中国石油化工股份有限公司西南油气分公司
阆中地区产能建设项目（一期）

环境影响报告书
（公示本）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司
环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

二〇二五年十二月

目录

概述

阆中-南部区块地理位置位于四川省南充市阆中市和南部县境内，工区内多口井在上、下***组钻遇油气显示，包括阆中 2 井、石龙 21 井、石龙 22 井、川石 48、川石 59、川石 60 等多口井在下***组见到油迹或油气显示。2023 年 3 月对阆中***组进行老井复查，发现阆中 2 井在上***组 9 号砂体 2429.6-2460.6m，录井解释含气层 20m，全烃最高 38.462%，测井解释为可能含油气层，地质-地震综合研究显示，有三级大断层沟通须家河-自流井-千佛崖组的烃源岩，源-储配合好，有较大的挖潜潜力。2024 年 12 月开始阆中 2 井进行短期试采，获得了川北阆中地区侏罗系上***组天然气勘探新发现，展示该工区具有较大的勘探开发潜力。

为开发阆中-南部区块地区天然气，根据 2025 年开发工作计划，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司以“西南油气开〔2024〕252 号”下达了实施阆中地区产能建设项目（一期）任务，阆中地区产能建设项目（一期）拟建设产能 $3.3\times10^8m^3/a$，主要建设内容包括建设 16 座钻井井场，新建 42 口天然气钻井；建设 18 座采气平台井站，其中 16 座为本次钻井后转采气井站，另外 2 座为勘探井场转采气井站，新建 56 口采气井；新建 4 座脱水集输站，集输管线 18 条，共计 97.4km；扩建川石 43 回注井工程；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。

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等有关规定，2024 年 10 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煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司承担“阆中地区产能建设项目（一期）”项目环境影响评价工作。

1 总则

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、运营期和退役期的环境影响进行预测与评价，从保护环境的角度评价本工程建设的可行性；参考区块已完钻井以及其他区块天然气开发建设项目的实际影响，并根据阆中地区产能建设项目（一期）内单项工程与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；根据环境风险评价结果，提出施工期和运营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、建设及运营期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.2 评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的有关规定，本次评价时段分施工期、运营期和退役期三个时段来开展环境影响评价，重点是施工期和运营期的环境影响，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 环评委托书

阆中地区产能建设项目（一期）环境影响报告书的委托书，2024 年 10 月 18 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》（2022.6.5 实施）；

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

（5）《中华人民共和国水法》（2016.7）；

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

（7）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月）；

（8）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月）；

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

（10）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10 修订）；

（11）《中华人民共和国水土保持法》（2011.3.1 实施）；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.2.29 修正 2012.7.1 施行）；

（13）《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）；

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

（16）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；

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

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

（19）《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）；

（20）《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月）。

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，1996.8）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号，2017.6.21通过常务会议，2017.10.1施行）；

（3）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号，2000.11.26）；

（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）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8修订）；

（6）《土地复垦条例》（国务院令592号，2011.3.5实施）；

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

（8）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016.2.6修订）；

（9）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7修订）；

（10）《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）；

（11）《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）；

（12）《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120 号）；

（13）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；

（14）《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日实施）；

（15）《关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知》（环生态〔2022〕15 号）；

（16）《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；

（17）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；

（18）《国务院办公厅关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》（国办函〔2021〕47 号）。

1.3.4 部门规章与部门发布的规范性文件

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

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

（3）《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）；

（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（2024年本）》；

（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》生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号，2025 年 1 月 1 日起施行；

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

（16）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号）；

（17）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165 号）；

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

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

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

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

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

（23）《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；

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

（25）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕

2 号）；

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

（27）《危险废物排除管理清单》（生态环境部公告 2021 年 第 66 号，2021.12.3）；

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

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》（2024.8.9）；

（2）《四川省重点保护野生植物名录》（2024.8.9）；

（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）《四川省重污染天气应急预案》（川办发〔2024〕46 号）；

（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、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》；

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

（23）《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》（2021 年 11 月 25 日四川省第十三届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过）；

（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）《四川省水资源条例》（2024.4.3 修订）；

（26）《四川省矿产资源总体规划》(2021—2025)；

（27）《成渝地区双城经济圈“六江”生态廊道建设规划（2022—2035 年）》（渝府办发〔2023〕85 号）；

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

（29）《四川省土壤污染防治条例》（2023.7.1 实施）；

（30）《四川省噪声污染防治行动计划实施方案》（2023-2025 年）；

（31）《四川省地下水生态环境保护规划》（2023-2025 年）；

（32）《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》

（川自然资规〔2022〕3 号）；

（33）《南充市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（南府办函〔2024〕27 号）；

（34）《南充市市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；

（35）《阆中市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；

（36）《南部县矿产资源总体规划 （2021—2025 年）》；

（37）《南充市“十四五”生态保护和自然资源利用规划》（南府发〔2022〕42 号）。

1.3.6 环境影响评价技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

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

（10）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；

（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）；

（13）《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）。

（14）《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》（2021 年版）。

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）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；

（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）《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033—2025）；

（6）《井下作业安全规程》（SY/T 5727—2020）；

（7）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125—2024）；

（8）《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T 6203-2024）

（9）《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329—2022）；

（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》（SY/T 6120—2013）；

（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/T 5225—2019）；

（13）《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T 5974—2020）；

（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）《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（ SY/T 5329-2022）；

（18）《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；

（19）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；

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

（21）《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）。

1.3.8 项目资料

（1）《关于下达阆中地区产能建设项目（一期）区块环评任务的通知》（西南油气工开〔2024〕252 号）；

（2）《阆中地区产能建设项目（一期）开发方案--气藏地质》（中国石

油化工股份有限公司西南油气分公司，2025 年 4 月）；

（3）《阆中地区产能建设项目（一期）环评地面方案》（中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，2025 年 5 月）；

（4）《阆中地区产能建设项目（一期）钻完井工程方案》（中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，2025 年 4 月）；

（5）其他业主提供的气质组分、例行监测报告等资料。

1.4 相关法律、法规、政策、规划符合性

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（2024 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），因此项目建设符合国家产业政策。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）对比分析详见表 1.4-1。

表 1.4-1　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。	未编制相关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。	本次评价为阆中地区产能建设项目（一期）环评，包括拟建的新井、钻井井场、平台井站、脱水集输站、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总量控制要求。	钻井过程中产生的废水经过处理后优先重复利用，不能利用的废水转运污水	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
		处理站处理后回注，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。	钻井期间不能回用的钻井废站预处理后回注，本项目回注层不是碎屑岩油藏，回注水质执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596—2016）和企业要求，回注井环评中论证回注的环境可行性。	符合
（九）	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	工程主要采用水基钻井液，在造斜段和水平段使用油基钻井液，水基钻井固废在井场通过固液分离减量化后外运综合利用，油基岩屑、含矿物油废物为危险废物与废矿物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。	工程为中不含硫区块，井场管道密闭，采气废水密闭灌装，管道运行或密闭罐车运输，有效控制非甲烷总烃的无组织排放；井场优先使用网电，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。	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，同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，	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	选用先进的钻井技术，缩短施工时间。钻井设备优先使用网电、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

通过将本项目工程内容、环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理等内容进行对比分析，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）与《地下水管理条例》符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号文，2021 年 12 月 1 日实施）对比分析，本项目建设符合《地下水管理条例》（2021 年）中的相关要求，与该管理条例不相违背。

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。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，位于四川省南充市，属于川东北气田，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》（川府发〔2022〕8 号）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。

阆中地区产能建设项目（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（2021—2025）》及其规划环评的符合性分析

四川省自然资源厅组织编制了《四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》，2022年7月生态环境部正式印发《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105号）。通过项目与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见的对比分析，项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025）》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，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、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》符合性分析

本项目为天然气开发项目，不属于严重过剩产能行业的项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目，项目的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》要求。

（3）与国土空间规划的符合性

本项目属于川东北气田天然气开发工程，符合《四川省国土空间规划 》(2021—2035年) 相关要求，项目的建设符合《南充市国土空间总体规划（2021—2035年）》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），本项目所在地属西南地区能源开发区域，未在重点生态功能区内和国家禁止开发区域内。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》，本项目主要涉及“I四川盆地亚热带温润气候生态区”、“I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”、“I-2-3 平嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区”，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，土壤保持功能。主要生态问题是森林覆盖率低，水土流失，人口密度大，土地垦殖过度，农村面源污染，河流支流污染较严重；生态环境敏感性表现为土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感。

本项目拟建地不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。项目不违背当地规划和土地利用要求，占地面积小，对永久基本农田实行占补平衡，对耕地进行补偿，项目完后及时生态恢复，复耕复产，对当地农业生产影响很小，污染物均有完善成熟的处理方案，废水、固废均不外排，项目建设符合区域平原北部城市-农业生态功能区生态建设与发展方向的要求，不影响区域生态服务功能，符合《四川省生态功能区划》要求。

（5）与永久基本农田相关产业政策符合性分析

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、永久基本农田占用等因素。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，建设单位在选井阶段已开展选址比选工作，尽可能地避让永久基本农田，四川省自然资源厅发布的《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）中规定“石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法

办理农用地转用和土地征收手续，按规定补划永久基本农田”，本项目为天然气开发项目，属于重大项目类型，可占用永久基本农田，项目用地将严格落实《土地管理法》、《土地复垦条例》、《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）以及《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）等相关规定，临时用地结束后应按照土地复垦方案实施土地复垦。本项目满足通知相关要求。

1.4.3 生态环境分区管控符合性分析

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

（1）项目所在环境管控单元

本项目主要位于南充市阆中市和南部县，根据《南充市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（南府办函〔2024〕27 号），本项目各工程位于南充市要素重点管控单元和一般管控单元内，涉及的管控单元为阆中市要素重点管控单元 ZH51138120003、阆中市一般管控单元 ZH51138130001 和南部县一般管控单元 ZH51102530001，同时也涉及嘉陵江-阆中市-麻柳包-控制单元 YS5113813210005、阆中市大气环境布局敏感重点管控区 YS5113812320001、阆中市大气环境一般管控区 YS5113813310001、嘉陵江-南部县-新政电站-控制单元 YS5113213210004、南部县大气环境一般管控区 YS5113213310001 等。

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，阆中地区产能建设项目（一期）所有项目工程占地均已避让生态保护红线。本项目距离较近的生态保护红线有南部县五庙山集中式饮用水水源一级保护区、南部县范家沟水库集中式饮用水水源一级保护区和西河水土保持生态保护红线。项目距离南部县五庙山集中式饮用水水源一级保护区生态保护红线最近为 5.3km（阆沙 11-1HF 井场），距离南部县范家沟水库集中式饮用水水源一级保护区生态保护红线最近为 0.45km

（阆沙 114HF 井站-阆南线 3#阀室集输管线），距离西河水土保持生态保护红线最近为 150m（阆沙 114HF 井站-阆南线 3#阀室集输管线）。南部县五庙山水源地取水点位于嘉陵江，本项目井场和管线均位于南部县五庙山集中式饮用水水源保护区范围外，阆中 11-1HF 距离保护区最近，约 1.54km，项目施工期和运营期污染物均能够得到妥善处置，项目的实施不会对于南部县五庙山集中式饮用水水源保护区生态保护区保护红线产生影响；阆沙 114HF 井站-阆南线 3#阀室集输管线为输气管线未在南部县范家沟水库集中式饮用水水源保护区集雨范围，项目实施不会对保护区产生影响，管线施工期间严格控制作业带宽度，施工期间做好水土保持措施，加强施工管理，尽可能选择枯水季节施工，对西河水土保持生态保护红线区域环境影响较小。综上所述，此项目与生态保护红线的相关规定不相违背。项目与生态保护红线位置关系图见附图 1-8。

（2）与生态环境准入清单的符合性分析

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 1.4-9　本项目与环境管控单元符合性分析表

***

1.4.4 选址环境合理性分析

根据《南充市国土空间总体规划（2021—2035 年）》及南充市阆中市和南部县“三区三线”最新划定结果，占用的土地主要为农用地，新建井场、管线占地区域距离场镇、城区距离较远，项目各单项工程均未在城镇规划区和生态保护红线范围内，项目与城镇规划范围位置关系图见附图 1-7。项目占用永久基本农田保护区，天然气开发工程属于重点工程，无法避让的情况下可占用永久基本农田，**环评要求建设单位在开工前需办理拟建工程的相关规划用地手续，取得规划用地手续后方可开工建设。**

本次产能建设所涉及的各单项工程不涉及风景名胜区、自然保护区、森林公园、生态保护红线以及文物保护单位等环境敏感区，生态评价范围内无珍稀野生保护动物栖息地等环境敏感目标，各单项工程项目选址周边无环境限制因素。同时项目选址未涉及优先保护单元，未涉及生态保护红线，符合“三线一单”的相关要求。

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

本项目管线所涉及的井场（井站）位置固定，管线长度相对较短，拟定的管线路径所经过的地区均属于三级地区，沿线环境制约因素较少，管线距离周边构筑物距离满足《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中要求的 5m 范围内无构筑物和《油气集输设计规范》（GB50350-2005）和《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求。

1.5 环境影响识别及评价因子的确定

鉴于天然气开发项目建设特点，本次阆中地区产能建设项目（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，因此，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 环境影响识别

本项目虽为天然气区块开发产能建设项目，但总体环境影响体现在各单项工程，因此从单项工程角度识别环境影响。

施工期的环境影响主要为钻前工程、钻井工程、完井工程、平台井站、脱水集输站建设、集输管道等单项工程的施工过程。施工过程的场地平整、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，钻井工程的钻井、固井、完井将会产生钻井废水、钻井废弃泥浆、钻井岩屑等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置。

运营期，正常情况下排污主要来自各井站和脱水集输站运行过程中挥发的少量废气（以非甲烷总烃为主）、水套炉天然气燃烧废气、放空燃烧废气，采气废水、生活污水，清管检修废渣、污水罐沉渣、废矿物油、废活性炭、废分子筛、生活垃圾等，气流噪声等。

本项目施工期和运营期的环境影响要素识别情况如下：

1、施工期影响

A. 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、地面平台井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、林地及其他土地导致农业、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。

B. 施工期污染影响

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水基泥浆、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、离心机、挖掘机、压裂车等，其强度在 75dB(A)~95dB(A)。

C. 事故状态

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

2、运营期环境影响

天然气产能建设运营期间对环境的影响分为正常和事故两种情况。

A. 正常工况

正常运行状况下，天然气开采从井口→气液分离→集输管线→脱水集输站→外输干线→用户。全线采用密闭输送，但井口、阀组、分离计量过程会挥发少量天然气，含甲烷、乙烷、丙烷、二氧化碳等，污染物以非甲烷总烃计算，同时部分井场设置了水套加热炉和放空系统，脱水集输站设置有重沸器加热装置和灼烧炉，运营期间产生天然气燃烧废气，主要因为颗粒物、氮氧化物；废水污染源为井站和脱水集输站产生的采气废水以及员工生活污水；井站和脱水集输站设备运行过程产生的噪声；井站或脱水集输站产生的废油、污泥、废分子筛等。

B. 非正常工况

非正常工况时，系统超压和井站和脱水集输站检修时经放空装置点火燃烧后排放的废气、噪声对大气环境和声环境的影响。

3、退役期环境影响

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

1.5.2 评价因子

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：昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）。

环境空气：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC。

地表水环境：pH、氯化物、SS、COD_{Cr}、BOD_5、NH_3-N、溶解氧、铁、锰、硫酸盐、硫化物、氯化物、石油类。

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、耗氧量、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、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）：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）：pH 值、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌；特征因子：pH、石油烃、氯化物、硫酸根、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、公益林、天然林、景观等。

2、环境影响分析因子

声环境：昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）；

环境空气：施工期：颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃；运营期：非甲烷总烃、氮氧化物、颗粒物。

地表水：pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、氯化物。

地下水：pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等。

固体废物：临时土石方、钻井固废（岩屑和废弃钻井泥浆）、返排砂、废矿物油、清管废渣、污水罐沉渣、废活性炭、废分子筛以及生活垃圾等。

土壤环境：pH、石油烃、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡。

生态环境：地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、土壤肥力或林地立地条件物种多样性、生态系统完整性等。

环境风险：甲烷等气体泄漏引发火灾爆炸产生的次生环境事故；石油类、化学需氧量、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以及废水等污染物转运时的泄漏等）。

温室气体：CO_2 和 CH_4。

1.6 环境功能区划及评价标准

阆中地区产能建设项目（一期）位于南充市阆中市、南部县境内，根据四川省环境功能区划相关文件，本项目所在区域环境功能区划及执行的环评标准如下：

1.6.1 环境功能区划

根据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》，本项目评价区域内天然水体主要为嘉陵江及其支流，嘉陵江水环境功能主要有II类和 III 类，水体功能为饮用、灌溉、泄洪、养殖等，区块范围内涉及的嘉陵江水环境功能为II类水体，西河水环境功能为II类水体，项目涉及的嘉陵江支流水体功能为灌溉、

泄洪、养殖等，未划定水环境功能区，项目集输管线穿越的水体不涉及 III 类及以上水体。

（2）地下水环境功能区划

本项目所在区域地下水的主要功能为地下水资源供给功能，满足当地居民生活用水，因此参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准功能。

（3）环境空气功能区划

项目大气评级范围内不涉及自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，项目所在区域大气环境功能区为环境空气二类区。

（4）声环境功能区划

本项目声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为 2 类区，交通干线两侧一定范围内声环境功能区划定为 4a、4b 类声环境功能区。

（5）生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目所在地属于“I四川盆地亚热带温润气候生态区”“I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”“I-2-3 平嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区”，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，土壤保持功能。

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总体执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。

（2）地表水环境质量标准

本项目地表水影响范围内地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类标准。

（3）地下水环境质量标准

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

（4）声环境质量标准

项目所在区域为农村区域，区域声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，交通干线两侧声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)4a 及 4b 类功能区标准。

（5）土壤环境质量标准

农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值；建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023）。

1.6.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运营期挥发性有机物无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），项目所在地阆中市和南部县未列入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），同时柴油发电机满足《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》相关要求。

（2）废水

本项目拟建项目钻前工程和管道施工工程人员租住农户家，生活污水经农户旱厕收集后农用，钻前施工废水循环利用，不外排；钻井工程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；无法利用的钻井

废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注；无法回用的压裂返排液和采气废水预处理后至区域回注井回注处置或由罐车转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理达标后外排，井场现场无废水外排；运营期各站场生活污水经环保厕所处理后拉运至当地城镇污水处理厂处理。

（3）噪声

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

（4）固体废物污染控制标准

本项目固体废物主要为钻井施工的废弃泥浆、水基钻井岩屑、废矿物油及油基岩屑、含矿物油废物、返排砂、生活垃圾；运营期清管废渣、废油、气田水罐沉渣、废活性炭、废分子筛、生活垃圾等。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)， 一般工业固体废物执行《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。

1.7 评价工作等级、范围

根据《环境影响评价技术导则》(HJ19-2022、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ610-2016、HJ2.4-2021、HJ169-2018)，同时参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级。

1.7.1 生态环境

（1）评价等级

本项目不涉及各类生态敏感区和生态保护红线等，也不属于地表水水文要素影响型项目。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的等级划分原则，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。针对陆生生态影响，本项目部分管线和部分平台占用公益林，因此陆生生态评价工作等级定为

二级；针对水生生态产生影响，仅部分管线穿越河流产生水生生态影响，穿越河流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，因此水生生态环境影响评价等级确定为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价范围划分如下：管线工程以线路中心线向两侧外延 300m 为评价范围，井场井站以场界周围 50m 为评价范围，面积合计约 4776.83hm^2。

1.7.2 环境空气

（1）评价等级

本次产能建设工程涉及钻井工程、采气工程、脱水集输站和集输管线工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以运营期为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气，由于施工期较短暂，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。根据环境影响识别，运营期采气工程选取颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃为候选因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi 和地面浓度达标限值 10%时所对应的最远距离 D10%。

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Pi（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”），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%。

本项目运营期正常情况下产生的废气主要有各平台井站水套加热炉燃烧废气、污水罐凝析油挥发有机废气（阆阳1井站无）、厂界无组织排放废气NMHC；脱水集输站三甘醇脱水工艺站场内重沸炉和灼烧炉燃烧废气、水套加热炉燃烧废气、储油罐挥发有机废气、厂界无组织排放废气NMHC。各平台井站水套炉采用水套炉型号相似其排气筒规格相同，仅设置数量不同，根据预测结果，本项目站场有组织废气NO_X最大地面浓度占标率最大为4.70%、TSP最大地面浓度占标率为0.20%，占标率均小于10%；各平台井站厂界无组织排放的有机废

气（NMHC）最大落地浓度为3.46mg/m^3，占标率为0.86%。根据预测可知，项目废气最大地面浓度占标率1%<P_{MAX} =4.70% < 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井站在内的边界为5km*5km矩形范围，管线运营期无废气产生，管线评价范围为沿线200m的范围。

1.7.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属嘉陵江流域水系，项目所在区域地表水体为II类和 III 类水域功能，本项目实施过程中无废水直接外排至当地地表水环境，项目产生气田水优先回用，不能回用预处理后回注或依托污水处理站处理外排，本项目废水不直接外排，属于间接排放。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，“5.2.2.2 间接排放建设项目评价等级为三级 B”，本项目废水属于间接排放，地表水评价等级为三级 B。

（2）评价范围

由于本项目生产运营期无废水直接外排至当地地表水环境，因此，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

根据地下水导则和石油天然气导则的评价要求，当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。因此，本次地下水等级划分根据该类项目各场地可能对地下水的影响程度及影响情况，结合项目场地所在水文地质单元分布情况和地下水环境敏感程度，再依据本项目行业类进行评价等级判定，基于上述原则，各场地地下水环境影响评价工作等级划分情况见表 1.6-5。综上，本项目地下水评价井场、井站和气田水管线为II类建设项目的二级地下水环境影响评价，输气管线为 III 类建设项目的三级地下水环境影

响评价。综上，最终确定本项目总体地下水评价等价为二级。

（2）评价范围

本次评价在考虑区块项目的整体性、水文地质条件时空分布的差异性和地下水评价工作内容要求的基础上，通过对各级水文地质单元的水文地质特征分析，结合项目各场地工程内容和地下水环境影响途径识别，最终确定本项目地下水环境影响评价范围由各项目场地所在的最后一级水文地质单元决定，该水文地质单元对于浅层且具有供水价值的含水层而言，既具有相对独立的地下水补径排特征，又能细化评价分析项目各场地的地下水环境影响程度。因此，本次各场站评价范围划定宜选用自定义法划定的最后一级水文地质单元作为重点评价范围。本项目各场地评价范围划分情况见表 1.6-6 和附图 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不涉及与地下水集中式饮用水源及其保护区等相关的地下水环境敏感区，因此，本项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.6-6。

表1.6-6 各场站及管线评价范围划分情况一览表

****

1.7.5 声环境

（1）评价等级

根据天然气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、井站内，本项目涉及的各井场和井站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量少，项目钻井期间优先采用网电供电，声环境质量前后变化幅度小，约 3~5dB（A）；根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级。

（2）评价范围

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井口周边 300m 范围，各平台井站、脱水集输站和回注站 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围；运营期声环境评价范围为各平台井站、脱水集输站和回注站厂界外 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围。

1.7.6 土壤环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，项目集输管线中阆沙 103HF-双龙输气站、阆沙 114HF-阆南线 3#阀室、阆沙 107HF-T 接阆南线和阆沙 115HF-阆南线 1#阀室集输管线仅含集气管道，其余管线气管道和水管道同沟敷设，集气管道为III类项目，无需开展土壤评价，气水同沟敷设的集输管线为 II 类建设项目，需开展土壤评价。针对污染影响型：井场、气水同输的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、井站及管线永久占地均小于 5hm^2，占地规模属于小型，因此，**本项目各井场、井站、脱水集输站、回注站和气水同沟敷设的集输管线土壤环境影响评价等级均为二级**。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，污染影响型土壤二级评价土壤调查评价范围为井场、井站、脱水集输站、回注站和气水混输集输管线占地范围内以及占地范围外 200m 范围。

1.7.7 环境风险

（1）评价等级

本项目各井站、脱水站、回注站及部分集输管线运营期 Q 值均小于 1，开展简单分析。施工期钻井井场风险潜势为 III 级，风险评价等级为二级；运营期阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线及阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线环境风险潜势为II，环境风险评价等级为三级，阆沙 103HF-双龙输气站集输管线和阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线风险潜势为 III 级，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)，二级评价大气环境风险评价范围为距建设项目边界一般不低于 5 km，简单分析的大气环境风险评价范围参照三级评价距建设项目边界一般不低于 3 km，管道大气风险评价范围为管道中心两侧一般不低于 200m。地表水环境风险范围为井场（井站）周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体。地下水环境风险评价范围为各井场（井站）以及管线划定的评价范围。

