现场无外排，对当地环境的影响小，在当地环境可接受范围内。

由于高庙气田产能建设建产期、稳产期持续时间长，建设单位应根据区块开发时序情况，并结合各砖厂和水泥厂实际经营情况，及时协调和调整水基泥浆钻井固废制砖综合利用地方砖厂单位，确保水基泥浆钻井固废制砖综合利用处置措施得到有效延续和平稳运行，避免水基泥浆钻井固废长时间现场贮存，杜绝因不能综合利用而丢弃，污染环境事故的发生。

②油基钻井岩屑：项目在钻井过程中二开段造斜段和水平段（须家河组定向井三开段）将采用油基泥钻井液井，产生的油基钻井固废按照危险废物进行管理，由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。

③施工期生活垃圾：井场和生活区生活垃圾存放在垃圾箱内，定期统一收集按照当地环卫部门要求妥善处置。对环境影响轻微。

④废油：钻井过程中发电机、柴油机等设备产生的废油由站内设置废油桶集中收集，交钻井队综合利用，无法利用的交具有专业处理资质单位回收利用。废油对环境的影响很小。

⑤站场运营期固废：生产固废主要固废为清管检修废渣、以及设备保养废润滑油等，均为周期性产排，产生量较少，不外排，交危废资质单位进行处置，措施可行。

综上所述，本项目各阶段采取的固废处置措施可行，固废环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

（7）环境风险

高庙气田产能建设项目属不含硫化氢的常规天然气产能建设项目，受工程地质条件、钻采深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在天然气开

采行业中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，通过加强管理和引入风险削减措施管控环境风险级别。与工程地层情况类似的相邻井区在钻井、压裂、采输环节中均未发生过井喷失控事故，本项目环境风险最大可信事故为钻井过程中的井漏、原辅材料及废水、固废转运泄漏环境风险事故，最大可信事故发生的机率小；最大可信事故对项目区人身安全、健康、环境的后果影响在可接受范围内，但须尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，高庙气田产能建设项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

13.4 环境经济损益分析

本项目为了保护环境，达到环境保护目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价，但其度合适，企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。由于天然气开发工程费用较高，导致本项目环保投资占投资占比仅为***，但环保总投资达到了***万元，这在目前国内天然气井开采建设属中等水平。所以从环境经济分析来看，该项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

13.5 总量控制的建议

本项目为天然气开发产能建设项目，项目运营期地面采气为全密闭管道内的天然气开采，凝析油挥发性有机废气为无组织排放，产生量较少。结合天然气产能建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议高庙气田产能建设项目（一期）项目不核定大气总量指标。

13.6 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了三次信息公示，采取了网络、报纸、现场张贴公告相结合的公开方式，公示期间收未收到任何公众提交的公众意见。

13.6 评价总体结论

高庙气田产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

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

综上所述，本次高庙气田产能建设项目（一期）通过采取优化选址、严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，从环境保护角度分析，高庙气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

13.7 建议

（1）建议各井场钻井重泥浆用于周边其他钻井工程现场应急储备泥浆，实现循环重复利用，减少资源浪费。

（2）建议各钻井施工队伍建立泥浆储备和转运中心站，实现各井场井完钻泥浆循环使用，减少新配泥浆量和资源消耗。

（3）认真落实各项环保措施，尽量降低对周边环境的影响，尤其是噪声影响。

（4）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故应急预案，降低事故发生概率和在事故发生时能将危害控制在最低限度。