1.8 环境保护目标

1.8.1 区块范围内主要环境敏感目标

根据现场调查和对区块范围内环境敏感区资料的收集与识别，阆中地区产能建设项目（一期）区块范围内有 1 处县级集中式饮用水水源保护区（南部县五庙山集中式饮用水水源保护区），1 处水产种质资源保护区（嘉陵江南部段国家级水产种质资源保护区）、永久基本农田和水土流失重点预防区和重点治理区。阆中地区产能建设项目（一期）各单项工程涉及的林地均为不涉及占用公益林。阆中地区产能建设项目（一期）对环境敏感区采取绕避措施，确保所涉及的钻井井场、平台井站（脱水集输站）、集输管线等均不在区内饮用水水源保护区范围内，项目不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、水产种质资源保护区、生态保护红线等分布。

根据现场调查及资料收集，阆中地区产能建设项目（一期）区块范围周边分布的敏感区主要有四川阆中国家森林公园、四川锦屏风景名胜区、四川构溪河国家湿地公园、阆中古城景区以及多处文物保护单位。

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）生态保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态环境保护目标为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。本项目不涉及生态敏感区，也无其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等，主要生态保护目标为存在此区域的重要物种（古树名木及《中国脊椎动物红色名录》中的濒危、易危物种），本项目生态影响主要是占地影响，因此也将基本农田纳入生态保护目标。

（2）声环境保护目标

声环境保护目标为井口周围 300m、井站（回注站和脱水集输站）周围 200m、管线沿线 200m 范围内的居民，各井场井站声环境保护目标统计见表 1.8-5，管线声环境保护目标统计见表 1.8-7。

（3）环境空气保护目标

环境空气保护目标是井场、井站及脱水集输站周围边界为 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，井口 100 米范围内分布有居民的，需按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）相关要求，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。

（4）地表水保护目标

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。主要水系为构溪河、西河及其他小河沟渠均注入嘉陵江。本项目地表水保护目标为项目周围分布的地表水体、集输管线穿越的地表水体、项目运输路线所经过的地表水体、南部县五庙山集中式饮用水水源保护区、嘉陵江南部段国家级水产种质资源保护区、构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区、四川构溪河国家湿地公园以及气田水委托处理后排放的收纳水体等。

（5）地下水环境保护目标

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①作为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被生存；② 作区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，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水井和泉点，评价范围内分散式地下水饮用水源保护目标282 处，分散保护目标类型为水井和泉点，总共供水人口约 900 户（约 4000 人），钻井井口和管线与下游分散式保护目标井泉最近距离分别约 108m、24m，各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.8-7 和附图 1-4；另外一种为具有供水价值的侏罗系蓬莱镇组和白垩系苍溪组裂隙孔隙浅层含水层（包括潜水含水层）和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

（6）土壤保护目标

以井场井站、脱水集输站、回注站和集输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。

（7）环境风险保护目标

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

2 区域开发现状及回顾性评价

阆中地区产能建设项目（一期）地理位置位于四川省南充市阆中市和南部县境内，工区内有勘查矿权 1 个，开采矿权 2 个，勘查矿权为四川省四川盆地北部阆中-南部地区油气勘查矿权范围，开采矿权为四川省四川盆地阆中柏垭油气田采矿权和四川省四川盆地阆中石龙场油气开采，矿权人均为中国石油化工股份有限公司。

2.1 区块开发总体情况

2.1.1 气田开发进程及概况

阆中-南部地区自 1979 年川石 30 井获得高产油气流以来，区块内已发现 8 个油气藏，石龙场大一油藏、石龙场千二油藏、柏垭千二油藏、柏垭大一油藏、柏垭大三油藏、老鸦大一油气藏、宝马大安寨油气藏、宝马千佛崖油藏。相继在该区完钻 46 口井，获得一批中高产油气井（如川石 30 井、43 井、54 井、石龙 2 井等），目前已取得 1 个探矿权和 2 个开采矿权，探矿权为四川省四川盆地北部阆中-南部地区油气勘查矿权，2 个开采矿权分别为四川省四川盆地阆中柏垭油气田开采矿权和阆中石龙场油气开采矿权。

2.1.2 阆中地区产能建设项目（一期）依托工程

（1）依托工程

阆中地区产能建设项目（一期）建设依托工程主要包括依托已建的老井场新建钻井，依托已有勘探井钻井井场转为正式采气平台井站，以及依托外输门站或者外输管线输送本次产能；依托已建的川石 43 回注井扩建回注井站，增加回注规模。项目钻井依托的井场包括：石龙 19、石龙 18、石龙 15、星 101、阆页 1、阆沙 102HF、阆沙 103HF 井场；勘探井转为采气井的井场包括阆沙 101HF、阆沙 102HF、阆沙 103HF、阆阳 1 井场（陆相地层），回注井扩建为川石 43 回注井站；本次产能依托的外输工程主要为双龙输气站、阆南线的 1#阀室和 3#阀室。

通过调查，本次产能建设依托的井场中石龙 19、石龙 18、石龙 15、星 101、阆页 1 井场内的油气井均已关停，池体已全部复垦，仅保留井场占地，本项目

主要依托原有的井场进行建设，并修建钻井配套的相关设施。此外，本次依托工程中阆沙 101HF、阆沙 102HF、阆沙 103HF、阆阳 1 井场均为在建工程，正在实施钻井施工。区块内阆中 2 井正在试采，本次产能建设将该井试采转为正式采气。在环评法实施后的相关依托工程均按照环评法等相关法律法规要求办理了环评手续以及竣工环保手续。阆阳 1 井场为勘探井井场，原评价目的层为茅口组，属于含硫地层，但仅对该地层取芯和测试评价，后期该井场将开采***地层，该地层属于陆相地层，不含硫，因此本次评价仅纳入***地层天然气井的开采，若后期需开采含硫地层天然气，则需另行环评；川石 43 回注井目前正常回注气田水。

（2）依托外输管道

根据周边依托条件分析，考虑投资和长期运行效益等，气田整体开发规划考虑接入中石化西南油气分公司油气销售中心双龙输气站与阆南线外输，拟依托双龙输气站就地销售，就地市场不足时可考虑通过阆南线返输至元坝区域销售或增压上载国家管网。

本次产能建设西区拟接入中石化双龙输气站与阆南线 3#阀室外输，东区接入阆南线及其 1#阀室外输。

2.2 区块内已建勘探开发工程环境影响回顾性分析

通过对区域内目前已实施天然气开发工程施工期和运营期中污染物产生情况及落实情况的调查可知，已实施的项目中，未出现新的污染物类型，环保治理措施方面，各井场落实了环评中提出的各项环保措施，未出现污染投诉事故。区域内分布较多数量的油气老井，基本都已关井并进行了生态恢复，现场生态恢复情况较好，通过对已关井老井的环境质量监测数据来看，已关井老井场无历史遗留环境问题。通过回顾性评价，结合现有工程实施情况，本评价建议对正在施工的钻井井场，加强现场环保管理，及时转运施工过程中产生的废水和固废等污染物，施工期结束后，及时对临时用地进行生态恢复，开展竣工环保验收，确保施工完成后，污染物在井场现场无遗留，能够得到妥善处置，最大程度减少天然气开采过程中对区域环境的影响。

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：阆中地区产能建设项目（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采气二厂

建设性质：新建

建设地点：四川省南充市阆中市和南部县

占地面积：总占地面积 158.05hm^2，其中永久占地 11.85hm^2，临时占地 146.2hm^2

建设规模：建设 16 座钻井井场，新建 42 口天然气钻井；建设 18 座采气平台井站，新建共 56 口采气井，其中 42 口井为本次钻井转采气井，另外 16 口为区块内已部署的勘探井转为采气井，预计天然气最大产能建设规模为 3.3×10^8m^3/a；新建 4 座脱水集输站和 97.4km 长度的集输管线；扩建川石 43 回注井；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。

开采矿种：***地层的天然气

产品：主产品为天然气

井别：开发井

井型：水平井

建设周期：2026 年~2030 年

总投资：438000 万元。

3.1.2 建设地点

阆中地区产能建设项目（一期）各井场（井站）具体位置见表 3.1-2，管线具体穿越位置见表 3.1-3，地理位置见附图 1。

表 3.1-1 各县域工程分布情况

序号	县域名称	井场数量（个）	脱水集输站（个）	管线长度（km）	回注井站（个）
1	南充市阆中市	14	3	65.1	1
2	南充市南部县	4	1	32.3	0
3	总计	18	4	97.4	1

3.1.3 建设规模及开采时序

根据阆中地区产能建设项目（一期）区块产能建设总体部署安排，本次产能建设部署 16 个钻井井场，新建 42 口天然气钻井，建设 18 座采气平台井站，将本次 42 口井转为采气井，同时新增 14 口已部署的勘探井转为采气井（共 56 口采气井）；新建 19 条气田内部集输管线，共计 97.4km；扩建川石 43 回注井，回注规模由 130m^3/d 新增至 480m^3/d。本次产能建设预计分 5 年实施，计划从 2026 年开始实施，2030 年全部建成投产，单井配产 2.5×10^{4}m^3/d，稳产期为 2 年，2 年后进入产能衰减期，衰减期前 1~3 年每年衰减 30%，前 4~6 年衰减 20%，后每年衰减 10%……，预计天然气最大产能建设规模为 3.3×10^{8}m^3/a；集输管线建设时序随井站投产时间而定。

3.1.4 建设内容

本项目新建建设内容包括钻井工程、采气工程和集输工程三部分，具体见表 3.1-5。

表 3.1-5 阆中地区产能建设项目（一期）新建建设内容

序号	工程名称	建设内容
1	钻井工程	建设 16 座钻井井场，其中 7 座井场为利旧井场，另外 9 座井场为新建井场，新建 42 口天然气开发井钻井。
2	采气工程	建设 18 个采气平台井站，新建 56 口采气井，其中 16 座井站 42 口井为本次钻井后新建采气井，2 口井为勘探井转采气井，2 口井为老井挖潜后新建采气井，另外 2 座井站为阆沙 101HF 和阆阳 1 井场共 10 口勘探井转为采气井。
3	集输工程	新建 4 个脱水集输站（与采气平台井站合建）和 19 条集输管道，长度共计 97.4km，其中 63.6km 集气管道和采出水管道同沟敷设，33.8km 仅敷设集气管道。
4	回注工程	扩建川石 43 回注井，回注规模由 130m^3/d 新增至 480m^3/d，剩余回注空间为 119.5 万 m^3。

（1）钻井工程

根据阆中地区气田总体部署安排，阆中地区产能建设项目（一期）共涉及 16 个钻井井场，其中 7 个井场依托老井场，9 个井场为新建井场，新建 42 口井天然气钻井，井型均为水平井。本次钻井工程中目的层均为***组，井深 3100~3850m，水平段长 1500m。

（2）采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，进行采气井站工程建设，本项目拟建设 18 座采气井站，新增 56 口采气井，其中 42 口井为本次产能新建钻井，1 口井（阆中 2 井）为已部署试采井转为开发井，2 口井（石龙 15 井和石龙 18 井）为老井储层改造后转为开发井，11 口为已部署勘探井转为开发井，预计天然气最大产能规模为 $3.3\times10^8m^3/a$。

（3）集输工程

目前，本区域内未建设部署脱水集输站或集气站，本次阆中区块整体集输工艺采用气田内气液分输，集中脱水外输模式。主要分为东西两区，集输采用管网串接、站间集气模式。

根据本次规划井位部署情况及外输依托的下游输气门站位置，以嘉陵江为界，将阆中区块划分为东、西两个小区块。集输方案采用分片集输处理模式，在嘉陵江东西两侧规划枝状管网布局方式，两侧区块各规划 1 套独立的集输管网，西区接入中石化双龙输气站与阆南线 3#阀室，东区接入阆南线及 1#阀室。

本次部署新井 56 口，采用“气田内气液分输，辐射+串接布局，集中脱水干气外输工艺”，集输管道同沟敷设采出水管道，脱水后，干气输送至双龙输气站或阆南线阀室进行外输。

依据开发部署，采用分片集输处理模式，分别在嘉陵江东西建成枝状布局管网。本工程规划采气井场 13 座、脱水集输站 4 座，新建 DN200-DN300 集气管道 97.4km，其中 63.6km 集气管线同沟敷设 DN150 采出水管道，用于输送压裂返排液及采气废水。

项目拟在阆沙 105HF 井场附近修建 $2000m^3$ 暂存池，在阆沙 110HF 井场附近修建 $1000m^3$ 污水暂存池，各平台建设 $50m^3$ 污水罐；工区各平台之间修建 6.3MPa DN150 柔性复合高压输送管道，前期用于返排液转输，后期用于采

出水输送，转运能力 2000m³/d，具体转运方案需根据排产计划确定。

集气管道设计压力均为 6.3MPa，管径为 DN300/250/200，材质为 L245N SMLS PSL2 无缝钢管，气田水管道设计压力均为 6.4MPa，管径为 DN150，材质为柔性复合高压输送管，集气管道和采出水管道均为地埋式敷设。区块集输工程总体布局方案详见下表。

表 3.1-8 阆中地区产能建设项目（一期）脱水集输站工程统计表

脱水集输站名称	集输规模	设计压力	备注
阆沙 103HF 脱水集输站	$120\times10^4m^3/d$	6.3MPa	三甘醇脱水
阆沙 107HF 脱水集输站	$100\times10^4m^3/d$	6.3MPa	三甘醇脱水，配套建设气田水预处理设施
阆沙 114HF 脱水集输站	$120\times10^4m^3/d$	6.3MPa	三甘醇脱水，配套建设气田水预处理设施
阆沙 115HF 脱水集输站	$20\times10^4m^3/d$	6.3MPa	分子筛脱水

表 3.1-9 阆中地区产能建设项目（一期）集输管线工程统计表

序号	集输管线名称	管线长度/km	集气管道规格	设计压力/Mpa	污水管道规格	设计压力/Mpa
1	阆阳 1-阆沙 114HF	5.0	DN200	6.3	DN150	6.4
2	阆沙 114HF-阆中 11-1HF	4.8	DN200	6.3	DN150	6.4
3	阆中 11-1HF-阆沙 109HF	5.9	DN250	6.3	DN150	6.4
4	阆沙 108HF-阆沙 109HF	3.6	DN200	6.3	DN150	6.4
5	阆沙 109HF-阆沙 110HF	3.2	DN250	6.3	DN150	6.4
6	阆沙 110HF-阆沙 103HF	3.7	DN250	6.3	DN150	6.4
7	阆沙 112HF-阆沙 111HF	9.4	DN200	6.3	DN150	6.4
8	阆沙 113HF-阆沙 111HF	6.2	DN200	6.3	DN150	6.4
9	阆沙 111HF-阆沙 110HF	4	DN250	6.3	DN150	6.4
10	阆沙 103HF-双龙输气站	10.7	DN300	6.3	/	/
11	阆沙 114HF-阆南线 3#阀室	16	DN300	6.3	/	/
12	阆沙 104HF-阆沙 116HF	1.5	DN200	6.3	DN150	6.4
13	阆沙 116HF-阆沙 101HF	1.9	DN200	6.3	DN150	6.4
14	阆沙 101HF-阆沙 105HF	3.9	DN200	6.3	DN150	6.4
15	阆沙 102HF-阆沙 105HF	3.7	DN200	6.3	DN150	6.4
16	阆沙 105HF-阆沙 106HF	3.5	DN200	6.3	DN150	6.4
17	阆沙 106HF-阆沙 107HF	3.3	DN200	6.3	DN150	6.4
18	阆沙 107HF-T 接阆南线	3.3	DN300	6.3	/	/
19	阆沙 115HF-阆南线 1#阀室	3.8	DN200	6.3	/	/
20	合计	97.4				

（4）回注井工程

本项目拟对已建川石 43 回注井进行扩建，在现有回注井站内新增 1 座高架注水罐、2 座储水罐、1 套高压注水泵橇块，设计回注压力 35MP，回注规模由 130m³/d 新增至 480m³/d，剩余回注空间 119.5 万 m³。

3.1.5 气质成分

从目前区域勘探开发情况可知，阆中地区产能建设项目（一期）***地层开采天然气以甲烷为主，含二氧化碳，微含丙烷、氦和氮，**不含硫化氢**，***地层气质参照阆中 2 井气质报告，目前区域暂无须家河二段地层气井，拟参照区块天然气组成及物性见下表，气质组分检测报告见附件。

表 3.1-10　区块天然气组成及物性 含量（%）

取样井号	氦	氢	氮	CO_2	H_2S	CH_4	相对密度
阆中 2 井	0.057	0.064	15.245	0.080	<0.001	80.139	0.6421
	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	高位发热量（MJ/m³）
	3.857	0.717	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	32.77

3.1.6 产品

（1）天然气外输管线产品气

本项目外输天然气质量符合国家标准《天然气》（GB17820-2018）一类气相关技术指标要求后外输市场，具体见下表。

表 3.1-11　产品气气质质量表

项目	高位发热值（MJ/m³）	H_2S(mg/m³)	总硫(以 S 计，mg/m³)	CO_2（%）
指标	≥34.0	≤6	≤20	≤3.0

（2）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%，井站收集后交外售处理。

3.2 项目组成及概况

阆中地区产能建设项目（一期）由钻井工程、采气工程和集输管线工程组成，阆中地区产能建设项目（一期）项目组成表见下表。

表 3.2-1　阆中地区产能建设项目（一期）项目组成表

类别	项目	建设内容	主要环境影响	
			施工期	运营期
钻井工程	井组数	建设钻井井场 16 座，其中利旧 8 座扩建，新建 8 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 42 口钻井工程		
采气工程	井站数	建设配套采气平台井站 18 座（含本次钻井 16 座以及另外 2 座勘探井场转采气井站）	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 56 口井采气工程		
集输工程	脱水集气站	新建 4 座脱水集气站，分别为阆沙 103HF、阆沙 107HF、阆沙 114HF、阆沙 115HF，与其对应的采气井站合建		
	井站之间内部集气管线	新建 18 条气田内配套的集输管线工程，长度约 97.4km，其中 63.6km 集气管道和采出水管道同沟敷设，另外 33.8km 仅敷设集气管道。	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	依托阆沙 102HF、阆沙 103HF、石龙 15、石龙 18、石龙 19、阆中 1、星 101、阆页 1 井场钻井，依托阆沙 101HF 和阆阳 1 井场新建天然气采气平台井站	破坏农林植被，造成水土流失；改变局部土地利用现状；钻井施工和采气工程对环境的影响	清管废渣；采气废水；检修废气
	依托外输站场	双龙输气站、阆南线 1#阀室和 3#阀室	/	
	集输管线	依托外输管线输送至用户，包括阆双线和阆南线	/	
环保工程	作业废水暂存	在阆沙 105HF 井场附近修建 2000m³ 暂存池，在阆沙 110HF 井场附近修建 1000m³ 暂存池，各平台建设 50m³ 污水罐，以及压裂井场设置 1200m³ 压裂液罐暂存压返液或采气废水	破坏农林植被，造成水土流失；改变局部土地利用现状	废水
	回注站	依托川石 43 回注井，新增注水	/	废水、地下

		泵等设备，回注规模由 130m³/d 新增至 480m³/d，剩余回注空间为 119.5 万 m³；另依托已建回注 2 井、石龙 2 回注井、元坝 123 回注井、元坝 222 回注井回注气田水，剩余回注规模 22.22 万 m³		水污染
	气田水污水处理站	无法回用的压返液和采气废水可依托当地具有处理能力和具有完善环保手续的污水处理站处理气田水后外排	/	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

由于本次阆中地区产能建设项目（一期）采取滚动开发，分步实施，同一时期内，区块内各类井场、井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

阆中地区产能建设项目（一期）建设项目部署 16 个钻井井场，其中利旧 7 个井场，新建 9 个井场，利旧井场中除阆沙 102HF 和阆沙 103HF 井场为近期新建井场可依托外，其余井场均为年代久远的老井场，需依托原有井场位置按照新的要求建设井场、新建放喷池、修建井场道路等，各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《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）实现标准化建设。

（1）按照《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"等相关要求布置。

（2）井场：井场长、宽由井场部署井数（2~4 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。每口井设置一口方井，净空尺寸 3.5m*3.5m*2.5m；重点分区防渗设置。

（3）场外放喷池：根据《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）中相关规定布置。

（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）的泥浆不落地系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆不落地工艺区、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地区域重点防渗处理，以及搭设雨棚；由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

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

（7）表土堆场：钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复），本项目位于丘陵地区，土石方主要为钻前工程剥离表土的挖方，填方量小，本项目在井场下风向设置的临时堆土区。

（8）按照《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）相关要求布置。

（9）生活区

每个井场在进场道路附近设置 1 个生活区，生活区采用活动板房，占地面积 1800m^2，配备撬装环保厕所 1 座，垃圾收集箱 3 处。

（10）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，以碎石路面为主，路面宽度≧3.5m，两侧 0.50m 土路肩硬化。本项目运输主要依托现有道路，在现有道路与井场之间新建部分入场道路。

（11）井场布置方式：

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

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　　单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	共约5.0km	部分井场利旧
2	井场工程	井场面积	m^2	5900~6313m^2	部分井场利旧
3		钻机基础	套	1	单机钻
4	放喷池		座	1	200m^3/个
5	活动板房		座	18	1800m^2
6	泥浆不落地区域		个	1	300m^2
7	表土堆场			1	2000m^2
8	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
9		填方量	m^3	约3000m^3/单井场	/
10		临时弃方量	m^3	无，可实现挖填平衡	/

3.4 钻井工程

3.4.1 井身结构设计

本项目钻井主要目的层为***组，井型为水平井，共 42 口井，根据设计方案，本次部署井深在 3100~3850m，水平段长度约 1500m，典型井身结构如下图。

***

图 3.4-1　典型井身结构示意图

3.4.2 钻井方式选择

通过总结川东北气田已完钻井的钻井成果，为提高钻井钻速和成功率，阆中地区产能建设项目（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）导管：采用清水快速钻进，缩短对地层浸泡时间，下导管封隔上部垮塌、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，水平井基本使用高性能水基钻井液钻进，仅在遇特殊地层情况或卡钻情况等条件下使用油基钻井液钻进，本项目按照最不利情况考虑，二开段全部采用油基钻井液钻进进行评价。

3.4.3 钻井液体系

①清水钻进过程（0~100m）：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（100-1452m±）：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，首先使用钻头开展一开钻井作业，钻至井下目标深度停钻，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（造斜段+水平段 1452-3340m±）：二开造斜+水平段裸眼段较长，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。根据合兴场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。

表 3.4-3　水基钻井液基础配方理化性质

聚丙烯酰胺	***
两性离子聚合物降粘剂	***
水解聚丙烯腈铵盐	***
水解聚丙烯腈钾盐	***
抗温抗饱和盐润滑剂	***
纳米-微米聚合物成膜封堵剂	***
沥青	***

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，即白油或柴油。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。柴油为高沸点成分，故使用时由于蒸汽所致的毒性机会较小。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎，皮肤接触柴油可致接触性皮炎，多见于两手、腕部与前臂。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，广元建设有泥浆储备站，主要用于区域内

水基泥浆中转，同时中石化西南分公司在川西、德阳均建有威远泥浆中转站，可实现各区域泥浆的中转。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。

3.4.4 固井方案

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。

阆中地区产能建设项目（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。

3.4.5 钻机及主要设备选型

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%，采用 ZJ50 钻机，项目优先采用电动钻机。

采用 70MPa 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 3.4-4　钻井所用主要设施一览表（单套）

***

3.4.6 钻井工程原辅材料消耗

（1）钻井材料消耗情况

阆中地区产能建设项目（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 3.4-5。

表 3.4-5　各井组钻井材料消耗表（单井）

材料名称	规格型号	单位	数量	存储方式及位置
钻头	Φ374.7PDC 钻头	只	若干	井场后场材料区储存，材料堆存区设置雨棚防雨，地坪水泥防渗处理
	Φ269.9 螺杆+PDC 钻具	只	若干	
	Φ190.5 螺杆+PDC 钻具	只	若干	
套管	Φ298.5mm 套管	m	140	
	Φ291.1mm 套管	m	120~1722	
	Φ139.7mm 短套管	m	600~4152	
水泥	G 级	t	按需配置	材料区堆存
柴油	主要为柴油机、发电机燃料	t	8t	柴油罐储存，罐区设围堰，水泥混凝土防渗

（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，导管井段采用膨润土钻井液，禁止加入有毒钻井液处理剂。

3.4.7 钻井周期预测

参考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，本项目单井钻完井周期约为 45d。

3.5 储层改造工程

3.5.1 完井方式

前期开发实践表明，压裂改造是***组气藏重要的增产、建产手段。本井组为开发井，考虑为分段压裂实施提供有利的井筒条件，完井方式推荐套管射孔完井。

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，本项目采用水力加砂压裂方式进行压裂，单井依次压裂。

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。测试期间优先利用管网或者 CNG 进行测试气回收，无法回收的情况下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）。

（1）压裂作业设备

本项目为水平井，改造层段涉及***，水平井一般 60—90 米为一段，每段压裂时长 1 至 3 小时，施工泵压≤105MPa、施工排量为 10～18m^3/min，加砂强度 1.5—3.0m^3/m，用液强度 10-20m^3/m±，单段砂量 100-300m^3，单段液量 500-800m^3，本项目水平井水平段长度预计 1500m，预计分段数为 15—20 段，单井液量预计 10000m^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。

（2）压裂液选择

本项目水平井水平段长度预计1500m，预计分段数为15—20段，单井液量预计10000m^3，压裂作业主要入井原辅材料如下：

压裂液配方（清水）：***。

（3）供水方案

根据产能建设方案，各井压裂液用水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较大的地表水体，本环评于要求：建设单位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。

（4）测试返排

储层改造后进行测试试气作业，测试期间研究气井生产特点和产能变化规律，气井产能，具有重要意义。测试期间，测试气优先进入管网回收，若管网未建成，采用 CNG 工艺进行测试放空气回收，若无回收条件，则采用放喷方法求产。CNG 测试气回收工艺流程主要为井口天然气接入高压旋流除砂排液橇进行分离（橇内自带安全放空），天然气接入高压一体化脱水脱烃橇，进行

处理合格后至撬装式井口气回收装置处理，然后进入充装系统。CNG 测试气回收工艺投入设备主要包括高压旋流除砂排液橇、脱水脱烃橇 、压缩机橇 、燃气橇装发电机（备用）、数采橇等设施设备。

（5）压裂施工周期和排采方案

单井分 15-20 段压裂，压裂时间为 7-15 天/井，压裂完毕后适当关井一段时间（水平井 3-5 天）将有部分压裂液从井底返排出来，在后续的测试过程中，还将继续返排部分压裂液，根据气田内已实施井位压裂返排液统计情况可知，测试期间压裂返排液量约为压裂液的 30%，平均单井返排量为约 3000m^3，返排时间约 1 个月。

3.6 采气工程

3.6.1 采气井站生产流程

各井站按标准化、模块化建设，各采气平台井站采用“除砂+加热节流+分离计量+气液分输”进行采气生产。井口来气经采气树节流阀节流后，经除砂器除砂，然后水套炉加热节流，节流后经轮换计量橇进入计量分离器，然后进行气液分离、计量后进入集输管网，采出水排入采出水罐，由污水泵输入站外采出水管道。考虑平台后期均为丛式井，集气站均采用生产计量+单井轮换计量模式，设轮换桥管，本次预留生产分离器位置。

表 3.6-2　站场各段设计压力

序号	区　　间	设计压力（MPa）
1	井口至加热炉出口阀门前的管道	35
2	加热炉出口至外输工艺管线、燃料气管线（调压前）、分离器排污管线	6.3
3	站内燃料气管线（调压后）	4.0
4	放空管线	1.6

表 3.6-3　站场各段设计温度

序号	区间	设计温度（℃）
1	井口一级节流阀出口至加热炉出口前的管道	70
2	加热炉出口至外输工艺管线、燃料气管线、排污管线	70
3	放空管线	-18~50

3.6.2 采气井站主要设备

根井组生产工艺情况，采气井站生产流程采用标准化、一体化、橇装化、模块化设计，便于井站流程管理和设备轮换，各采气井站生产设备如下表。

表 3.6-1 单个采气平台井站主要生产设备表

序号	名称及型号	单位	数量
1	35MPa 旋流除砂器橇	套	2
2	35MPa 120kW 水套加热炉橇	套	2 口井共用 1 套
3	6.3MPa 轮换计量橇	套	1
4	6.3MPa DN800 计量分离器橇	套	1
5	6.3MPa DN1200 生产分离器橇	套	1
6	6.3MPa DN600 聚结过滤器	套	1
7	6.3MPa DN200 清管发球/收球筒橇	套	1
8	1.6MPa 50m³采出水罐	套	1
9	1.6MPa DN600 放空分液罐	套	1
10	DN150 H=15m 放空立管	套	1
11	站内配套管网	套	1
12	污水暂存池	个	阆沙 105HF 井站设置 1 个 2000m³；阆沙 110HF 井站设置 1 个 1000m³；其他井站无。

3.6.3 采气井站基本情况

根据阆中地区产能建设项目（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井站 18 座，其中 16 座为本次产能钻井井场，另外 2 座为已部署的勘探井转开采井井场，本项目采气井场均按有人值守设计。

（1）井站配产

本方案部署新采气井 56 口，其中 42 口为本次产能新建钻井，1 口（阆中 2 井）为已部署试采井转为开发井，2 口井（石龙 15 井和石龙 18 井）为老井储层改造后转为开发井，11 口为已部署勘探井转为开发井。

本次产能建设预计分 5 年实施，计划从 2026 年开始实施，2030 年全部建成投产，稳产期为 2 年，预计天然气最大产能建设规模为 $3.3\times10^8m^3/a$，稳产期后进入产能衰减期，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，2 年后进入产能衰减期，衰减期前 1~3 年每年衰减 30%，前

4~6 年衰减 20%，后每年衰减 10%……。各井站配产情况见下表。

表 3.1-7　阆中地区产能建设项目（一期）采气平台井站工程量统计

序号	井场名称	采气井井数（口）	功能	备注
1	阆沙 102HF	5	除砂、节流、加热、分离、计量、清管	本次新钻井 4 口+1 口勘探井（阆沙 102 井）转采气井
2	阆沙 104-1HF	3		/
3	阆沙 105-1HF	3		/
4	阆沙 106HF	2		/
5	阆沙 108HF	3		本次新钻井 2 口+1 口老井（石龙 15 井）修井后转采气井
6	阆沙 109HF	3		/
7	阆沙 110HF	3		/
8	阆沙 111HF	3		/
9	阆沙 112HF	3		/
10	阆沙 113HF	3		/
11	阆沙 116HF	2		/
12	阆中 11-1HF	2		/
13	阆沙 101HF	6		已部署的勘探井场转正式采气井站
14	阆阳 1	4		已部署的勘探井场转正式采气井站
15	阆沙 103HF	4	除砂、节流、加热、分离、脱水、计量、清管	本次新钻井 3 口+1 口勘探(阆沙 103 井）转采气井，合建脱水集输站
16	阆沙 107HF	3		本次新钻井 2 口+1 口老井（石龙 18 井）修井后转采气井，合建脱水集输站
17	阆沙 114HF	2		合建脱水集输站
18	阆沙 115HF	2		合建脱水集输站
19	合计	56		

（2）井站功能及井站计量

各采气平台井站功能主要为除砂、节流、加热、分离、计量、清管功能，其中阆沙 103HF、阆沙 107HF、阆沙 114HF、阆沙 115HF 合建脱水集输站，同时具备脱水功能。由于天然气井建产方式为丛式井钻井，井场单井产气共用一条采气管道输送，井场采用分离计量工艺。流程简化为井下节流后，通过撬装气液分离器分离计量后外输下游井站或脱水集输站。

3.6.4 采气井站平面布置及占地

各采气井站采用标准化的平面布置，井站总平面布置，根据生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定。井站平面布置包括除砂器模块、加热节流模块、分离模块、收发球模块、采出水模块放

空模块以及值班室等，井站为永久性占地，采气平台井站典型平面布置见下图。

本项目各采气平台井站均采用标准化井站设置，预计单井站占地面积约4200m^2（60×70m），其中阆沙 103HF、阆沙 107HF、阆沙 114HF、阆沙 115HF 脱水集输站与其采气平台井站合建，建设尺寸为 80m×70m，占地面积约5600m^2，此外，拟在阆沙 107HF、阆沙 114HF 脱水集输站配套建设气田水回注预处理设施，拟在阆沙 105HF 平台附近修建 2000m^3 气田水暂存池，在阆沙 110HF 平台附近修建 1000m^3 气田水暂存池。

3.6.5 井站自动控制及防腐

（1）阴极保护、防腐

井站地面管线防腐：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《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。

埋地管线防腐：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。

（2）自动控制

本工程自动化系统采用 SCADA（Supervisory Control And Data Acquisition）监控和数据采集系统。SCADA 系统对站场实施远程数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。调度控制中心可向站场控制系统发出控制指令，由站场控制系统完成控制功能；调度控制中心通过通信系统实现资源共享、信息的实时采集和集中处理，为“信息化管理”提供数据基础。SCADA 系统由调度控制中心、集气站 RTU 系统、通信系统、现场检测仪表、紧急切断控制阀门等组成，实现气田的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

调度控制中心不在本工程范围内，本工程包括各集气站 RTU 系统，暂将数据传至厂级调度中心管理。

全气田由调度控制中心对各站进行数据采集、监视控制和生产调度管理。调度控制中心与各集气站通过专用光缆进行数据通信。

（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。

（4）场站放散放空系统设置

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》（GB50183－2015）和《气田集输设计规范》（GB50349－2015）有关规定，本项目各站需设放空。本项目各井站设置放空区域，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，各采气井站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井站放空设施进行放空。

3.6.6 井站运营原辅材料消耗

各井站采气利用井下压力采用衰竭式开采，井站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，井站均为有人值守井站。各井站原辅材料消耗见下表：

表 3.6-3　项目单个采气井站原辅材料消耗表

项目	名称	单位	数量	来源
常规采气站	电	KW·h/a	约 15 万	当地电网
	燃料气	万 m^3/a	约 30	自产
	缓蚀剂	t/a	1.5	购买
	水	m^3/a	约 150	罐车拉运

缓蚀剂是一种能够保护金属表面免爱腐蚀的化学物质，多是含氮化合物，如胺类、咪唑啉、酰胺类。

3.7 集输工程

3.7.1 脱水集输站设计方案

（1）脱水集输站基本情况

本次部署新井 56 口，集输系统采用“气田内气液分输，辐射+串接布局，集中脱水干气外输工艺”本工程需在阆沙 103HF 脱水集输站、阆沙 114HF 脱水集输站、阆沙 107HF 脱水集输站、阆沙 115HF 脱水集输站设置脱水功能。其中阆沙 103HF 脱水集输站、阆沙 114HF 脱水集输站负责嘉陵江西部区域井站脱水集输，阆沙 107HF 脱水集输站、阆沙 115HF 脱水集输站负责嘉陵江西部区域井站脱水集输。各脱水集输站设计压力 6.3MPa。同时分别在阆沙 114HF 脱水集输站和阆沙 107HF 脱水集输站配套建设气田水回注预处理设施，分别负责嘉陵江东侧和西侧井场气田水回注预处理，预处理后的气田水通过罐车转运至区域回注井进行回注处理。

（2）阆沙 103HF、阆沙 114HF、阆沙 107HF 脱水集输站

①脱水工艺及工艺流程

本工程阆沙 103HF 脱水集输站、阆沙 114HF 脱水集输站、阆沙 107HF 脱水集输站选用三甘醇脱水工艺。

集输管道天然气进入撬装分离器，进行气液分离后湿天然气进入高压三相分离器中，在三相分离器中沉降分离出天然气、原油和水，气相脱除游离液滴后，进入三甘醇脱水橇，与三甘醇贫液逆流接触，以脱除天然气中的饱和水，脱水后的干气经塔顶丝网除雾，除去大于 5μm 的甘醇液滴后由塔顶部出塔。干气出塔后，经过套管式气液换热器与进塔前的热贫甘醇换热，降低贫三甘醇进塔温度。换热后的干气进行外输。液相分出的水进入采出水临时储存，预处理后装车回用。液相分出的原油进入闪蒸分离器闪蒸稳定后，进入原油储罐储存后装车外运。

②气田水回注预处理工艺及工艺流程

从水质情况及工程用地等方面考虑，采用“复合场域聚结吸附+锰砂过滤”的方式对废水（含钻井废水、压裂返排液和采气废水）进行预处理，处理后的废水满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）和企业相关要求后转运至区域回注井回注，阆沙 114HF 脱水集输站、阆沙 107HF 脱水集输站气田水回注预处理规模均为 200m^3/d。气田水预处理工艺见下图。

***

图 3.7-5 废水预处理工艺流程图

③设备清单及原辅材料消耗

阆沙 103HF、阆沙 114HF、阆沙 107HF 脱水集输站均为有人值守站，主要设备包括过滤分离器、三相分离器、三甘醇脱水撬等设备。在阆中 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站新建水处理装置 1 套，包含复合场域聚结吸附撬 1 套、锰砂过滤器撬 1 座、PAM 加药撬 1 座、NaOH 加药撬 1 座、反洗水泵 2 台、反洗水回收泵 2 台、提升泵 2 台、污泥装车泵 2 台，污油泵 2 台、储油罐 2 座。

③原辅材料消耗

站场原辅材料消耗种类较少，站场使用网电，柴油发电机备用，站场为有人值守井站， 阆沙 103HF、阆沙 114HF、阆沙 107HF 脱水集输站原辅材料消耗见下表：

表 3.7-2 阆沙 103HF 脱水集输站原辅材料消耗表

名称	单位	数量	来源
天然气	万 m^3	26.28	采气站自产
三甘醇	t	4.5	外购
电	kWh/a	约 5200	当地电网
水	m^3/a	约 300	罐车拉运

表 3.7-2 阆沙 114HF、阆沙 107HF 脱水集输站原辅材料消耗表

名称	单位	数量	来源
天然气	万 m^3	26.28	采气站自产
三甘醇	t	4.5	外购
破乳剂	药剂浓度 10%	20L/h	外购
混凝剂	药剂浓度 5%	20L/h	外购
絮凝剂	药剂浓度 1‰	10L/h	外购
杀菌剂	药剂浓度 1%	15L/h	外购
电	kWh/a	约 6000	当地电网
水	m^3/a	约 500	罐车拉运

（3）阆沙 115HF 脱水集输站

①脱水工艺及工艺流程

本工程阆沙 115HF 脱水集输站选用分子筛脱水工艺。集输管道天然气进入橇装分离器，进行气液分离后湿天然气进入分子筛脱水橇，首先含饱和水的天然气在进口过滤器中进行过滤，再进入吸附塔内，处理后干气经出口过滤器精滤后进入外输管道。在干燥的同时，再生气压缩机、再生气加热器、再生塔、再生气空冷器、再生气分离器形成闭式再生回路。回路中气体由压缩机加压进入再生气加热器中，在加热器的作用下，温度升高，将热量带到再生塔，使塔内的分子筛温度升高到一定程度，析出吸附的水分，由流动的高温干燥气体带走至再生气空冷器，温度降低，其中的水气凝结成水，经再生气分离器分离，通过排污将水分排出。

②设备清单及原辅材料消耗

阆沙 115HF 脱水集输站为有人值守站，主要设备包括过滤分离器、三甘醇脱水撬等设备，脱水集输站设备清单及原辅材料消耗表见下表。

表 3.7-1　阆沙 115HF 脱水集输站设备清单表

序号	设备名称及型号	单位	数量
1	35MPa 旋流除砂器橇	套	2
2	35MPa 120kW 水套加热炉橇	套	2
3	6.3MPa 5 井式轮换计量橇	套	1
4	6.3MPa DN800 计量分离器橇	套	1
5	6.3MPa DN1200 生产分离器橇	套	1
6	6.3MPa DN800 聚结过滤器	套	1
7	6.3MPa DN300 清管发球筒橇	套	1
8	分子筛脱水橇 1 套（20 万方/天）	套	1
9	1.6MPa DN600 放空分液罐	套	1
10	DN150 H=15m 放空立管	套	1
11	1.6MPa 50m³采出水罐	套	2
12	站内配套管网	套	1

③原辅材料消耗

站场原辅材料消耗种类较少，站场使用网电，柴油发电机备用，站场为有人值守井站， 阆沙 115HF 脱水集输站原辅材料消耗见下表：

表 3.7-2　阆沙 115HF 脱水集输站原辅材料消耗表

项目	名称	单位	数量	来源
脱水集输站	天然气	万 m^3	12.6	采气站自产
	分子筛	t/a	0.2	外购
	电	kWh/a	约 20 万	当地电网
	水	m^3/a	约 300	罐车拉运

（3）平面布置

为节约用地，脱水集输站均与其采气平台井站合建，整体建设尺寸为 80m×70m，占地面积约 5600m^2，站场平面布置根据功能需要，设置采气井的工艺流程区（除砂、加热节流、分离）、脱水功能的脱水模块、暂存采气废水的采气模块、放空区以及值班室区。脱水工艺区中三甘醇脱水工艺区设置放空分液撬、进出站装置、脱水撬、再生撬和三甘醇尾气回收撬等，分子筛脱水工艺区设置分子筛脱水撬和再生撬等设施，放空区一般远离工艺区，同时远离居民区，设置 30m 放空立管用于站场事故检修下放空，放空区布置在站场全年最小频率风向的上风向，符合安全距离，同时最大成都减少放空对当地居民的影响。脱水集输均按照临时有人值守站建设，设置远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目脱水集输站平面布置严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）相关规定要求，平面布置合理。

3.7.2 集输管线走向设置原则

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

（1）线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。

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

③尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。

④公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则，对区域内的县城及乡镇集中饮用水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。

3.7.3 集输管线走向比选

本项目管线工程路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原则进行布局。本项目对长度较长的阆沙103HF-双龙输气站集输管线（10.7km）和阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线（16km）路由进行比选，其他集输管线的起、终点相对确定，管线走向已尽可能避让集中式饮用水水源保护区以及永久基本农田，且各井场间距离较近，管线长度较短，线路的路由走向相对唯一，管线路由已是最优路线，不再进行比选。

（1）阆沙 103HF-双龙输气站集输管线路由比选方案

***

3.7.4 集输管线敷设方式

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。集气管道材质选用 L245N SMLS PSL2 无缝钢管，气田水管道采用柔性复合高压输送管，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 50349-2015）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，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）管沟底宽和坡度

根据有关规范规定及管道所经地区的地区等级、土壤类别及物理力学性质，并考虑到管道稳定性、安全性等要求综合确定，管道采用埋地敷设为主。管道埋深一般要求如下：管顶埋深不小于 1.2m；岩石、砺石区的管沟，沟底应比土壤区管沟深挖 0.2m，并用细土或砂将深挖部分垫平后方可下管。管沟回填时，应先用细土回填至管顶以上 0.3m，方可用土、砂或粒径小于 100mm 的碎石回填并压实。管沟回填土应高出地面 300mm 以上，用来弥补土层沉降的需要。覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度，并应做成梯形。沿线施工时破坏的挡水墙、田埂、排水沟、便道等地面设施回填后应按原貌恢复。

对无最大冲刷深度资料的小型穿越（包括河流、冲沟）的穿越段，管顶埋深应根据河底坡降和汇水条件、地质条件进行分析确定。为确保安全，应适当加大管道埋深，且满足《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 要求。在农田地区开挖管沟时，应严格将表层耕作土和底层生土分层堆放。

（3）施工作业带

工应严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）、《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）和各种相关的施工技术要求执行。线路施工作业带的宽度应根据管径、现场情况、施工机具等确定。

按有关法规及从节约工程投资出发对管道施工作业带只进行临时性征用土地，施工完毕后应立即恢复耕种。在施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木应清理干净，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水。在山区丘陵地段，对施工作业带内及附近有可能危及施工作业安全的滑坡、崩岩、岩堆等，应彻底清除或采取有效防护措施。施工作业带清理时，应注意对土地的保护，减少或防止产生水土流失，应尽量减少破

坏地表植被。施工作业带通过不允许堵截的沟渠，应采取铺设有足够流量的过水管、搭设便桥等措施。

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 左右。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。

（4）堆管场

工程所在地为平原、部分丘陵地段，由于本项目修建管道均较短，为减少占地面积，堆管场约 2km 设置 1 个，占地面积约 800m^2，管线不足 2km，利用两端井站作为堆管场，本项目预计设置 31 个堆管场。

（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。

（6）施工便道

集输管道在施工时，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。

（7）管道地面标示设置

①标志桩

根据《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T6064－2017 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：管道穿越河流大中型，铁路、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）缆和其他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：桩上要标明线路里程，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

为保护管道不受第三方破坏，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；管道穿越河流、公路两侧。

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第三方破坏，管道全线设置警示带。

警示带埋覆于地表与管线中间，起到标志警示作用，以免管道竣工后其他工程或者农垦开挖施工时管线时受无谓损伤，而造成重大事故。警示带广

泛地应用于各种管道工程、电力电缆工程、通讯光缆工程等埋地隐蔽性工程的警示防护。

管道沿线设置警示带，敷设位置在管道管顶正上方 500mm 处。

管道警示带需满足以下技术要求：警示带采用高强度、耐老化材料复合制成，厚度为 0.15～0.2mm；警示带宽度为管径的 1.2 倍，并以 50mm 倍数就近取整；警示带的使用寿命必须大于 30 年，且具有一定的抗拉断力。

（8）水工保护

本工程管道沿线主要经过山地丘陵、部分平原等地貌地段。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、河流冲沟地段和其他不良地质段。

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：坡度大于 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，可采用浆砌石结构形式护坡；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其他不良地质段

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形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。

（9）阴极保护及防腐

集气管线防腐：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。

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《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。

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。气田水管线为柔性复合管，材质防腐。

（10）施工技术要求

①管道敷设

一般地段的管道敷设工程管道以沟埋敷设为主，根据地形、地质条件及输送气质要求，管道采用弹性敷设和预制热煨弯管(R=5D)两种形式，以适应管道在平面和竖面上的变化。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向曲线尽可能少设弯管（尽管部分地段挖深会增加），以尽量减小弯管与直管组焊时壁厚偏差、椭圆度偏差可能造成的应力集中。

②布管与管道开挖

通常管道布管宜采用吊管机、拖车、爬犁等机械运输，不得在地面直接拖管或滚管。结合本工程地形地貌，线路大部分区域高差较小，纵向坡度不大，故采用吊管机、挖掘机沿施工作业带便道进行布管。本工程管道最小埋设深度应不小于 1m。

③管道焊接与检查

按《石油天然气金属管道焊接工艺评定》（SY/T0452-2012）和《金属在硫化氢环境中抗应力腐蚀开裂试验》（NACETM0177）进行焊接工艺评定和

焊缝的抗 SSC 和 HIC 评定试验。焊条、焊丝选择方面，原料气管线建议采用低氢型、超低氢型焊条或氩弧焊打底，手工和半自动焊丝填充、盖面。燃料气焊接前按《石油天然气金属管道焊接工艺评定》（SY/T0452-2012）进行焊接工艺评定，按照焊接工艺评定执行。

管道焊缝按《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）的规定进行外观检查。集气管道与燃料气管线同沟敷设，集气管道与燃料气管道环向焊缝均进行 100%X 射线探伤检查和 100%超声波复验。按《承压设备无损检测第 2 部分：射线检测》（NB/T47013.2-2015）相关内容执行，达到II级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无损检测 第 3 部分：超声检测》（NB/T47013.3-2015）相关内容执行，达到 I 级为合格。燃料气管道无损检测按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2020）相关内容执行，达到II级为合格。

④管道下沟与回填

管道组装完毕，应及时分段下沟。管道下沟时沟壁应考虑草袋等填垫物，平缓下沟，避免损伤绝缘层和使管道受力不均。管道下沟后，管道与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管沟回填应先用细土回填至管顶以上 0.3m，才允许用土、砂或粒径小于 250mm 的碎石回填并压实。管沟回填土高度应高出地面 0.3m。石方地段的管沟应超挖 0.2m，并采用细土垫实超挖部分，以保护管道外防腐层。

（11）清管、试压、干燥、置换

管道投产前应进行清管、试压。其一般程序为管段清管—管段试压。试压前应采用清管器/球进行清管，并不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。

采用清水试压，试压合格后排出管内积水。

燃料气管线试压、清管结束后应进行干燥，利用干燥气体（压缩空气或氮气）吹扫。

采用氮气对管道空气进行置换，气体流速不宜大于 5m/s，置换过程中的混合气体应集中放空。

3.7.5 集输管线穿越工程

（1）公路穿越工程

①穿越设计原则

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。管道穿越II级以上高等级公路时，优先采用顶管穿越方式，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。

管道穿越公路时，保护套管顶距公路路面大于 1.2m，距公路边沟沟底大于 1.0m；采用钢筋混凝土盖板时，管顶距公路路面大于 1.2m，管顶距盖板不小于 0.5m，并在上方应埋设警示带。

②穿越公路情况

本项目管道穿越铁路 3 次，均为兰渝铁路，铁路为高架桥，因此管线采用铁路高架桥下大开挖加套管的方式穿越；管道穿越兰海高速公路 1 次，穿越处为高架桥，因此管线采用高架桥下大开挖加套管的方式；管道穿越兰海高速出口道路 1 次，南广大道（一级公路）1 次，国道 1 次，省道 1 次，均采用顶管的方式穿越；其余穿越的道路为县级公路或乡道等公路，采用开挖加套管的方式穿越。

针对本工程的特点，二级以上高等级公路穿越时，采用顶管穿越方式；铁路桥梁及乡村道路穿越套管采用钢筋混凝土套管，以增加承载能力。套管质量应符合《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2023）的要求，一般道路穿越套管规格为 DRCPIII1200×2000；套管内充填 C1 泡沫混凝土，确保无集气空间。

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。

（2）河流穿越工程

本工程新建管道沿线共穿越河流 6 次，均为小型河流穿越，穿越沟渠若干。管道穿越优先采用挖沟法穿越方式，开挖穿越宜利用枯水期，在水流量较小、水深较浅时开挖管沟；河流小型穿越的管顶埋深应不小于最大冲刷线或疏浚规划线下 1m，若冲刷深度不详，管顶埋深应不小于 2.0m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖的措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。

当采用挖沟法敷设穿越岩石河床时，管沟挖深应超出设计管底埋深 200mm，沟底用混凝土浇灌抹平后，回填 200mm 细土或细砂后管线下沟，管沟内浇筑混凝土至管顶以上 500mm，最后用原状土回填。穿越段两岸做好护坡、护岸措施，与自然地貌衔接好，护岸应置于稳定的地基上。穿越段应选用质量好的管材进行组焊。穿越完成后，应将原水渠按开挖前的结构和质量进行恢复。

本项目穿越其他小型河流时均采用围堰大开挖方式穿越，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。管道施工完毕后，应立即恢复沟渠原貌。

（3）其他穿越工程

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉原则上应位于先建（构）筑物的下方。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m；与电缆交叉时，管道与电缆净距不小于 0.5m，同时还要对电缆采取保护措施，如用角钢围裹住电缆，在电缆上方铺一层砖等。

3.8 回注站工程

3.8.1 川石 43 回注井概况

①原钻井情况

川石 43 井位于阆中市双龙镇打石咀村 1 组，是部署在石龙场构造西主高点南翼偏西部位的一口勘探井，钻井地质目的是为了探明石龙场构造凉高山组大安寨段油气水分布情况，并收集录取相关参数。该井 1979 年 7 月 25 日开钻，1979 年 12 月 31 日完钻，于 1981 年 2 月 26 日建成投产，投产以来累计产油

14812.57 吨，产气 24417.465 万 m^3，产水 37.03m^3，完钻井深 3011.00m，完钻层位为自流井组马鞍山段，完井方式为后期射孔完井。 川石 43 井基本情况和井身结构见下图。

表 3.8-1　川石 43 井基本情况

地理位置	阆中县双龙区双龙公社第一大队第四生产队，双龙至柏亚公路的南侧东距双龙镇2公里		
构造位置	川43井位于川北地区石龙场构造西高点上		
井口坐标	X：*** Y：*** H：382.52m		
井位	勘探评价井	人工井底	2933.10m
地面海拔	360m	施工井队	十一普6004井队
钻井日期	1979.7.25-1979.10.26	完钻井深	3011m
完钻层位	J_1Z^3	完井方式	裸眼完井

***

图 3.8-1　川石 43 井井身结构图

②回注井情况

2018 年，中国石化西南油气分公司采气二厂利用原川石 43 井及井场建设了川石 43 井回注井，该回注井于 2018 年开展了川石 43 井回注工程环境影响评价工作，于 2018 年 3 月，南充市环境保护局以南市环审〔2018〕42 号文对《川石 43 井回注工程环境影响报告表》进行了批复，该回注井站 2018 年 6 月投入试运行，2018 年 11 月 13 日通过竣工环保验收。

川石 43 井环评中回注规模为：设计注水量 260m^3/d，回注空间为 76 万 m^3；主要建设内容为：新建回注泵房 1 座（移动注水泵 2 台）、提升泵房 1 座（污水提升泵和卸车泵个 1 台）、回注水储罐 2 台(100m^3)、高架注水罐 1 台（50m^3）、污水池一座(12.6m^3)。由于阆中地区气田水产生量低，因此建设时减少了一套注水泵橇块，实际回注压力为 10MPa，回注水量规模为 130m^3/d，目前川石 43 回注井站正常运行，日回注量约 80m^3/d。根据回注井周围地下水监测井例行监测数据可知，回注井运行以来未出现气田水泄漏情况，未对周围地下水环境造成污染，回注井运行正常。

3.8.2 川石 43 回注井扩建方案

①扩建工程内容

川石 43 回注井扩建方案主要是通过新增注水泵橇块，回注压力 35MPa，回注规模由 130m³/d 增大至 480m³/d，同时根据回注井回注实际情况，重新评估回注井地下回注剩余空间约 119.5 万 m³。

为论证川石 43 回注井扩建回注规模可行性，2025 年 10 月 16—21 日采气二厂相关部门对川石 43 回注井开展了试注实验，采用复合式注塞泵正注，稳定排量 0.28m³/min，注水量由 173↑489m³/d，累计注水量 689.2 方，因此本次回注规模提升至 480m³/d 是可行的。试注实验泵注情况下表。

改扩建方案：在川石 43 回注站内进行改扩建，不新增用地，站场占地面积约 1944m²；考虑到已建老泵已陈旧，因此本次川石 43 回注井改扩建工程拟对现有的注水泵和 4 座混凝土基础进行拆除，新建 Q=20m³ /h，P=35MPa 的注水泵 2 台，1 用 1 备，同时新建 1 座 50m³ 高架注水罐。

***

②回注工艺

川石 43 回注井站采用缓冲+回注的方式，站内所有污水（包括各橇块滴漏污水、注水罐排污、洗井水等）全部进入生产水回收埋地罐处理，埋地罐污水达到一定水量时抽出回注。目前川石 43 井回注站内设 1 座移动注水泵橇块、1 座高架注水罐、1 座配电橇块、1 栋仪表值班房橇块，本次扩建工程新建 2 套 20m³/h、42MPa、132KW 的注水泵，新建 1 座高架注水罐和 2 座储水罐。回注站工艺流程图见下图。

***

图 1.7-1 回注站工艺流程图

③回注水质

本工程拟回注水源主要为天然气开采过程中产生的地层水、压裂返排液、钻井废水等，废水经预处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）

和企业相关要求后进行回注。本区块气田水预处理主要通过本次新建的阆沙107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站预处理后转运至区域回注站回注。

3.8.3 回注井可行性论证

（1）回注井井简完整性分析

根据可研设计资料，本回注井套管材质及抗压耐腐蚀情况见表 3.8-10。

表 3.8-10　油层套管数据

***

根据《四川盆地川北地区石龙场构造西高点上川石 43 井套管探伤测井解释报告》，本井探伤测井于 2024 年 2 月 26 日由西南石油工程有限公司测井分公司 XN305-1 队采用 ECLIPS5700 测井系统完成施工。本次探伤测量井段为 4.7-2780.8 米，采用的评价项目为电磁探伤+多臂井径，电磁探伤结果显示测量井段内无明显套管损伤特征，多臂井径结果套管内径整体略有扩径，但未见严重的内壁磨损、结垢、破损等特征。

根据项目设计资料，川石 43 井回注井结构分为 3 段，井身结构由导管套管、表层套管和油管等组成，各套管间及套管与孔壁间采用混凝土固井。根据川石 43 井固井情况（表 3.8-11），表层套管固井后，全井筒水泥浆试压 8MPa，稳压 33 分钟压降 7.3 MPa，固井质量良好。技术套管固井后，全井筒水泥浆试压 14MPa，稳压 15min 无压降，固井质量良好。

（2）回注层可注性分析

1）回注层岩性、厚度、地层渗透性

***

2）试注评价

2025 年 10 月 16 日-22 日采用复合式注塞泵正注，稳定排量 0.34m^3/min，注水量由 173 ↑489 m^3/d，累计注水量 893.4 方，表明日回注规模可达 480 方。

3）剩余注水空间计算

借鉴川中气田水回注经验，主要回注方法是利用采出枯竭的油气藏作为地层水储藏空间，对于大安寨段回注层，选择累计产量高，剩余可采量小的

油气井，根据开发特征，川 30 井裂缝系统采出程度高、控制面积较大，作为首选的回注区块。

根据计算，川 30 井裂缝系统储水容积为 143 万方，川 30 裂缝系统整体连通，目前系统中仅有川石 43 井一口回注井，已累计回注水量 23.5 万方，计算剩余储水空间为 119.5 万方。

4）气田注水水质分析

川石 43 井回注层为***，根据对大安寨段地层水分析，其结果见表 3.8-13。自流井组地层水是典型的 $CaCl_2$ 水型，地层水的 pH 值为 6.84，矿化度为 7477.88mg/L，水澄清、透明，无明显浑浊沉淀。

表 3.8-13　自流井组地层水水样检测结果

****

本工程拟回注水水质见表 3.8-14。回注水化学离子组成上与自流井组大安寨段地层水一样，但含有极少量的凝析油和固相物质。从水质上看，与自流井组大安寨段的地层水接近，微含油。根据已有的水质资料分析，回注层地层水与拟回注水均为氯化钙型；回注水与地层水也不会产生沉淀。拟回注水与回注层地层水配伍性较好。

气田注水水质满足 SY/T 6596 要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求。

（3）回注层封闭性分析

1）构造特征

***

2）断层情况

***

3）回注层深度

大安寨段埋深 2800-3100m，厚度为 75-100m。岩性总体为褐灰、灰-深灰色介壳灰岩夹黑、绿灰色泥页岩，局部夹灰粉、粉-细砂岩。大安寨段自上而下进一步划分为大一、大二、大三三个亚段。

4）上下隔离层特征

自流井组大安寨段顶板地层的上中侏罗系各组的泥岩、砂岩完整发育，其均为致密岩，也具有较好的封盖能力。大一亚段顶部为千一段泥岩，纵向上泥页岩与介屑灰岩，构成了本区良好的生储盖组合。

综合以上分析，整个大安寨地层具有比较理想的独立储集体，顶底板和层内致密层为其封堵性提供了良好的条件。

5）回注层地表露头情况

根据回注井井回注层大安寨地层周边地面出露情况。距离侏罗系大安寨地层露头远，最近的露头直线距离约 84 公里左右，东南面露头在华蓥山，直线距离约 124km，北面露头在旺苍县一带，直线距离约 84km。结合区域构造分析可知，由于大安寨地层埋深较大，上覆地层连续性好，渗透性差，同层地质露头溢流回注水到地表造成污染的环保风险较小。

综合以上分析，回注层的封闭性良好，埋藏深度较大、地质构造完整、上下隔离层岩性致密、厚度大、渗透性差、连续稳定，总回注量影响范围内无通天断层，回注场地附近无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

3.9 供、排水工程

根据天然气开发项目用水特点，在钻井、压裂施工过程中调配钻井泥浆和各井场现场配置压裂液用水量较大，测试放喷期间返排液量较大，而在开采运营期主要为值班人员生活用水以及产生的采气废水。

3.9.1 供水工程

①施工期

2025年~2029年度总需完成部署的42口天然井钻井，预计每口井钻井用水量约1000m^3，压裂液配置用水量约10000m^3，通过计算，项目钻井用水总量约4.2万方，压裂液配置用水总需求量约为42万方，共计46.2万方。施工期除钻井

和压裂液配置用水以外，还有生活用水、试压用水等等，但用水量均较少。

根据井区开发时序，阆中地区产能建设项目（一期）用水量最大为2027年，用水量11万m^3，平均日需水量约300m^3/d。施工期压裂用水优先使用区域内井场压裂返排液和采气废水等气田水，不够的从井场附近地表水提取新鲜水。根据区域开发时序，预计井场重复利用返排液量约占压裂液总量的30%，井场内新配置压裂液量新鲜水用量约占70%。重复利用压裂液通过区域内联通的气田水管线输送，新鲜水就近取自平台附近的水库或者河流等较大地表水体取水，采用潜水泵取水、软管管道输水或罐车拉运方式输送至井场压裂液罐（1200m^3）储存供给。基于区块内各平台分布较为分散，因此新鲜水主要取自平台附近水井或附近较大的地表水体，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，取水属于临时工程，时间较短。

②运营期

运营期无生产用水，主要为各采气井站值班人员生活用水，用水量较少，生活用水由罐车拉运自来水至井站。

3.9.2 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，无法利用的钻井废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注；无法回用的压裂返排液和采气废水预处理后至区域回注井回注处置或由罐车转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理达标后外排，井场现场无废水外排；值班人员生活污水环保厕所收集后由当地城镇污水处理厂处理。施工期间和运营期间现场均无废水外排。

3.10 工程占地及土石方平衡

3.10.1 工程占地

根据阆中地区产能建设项目（一期）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 3.9-1　阆中地区产能建设项目（一期）占地情况

序号	工程类别		占地面积(hm^2)		备注
			临时站地	永久占地	
1	钻井工程	钻井井场	8.5014	11.2754	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，含钻井期间井场道路、放喷池、生活区、表土堆场等
2	采气工程	平台井站			永久占地为平台井站内采气井口、计量装置、水套炉、放空系统等以及井场道路
3	集输工程	脱水集输站	/	/	与采气平台井站合建，占地面积统计纳入采气平台井站统计
		管道工程	137.702	0.3759	临时占地为施工作业带、堆管场、施工便道等区域，永久占地为管道标志桩、警示牌等占地
4	回注井工程	回注井（川石 43 回注井站）	/	0.1944	
小计			146.2034	11.8457	
总计			158.0491		

阆中地区产能建设项目（一期）总占地面积 158.0491hm^2，其中临时占地 146.2034hm^2（主要为集输管道施工临时占地和各井场钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地 11.8457hm^2（主要为脱水集输站、平台井站、管线附属设施标志桩以及警示牌等占地）。

3.10.2 土石方

本项目建设过程中土石方挖方量约万 41.6m^3，填方 41.6 万 m^3，钻前施工和管线施工中优先剥离 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，未出现土石方弃方和借方的情况，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。故项目施工期产生的土石方

全部可实现土石方平衡，无弃方产生。各钻前井场表土堆场均堆存于井场占地红线范围内，表土堆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，表土堆放好后，在其上覆盖防尘网，表土堆场选址根据各井场地形地势进行设置；管线施工表土堆场位于管沟两侧，并位于作业带范围内，施工完成后立即进行表土覆盖，及时恢复生态原貌。

3.11 组织机构及定员

（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。压裂队由井下压裂作业专业人员组成，包含储层压裂、稳压、返排测试放喷定产作业，每个井场一般45人左右，办公、生活依托钻井工程的活动板房。

本项目钻井24h作业，压裂测试仅白天作业，单井钻井周期45d左右，压裂测试时间约45d。

（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20人，仅白天施工，夜间不作业，井站施工时间约30天，管道施工时间根据长度以及地势情况各异。

（4）采气工程

项目采气工程建设平台井站，井站均按有人值守站设计（每个平台井站按照临时配备4个工作人员），脱水集输站劳动定员为8人。管道巡检人员由建设单位另行设置。

（5）回注工程

川石43回注站实行轮班制，每班值班人员2人。每天回注16h，夜间不进行回注作业，年运行时间365天。

4 工程分析

4.1 施工期工程分析

根据前文项目建设内容，本项目建设 16 个钻井井场、18 座采气平台井站、4 座脱水集输站（与采气平台井站合建）以及若干集输管线。

4.1.1 钻前施工

钻前工程为钻井工程以及后续储层改造压裂作业施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中营地。钻前工程建议根据《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）进行施工。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

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

***

图 4.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

（2）钻前施工内容

本项目依托井场除阆沙 102HF 和阆沙 103HF 井场为近期新建井场可依托外，其余井场均为年代久远的老井场，因此需按照现行规范要求新建井场、井场道路及放喷池等设施。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 1 座 50m×6m 泥浆不落地区域、1 座 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）道路工程

本项目各井场的进场道路，道路路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m。

2）井场平整及硬化

井场是钻井工程以及后续压裂、地面采气作业的主要场地，井场采用标准化方式建设。按照《川西平原钻前工程标准方案设计》，本项目井场采用标准化方式建设，具体要求如下。

①取表土 300mm，表土就地堆放。

②若原始地貌存在一定高差则根据设计标高确定土石方挖填平衡处理。

③取表土后先排水晾干，对整个井场碾压平整密实，分成碾压厚度 300mm。

④硬化区域：除井架基础、方井不硬化外，其余地方全部硬化。

⑤场基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石。

⑤雨季（每年 5—9 月）施工或实际开挖存在软弱地基（水田、淤泥或回填土等），则采用 200mm 毛石或片石挤密加固处理。

⑦泥浆车道（长 35m×宽 3.5m）在基层上浇注 200mm 厚 C20 混凝土，泥浆材料台(中深井 80m^2)在基层上浇筑 C15 混凝土厚 200mm，见图 4.1-2。

**

图 4.1-2　井场场基结构图

3）井场建设

本项目井场利旧原井场建设，仅建设少量设备基础，井场基础采用 C20 混凝土基础，基础厚度 1200mm，基础置于天然地基持力层上，地基承载力不小于 0.15MPa，基础下先浇筑 C15 垫层厚度 100mm，其设计结构图如下。

***

图 4.1-3　井场基础设计结构图

4）方井建设

本项目共计 73 口井，每口井设置一口方井。

①每口井设置一口方井，ZJ70 钻机净空尺寸 3.5m*3.5m*2.5m；ZJ30 钻机净空尺寸 3m*3m*2m；重点分区防渗设置。

②如基坑开挖后遇基坑突水等地质现象，应制定必要的临时基坑支护措施。

③如遇特殊地质条件采用特殊结构方井。

④预埋导管时，施工队需配合井队，每口方井预埋导管预计需挖土 6m^3，回填 C20 砼 1m^3 以固定导管。

5）放喷池建设

本项目的放喷池建设严格按照《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）规定修建。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；放喷口修建燃烧池，放喷池宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。本项目为不含硫的天然气井，每个井场设置 1 处放喷池 200m³，空尺寸长 10.0m×宽 20.0m×深 1.3m，放喷池采用半埋式；放喷池底部及四周采用 1.5mm 厚聚乙烯丙纶复合防水卷材铺贴放喷池内表面，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；放喷池重点分区防渗设置，修建完成后需注满水进行 72 小时满负荷试压和试漏。

本项目 16 个钻井井场，阆沙 102HF 和阆沙 103HF 井场放喷池依托原有放喷池，其余井场均需修建一个 200m³ 放喷池，距离井口 75m 外，50m 内无住户和林地分布。

6）泥浆不落地系统

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 300m²（50m×6m）的泥浆不落地及循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆不落地工艺区、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地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。

泥浆不落地系统含泥浆不落地装置一套，占地面积 50*6m，重点分区防渗以及搭设雨棚设置。主要包含接收罐 1 个（40m³）；脱稳罐 1 个（60m³，兼做应急废水暂存罐）；脱稳加药罐 1 个（60m³）；固液分离单元 1 个；废水收集罐 2 个（单个 60m³）；废渣收集罐 1 个（30m³）。

7）生活区

每个井场在进场道路附近设置 1 个生活区，生活区采用活动板房，占地面积 1800m²，配备撬装环保厕所 1 座，垃圾收集箱 3 处。

8）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土去除 0.3m，就近设置表土堆场集中堆存，通过对表土堆场设置截、

排水沟，覆彩条布处理，防止水土流失；对井场四周挖方边坡高于 2m 的边坡采用重力式挡墙进行支挡，并对裸露边坡采用水泥砂浆喷浆护坡处理。

9）分区防渗

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。根据天然气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，在钻前工程阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的施工。

井场四周设外环沟及集污坑进场清污分流。主基础采用 C25（防渗）混凝土整板浇筑，附属设备基础、泥浆不落地区域采用 C25（P8 防渗）混凝土整板基础，每个基础适当位置设置净空尺寸 50cm×20cm×10cm 的集污坑，用于及时抽取污水（预计 10 个），周边设置砖砌围堰。方井底部及内壁采用 1.5mm 厚聚乙烯丙纶复合防水卷材内防渗处理。

10）井场清污分流

井场四周修筑内外环沟，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，其他情况修筑单沟；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。

（3）钻前施工主要污染工序及产污情况

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。

根据对区块内拟选井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，便于施工结束后（即完井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）废气

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，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）废水

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、BOD_5、SS 和 NH_3-N 等）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 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，施工人员生活污水依托周边既有设施处理；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沉淀处理后回用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。

4）噪声

钻前工程主要噪声源为推土机、挖掘机、载重汽车等机械设备噪声，钻前工程仅昼间施工，各声源噪声级见表 4.1-2。

表 4.1-2　主要施工机具噪声源强

序	声源名称	空间相对位	测点距施工	最大声级	声源控制	运行时段

号		置关系	机具距离（m）	（dB（A））	措施	（h）
1	推土机	各钻井井场作业范围内	5	85	选用先进设备，合理安排施工时间	间断，<4
2	挖掘机		5	84		间断，<2
3	载重汽车		5	82		间断，<2
4	钻孔机		1	85		间断，<4
5	空压机		1	88		间断，<4
6	振动棒		1	86		间断，<4

5）固体废物

各井场钻前施工中优先剥离 0.3m 表土就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复），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井场和道路填方区填方，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、固井以及完钻后洗井、射孔、测试放喷等过程。本项目各井场钻井施工时序为一口井完钻后再实施另外一口井。

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，一开段采用水基泥浆钻井，二开段采用油基钻井液钻井，水基泥浆钻井工艺流程及产污环节见图 4.1-11，油基泥浆钻井工艺流程及产污环节见图 4.1-12。

***

图 4.1-11　水基泥浆钻井工程工艺流程及产污环节图

**

图 4.1-12　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广元、德阳和威远分别建有泥浆中转站，均可作为本区块水基和油基泥浆调配使用，最大程度做到泥浆循环利用。

①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，本项目分导管段、一开、二开钻进，导管段采用清水钻井方式钻井，一开段采样水基泥浆钻井，二开段采用采用油基钻井液钻井。

A.清水钻进过程

为了保护浅层含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响，本项目各井拟采取清水钻工艺进行导管段的钻井作业。清水主要成分为无毒无害的淡水（并可根据实际情况添加膨润土），钻完后及时下套管和固井，可最大程度地保护浅层地下水环境；根据现场实际钻探情况，下井深度以完全封隔浅层裂隙水发育区为原则，必要时可加长。根据浅层地下水埋深，本项目各井组导管段加长至地下约 100m 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地高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水泥浆夹带着岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口，清水泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深（约 100m），然后进行起下钻具更换钻头、替

换钻井液等作业，为水基泥浆钻井做准备。

B.泥浆钻进过程

平台各井一开段均采用水基泥浆钻井，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将钻井液进行转变。高压水基泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。

C.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（含岩屑）首先经过振动筛进行固液分离，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行进一步固相分离，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）后回用于钻井作业和后续的配浆作业，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%。

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。泥浆不落地装置主要包含接收罐 1 个（40m^3）；脱稳罐 1 个（60m^3，兼做应急废水暂存罐）；脱稳加药罐 1 个（60m^3）；固液分离单元 1 个；废水收集罐 2

个（单个 60m³）；废渣收集罐 1 个（30m³）。

D.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，根据对本项目各井钻井工程钻井泥浆使用材料判断，清水钻井液主要成分为水，产生的废水主要污染物为 SS；水基泥浆主要成分以无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，组成物质化学性质稳定，产生的废水主要污染物以 COD、SS、pH、盐分、Cl^-为主，不含汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。因此，本工程水基钻井泥浆主要污染物为 COD、SS、高 pH 值，最终完井时钻井液 pH 值达到 9~10。油基泥浆的基础油主要为白油或柴油，其他成分主要有机土、乳化剂、加重剂等。

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、气井压裂作业、测试放喷等过程，不进行压裂。完井作业流程及产污环节见下图所示。

**图 4.1-16　完井作业工艺流程及产污节点图

A.洗井

钻至目的层后，首先是进行洗井作业，采用清水对井壁进行清理。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，根据区块同一类型井类比调查统计，单井产生洗井废水约 90m^3，本项目新建井均为单井（共 42 口），共产生洗井废水约 3780m^3。

B.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。

C.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。

压裂测试过程会产生压裂返排液，压裂时间一般为 7~15 天/井，测试返排时间约 1 个月。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 4.1-17　项目压裂作业示意图

图 4.1-18　压裂工艺及产污环节图

D.测试放喷

为了解气井的产气量，在完井后，需进行测试放喷。有条件的情况下开展测试气回收，无条件则进行测试放喷，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。

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、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 8～12 天，属短期排放。测试放喷燃烧一般为高度 3-5m 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。

E.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，各类池体清运后进行填平，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

本区块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

钻井过程优先使用网电作为动力，在网电无法使用情况下以柴油机做动力，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。

1）钻井阶段柴油机废气

区块所在区域电网情况较好，但个别井场有可能无法接电，本评价按照最不利情况考虑，按照井场使用柴油发电机发电，按照最长钻井时间开展评价。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，采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放，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 4.1-4。

表 4.1-4　单井最大柴油机、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 1080h×2 台	324.8	4000	NO_x	0.05	25	0.108	6m
			SO_2	0.16	77	0.3456	
			颗粒物	0.21	100	0.4536	
400kw 柴油发电机，运行时间 1080h×1 台	81.2	1000	NO_x	0.025	25	0.027	6m
			SO_2	0.08	77	0.0864	
			颗粒物	0.105	100	0.1134	

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，根据其他成熟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。

2）油基泥浆钻井时产生的有机废气

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 0.08kg/h，约 0.029t，本项目 42 口井，实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 1.218t。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，本项目建议油基泥浆采用泥浆罐暂存，油基岩屑的采用密闭岩屑罐或吨袋暂存，尽可能减少暂存时间，在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。

3）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，若无回收条件，则进行测试放喷，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 $12.5\times10^4m^3/d$，单井测试放喷时间一般为 8～12 天。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。

测试期间，若有条件情况下采用 CNG 工艺进行测试气回收，优先使用网电供电，停电等情况下使用燃气发电机（500kw）发电，采用净化天然气作为燃料气，燃气发电机组天然气消耗量约 $400m^3/h$，天然气燃烧后的主要污染物为 NOx 和颗粒物，污染物产生量参考《工业源产排污核算方法和系数手册》（2021 年 6 月 21 日发布），预计 NOx 产生速率 0.042kg/h，$42.32mg/m^3$ 和颗

粒物 0.508kg/h，51.73mg/m^3。

4）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 0.13×10^{4}m^3，燃烧后主要污染物为 CO_2。事故放喷时间短，属临时排放。

5）车辆尾气

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

②废水

根据本区块产能建设方案，各井场钻井施工过程中均严格实施钻井污染物“不落地”随钻处理生产工艺，清水、水基泥浆钻井过程产生的废水全部回用于钻井泥浆调配用水，并需补充一定量的新鲜水，无钻井废水外排。本项目各井场钻井过程中废水主要为完井阶段无法回用的钻井废水，洗井废水，压裂返排液，以及方井雨水和生活污水。

1）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固液分离出水和设备保洁废水。

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，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取 0.05~0.06m^3，钻井工程废水排放量标准见下表。本项目水基钻井深度约 1452m，平均每米进尺废水产生量取 0.05m^3，单井钻井废水产生量约 72.6m^3。

本项目共计产生钻井废水约 3049.2m^3，钻井废水预处理达到回注标准后

拉运至区域回注井回注，现场不外排。

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 COD 普遍在 200～5000mg/L 之间，项目参考了区域内同类项目钻井废水的主要污染物浓度，钻井废水中主要污染物浓度值见下表。

表 4.1-7　项目钻井废水中主要污染物浓度　单位：mg/L（pH 无量纲）

主要污染物	pH	COD	SS	石油类	氨氮	氯化物
浓度	7～10	200～5000	50～500	0.5～10	0～60	2000~5000

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。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 90m³，井组洗井废水量产生量约 180~540m³，项目共产生洗井废水 3780m³，该部分废水回用于配置压裂液，不外排。

表 4.1-8　单井洗井作业废水产生情况统计表

废水种类	产生量（m³）	主要污染物浓度　mg/L（pH 无量纲）				
		pH	COD	石油类	氯化物	SS
洗井废水	90	6.5～9	≤2000	≤80	500～1500	≤200

3）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、陶粒等）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（含少量压裂前置酸）会从井底返排出来，暂存在压裂液罐内（1200m³）或者进入已作防渗处理的放喷池暂存。压裂返排液优先由气田水管道输送或者罐车拉运至其他压裂井场进行回用，不能达到回用的用密闭罐车运至转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置。

根据设计方案，***组水平井单井压裂液用量约 10000m³，单井压裂时间为 7~15 天，返排率约 30%，返排时间 15~30d，单井压裂返排液量约 3000m³，

项目共产生压裂返排液量约 12.6 万 m^3，单井日最大排放量约 300m^3/d，压裂返排液暂存于压裂液罐内，总容积约 1200m^3，以及暂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%，此外，压返液达到一定量后及时转运至区域内或周边压裂井场回用于配置压裂液，根据已实施气田压裂返排液回用情况统计，预计可回用的返排液量约 90%，不可回用的返排液量约 10%，因此单井无法回用的压裂返排液量为 300 m^3，本项目 43 口井无法回用的压裂返排液量约为 1.26 万 m^3。可回用的压裂返排液采用密闭罐车或管输至区域内其他井场实施压裂液配置，无法回用的（约 10%）预处理后转运至区域回注井回注或用密闭罐车运至转运至有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置，井场现场不外排。

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：

表 4.1-10　压裂返排液中主要污染物浓度　单位：mg/L（pH 无量纲）

污染物	pH	SS	石油类	COD	Cl^-
污染物浓度	2～8	50～500	0.5～10	380～2600	3000~5000

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。根据区域气象资料，结合本项目各井场区域占地情况，本项目新建井方井区域的最大雨量约为 5m^3/单井，共计 210m^3，其 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水定期泵入泥浆不落地装置处理，钻井期间回用于水基泥浆调配用水，后期产生的雨水配置压裂液。

5）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，井队生活污水按用水量的 85%计，单井钻井时间 45d，预计本项目钻井压裂施工期间共产生生活废水约 11567m^3。

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

1）钻井作业噪声

各井场噪声分布区域主要分为动力及钻台区、泥浆泵区和固控区等，其主要噪声设备有：

动力噪声（不通网电或停电时）：主要为柴油动力机、柴油发电机运行时产生的噪声；

机械噪声：包括钻井设备、泥浆泵、振动筛、离心机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：主要是测试放喷以及在钻遇地层遇高压大气量时应急放喷产生的气流噪声，位于井场外放喷池。

按井场不通网电的最不利情况考虑，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表 4.1-13。

表 4.1-13　项目各井组钻井工程主要噪声源

阶段	噪声设备	数量	单台源强dB（A）	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	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			
	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	75～85	机械	连		固定

阶段	噪声设备	数量	单台源强dB（A）	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
				机房，减震、吸声			续	弱，衰减消失缓慢等特点	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

2）压裂测试作业噪声

根据压裂作业工作制度，仅昼间施工，夜间不施工作业，持续时间最长约10天/井，压裂噪声分布区域主要分为压裂车、调配泵区等，其主要噪声设备有：

①压裂泵车设备区（约32辆压裂泵车）围绕井口两列并排布置。

②压裂液调配泵区主要为直流电机和提升设备噪声。

测试时，CNG回收工艺主要产生设备噪声，包括压缩机和备用燃气发电机设备噪声，若测试放喷，产生的噪声主要为气流噪声，噪声源位于放喷池，持续时间一般不超4d，一般安排在昼间进行。试气作业压裂测试主要噪声源设备噪声值见表4.1-14。

表4.1-14　项目各井组压裂测试作业主要噪声源

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
压裂	压裂设备	32套	100~110	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	85~90	机械	昼间连续	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
	提升设备	1台	80~85		80~85				固定声源
测试试气	压缩机撬	1台	90~95	隔音罩、减震	70~75	机械	连续		固定声源
	燃气橇装发电机	1台	90~95	隔音罩、减震	70~75	机械	连续		固定声源
	放喷池	1	95	/	/	气流噪声	间断		固定声源

④固体废物

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矿物油、沾染废油的劳保用品等含油固废。压裂过程中产生的固废主要为返排砂和生活垃圾。

1）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油基岩屑、含矿物油废物，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：被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆；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、黏土、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，本项目清水和水基钻井深度约在 1452m，单井水基钻井固废产生量为约 407m^3（814t），本项目水基钻井固废总产生量约 1.7094 万 m^3（3.4188 万 t）。

本项目水基钻井固废性质为第II类一般工业固体废物。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（属于含矿物油废物），单井产生量约 30m^3，本项目 42 口井共产生顶替泥浆约 1260m^3，容重约 2.0t/m^3，约 2520t，根据《国家危险废物名录》（2025 年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年），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

钻井作业产生的油基岩屑、含矿物油废物一并处理，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.油基岩屑

本项目造斜+水平段全部采用油基钻井液钻进，根据《国家危险废物名录》（2025 年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，油基岩屑、含矿物油废物属于“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”。根据井身结构图以及钻头尺寸大小，计算得二开段井身最大容积的约 69m^3（密实岩屑量），考虑岩屑破碎松散情况，单井钻井岩屑产生量约为井身理论计算体积的 7 倍，因此单井油基泥浆钻井产生固废量约 483m^3（966t），本项目 42 口井，油基泥浆钻井产生油基固废量约 20286m^3（40572t）。

因此，本项目产生的油基岩屑由废渣收集罐或吨袋收集后交由有危废资质的单位进行处置，建设单位应督促接收的危废资质的单位严格《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）对本项目产生的含油污泥进行利用处置。

3）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）润滑废矿物油等含油固废；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；C:沾染废油的废劳保用品等含油固废，包括废含油手套、废棉纱等。根据类比和现场调查，本项目废矿物油产生量约 0.5t/井场，项目共产生 9.0t；沾染废油的废劳保用品等含油固废产生量约 1t/井场，项目共产生 16t。废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），现场配备废油回收桶收集，沾染废油的废劳保用品等含油固废属于（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），以上危废按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，在危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后废矿物油优先交由施工单

位回收利用，无法回用的废矿物油和含油固废交有危险废物处理资质的单位代为处置。

4）返排砂

压裂返排过程中将产生返排砂，主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于一般工业固废。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口，本项目返排砂产生量共 42t，属于危险废物，交危废资质单位处置。

6）生活垃圾和包装材料

生活垃圾产生量按 0.5kg/人•d 计算，钻井压裂期间人员约 45 人，产生量约为 22.5kg/d，本项目钻井压裂期间共产生生活垃圾约 85.05t。

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。

各井场钻井期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋，为一般废物，其产生量约 0.5t/井场，16 个井场共产生的废包装材料约 9.0t，在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

⑤地下水和土壤污染

1）地下水和土壤污染源类型分析

钻井工程对地下水和土壤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。

2）污染途径分析

钻井工程对地下水和土壤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、钻井泥浆不落地处理系统、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析出的废水、废矿物油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水和土壤，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。

3）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罐体暂存，所含废液经离析后，向周围岩层渗入、扩散。本项目对泥浆不落地处理系统及循环系统区域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小于 $3m^3/h$ 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及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险事故；此外还表现为井场（含泥浆不落地处理系统区）、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 采气平台井站、脱水集输站、回注站站场建设施工

由于各平台井站建设仅涉及井站内管沟开挖、敷设、组焊工艺管道、采气设备安装等施工。由于采气工程施工全部在各井场井站内完成，无新增占地，4 座脱水集输均在原钻井井场上与采气平台井站合建，无新增用地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量，设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

（1）站场施工工序及产污环节

场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理四个阶段。主要工艺流程见图 4.1-18。

***

图 4.1-19　场站施工工序及产污环节示意图

①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，吹扫口应在放空条件好的开阔地带，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）由于场地平整后，必将造成施工区域土地裸露，改变原有的地貌景观，裸露地表没有植被覆盖，在雨季极易产生径流，加重土壤侵蚀程度，造成水土流失。

②废气

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

③废水

施工期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，预计每个平台井站内部工艺管网试压废水约 5m³，本项目共新建 18 个采气平台井站和 4 个脱水集输站，合计约 110m³。由于试压主要为管道密闭性检验，试压用水为清水，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。试压废水排放时在排放口安装过滤器拦截试压废水中的悬浮物，过滤后回用于厂区洒水抑尘和绿化用水。

生活污水：每个站场施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，上述人员租住在附近农户家中，施工人员生活污水依托既有设施处理，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、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 4.1-21。

表 4.1-21　单个场站施工主要施工机具噪声源特征

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

⑤固体废物

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

方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

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、地表清理、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序。整个施工由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成，本项目集输管线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 4.1-19。

***

图 4.1-22　集输管网主要施工工序及产污环节示意图

①施工作业带清理、道路建设

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

A.施工作业带清理、管沟开挖

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行，然后才能进行管沟开挖作业。本工程沿线所经地区主要为低山、丘陵区，管线基本穿行于水田、旱地、经济作物和林地等区域，管道通过经济对于丘作物区时，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。

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

本工程地面集输管道主要采用沟埋方式敷设，本工程管道最小埋设深度应不小于 1m。管沟断面一般呈梯形，埋地管道沟底宽 1.1m；管沟边坡取

1∶0.1~1∶0.67。管沟开挖土石方堆放于管沟一侧，另一侧为施工场地，如图4.1-23所示，同类型管道施工项目作业带构筑情况见图4.1-25。

***

图4.1-23　管线施工示意图（开挖时）

***

图4.1-24　管线施工示意图（埋管后）

施工中采用后退式扫线作业，整个施工作业带范围内的土壤和植被会受到扰动或破坏，尤其是在开挖管沟两侧4m范围内的植被破坏严重；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。

2）施工便道

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

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

②穿越工程

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本项目地面建设方案，集输管网穿越工程河流穿越主要为小型河流、冲沟穿越，无中大型河流穿越，公路穿越主要有铁路、高速、县乡道路以及碎石路等。

1）河流穿越

本项目管线穿越小型河流及沟渠均采用开挖围堰沟埋方式，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。

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。

2）公路穿越

管道穿越公路一般采用顶管和开挖两种方式。根据前文分析，为了施工方便和降低临时占地影响，本工程穿越县道，乡村水泥路面、机耕道、碎石路采用大开挖+套管施工方式快速穿越（施工前与当地政府沟通，对于交通量大、通行需求高的道路采用顶管穿越，避免产生不可接受的交通出行影响），此外本项目管道穿越兰渝铁路和兰海高速公路均为高架桥下穿越，采用开挖方式穿越，管道穿越兰海高速出口道路、南广大道（一级公路）、国道、省道均采用顶管的方式穿越。管道穿越位置，宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。

A、顶管

本工程穿越交通量大、通行需求高的道路采用顶管穿越优先采用顶管穿越，管道穿越兰海高速出口道路、南广大道（一级公路）、国道、省道采用顶管穿越。套管采用钢筋混凝土套管（适用于较长距离）以及钢套管（适用于较短距离），以增加承载能力。管道穿越公路时，输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路路面以下 1.2m，公路边沟底面以下 1.0m。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是土压平衡法，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。

本项目管线穿越顶管施工采用土压平衡法，施工过程中不使用泥浆，施工将产生顶管出来土石方，土石方主要为当地土地里的树根、泥土、岩屑等物质，未添加其他添加剂等污染物，施工完成后产生的土石方，数量少，部分在顶管坑填埋、平整，多余的选择坑凹地或公路两侧管道护坡内填埋，不产生弃方，无需设置土石方堆放场。

B、开挖

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路时，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出公路边沟外 2m，套管规格为 DRCPIII1000×2000（GB/T11836-2009），管线与公路交叉尽量垂直，必须斜交时，斜交角度大于 60°。穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

3）其他穿越

管道与原有埋地输气管、电缆、水管等交叉时，应从原有管道下方通过。交叉处必须保证 0.3m 净空间距，采用绝缘材料垫隔(如汽车废外胎衬垫)。管线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5m。

③焊接、下沟、清管、试压、干燥、置换

1）管道焊接

本工程集气管道推荐采用半自动焊接，建议吊管机进行机械布管，内对器进行组对，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《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）的规定，合格后方可进行无损检测。管道所有焊缝内部质量检查均应进行 100%的超声波探伤检查，要求达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109－2020）的II级质量要求。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%。

集气管道 X 射线无损检验应按《承压设备无损检测 第 2 部分：射线检测》（NB/T47013.2-2015）相关内容执行，达到II级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无损检测 第 3 部分：超声检测》（NB/T 47013.3-2015）相关内容执行，达到 I 级为合格。燃料气管道无损检测按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2020）相关内容执行，达到II级为合格。经检验不合格的焊缝，返修次数不得超过 1 次，返修后的检验按原检验标准进行。根焊不允许返修，缺陷主要包括未焊透、裂纹等。

④管道下沟与回填

管道组装完毕，应及时分段下沟。管道下沟时沟壁应考虑草袋等填垫物，平缓下沟，避免损伤绝缘层和使管道受力不均。管道下沟后，管道应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

管沟回填应先用细土回填至管顶以上 0.3m，才允许用土、砂或粒径小于 250mm 的碎石回填并压实。管沟回填土高度应高出地面 0.3m。石方地段的管沟应超挖 0.2m，并采用细土垫实超挖部分，以保护管道外防腐层。

对于管道与管道、管道与通信光缆同沟敷设，管道焊接完毕应及时下沟，按先大管径后小管径、先金属管道后非金属管道的顺序，最后及时进行光缆的敷设，以避免后施工管道或光缆施工不及时导致管沟垮塌，甚至出现局部滑坡。管道与管道之间净距应不小于 0.5m，管道与光缆之间净距应不小于 0.3m。

3）清管

为保证管道在建设中不进入杂物，保持整个管道系统的清洁，单根管道在组焊前，应先进行人工清扫；集气管道施工完成后应采用清管器对全线进行清管并不少于两次，清管应确保将管道内的污物清除干净。

4）管道试压

清管合格后应进行管道试压，首先进行强度试压，强度试压合格后进行严

密性试压。本项目采用分段试压的方式进行，管道强度试压和严密性试压介质采用洁净水，试压洁净水取自就近的地表水体。

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

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

5）干燥

燃料气管线试压、清管结束后应进行干燥，利用干燥气体（压缩空气或氮气）吹扫。可在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点应连续 4h 比管道输送条件下最低环境温度至少降低 5℃、变化幅度不大于 3℃，注入管道的干燥气体温度不宜低于 5℃，且不应大于防腐层的耐受温度。

6）氮气置换

管道内的气体置换应在干燥结束后或投产前进行，置换过程中的混合气体应集中放空，置换管道末端应用检测仪对气体进行检测；用天然气推动惰性气体作隔离段置换空气时，隔离气段的长度应保证到达置换管线末端天然气与空气不混合，置换管道末端侧含氧量不应大于 2%；用天然气置换管道内惰性气体时，置换管道末端天然气含量不应小于 80%；置换过程中管内气体流速不宜大于 5m/s；井站可结合线路管道一并置换，当井站单独置换时，应先用惰性气体置换工艺管道及设备内空气，再用天然气置换惰性气体，置换管道末端天然气含量不小于 80%。

本项目直管段采用常温固化型三层 PE 防腐层，集气支线进出站段及公路穿越段采用三层 PE 加强级防腐，其余一般地段采用普通级，本工程所用管道为经防腐处理后的管道。

（2）管线施工期产排污情况分析

①废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

1）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。由于开挖埋管及井站建设过程为逐段进行，施工期较短，西南地区空气潮湿，在采取洒水抑尘、加强施工现场高抛高接等施工扬尘控制环境管理措施的情况下，开挖过程产生的扬尘较少。

2）机具尾气

在管道铺设和井站建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 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）焊接烟尘

管道焊接过程会产生少量的焊接烟尘，焊接工程小，焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对环境影响较轻。

②废水

管道施工期产生的废水主要有施工废水、试压废水、生活污水。

1）施工废水

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

2）试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目设计，本项目新建管径 DN300 集气管线长度 36km；管径 DN250 集气管线长度 16.8km；DN200 集气管线长度 50.6km；DN150 气田水管线长度 63.6km。根据体积计算，本项目试压废水共计约 5656m^3，主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。由于项目各井场井站为滚动建设，试压废水仅在新建集气管网建设时产生，试压废水施工

管道分段产生，采取在排放管道口安装泥沙过滤器措施处理后回用于井站洒水降尘和绿化用水。

3）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 20 人，产污系数为 0.9，因此，生活污水产生量约 1.8m^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，其余均雇佣当地农民，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，农民则在家中吃住。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

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 84~98dB(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　主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	空间相对位置关系	测点距施工机具距离	噪声源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段（h）
1	挖掘机	管线两侧作业带范围内	5	84	选用先进设备，合理安排施工时间	仅白天使用，间断使用
2	推土机		5	86		
3	吊管机		5	86		
4	电焊机		5	83		
5	切割机		5	93		
6	载重汽车		5	88		
7	顶管机械		5	85		
8	柴油发电机		5	98		

④固体废物

施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和土石方等。

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，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废金属等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道总长 97.4km，管道施工废料的产生量约 19.48t，由施工单位收集后外售废品回收站处置。

2）废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管施工过程中需要使用少量泥浆，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摩擦力，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，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，施工结束后废弃泥浆量约 10t，干重约 5t，施工完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）。

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，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，雇佣居民则在家中吃住。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。

（5）生态环境

本项目所在地属于农村区域，项目集输管线工程建设会对所在区域的农业生产造成一定影响。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、沟渠，无大型河流穿越，穿越河流不涉及饮用水水源保护区，穿越位置距离下游取水口较远，不会对下游取水水质造成不利影响。水体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。

部分道路等采用顶管施工，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 采气平台井站

1、平台井站工艺流程及产污环节分析

各井站采气总体工艺流程为：采用水套炉加热节流、轮换分离计量、气液分输的集输工艺，气井经水套炉加热节流、分离计量，然后气至下游井站或集气站，通过内部集输管网输送至脱水集输站进一步脱水后通过集输干线外输。

平台井站地面采气工艺流程及产污环节见图 4.2-1。

***

图 4.2-1　采气平台井站工艺流程及产污环节示意图

本项目 18 个井站均按照临时有人值守井站建设，日常维护工作由中心站巡视，紧急情况下的应急放空采用自动放空泄压方式进行。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，打开放空系统，使地面采气工艺管道内天然气从井场设置的高度为不低于 15m 高放空管放空。由于井站各工艺模块、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，应急放空天然气量小。

井站运营过程中，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

本项目采气井目的层为***组和***，根据该区域已开采井资料，须家河组二段气井无凝析油产生，仅***组气井产生凝析油，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 C5 至 C11 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及噻吩类、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%。通过本区域***组气井凝析油产生量统计，预计 1 万方气产生 0.15t 凝析油，预计项目凝析油最大产生量约 7950t/a，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。

本项目站场气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入站场内的污水罐暂存，暂存后油水分层，上层凝析油由罐车定期外运售卖，不在井站储存。

3、采气平台井站运营期主要污染源及污染物排放情况

（1）废水

1）生活污水

本项目运营期各井站均为临时有人值守井站，仅前期（前 2 年）有人值守，后期采用巡检方式，因此前期有生活用水需求，单个井站值班人员最多为 4 人，由于不在站内洗浴做饭等，生活水用量约 0.4m³/d，排放系数取 0.85，生活污水产生量约 0.34m³/d。本项目 18 个采气平台井站合计生活污水产生量约 6.12m³/d，站内设置环保厕所收集处理后定期转运至周边污水处理厂处理。

2）采气废水

根据***地层和***地层已投产老井生产规律，单井稳产期一般为 2 年，进入递减期后 1-3 年气量递减率为 30%，4-6 年为 20%，6 年以后为 10%；投入生产前一年单井产液量较大，生产一年后，气井生产水气比较为稳定；***地层井生产前一年水气比预计约为 1.5m³/10⁴m³；生产一年后，水气比约为 0.3m³/10⁴m³；***地层井生产前一年水气比预计约为 2.2m³/10⁴m³；生产一年后，水气比约为 1.2m³/10⁴m³；本项目 56 口井（52 口***井+4 口***井）开采期间共产生采气废水量共计 13.67 万 m³。由于项目采用的储层改造方式为水力压裂，采气初期间产生的采气废水多为压裂返排液，优先回用于区域内井场配置压裂液，预计本项目各采气平台产生的采气废水经气田水管线回用于区块内井场压裂液的配置，最终无法回用的（约 20%）预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后外排。

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 4.2-2。

表 4.2-2　采气废水中主要污染物浓度统计表

污染物名称	pH	COD	SS	石油类	氯化物
污染物产生浓度，mg/L	6～8	460～4340	50～400	20～165	1000~25000

各井站内气液分离后采气废水由井站设置的污水罐暂收集暂存，通过管线输送至区域压裂井场回用于压裂液配置，无法管线输送的情况下，由罐车转运

至其他井场回用，无法回用的（约 10%）采气废水预处理后转运至区域回注井回注或由罐车转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处置。

（2）噪声

本工程正常生产时，各井站噪声主要来源于节流阀、分离器等设备噪声，噪声大小与天然气产量有关，一般天然气产量越大，噪声也越大。检修或事故时，噪声主要来源于放空的气流声，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。

根据类比调查，本工程各采气平台井站各噪声源的声级见表 4.2-9。

表 4.2-9 井站运营期主要噪声源强

序号	主要噪声设备	型号	空间相对位置	噪声强度范围(dB(A))	声源控制措施	运行时段
1	旋流除砂器橇	35MPa	各采气井站工艺区内	50～55	选择先进设备，控制气流速度	连续噪声
2	撬装水套炉	PN69.9MPa 120KW		50～55		
3	计量分离器橇	6.3MPa DN800		50～55		
4	生产分离器橇	6.3MPa DN1200		50～55		
5	聚结过滤器	6.3MPa DN600		50～55		
6	放空系统（放空立管）	DN150	各采气井站放空区	100~110	减少放空次数	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，减少井站工艺管线的弯头、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。据类比区块已投产井站正常产生时的厂界噪声，井站运营期噪声约 40~50dB（A），能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准。

（3）废气

本项目阆阳 1 井站目的层为须家河组二段气井不产凝析油，其余采气平台井站目的层为***组含凝析油，但凝析油产生量小，采气废水和凝析油进入分离器，后转入污水罐，由于密度差异，凝析油浮于采气废水表面，经收集后外售。

本次评价重点对项目运营过程中废气包括水套炉天然气燃烧废气、污水罐

凝析油挥发有机废气（阆阳 1 井站无）、厂界无组织排放废气 NMHC、设备检修/事故放空废气进行分析。

1）水套加热炉天然气燃烧废气

本工程 18 座新建的采气平台井站根据需要配备水套炉（PN35MPa，120kW），采用净化天然气作燃料，120kW 水套炉天然气用量约为 300m³/d。由于天然气中不含硫，燃烧后产生的废气含颗粒物、NO_x，通过 8m 高排气筒（内径Φ200mm）有组织排放，排放规律为连续排放。水套炉主要在秋冬季节进行使用，全年使用时间约半年。

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，每 1 万 m³ 天然气燃烧产生约 107753m³ 烟气，NO_x 产生系数为 15.87kg/万 m³-燃料，烟尘产生量参照《环境保护实用数据手册》中产物系数确定：颗粒物产生系数为 2.4kg/万 m³-燃料。根据计算得各井站水套炉的污染物排放情况见表 4.2-7。

表 4.2- 6　单套水套加热炉产污情况表

水套炉规格	烟气量（m³/h）	污染物	排放情况	
			产生量（t/a）	速率（kg/h）
120kw	134.69	颗粒物	0.0013	0.003
		NO_X	0.0875	0.020

通过类比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 37~39mg/m³，颗粒物实测浓度约 5.8~7.6mg/m³，二氧化硫未检出，烟气黑度小于 1 级，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（NOx 排放浓度限制为 200mg/m³，颗粒物排放浓度限制为 20mg/m³，烟气黑度≤1 级）。

由于水套炉根据气井生产情况临时偶尔使用，本次环评要求，建设单位应加强水套炉维护保养，在临时需要使用水套炉后，加强监测，若监测结果出现超标情况或占标率较高时，及时使用领先的低氮燃烧技术、烟气除尘技术等，

确保污染物能达标排放。

2）污水罐凝析油挥发性有机废气

单个污水罐凝析油小呼吸废气（NMHC）无组织最大排放量约 0.004kg/h（0.0325t/a），本项目***地层共设置 17 个污水罐，采气平台井站凝析油挥发性有机废气无组织排放量约 0.55t/a。

由于污水罐凝析油挥发废气气量小，排放无周期，废气不具备点火燃烧条件，因此经自然扩散后对环境影响小，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。

3）厂界无组织废气 NMHC

各采气平台正常工况下采气全部在压力管道内密闭输送，主要大气污染物为设备、管道接口处无组织逸散的少量挥发性有机物（结合工程特点，主要为非甲烷总烃），根据***气田计量装置计量以及集输生产运行资料统计，单井产生的挥发性有机废气量（NMHC）约 4m^3/a，按照天然气密度折算后，废气量约 5.57kg/a，因此，运营期单井挥发性有机废气无组织排放量约 0.0006kg/h，由此计算本项目运行期采气平台挥发性有机废气排放量约 0.2661t/a。

4）气田水暂存池挥发的有机废气

阆沙 105HF 平台附近修建 1 座 2000m^3 气田水暂存池，阆沙 110HF 平台附近修建 1000m^3 气田水暂存池，暂存池内的油类物质在集液池暂存过程中将产生少量无组织挥发性废气，主要成分为 VOCs。预计 1000m^3 暂存池池面含油量约 0.05t，本项目集液池挥发性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），估算阆沙 110HF 井站 1000m^3 气田水暂存池池面中无组织有机废气产生量约 0.0001kg/h，0.876kg/a；预计 2000m^3 暂存池池面含油量约 1t，本项目集液池挥发性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），估算阆沙 105HF 井站 2000m^3 气田水暂存池池面中无组织有机废气产生量约 0.0002kg/h，1.752kg/a；因此预计项目气田水暂存池无组织有机废气产生量约 2.628kg/a。

为减少集液池无组织有机废气的产生，本环评要求定期对集液池污泥进行清掏，同时对含油量较大的废水及时进行转输，避免在集液池内长期暂存，减少有机废气的挥发量的产生。

5）检修及事故废气

正常运行时，平台井站采气全部在压力管道内运行，无废气排放。清管、检修或事故时，将相关设备及管线中原料天然气通过放空系统进行点火燃烧后排放，排放时间为几分钟至几十分钟，其废气中污染物主要为 NO_x、颗粒物。

本项目阆沙 103HF、阆沙 107HF、阆沙 114HF 和阆沙 115HF 井站与脱水集输站合建，放空区与脱水集输站共用，其产排污纳入脱水集输站考虑，其余采气平台井站检修及事故废气由井站设置的 15m 放空管放空。预计采气平台井站每年检修约 1~2 次，会排放一定量天然气，为间歇排放，不含 H_2S，主要污染物为 CH_4。此外，井站内安装有自动截断阀，能够在短时间内迅速关闭阀门，根据类比分析，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量，根据相近已建气田井站检修记录资料的调查，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量，各井站检修和事故天然气量约 50m^3/a，18 个井站检修和事故天然气量约 900m^3/a。

（4）固废

本项目运营期间产生的固体废物主要为分离器产生的废渣、清管检修废渣、污水罐沉渣、聚结过滤器废弃滤芯、撬装设备废矿物油以及各井站前期工作人员产生的生活垃圾。

1）井站分离器产生的废渣、清管检修废渣

分离器分离出来的废渣以及清管检修产生的废渣量较少，单井站产生量约 20kg/a，本项目 18 个井站合计产生废渣量约 360kg/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，***气井产生的废渣（17 个井站，340kg/a）含凝析油，产生的废渣属于危险废物（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，不在井站储存；阆阳 1 井站***气井产生的废渣（20kg/a）不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

3）污水罐沉渣

各井站设置的污水罐每半年清理一次，单井站污水罐沉渣产生量约为0.5t/a，本项目18个井站污水罐沉渣合计最多约9.0t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，***气井井站污水罐沉渣（17个井站，8.5t/a）含凝析油，产生的废渣属于危险废物（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，不在井站储存；阆阳1井站***气井产生的污水罐沉渣（0.5t/a）不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

4）聚结过滤器废弃滤芯

各井站聚结过滤器滤芯每年更换一次，每次废弃滤芯产生量约为0.2t/a，本项目18个井站每年废弃滤芯合计产生量约3.6t/a，***气井井站废弃滤芯（17个井站，3.4t/a）含凝析油，产生的废渣属于危险废物（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，不在井站储存；阆阳1井站***气井产生的废弃滤芯（0.2t/a）不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

5）废矿物油

平台井站设备检修、换油时有废润滑油产生，每个平台井站废润滑油产生量约0.2t/a，18个井站合计约3.6t/a，废矿物油属于危险废物（废物类别为HW08，废物代码900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

6）生活垃圾

本项目前期为有人值守井站，井站最多人数为4人，生活垃圾产生量按0.5kg/（d·人）计，采气生产期间井站生活垃圾产生量约为2.0kg/d，18个井站生活垃圾产生量约为36kg/d，通过在平台井站内设置垃圾收集桶，将垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理。

4.2.2 脱水集输站工程

4.2.2.1 脱水集输站工艺流程及产排污环节

本项目新建4座脱水集输站，阆沙103HF、阆沙107HF、阆沙114HF脱水集输站为三甘醇脱水工艺，阆沙115HF脱水集输站为分子筛脱水工艺；上游来气进入脱水集输站，经过滤分离、三甘醇脱水或分子筛脱水、计量后输入

集输管线送往阀室或者输气站外输。

（1）三甘醇脱水集输站工艺及产排污环节

三甘醇脱水集输站工艺及产排污环节图见下图。

***

图 4.2-4　三甘醇脱水集输站工艺流程及产污环节图

1）TEG（三甘醇）脱水流程

原料气经过滤分离器除去气体中夹带的少量液态杂质后，从 TEG 吸收塔下部进入。在塔内原料气自下而上与自上而下的 TEG 贫液逆流接触，脱除天然气中的绝大部分饱和水。脱除水分后的天然气经干气-贫液换热器与 TEG 贫液换热，然后进入产品气分离器，经气液分离后的天然气作为产品气经系统管网至外输。

2）TEG 再生流程

吸收塔下部出来的 TEG 富液进入闪蒸罐闪蒸，闪蒸气调压后用作燃料气。闪蒸后的 TEG 富液经过 TEG 预过滤器、活性炭过滤器、TEG 后过滤器除去溶液中的机械杂质和降解产物，然后经换热后进入到富液精馏柱中。汽提气从贫液精馏柱下端进入。TEG 富液与重沸器来的水汽和气提气在富液精馏柱中接触，TEG 富液在富液精馏柱中被提浓，然后进入重沸器中加热至 200℃左右，经贫液精馏柱二次汽提后经换热器换热，经 TEG 循环泵（使 TEG 贫液升压）送至吸收塔顶部，完成 TEG 的吸收、再生循环过程。

TEG 富液再生产的废气（主要为水蒸气、CO_2、烃类）经废气分液罐后进入废气灼烧炉灼烧，在生产运行过程中及时补充 TEG 溶液。

***

图 4.2-5　三甘醇脱水装置工艺流程图

（2）分子筛脱水集输站工艺及产排污环节

分子筛脱水集输站工艺及产排污环节图见下图。

***

图 4.2-4　分子筛脱水集输站工艺流程及产污环节图

上游来的湿天然气进入分子筛脱水橇，首先含饱和水的天然气在进口过滤器中进行过滤，再进入吸附塔内，处理后干气经出口过滤器精滤后进入外输管道。在干燥的同时，再生气压缩机、再生气加热器、再生塔、再生气空冷器、再生气分离器形成闭式再生回路。回路中气体由压缩机加压进入再生气加热器中，在加热器的作用下，温度升高，将热量带到再生塔，使塔内的分子筛温度升高到一定程度，析出吸附的水分，由流动的高温干燥气体带走至再生气空冷器，温度降低，其中的水气凝结成水，经再生气分离器分离，通过排污将水分排出。

4.2.2.2 脱水集输站工程运营期产排污分析

（1）废气

本项目脱水集输站运营期主要废气有三甘醇脱水装置区重沸器、灼烧器排放的天然气燃烧废气、储油罐废气、厂界无组织排放的废气 NMHC 和检修事故放空废气。三甘醇脱水装置区闪蒸罐闪蒸气产生量约 $2m^3/h$，进入燃料气系统用作燃料，不涉及闪蒸废气排放。

①三甘醇脱水装置区重沸器、灼烧器燃烧废气

本项目阆沙 103HF、阆沙 107HF、阆沙 114HF 脱水集输站三甘醇脱水装置区重沸器加热装置和灼烧炉灼烧环节将产生天然气燃烧废气，项目采用井站不含硫的天然气作为燃料，燃烧废气主要污染物为颗粒物和 NO_X，由设备自带 15m 高的排气筒排放，排放方式为连续排放。

NO_X、废气量均参照《工业源产排污核算方法和系数手册》(环境部公告 2021 第 24 号)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，每 1 万 m^3 天然气燃烧产生约 $107753Nm^3$ 烟气，NO_x 产生系数为 15.87kg/万 m^3-燃料，烟尘产生量参照《环境保护实用数据手册》中产物系数确定：颗粒物产生系数为 2.4kg/万 m^3-燃料。

本项目阆沙 103HF 脱水集输站和阆沙 114HF 脱水集输站三甘醇脱水装置规模为 $120\times10^4m^3/d$，阆沙 107HF 脱水集输站三甘醇脱水装置规模为 $100\times10^4m^3/d$，各脱水集输站三甘醇脱水装置参数一览表及污染物产生量统计见下表。

表 4.2-14　三甘醇脱水装置大气污染物排放一览表

污染源		年消耗天然气量/万 m^3	年产生烟气量/万 m^3	污染物排放量 kg/h		污染物排放量 t/a	
				NO_X	颗粒物	NO_X	颗粒物
阆沙 103HF 脱水集输站	重沸器	15.77	169.90	0.0286	0.0043	0.2502	0.0378
	灼烧器	15.77	169.90	0.03	0.00	0.0003	0.0000
阆沙 107HF 脱水集输站	重沸器	13.14	141.59	0.0238	0.0036	0.2085	0.0315
	灼烧器	13.14	141.59	0.0238	0.0036	0.2085	0.0315
阆沙 114HF 脱水集输站	重沸器	15.77	169.90	0.0286	0.0043	0.2502	0.0378
	灼烧器	15.77	169.90	0.0286	0.0043	0.2502	0.0378
合计	/	89.35	962.78	0.1619	0.0245	1.1680	0.1766

通过计算，本项目三甘醇脱水装置重沸器和灼烧炉天然气燃烧废气 NOx 浓度约 147mg/m³，同时，根据《环境保护产品技术要求 中小型燃油、燃气锅炉》（HJ/T 287-2006），小型燃气锅炉烟尘排放质量浓度需小于 20mg/m³，本项目灼烧炉和重沸器均为合格的锅炉产品，出厂前已经过严格的检验，因此项目三甘醇脱水装置燃烧天然气产生的颗粒物废气浓度小于 20mg/m³，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特别排放浓度限值要求（NOx 排放浓度限制为 200mg/m³，颗粒物排放浓度限制为 20mg/m³）。本次环评要求，建设单位应加强灼烧炉和重沸器维护保养，加强监测，若监测结果出现超标情况或占标率较高时，及时使用领先的低氮燃烧技术、烟气除尘技术等，确保污染物能达标排放。

②储油罐大呼吸废气

每座 50m³ 的储油罐罐区大小呼吸废气（NMHC）无组织最大排放量 0.085kg/h，0.673t/a，每个脱水集输站 2 座的储油罐罐区大小呼吸废气（NMHC）无组织最大排放量 0.17kg/h，1.346t/a；3 个脱水集输站储油罐凝析油大呼吸挥发性有机废气（NMHC）无组织最大排放量约 4.04t/a。储油罐采用浮顶罐，外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB

39728—2020）相关要求。

③厂界无组织废气 NMHC

类别中石化同样集输工艺的脱水站厂界无组织废气 NMHC 的情况，运营期脱水集输站气量在 $100\times10^4m^3/d$ 左右时，脱水集输站挥发性有机废气无组织排放量约 0.01~0.015kg/h，本项目按照最大值产生量 0.015kg/h 进行预算，预计运行期阆沙 103HF、阆沙 103HF 脱水集输站挥发性有机废气厂界排放量约 0.018kg/h，0.158t/a，阆沙 107HF 脱水集输站挥发性有机废气厂界排放量约 0.015kg/h，0.131t/a，阆沙 115HF 脱水集输站挥发性有机废气厂界排放量约 0.003kg/h，0.0262t/a。

④检修事故废气

本项目各脱水集输站一般每年需要进行 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高为 30m 的放空管点火后燃烧排放。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，设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量。根据成熟气田已有脱水集输站检修记录资料的调查，单个脱水集输站检修和事故天然气量约 $100m^3/a$，经点燃后排放，预计 NOx 产生量 0.188kg/a，颗粒物产生量约 0.024kg/a，本项目 4 个脱水集输站预计 NOx 产生量 0.752kg/a，颗粒物产生量约 0.096kg/a。

本项目天然气不含硫化氢，且天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NOx 和 TSP，对环境影响较小，放空废气点燃后排放符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）的要求。

（2）废水

本项目脱水集输站运营期产生的主要废水为脱水装置产生的废水、清管检修废水和生活污水等。

①脱水装置产生的气田水

本项目阆沙 103HF 脱水集输站和阆沙 114HF 脱水集输站规模为 $120\times10^4m^3/d$，阆沙 107HF 脱水集输站规模为 $100\times10^4m^3/d$，阆沙 115HF 脱水集输站规模为 $20\times10^4m^3/d$，根据已运行同规模的脱水集输站实际数据类比分析，本项目脱水集输站脱水装置产生的气田水产生量见下表。

本项目 4 个脱水集输站脱水装置产生的气田水量约 $36m^3/d$，$11880m^3/a$，

各脱水集输站设置 2 个 50m³ 污水罐暂存气田水，无法回用的废水（约 10%）用密闭罐车运至转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置，井场现场不外排。

②清管检修废水

本项目脱水集输站在清管检修等非正常工况下，将产生少量的清管检修废水。各脱水集输站每年进行 1~2 例行检修，用水量约为 2m³/次，单个脱水集输站产生的清管检修废水约为 4m³/a，4 个脱水集输站产生的清管检修废水约为 16m³/a。清管检修废水暂存于站内污水罐，与脱水装置产生的气田水一并处置。

③生活污水

本项目脱水集输站运营期均有人值守，每个脱水集输站劳动定员为 8 人，生活用水每人按 80L/d 计，产污系数为 0.85，运营期单个脱水集输站生活污水量约 0.544m³/d，179.52m³/a，4 个脱水集输站生活污水量约 2.176m³/d，718.08m³/a。生活污水经化粪池收集处理后定期外运附近乡镇生活污水处理厂处置。

（3）噪声

本项目脱水集输站与采气平台井共建，正常情况下噪声源为站场设备运行噪声，站场检修或事故时，放空区将产生放空噪声，每次持续时间较短。主要设备噪声源强见下表。

表 4.2-17　脱水集输站主要设备噪声源强表

序号	主要噪声设备	空间位置	噪声源强/dB（A）	声源控制措施	运行时段
1	加热炉、分离器、过滤撬等装置	站场工艺区	***	选择先进装备，控制气流速度	连续
2	脱水装置		***		
3	放空管	放空区内	***	减少放空次数	偶发（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，选用高效低噪设备。

根据类比其他区域同类型脱水站场（高沙 305HF 脱水站，集输规模为 $120\times10^4m^3/d$）正常运营时的厂界昼间噪声监测值为 49~50dB（A），夜间噪声监测值为 44~45dB（A），能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准。

（4）固废

脱水集输站运营期主要固体废物包括清管检修废渣、废弃活性炭、废分子筛和值班人员产生的生活垃圾。

①清管检修废渣

本项目脱水集输站每年进行 1~2 例行检修，单个脱水集输站清管检修废渣产生量约为 20kg/a，本项目 4 个脱水集输站清管检修废渣产生量约为 80kg/a。由于地层含凝析油，因此清管检修废渣属于危险废物（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，不在井站储存。

②废活性炭和废分子筛

本项目采用三甘醇脱水工艺，三甘醇富液在经过活性炭过滤后会产生废活性炭，分子筛脱水会产生废分子筛。根据区域已运行的同规模脱水集输站实际数据类比分析，本项目单个脱水集输站废活性炭产生量约 1t/a，3 个三甘醇脱水集输站废活性炭产生量约 1t/a；1 个分子筛脱水集输站废分子筛产生量约 0.2t/a。废活性炭和废分子筛属于危险废物，危险废物类别为 HW49，危险废物代码为 900-039-49，废活性炭收集后及时交由资质单位处置。

③废矿物油

脱水集输站设备检修、换油时有废润滑油产生，单个脱水集输站废润滑油产生量约 0.2t/a，4 个脱水集输站废润滑油产生量约 0.8t/a。废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

环评要求建设单位在脱水集输站内设置危险废物暂存间，暂存间按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求进行设计建造，建立危险废物管理台账并执行危险废物转移联单制度。

④污水罐沉渣

每个脱水集输站各设置 2 个 50m^3 的污水罐，污水罐每半年清理一次，单个站场污水罐沉渣产生量约为 1.2t/a，4 个站场污水罐沉渣产生量约为 4.8t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质和石油类，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。

⑤田水预处理污泥

阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站各设置了一套气田水回注预处理装置，气田水预处理过程中将产生含油污泥，各站场产生量预计 0.01t/d，3.65t/a，两个脱水集输站气田水预处理污泥产生量约 7.3t/a，含油污泥属于危险废物，收集后委托有相应的危废资质单位处置。

⑥生活垃圾

本项目各脱水集输站运营期劳动定员均为 8 人，生活垃圾按每人 0.5kg/d，单个脱水集输站运营期生活垃圾量约 4kg/d，1.32t/a，项目 4 个脱水集输站运营期生活垃圾量约 16kg/d，5.28t/a。生活垃圾在站场统一收集后交由环卫部门处置。

4.2.3 集输工程

根据气田产能建设方案，结合区块周边已有的气田集输气干线分布情况，本次产能建设工程仅需建设集气管网即可实现区块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井站的进出站阀室，检修放空均依托各站放空设施。根据天然气集输特性，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。管网在正常工况下，除清管废渣外（各管线下游井站产生），无噪声、废气、废水污染物排放。

管道运营期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，在环境风险评价章节中予以详细评价。

4.2.3 回注站工程

（1）回注站工艺流程及产污环节分析

川石 43 回注站回注工艺流程及产污环节如下。

***

图 4.2-6　回注工艺流程及产污环节

①废气

回注站各废水罐均为密闭，废水卸车后直接由泵注入回注井，因此回注站运营期无废气产生。

②废水

A.生产废水

预处理后的气田水经计量后回注深层地下，在此期间会产生少量的设备检修废水和井口清洗废水，回注站清洗周期约两周一次，产生量约 5m³/次，110m³/a，废水后经污水罐沉淀后回注地下，不外排。

B.生活污水

本项目运营期回注站现场工作人员为 2 人，生活用水量按 80L/人.d，生活污水产污系数按 0.85 计，则用水量为 0.16m³/d，生活污水产生量约为 0.136m³/d，约 49.64m³/a。生活污水中的主要污染物为 COD、BOD_5、SS 及氨氮，其浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、30mg/L，生活污水经化粪池收集后交由当地城镇污水处理厂处理。

③噪声

本项目运营过程噪声主要来自于回注站内的水泵工作产生的噪声，其主要噪声源强及运行特征详见表 4.2-28。

表 4.2-28　运营期回注井站主要噪声源及特征

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	声源种类
正常工况	注水泵撬	2套	90～100	基础安装减振垫层，泵房隔音	70～75	机械	昼夜连续	固定声源
	卸车泵撬	2台	85～90		65～70	机械		
	管汇台撬	2台	65～70		60～65	机械		

根据回注泵的噪声特性，通过选择环保型低噪声设备、将回注泵安置于室内，泵房按照隔音材料隔音、台基减震，吸水管和出水管采用柔性连接、控制回注泵的运行时间，尽可能选择白天回注等一系列措施后，厂界噪声能满足《工

业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）。

④固体废物

回注站营运期固体废物主要为废润滑油和生活垃圾，回注站废润滑油产生量约 0.001t/d，0.365t/a，委托有危废资质单位进行处置；各回注站工作人员为 2 人，按照 0.5kg/人·d 计算，则回注站生活垃圾产生量约为 0.365t/a。生活垃圾由站内垃圾桶收集后，按当地环卫部门要求进行处置。

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期（各井站退役时间根据产气情况而定），各气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）等技术要求对井口及时进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

***

图 4.3-1 退役期施工工艺流程图

退役期产生的主要污染物类型及治理措施如下：

（1）废气：主要指地面设备拆除和场地清理过程产生的扬尘以及运输车辆尾气等，产生量较少。

（2）废水：主要为井站设备清洗和集输管道清洗过程产生的废水，该废水主要污染为石油类、氯化物等，废水产生量较少，污染物浓度较低，可满足气田压裂液配置要求，因此退役期产生的废水回用于气田内附近钻井平台配置泥浆或压裂液使用，不外排。

（3）噪声：主要为封井、地面设备设施拆除、场地清理等施工作业噪声，已经运输车辆噪声，时间较短，通过合理安排作业时间，减少噪声扰民。

（4）固废：井站退役期后，地埋式集输管道采用封堵方式退役，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他垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定的建渣场处置，报废设备和管道交厂家回收。

（5）生态：退役期将对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复，按照生态修复方案恢复成钻井前的原貌。

4.4 平面布置合理性分析

4.4.1 钻井井场布置

根据《钻前工程及井场布置技术要求 SY/T5466-2013》、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)等规定：油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。根据现场勘察，各单项工程均严格按照上述要求选址建设，本次产能建设工程建设的井场部分井场井口 100m 范围内有一个农场，在施工期将对其进行临时搬迁（不属于环保工程），实施搬迁后各井场足《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT5466-2013）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)等规定的要求。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）对井场布置规范要求，各井场钻井工程施工作业采用模块化撬装设备布置，以进场道路为前场，在大门侧布置原辅材料堆存区方便原辅材料进、出场转运。井场外布置 300m^2 泥浆不落地处理系统区和放喷池，不另外新建废水池体，尽可能地节约井场占地面积，压裂阶段施工用地全部在钻井工程施工用地范围内施工作业，不新增占地。

本项目各井场施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）对 ZJ30/50 及以上型钻机井场布置规范要求，采用模块化、撬装化布置。本项目钻井施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》

(SY/T5466-2013)、《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》(SY5225-2019)、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等石油和天然气行业标准的要求进行，钻井井场主要包括井控台、柴油发电机组、泥浆循环系统、泥浆泵、泥浆不落地装置、值班室、技术房、油罐区等。井场外设置有放喷池、活动板房等，井场值班及技术用房均为活动板房，完钻后随钻井队搬走。井场平面布置满足防火、安全间距要求，各工程连通顺畅，尽量降低了占地，降低了钻前工程工程量。

各井组内 2~4 口井依据井场长边方向 1~2 排排列，依次间隔 5m，2 排井口之间也间隔 5m，同时项目完钻井在剩余钻井施工时设置隔离防护设施，避免后续钻井施工对已完钻井的影响，因此各井井口布置满足《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）中关于丛式井井口间距不小于 2.5m 的要求和《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）中油气井之间井口间距不小于 2m 的要求，同时满足安全防护要求。此外，这样的井口布置，有利于各井组内钻井基础和辅助设备基础的利用，仅需简单调整即可使用，也不会对已钻井口安全产生影响。钻井设备主要布置在井场后场，与井场周围居民点相对较远，最大限度的减少钻井噪声对周围农户的影响。

从环保角度分析，各井场施工作业井场平面布置充分利用地形、节约了土地，方便施工作业，从平面合理布置角度最大限度地保护了项目周边环境敏感点，各井场钻井施工作业布置是合理和可行的。

4.4.2 运营期站场平面布置

各平台井站和集输脱水站运营期占地在施工期占地范围内，井站内仅涉及天然气的采输，脱水集输站对天然气进行进一步脱水处理。根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，各井站均属于五级井站，所以平面布置时工艺装置防火间距按五级井站设计。

各井站分区：井口采气装置区、工艺区（计量撬装、除砂器、分离器、加热水套炉撬等）、放空区，井场四周设雨水沟。井站设备设施数量少，均采用模块化装备，正常情况下除噪声外无连续性污染物排放。工艺区和储液区设置在前场侧方向，通过井间道路连接，便于设备维护作业、日常巡视以及采气废

水转运；放空管设置在井场后场，最大程度减轻检修、事故状态的放空天然气燃烧废气对周边居民点和保障现场作业安全。本项目各井站均按照临时有人值守站建设，通过天然气中心站巡视和远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目各井站运营期平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）相关规定要求。

脱水集输站：阆沙 103HF、阆沙 107HF、阆沙 114HF、阆沙 115HF 脱水集输站均与其采气平台井站合建，站场平面布置根据功能需要，设置脱水模块、辅助生产区和放空区，三甘醇脱水工艺区设置放空分液撬、进出站装置、脱水撬、再生撬和三甘醇尾气回收撬等，分子筛脱水工艺区设置分子筛脱水撬和再生撬等设施，放空区一般远离工艺区，同时远离居民区，设置 30m 放空立管用于站场事故检修下放空，符合安全距离，同时最大成都减少放空对当地居民的影响。脱水集输均按照临时有人值守站建设，设置远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目脱水集输站平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）相关规定要求。

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

阆中气田涉及两个矿权范围，分别是：四川省四川盆地北部阆中-南部地区油气勘查矿权、四川省四川盆地阆中柏垭油气田开采矿权和阆中石龙场油气开采矿权，本次阆中地区产能建设项目（一期）所部署的井位在上述两个矿权范围内均有分布，涉及的区县为南充市阆中市、南部县。

（1）南充市

南充地处四川盆地东北部、嘉陵江中游，位于成都、重庆、西安三角经济区要冲，地处成渝经济区的重要节点，是西部重要的交通枢纽城市，国家规划确定的成渝经济区北部中心城市、成渝城市群区域中心城市和川陕革命老区重要节点城市。南充市幅员面积 1.25 万平方千米，南北跨度 165 千米，东西跨度 143 千米，东邻达州市，南连广安市，西与遂宁市、绵阳市接壤，北与广元市、巴中市毗邻。全市辖顺庆区、高坪区、嘉陵区 3 区和西充县、南部县、仪陇县、营山县、蓬安县 5 县，阆中市由四川省直辖，南充市代管。

（2）阆中市

阆中市位于四川盆地北缘，嘉陵江中游，地理坐标位于北纬 31°22′N-31°55′N，东经 105°41′E-106°24′E，辖 5 个街道，19 个镇，4 个乡，市政府驻七里街道。东邻仪陇市、巴中市，南接南部县、西连剑阁县，北毗苍溪县，距省会成都相距 300km。以市汽车站为中心点，东距仪陇 51km，西至剑阁 25.7km，南至南部 19km，北至苍溪 9km。

（3）南部县

四川省南部县位于四川盆地东北部，嘉陵江中游，位于北纬 31°04′-31° 40′和东经 105°27′-106°24′之间，地处四川盆地东北部、嘉陵江中游，东西分布着大巴山余脉和剑门山余脉。县境东接仪陇、蓬安，西邻盐亭、梓潼，南靠西充、顺庆，北连阆中、剑阁。全县幅员面积 2229 平方公里，共辖 4 个街道、33 个镇和 5 个乡。

5.1.2 地形地貌

南充地势从北向南倾斜，海拔范围在 256 至 888.8 米之间。其地貌类型以丘陵为主，包括高丘低山、中丘中谷和低丘带坝等多种类型，每种类型都占据了相当的比例。全市地貌可大致划分为北部低山区和南部丘陵区。北部低山区，包括阆中市北部、南部县西北部等地，海拔较高，山峦起伏。而南部丘陵区，则位于北部低山区以南，地势逐渐平缓，丘陵与平坝相间分布。南充市丘陵地貌占据了主导地位，其中浅丘平坝、中丘中谷以及高丘低山等各种类型的地貌大体上均匀分布。此外，南充市的地震基本烈度为 6 度。

5.1.3 气象特征

南充市位于典型的中亚热带湿润季风气候区，具有四川盆地共同的气候特征：四季分明，冬暖、春早、夏热、秋雨、多云雾。南充市冬夏季风更替明显，冬季气流来自北部高纬地区，气温较低，降水少，但因北有秦巴山地阻滞冷空气南下而较温暖。夏季多吹偏南风，气候炎热，降水集中。全市各地气温差别不大。除山区外，霜雪少见，无霜期长达290--320天。全市年降水量在980--1150毫米之间，大致由西南向东北递减，降水季节分配不均。进入盛夏后，常有旱情发生，对农作物生长影响很大。尤其是中南部为四川盆地伏旱严重地区之一。秋季受盆地地形影响，多秋雨绵绵天气，云量大，日照少，加之冬季多雾，是全省日照较少的地区。

5.1.4 区域地表水系概况

5.1.4.1 区域水文概况

阆中江河主要由“一江四河”组成，嘉陵江为流经市域的最大河流，过境全长59.45千米，由北至南纵贯市境中部，东河、西河、构溪河、白溪河及160多条小溪沟，分别由东北、西北两侧汇入嘉陵江，形成树枝状水系。阆中市地表径流在时间分配上变化显著。年际间丰、平、枯交替明显。偏丰年地表径流总量达 8.61 亿立方米，平水年为 5.84 亿立方米，枯水年仅 2.12 亿立方米。年内分配变化也很明显，5～9 月径流量占年径流量的 80%以上，降雨量最大月的地表径流可占年径流量的 18.6%。

南部县水文资源丰富。有西南最大的人工湖、库容13.39亿m^3的升钟水库。

南部境内河流属嘉陵江水系。嘉陵江经苍溪、阆中流入南部县老鸦镇，纳曲水；中经火峰乡、南隆镇纳清水河、状元溪，经河东镇纳安溪，经泸溪场纳泸溪，经柴井乡纳大回溪、小回溪，过报本寺入仪陇县新镇至环山乡复入南部境，在王家镇纳西河后流入蓬安县。境内流长78km，落差33m，平均流量774m^3/s，水力理论蕴藏量256334.7千瓦。全县水电装机2.78万千瓦，到1996年止，嘉陵江境内干流及其支流，水电装机共12处27台，装机总容量为19260千瓦。南部水力开发潜力巨大。1997年，在县城嘉陵江红岩子古渡口，已修建红岩子电站，装机9万千瓦。嘉陵江一级支流西河，古称西水。西河一源出自剑阁县五指山南麓，一源出自江油市皇堂垭，二源在江油邓家坝合流，流经剑阁入南部境。南部境内流长202km，中经西河、太霞、铁鞭、保城、双峰、升水等乡镇，在升水镇碑垭庙处建起拦河大坝，是为西南最大水库---升钟水库。

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。主要水系为构溪河、西河及其他小河沟渠均注入嘉陵江。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嘉陵江、西河、鹿角溪及哑巴河。本项目新建的阆中 11-1HF 井场距离嘉陵江最近，最近距离约 2.61km，新建的阆阳 1-阆沙 114HF 集输管线穿越哑巴河，新建的高阆沙 113HF-阆沙 111HF 集输管线穿越西河支流鹿角溪。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 10km 均不涉及集中式饮用水水源保护区。

5.1.5 地质条件

***

5.1.6 水文地质条件

***

（3）地下水类型及赋存特征

1）第四系松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水的含水岩组孔隙水赋存在新生界全新统和更新统松散堆积层中，地貌为漫滩及一至三级阶地，此类岩组分布受河流控制，一般沿河道

分散分布。

2）碎屑岩类孔隙裂隙水

该类型地下水多赋存于侏罗系蓬莱镇组和白垩系苍溪组孔隙裂隙中，径流途径较短，具有就地补给就地排泄的特点，部分通过垂向基岩裂隙向下入渗，在遇到层间裂隙或基岩裂隙时排泄。

（4）含水层的富水性

1）松散岩类含水岩组的富水性

松散岩类含水岩组的中等富水区的单井涌水量可达 100-500 吨/日，水量贫乏的单井涌水量为 10-100 吨/日。其余分布的残坡积层基本不构成具有意义的含水层，基本上为透水不含水层。

2）碎屑岩类孔隙裂隙水的富水性

水量较贫乏的地区单孔涌水量一般为 10-50 吨/日，含水层为蓬莱镇组和苍溪组砂岩、泥质粉砂岩，主要分布于评价区域的东北侧。

（5）补径排条件

区域内地下水补、径、排系统受当地地表水文网、地形条件、含水层结构等控制，区域内水文网及含水层结构相对较为单一，溪沟纵横，降水季节性变化明显，形成了区内的补径排特征。

（6）地下水化学特征

区域内地下水类型以重碳酸钙型为主，另有少量的重碳酸钙镁型水、重碳酸钙钠型水，个别重碳酸氯化钠型水一般分布在城镇居民点附近。矿化度一般在 0.5 克/升以下。

（7）地下水动态特征及开发利用情况

由于区内含水层岩性为砂岩与泥岩互层，出露的地区地形较为平缓，有利于降雨、地表水的入渗以及地下水的汇集和储存，地下水主要接受大气降水、汇集的灌溉农田水、地表水及松散岩类孔隙水和风化带孔隙裂隙水补给，动态变化随季节变化较为明显。受降雨因素影响，基岩裸露或浅埋地段水位波动较大，深埋地段略有滞后。

（8）水文地质试验

由于本次评价区域已经开展了较多的水文地质试验，且已开展的试验对象能够代表本次评价的主要含水层和包气带特征，因此，本次评价工作以收集区内已有的水文地质资料作为参数选取依据，区内已开展水文地质试验情况及成果分述如下。

1）抽水试验

由于本次评价区域已经开展了较多的水文地质试验，且已开展的试验对象能够代表本次评价的主要含水层和包气带特征，因此，本次评价工作以收集区内已有的水文地质资料作为参数选取依据，区内已开展水文地质试验情况及成果分述如下。

1）抽水试验

本次评价引用区内已实施抽水试验成果数据，分别来源《区域水文地质普查报告 1:200000 仪陇幅》、《区域水文地质普查报告 1:200000 梓潼幅》等。通过对抽水试验资料分析可知，抽水试验严格按照规范执行，结果正确可靠，能满足各含水层水文地质参数的计算。

同时，根据各抽水试验孔空间分布及含水层揭露情况，试验孔与区块内部主要评价含水层同属于一个类型含水层，参数能够表征区内各类型含水层的基本特征，具有代表性，能够满足本项目的预测评价的要求。各含水层抽水试验结果统计见表 5.1-2。

表 5.1-2 抽水试验计算成果表

***

2）渗水试验

根据评价区内地层岩性空间展布情况、水文地质条件和项目场地空间分布位置，为了测定包气带渗透性能及防污性能，本次评价选用渗水试验方法对区内包气带的渗透性能进行了测定。

根据对本区域水文地质资料收集分析可知，项目区内已采用双环法开展了多组渗水试验，本次评价采取现场勘查和引用区内已实施井场环评报告中渗水

试验数据两种数据。双环法渗水试验是在一定的水文地质边界以内，通过双环向地表松散岩层进行注水，最后注入水量基本达到稳定，即单位时间内渗入水量近似相等时，利用达西定律即可求出渗透系数（K）值。根据引用结果可知，区内包气带岩性主要为砂质粘土、亚粘土、粘土等，渗透系数为0.041-0.079m/d。由此可知，井场及周边地区的表层包气带防渗性能为中等。

5.1.7 项目所在场地水文地质条件

****。

5.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况

根据现场调查和对阆中地区产能建设项目（一期）区块范围内环境敏感区资料的收集与识别，阆中地区产能建设项目（一期）区块范围内仅有 1 处集中式饮用水水源保护区（五庙山集中式饮用水水源保护区）、一处水产种质资源保护区（嘉陵江南部段国家级水产种质资源保护区）和永久基本农田。阆中地区产能建设项目（一期）各单项工程涉及的林地均为不涉及占用公益林。阆中地区产能建设项目（一期）采取绕避措施，确保阆中地区产能建设项目（一期）所涉及的钻井井场、平台井站、集输管线等均不在区内饮用水水源保护区范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、生态红线等分布。

5.3 环境质量现状评价

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***。

（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。

（3）现场勘查

对于植被及植物资源，在遥感解译的基础上于2025年4月植物生长旺盛的季节进行了野外实地调查，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，调查路线同植物调查路线基本相同，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。然后综合对文献资料和访问调查的结果进行分析，最后得出结论。

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“II 产品提供功能区、II-01 农产品提供功能区、III-01-30 四川盆地农产品提供功能区”。不属于全国重要生态功能区。

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

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

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-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”、“I-2-3 平嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区”。

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发和利用，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。

5.3.1.3 评价区土地利用现状

（1）土地利用现状

本次评价以 2024 年 5 月 Worldview 卫星影像数据作为信息源，提取评价区土地利用信息，数据质量满足精度要求。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。评价范围面积 4776.83hm^2，评价范围的土地利用类型按照一级分类有 6 类，按照二级分类有 10 类。在整个评价范围内，以耕地为主，林地次之。

（2）永久基本农田

经统计，评价范围内永久基本农田 2037.65hm^2。

5.3.1.4 评价区水土流失现状

评价范围水土流失类型主要有面蚀、沟蚀为主的水力侵蚀与泻溜、滑坡为主的重力侵蚀两大类。面蚀分布最广，面蚀主要发生在坡耕地及裸露荒坡。在面蚀基础上产生的沟蚀，主要发生在顺坡开行种植的坡耕地和岩性松软的裸露山坡地带，重力侵蚀主要分布在裸露的斜坡、陡坎上。根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188 号）与《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》（川水图〔2017〕482 号），项目所在的阆中市位于“嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区 GⅡ2”，南部县位于“嘉陵江下游省级水土流失重点治理区”。

5.3.1.5 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。评价范围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。

（2）生产力

根据评价范围内的气象数据，取平均气温为 16.9℃，利用 Miami 经验公式计算的热量生产力为 2002.67g/m^2.a；年降水量为 1026.9mm，利用 Miami 经验公式计算的水分生产力为 1485g/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，对评价范围内各类植被的生物量进行了统计。由统计可知，评价范围内总生物量 140269.77t，对评价范围内的生物量起主导作用的为针叶林，其次为阔叶林。

（4）植被覆盖度

经统计，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

评价范围内生态系统的结构与功能完整性、生态过程完整性，以及生态服务功能的完整性均较好。

5.3.1.6 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 522 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 477 种。

（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 522 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 36.15%；温带分布有 166 属，占种子植物总属数的 48.40%；中国特有分布 8 属，占种子植物总属数的 2.33%；另有地中海、西亚至中亚成分 4 属，占总属数的 1.17%。

（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，其次为杉木林、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、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，小春作物主要有小麦、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、红橘等。

（4）野外植被调查

①样方布置

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方，主要分布群落类型有 8 种，因此，参照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求共设置 24 个样方。

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、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、荩草、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、橘柑等。

③评价区植被分布特征

调查区地处四川省南充市阆中市和南部县区域，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。

从本次项目评价区植被现状调查结果来看，评价区植被构成及分布情况大致与《中国植被区划》和《四川植被》一致。

（5）植被类型

根据评价范围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 5.3-9。

表 5.3-9　评价区植被类型

	植被型	群系组	群系	群系拉丁名	分布情况
自然植被	I针叶林	（一）亚热带常绿针叶林	1.柏木林	Form. *Cupressus funebris*	分布较广，主要分布在山坡、山脊等
	II阔叶林	（二）亚热带落叶阔叶林	2.桉树林	Form.*Eucalyptus*	居民点周围、丘陵山脊
			3 构树林	Form.*Broussonetiapapyrifera*	居民点周围、丘陵山脊
	III竹林	（三）亚热带竹林	4.慈竹林	*Form.Neosinocalamus affinis*	主要在居住点四周
	IV灌丛	（四）亚热带灌丛	5.马桑灌丛	Form.*Coriaria nepalensis*	主要分布在林缘附近
			6.盐肤木灌丛	Form. *Rhus chinensis*	主要分布低山丘陵
	V草丛	（五）亚热带草丛	7.白茅草丛	Form. *Imperata koenigii*	主要分布在荒地、道路两旁
			8.芒草草丛	Form.*Miscanthus*	主要分布在山地丘陵
栽培植被		农作物	粮食作物	水稻玉米、红薯等	耕地范围内
			经济作物	油菜、烟草、花生、蔬菜等	

（6）生态公益林与天然林

经统计，本项目评价范围内的国家二级公益林面积为 365.93hm²，无天然林存在。主要是项目管线穿越临时占用，本项目为保护国家二级公益林，在管线的路线选址时对其进行了避让，现阶段的线路为最优线路，但仍会造成公益林部分损失。本项目会严格控制施工范围并办理林地使用手续，最大限度地降低对国家二级公益林的影响。

（7）古树名木

本项目占地范围内不涉及古树名木。

（8）重要物种

根据现场调查及相关资料，评价区受人为因素干扰强烈，无国家及地方重点保护野生植物名录所列的物种，无《中国生物多样性红色名录》中列为极危、濒危和易危的植物物种，无国家和地方政府列入拯救保护的极小种群物种及特有种，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

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。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；根据《中国脊椎动物红色名录》，未发现极危、濒危、易危物种。

（2）爬行类

通过现场调查和询访群众得到爬行类 3 目 5 科 8 种。根据《中国脊椎动物红色名录》有濒危物种 3 种，分别是中华鳖、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

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，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

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。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5种，即小鹡鸰、普通鸬鹚、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）重要物种及其生境

经调查，评价范围内虽存在着重点保护野生动物，但本评价范围内不存在上述重要物种的天然集中分布地、栖息地，迁徙鸟类的重要繁殖地，停歇地、越冬地以及野生动物的迁徙通道等。

5.3.1.8 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，评价区流域有浮游动物4门、34属、46种。

（3）底栖动物

根据参考资料，评价区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。

（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

评价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。

本评价范围内的景观以耕地景观和森林景观为主，整体景观多样性丰富，破碎化程度一般，连通性好。

5.3.1.10 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

阆中气田涉及南充市，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阆中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。其他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南充市环境空气质量现状

根据南充市生态环境局于 2025 年 6 月发布的《2024 年南充市环境质量状况公报》，2024 年，全市空气质量有效监测天数 366 天，达标天数 323 天，

达标比例为 88.3%，比去年同期上升 1.7 个百分点，其中:“优”138 天，所占比例为 37.7%;“良”185 天，所占比例为 50.5%;“轻度污染”40 天，所占比例为 10.9%;“重度污染”2 天，所占比例为 0.5%；“严重污染”1 天，所占比例为 0.3%。较 2023 年同期相比空气质量有所提升，达标天数增加了 7 天，“轻度污染”天数较去年减少了 3 天,“中度污染”天数较去年减少了 5 天,“重度污染”及以上天数较去年增加了 2 天。对项目所在地空气质量达标区判定结果见表 5.3-18。

表 5.3-18　南充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	5.6	60	0.09	达标
NO_2			20.6	40	0.52	达标
PM_{10}			51.8	70	0.74	达标
$PM_{2.5}$			34.3	35	0.98	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	0.8mg/m³	4mg/m³	0.20	达标
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	145	160	0.91	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，南充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《2024 年南充市环境质量状况公报》中南充市各大气基本污染物浓度统计结果可知，南充市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，南充市 2024 年环境空气质量为达标区。

（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，本评价委托四川炯测环保技术有限公司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 4 个，其中阆沙 101 井站、阆沙 107HF 脱水集输站、阆沙 103HF 脱水集输站位于南充市南部县，阆沙 114HF 脱水集输站位

于南充市阆中市，监测布点见附图 5.3-1。

表 5.3-19　本项目环境空气现场监测布点表

编号	监测点位置	特征
Q1	拟建阆沙 101HF 井站（阆中 2）东南侧厂界	环境空气质量
Q2	拟建阆沙 103HF 脱水集输站东南侧 340m 居民点处	
Q3	拟建阆沙 114HF 脱水集输站东南侧 90m 居民点处	
Q4	拟建阆沙 107HF 脱水集输站东南侧 102m 居民点处	

3）监测周期及频率

监测时间：2025.4.18~4.24

监测频次：监测小时值，（监测时间 2:00；8:00；14:00；20:00），Q1 连续采样监测 3 天。Q2/Q3/Q4 连续采样监测 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

非甲烷总烃环境质量编制参考《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；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

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 5.3-20　环境空气质量现状监测结果统计　单位：mg/m³

监测点位	日期 项目	监测频次	2025-4-18	2025-4-19	2025-4-20	2025-4-21	2025-4-22	2025-4-23	2025-4-24
拟建阆沙 101HF 井站（阆中 2）东南侧厂界（Q1）	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***
拟建阆沙 103HF 脱水集输站东南侧 340m 居民点处（Q2）	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***
拟建阆沙 114HF 脱水集输站东南侧 90m 居民点处（Q3）	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***
拟建阆沙 107HF 脱水集输站东南侧 102m 居民点处（Q4）	非甲烷总烃类	第一次	***	***	***	***	***	***	***
		第二次	***	***	***	***	***	***	***
		第三次	***	***	***	***	***	***	***
		第四次	***	***	***	***	***	***	***

表 5.3-21　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/m³)	评价标准 (mg/m³)	超标率 (%)	最大占标率 (%)
拟建阆沙 101HF 井站（阆中 2）东南侧厂界（Q1）	非甲烷总烃	小时值	0.20~0.36	2	0	18.0
拟建阆沙 103HF 脱水集输站东南侧 340m 居民点处（Q2）	非甲烷总烃	小时值	0.22~0.30	2	0	15.0
拟建阆沙 114HF 脱水集输站东南侧 90m 居民点处（Q3）	非甲烷总烃	小时值	0.23~0.35	2	0	17.5
拟建阆沙 107HF 脱水集输站东南侧 102m 居民点处（Q4）	非甲烷总烃	小时值	0.22~0.34	2	0	17.0

5.3.2.3 小结

根据项目所在区域2024年环境质量公报来看，南充市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及铁路两侧，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的4a类及4b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

为实现对产能建设各单项工程项目的全覆盖，本环评在收集区域内现有声环境监测资料的基础上，对井区内各井站布设监测点位了解其声环境质量情况，共计26个声监测点（其中23个点为实测点，2个监测点数据引用已经完成环境影响评价的井场监测数据，引用的噪声监测点监测以来除钻井噪声以外，未新增其他污染源，监测时间未超过三年，引用数据可靠有效）。

（2）监测项目

等效声级Laeq。

（3）监测时间和频次

监测时间：2025.4.21~2025.4.25

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 及 4b 类标准要求，已建井站运营期厂界噪声执行《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 5.3-24~5.3-25。

表 5.3-24 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	2025.4.21	厂界噪声交通噪声	昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N2	2025.4.21	环境噪声	昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N5	2025.4.21		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N6	2025.4.21		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N7	2025.4.21		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N8	2025.4.21		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	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	**	50	达标
N9	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N10	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N11	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N12	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N13	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N14	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N15	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N16	2025.4.21		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N17	2022.5.20		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2022.5.21		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N18	2025.4.23		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.24		昼间	**	60	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	**	50	达标
N19	2025.4.23	交通噪声	昼间	**	70	达标
	2025.4.24		夜间	**	55	达标
	2025.4.23		昼间	**	70	达标
	2025.4.24		夜间	**	55	达标
N20	2025.4.23		昼间	**	70	达标
	2025.4.24		夜间	**	60	达标
	2025.4.23		昼间	**	70	达标
	2025.4.24		夜间	**	60	达标
N21	2025.4.22	厂界噪声	昼间	**	60	达标
	2025.4.22		夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
	2025.4.23		夜间	**	50	达标
N22	2025.4.22	环境噪声	昼间	**	60	达标
	2025.4.22		夜间	**	50	达标
	2025.4.23		昼间	**	60	达标
	2025.4.22		夜间	**	50	达标
N23	2025.4.21	厂界噪声	昼间	**	60	达标
	2025.4.22		夜间	**	50	达标
	2025.4.22		昼间	**	60	达标
	2025.4.23		夜间	**	50	达标
N24	2025.10.31	厂界噪声	昼间	**	60	达标
	2025.11.1		夜间	**	50	达标
	2025.10.31		昼间	**	60	达标
	2025.11.1		夜间	**	50	达标
N25	2025.10.31	环境噪声	昼间	**	60	达标
	2025.11.1		夜间	**	50	达标
	2025.10.31		昼间	**	60	达标
	2025.11.1		夜间	**	50	达标

表 5.3-25　　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
N3	2025.4.13	阆沙 102HF 井场西南侧约 46 米处居民点	昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
	2025.4.14		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标
N4	2025.4.13	阆沙 103HF 井场南约 202 米处居	昼间	**	60	达标

		民点	夜间	**	50	达标
	2025.4.14		昼间	**	60	达标
			夜间	**	50	达标

从上表 5.3-24~5.3-25 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 及 4b 类标准要求，依托原有井场和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。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

阆中气田所在区域主要为嘉陵江水系，涉及的较大的水系有：西河、东河等。阆中地区产能建设项目（一期）涉及的主要大型河流有嘉陵江，以及中小型支流西河、构溪河等。

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，本项目钻井期间产生的洗井废水及方井雨水全部回用于本项目钻井液或压裂液的配置；钻井废水经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注；压裂返排液和采出水优先回用于区域其他井场配制压裂液，剩余不能回用的转运至回注井或符合要求的污水处理厂处理；生活污水由移动厕所收集后罐车转运至周边污水处理厂处理。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 9.1.4。

5.3.4.2 水环境质量现状调查

本项目位于南充市阆中市、南部县，本项目区域所在水系为嘉陵江水系：包括大型河流嘉陵江（南充段）以及其他中小型河流、沟渠。

根据《2024 年南充市环境质量状况公报》，（一）“十三五”国、省控监测断面：1、嘉陵江干流沙溪断面（国控；广元入南充境）水质状况为I类（优）；金溪电站断面（国控）、小渡口断面（国控）、李渡断面（省控）水质状况均

为II类（优）；与上年相比，以上断面水质均保持稳定。2、2、南部西河铁炉寺断面（国控；广元入南充境）水质状况为II类（优）；与上年相比水质保持稳定。3、阆中东河清泉乡断面（原老鸦崖断面，又名文成断面）（国控；广元入南充境）水质状况为I类（优），与上年相比水质保持稳定。4、西充河彩虹桥断面（省控；汇入嘉陵江前）水质状况为III类，与上年相比水质保持稳定。5、升钟水库（省控；重点湖库）水质状况为II类（优），与上年相比水质保持稳定。

（二）“十四五”新增国、省控监测断面：1、嘉陵江麻柳包（国控）、新政电站（国控）、伍嘉码头（国控）水质状况均为II类。 2、西河村断面（国控；汇入嘉陵江前）水质状况为II类。3、流江河开源村断面（省控；仪陇县-营山县）水质状况为III类。4、西溪河（西充河）西阳寺断面（省控；西充县-嘉陵区）水质状况为III类。

5.3.4.3 水环境质量现状补充监测

本次评价委托四川炯测环保技术有限公司对区块内阆沙 113HF 井场～阆沙 111HF 井场集输管线穿越西河支流鹿角溪断面处进行现场取样监测，监测设置情况如下：

监测断面：穿越西河支流鹿角溪断面处。

监测因子：水温、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：2025 年 4 月 22 日~4 月 24 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类标准作为评价标准。

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 5.3-26 所示。

表 5.3-26　水质现状监测结果表　单位：mg/L(pH 无量纲)

阆沙 113HF 井场～阆沙 111HF 井场集输管线穿越西河支流鹿角溪上游 100m 处(W1)													
监测时间	水温	pH	COD	氨氮	溶解氧	Cl^-	硫化物	石油类	BOD_5	硫酸盐	铁	锰	悬浮物
2024.4.22	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
2025.4.23	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
2025.4.24	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
III类	/	6~9	20	1.0	≥5	250	0.2	0.05	4	250	0.3	0.1	/
评价指数	/	0.15	1.55~1.85	3.34~3.4	0.82~0.83	0.14~0.16	/	/	2.83~3.05	0.119~0.122	0.07	0.4	/
阆沙 113HF 井场～阆沙 111HF 井场集输管线穿越西河支流鹿角溪下游 500m 处(W2)													
监测时间	水温	pH	COD	氨氮	溶解氧	Cl^-	硫化物	石油类	BOD_5	硫酸盐	铁	锰	悬浮物
2024.4.22	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
2025.4.23	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
2025.4.24	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
III类	/	6~9	20	1.0	≥5	250	0.2	0.05	4	250	0.3	0.1	/
评价指数	/	0.15~0.20	1.4~1.5	1.45~1.53	0.86~0.87	0.14~0.17	/	/	2.55~2.78	0.12~0.13	0.01	0.4	/

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除氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量超标外，其余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。氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量超标可能与农业面源污染相关，农业生产中大量使用氮肥，部分氮肥通过地表径流、土壤渗滤等方式进入水体，导致氨氮、COD 和 BOD_5 含量等超标。

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 357km²，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 5.3-27 和图 5.3-1。

表 5.3-27 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	km²	357	
	水文地质点	个	282	
	观测路线长度	km	269	
	地表河流调查	条	11	
	本次水样采集测试	个	30	本次委托专业单位
	地质点	个	13	
地下水位统测		个/天	282	
地下水开发利用现状调查		村组数	17	

（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 2025 年 3 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，区内地下水位埋深主要受地貌条件控制，一般地势低洼处的沟谷处地下水埋深较小，丘顶分水岭处地下水埋深较大。本次地下水位调查点共有 296 个，地下水位高程约 292.7~510.2m。整体上分水岭处的高地一带地下水位高，嘉陵江及其支流低洼处的地下水位低，受红层含水层岩性及构造作用，区内含水层富水性较差，地下水位季节变化较大，受降水影响明显。本次调查水位调查点空间分布情况见

附图水文地质图。

（3）地下水污染源现状调查

通过水文地质资料分析和现场环境水文地质调查可知，评价区内未见由水、土引发的地方性疾病，但是根据相关资料及现场调查访问可知，由于评价区位于红层丘陵地区，受红层地层沉积环境影响，使得含水层中富集膏盐、芒硝，在地下水的溶滤作用下，矿物中离子会溶解到水中，使得地下水中矿化度和总硬度含量较高。此外，区内地下水资源相对匮乏，枯水期经常出现水井干枯现象。

根据本次现场调查可知，评价区内地下水近些年受人类活动干扰，存在着少量的生活、农业和工矿企业污染源。评价区内地下水开采相对分散，不会形成较大的地下水疏干区，也无因农业灌溉导致的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题。

由于区内居民住户比较分散，部分居民生活区存在生活污废储存和排放不合理，对附近地下水存在潜在污染；区内少量的农业生产使用的化肥农药和畜牧业养殖产生的污水粪便，也存在一定处置不当的情况，影响着区内地下水环境。同时，调查显示区内已实施的天然气开采项目未对周边地下水环境产生明显影响，也未发生明显的因天然气开采实施而引起的地下水污染事故，已实施的项目所产生的污染物均得到合理的处置，区内地下水环境整体较好。

（4）地下水环境质量调查与评价

①本次评价监测点布设情况

根据地下水导则和石油天然气导则要求，为查清本项目场地及周边地下水的环境质量现状，本次评价以最后一级水文地质单元为监测范围，结合各场地地下水流向，主要在各场地的上游、侧方向、下游位置布点，选取了具有代表性的监测点进行了地下水质量监测。本次评价在各项目场地所在评价范围内布设了 50 个（含 5 个回顾评监测点）地下水质量现状监测点。

②引用监测数据点情况

同时，本次评价部分场站引用了区内已有的地下水环境质量监测数据，共15个点，如下：《阆沙101HF井组钻采工程（2024年11月11日）》、《阆阳1

井组钻井工程（2024年7月19日）》、《阆沙102HF井钻井工程（2025年4月16日）》、《阆沙103HF井钻井工程（2025年4月15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和石油天然气导则要求，能够满足本次评价需求。

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，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，如该指数大于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，仅总大肠菌群、总硬度、化学需氧量、锰和耗氧量超标，其中总大肠菌群超标率为12%，最大标准指数为7.67；总硬度超标率为14%，最大标准指数为1.16；化学需氧量超标率为2%，最大标准指数为7.67，超标点位为LD20；

锰超标率为2%，最大标准指数为6.4，超标点位为LD32；耗氧量超标率为2%，最大标准指数为1.57，超标点位为LD20；其余超标的监测指标均能满足地下水III类水质量标准。结合上述超标点位的空间位置、水文地质条件及外环境情况，初步推测总大肠菌群受当地居民的生活生产所致，当地居民的生活污水、农家肥等极易造成总大肠菌群超标；总硬度和锰主要受原生水文地质条件中的膏岩矿物和锰结核等溶滤影响；同一点位LD20的化学需氧量和耗氧量超标主要由于该采样点紧邻堰塘，井水接受堰塘水补给，同时现场调查，堰塘水水质较差，呈绿色，推测该点超标主要受堰塘影响，且该点位位于上游地区，未受到天然气开采项目的影响。

此外，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、钡和COD（除LD20）均能满足地下水III类水质量标准。综上所述，评价区内地下水质量现状较好。

表 5.3-29　　本次地下水水质监测现状结果一览表

检测项目	单位	III类水标准值	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 值	无量纲	6.5-8.5	7.8	7.1	7.29	0.2	100.0	0.53	0.07	0
溶解性总固体	mg/L	1000	645	210	460.87	133.6	100.0	0.65	0.21	0
氰化物	mg/L	0.05	0	0	0.00	0.0	0.0	0.00	0.00	0
铅	mg/L	0.01	0.0039	0.0026	0.0034	0.0	11.1	0.39	0.26	0
镉	mg/L	0.005	0.0007	0.0006	0.0006	0.0	8.9	0.14	0.12	0
铬（六价）	mg/L	0.05	0.004	0.0006	0.0023	0.0	4.4	0.08	0.01	0
耗氧量	MPN/100mL	3	4.71	0.41	1.13	0.8	100.0	1.57	0.14	2
总大肠菌群	mg/L	3	23	2	4.29	5.2	68.9	7.67	0.67	13
总硬度	mg/L	450	524	158	358.96	98.3	100.0	1.16	0.35	16
碳酸根	mg/L	/	0	0	0.00	0.0	0.0	/	/	0
重碳酸根	mg/L	/	596	152	379.49	102.9	100.0	/	/	0
化学需氧量	mg/L	20	38	4	8.09	5.8	75.0	1.90	0.20	2
氨氮	mg/L	0.5	0.47	0.02	0.05	0.1	100.0	0.94	0.04	0
硫化物	mg/L	0.02	0	0	0.00	0.0	0.0	0.00	0.00	0
挥发酚	mg/L	0.002	0	0	0.00	0.0	0.0	0.00	0.00	0
亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.208	0.001	0.0125	0.0	82.2	0.21	0.00	0
石油类	mg/L	0.05	0	0	0.00	0.0	0.0	0.00	0.00	0
菌落总数	CFU/mL	100	78	34	52.36	11.2	100.0	0.78	0.34	0
F-	mg/L	1	0.556	0.1	0.33	0.1	91.1	0.56	0.10	0.0
Cl-	mg/L	/	84.7	11.1	32.46	16.9	100.0	/	/	0

检测项目	单位	III类水标准值	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%
NO_3-（以 N 计）	mg/L	20	19.6	0.059	7.42	6.2	100.0	0.98	0.00	0
SO_4^{2-}	mg/L	/	85.7	5.99	46.28	17.4	100.0	/	/	0
氯化物（以 Cl^-计）	mg/L	250	86.7	13.1	33.15	16.8	100.0	0.35	0.05	0
硫酸盐（以 SO_4^{2-}计）	mg/L	250	88.6	6.15	46.96	17.5	100.0	0.35	0.02	0
砷	mg/L	0.01	0.0092	0.0003	0.0015	0.0	64.4	0.92	0.03	0.0
汞	mg/L	0.001	0.00048	0.00004	0.0001	0.0	68.9	0.48	0.04	0
钡	mg/L	0.7	0.5	0.03	0.25	0.1	97.8	0.71	0.04	0
铁	mg/L	0.3	0.06	0.01	0.03	0.0	31.1	0.20	0.03	0
锰	mg/L	0.1	0.64	0.01	0.08	0.2	26.7	6.40	0.10	2
钾	mg/L	/	5.86	0.52	2.04	1.1	100.0	/	/	0
钠	mg/L	200	65.1	11.5	24.56	11.1	100.0	0.33	0.06	0
钙	mg/L	/	184	38.1	120.68	39.9	100.0	/	/	0
镁	mg/L	/	35.8	3.98	18.62	7.0	100.0	/	/	0

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石灰性紫色土、水稻土。

（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 5.3-31~表 5.3-32。为进一步了解本项目区块内各种土壤类型的理化性质，本次评价委托四川炯测环保技术有限公司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 T4 取样点代表土壤类型为石灰性紫色土；T16 取样点代表土壤类型为水稻土，取样点具体设置情况见表 5.3-33。理化特性调查结果表见表 5.3-34。

表 5.3-31 项目所在区域石灰性紫色土主要理化性质

项目		具体内容
石灰性紫色土		
母质		钙质紫色砂页风化物
分布与地形地貌		紫色砂页岩丘陵区
剖面构型		A11—C
有效土体深度		80~100cm
主要性状		土壤呈浊红棕色至浊棕色，壤质粘土。土壤 pH7.5-8.5，碱性反应。碳酸钙含量 6.0—8.0%，石灰反应强阳离子交换量 20-25me/100g 土。
生产性能		该土种质地适中，疏松易耕，但碱性强，宜种性不广，有机质偏低，矿质养分丰富，适种花生、黄豆、绿豆和玉米等作物，花生产量 125kg/亩左右。
土类描述		该土种质地适中，疏松易耕，但碱性强，宜种性不广，有机质偏低 ，矿质养分丰富，适种花生、黄豆、绿豆和玉米等作物，花生产量 125kg/亩左右。在利用上 ，要停施石灰及其他碱性肥料，磷肥宜集中施，以减少固定，提高肥效。多施有机肥，增强 土壤保水抗旱能力，并注意微量元素的丰缺状况，对豆科及油菜等作物适当喷施硼肥以保花 保果。
典型剖面理化性质	A11 层	0-9cm，浊红棕色(干，5YR5/4)，壤质粘土，小块状结构，疏松。强石灰反应 。根系多量。
	C1 层	9-68cm，浊红棕色(干，5YR5/4)，壤质粘土，块状结构，紧实，母岩碎屑含量 5%左右。强石灰反应。
	C2 层	68-100cm，浊棕色(干，5YR6/3)，壤质粘土，块状结构，有较多的半风化碎屑。

表 5.3-32 项目所在区域水稻土主要理化性质

项目		具体内容
水稻土		
母质		第四系上更新统黄色粘土，含较多石灰结核
剖面构型		A'-Pb-Wa2b2
主要性状		该土种成土母质主要由第四系上更新统黄色粘土，含较多石灰结核发育而成。土体厚 100 厘米以上，全剖面呈黄棕或棕黄色，距地表 25cm 左右出现中度淋溶淀积层，剖面为 A'-Pb-Wa2b2 型。pH6.6～8.5，碳酸钙平均含量 4.26%。土壤粉砂质含量高，质地多为粉砂质粘壤土或粉砂质粘土。土壤有机质、全氮、全钾、碱解氮、速效钾含量中等偏少，全磷、速效磷严重缺乏，有效锌不足，有效硼、钼极缺。阳离子交换量 21.16me/100g 土
剖面	A'层	0-15cm，浅黄棕色（10YR7/6），粉砂质粘壤土，团块状结构，稍紧实，根系多，水提 pH7.9
	Pb 层	15-24cm，黄棕色（10YR5/8），粉砂质粘壤土，扁块状结构，稍紧实，根系多，水提 pH8.0
	Wa2b3 层	24-100cm，浅黄棕色（10YR7/6），粉砂质粘壤土，小棱柱状结构，极紧实，根系稀少

表 5.3-33 土壤理化特性调查结果表

点位编号		T4	T16
现场记录	颜色	黄棕色	棕色
	结构	球体状（团粒或颗粒）	球体状（团粒或颗粒）
	质地	轻壤土	轻壤土
	砂砾含量	约 20%	约 5%
	其他异物	无	无
	氧化还原电位	318mV	306（mV）
实验室测定	pH	7.93（无量纲）	7.55（无量纲）
	阳离子交换量	4.3（$cmol^+/kg$）	9.4（$cmol^+/kg$）
	渗滤率	0.27（mm/min）	0.23（mm/min）
	容重	1.29（g/cm^3）	1.32（g/cm^3）
	孔隙度	49.4（体积%）	48.1（体积%）

5.3.6.2 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井站、平台井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 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、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛

选值及《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，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。

5.3.6.3 土壤环境现状评价

为调查本项目所在区域土壤环境质量现状，本次评价委托四川中 正 源 环 保 技 术 有 限 公 司于 2025 年 3 月 31 日~4 月 19 日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。

（1）布点原则

根据平台分布及土壤类型，在新建钻井及平台井站均设置 1 个柱状样，监测本项目特征因子，同时确保每种土壤类型均不少于 1 个表层样，表层样监测建设用地 45 项基本因子和农用地 8 项基本因子以及本项目特征因子；此外对新建平台井站和利旧井站均布设了柱状点，监测特征因子。本次评价共布设 20 个监测点，其中在新建平台井站周边实测 12 个监测点，利旧井站周边布置了 6 个监测点，勘转采井场布置了 2 个监测点。

5.3.6.4 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）。

5.3.6.5 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 T4、T15、T16 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，钡应满足《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值，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 5.3-35~37。

表 5.3-35 土壤环境质量现状监测及评价结果（T1~T19） 单位：mg/kg

点位		PH	氯化物	酸性硫酸盐	水溶性硫酸盐	钡				石油烃（C_{10}-C_{40}）			
项目						监测值	筛选值	标准指数	超标率	监测值	筛选值	标准指数	超标率
T1	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	1.5~2.5m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
T3	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.04	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.09	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
T5	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
T6	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
T7	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.05	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.04	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.04	0	**	4500	0.01	0
T8	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.03	0	**	4500	0.01	0
T9	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.05	0	**	4500	0.01	0
T10	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0

	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
T11	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.03	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.05	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.04	0	**	4500	0.01	0
T12	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
T13	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.09	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.09	0	**	4500	0.01	0
T14	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.08	0	**	4500	0.01	0
T17	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.05	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.07	0	**	4500	0.01	0
T18	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.05	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.02	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.04	0	**	4500	0.01	0
T19	0~0.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	0.5~1.5m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0
	1.5~3.0m	**	**	**	**	**	8660	0.06	0	**	4500	0.01	0

表 5.3-36　　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(GB15618-2018)	占标率(GB15618-2018)
T2（0~0.5m，旱地）	pH	**	/	/

	铅	**	170	0.14
	铜	**	100	0.15
	镉	**	0.6	0.53
	镍	**	190	0.16
	汞	**	3.4	0.01
	砷	**	25	0.22
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	/	/
	水溶性硫酸盐	**	/	/
	酸溶性硫酸盐	**	/	/
	氯化物	**	/	/
	钡	**	/	/

表 5.3-37　　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)	筛选值 (GB15618-2018)	占标率 (GB15618-2018)
T4（0~0.5m）	pH	**	/	/	/	/
	铅	**	800	0.02	170	0.10
	铜	**	18000	0.00	100	0.31
	镉	**	65	0.00	0.6	0.47
	镍	**	900	0.05	190	0.24
	汞	**	38	0.00	3.4	0.01
	砷	**	60	0.10	25	0.24
	六价铬	**	5.7	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500	0.005	/	/
	水溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	酸溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	氯化物	**	/	/	/	/
	钡	**	8660	0.042	/	/
	氯甲烷	**	37	/	/	/

	氯乙烯	**	0.43	/	/	/
	1,1-二氯乙烯	**	66	/	/	/
	二氯甲烷	**	616	/	/	/
	反式-1,2-二氯乙烯	**	54	/	/	/
	1,1-二氯乙烷	**	9	/	/	/
	顺式-1,2-二氯乙烯	**	596	/	/	/
	氯仿	**	0.9	/	/	/
	1,1,1-三氯乙烷	**	840	/	/	/
	四氯化碳	**	2.8	/	/	/
	苯	**	4	/	/	/
	1,2-二氯乙烷	**	9	/	/	/
	三氯乙烯	**	2.8	/	/	/
	1,2-二氯丙烷	**	5	/	/	/
	甲苯	**	1200	/	/	/
	1,1,2-三氯乙烷	**	2.8	/	/	/
	四氯乙烯	**	53	/	/	/
	氯苯	**	270	/	/	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	**	10	/	/	/
	乙苯	**	28	/	/	/
	间,对-二甲苯	**	570	/	/	/
	邻-二甲苯	**	640	/	/	/
	苯乙烯	**	1290	/	/	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	**	6.8	/	/	/
	1,2,3-三氯丙烷	**	0.5	/	/	/
	1,4-二氯苯	**	20	/	/	/
	1,2-二氯苯	**	560	/	/	/
	2-氯酚	**	2256	/	/	/
	硝基苯	**	76	/	/	/
	苯胺	**	260	/	/	/

	萘	**	70	/	/	/
	苯并(a)蒽	**	15	/	/	/
	䓛	**	1293	/	/	/
	苯并(b)荧蒽	**	15	/	/	/
	苯并(k)荧蒽	**	151	/	/	/
	苯并［a］芘	**	1.5	/	/	/
	茚并(1,2,3-cd)芘	**	15	/	/	/
	二苯并(a,h)蒽	**	1.5	/	/	/
T4（0.5~1.5m）	pH	**	/	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500		/	/
	水溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	酸溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	氯化物	**	/	/	/	/
	钡	**	8660		/	/
T4（1.5~3.0m）	pH	**	/	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500		/	/
	水溶性硫酸盐	**	/	/		
	酸溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	氯化物	**	/	/	/	/
	钡	**	8660		/	/
T15（0~0.5m）	pH	**	/	/	/	/
	铅	**	800	0.03	120	0.20
	铜	**	18000	0.00	100	0.30
	镉	**	65	0.00	0.3	0.70
	镍	**	900	0.04	100	0.39
	汞	**	38	0.00	2.4	0.02
	砷	**	60	0.16	30	0.31
	六价铬	**	5.7	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500	0.006	/	/

	水溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	酸溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	氯化物	**	/	/	/	/
	钡	**	8660	0.082	/	/
	氯甲烷	**	37	/	/	/
	氯乙烯	**	0.43	/	/	/
	1,1-二氯乙烯	**	66	/	/	/
	二氯甲烷	**	616	/	/	/
	反式-1,2-二氯乙烯	**	54	/	/	/
	1,1-二氯乙烷	**	9	/	/	/
	顺式-1,2-二氯乙烯	**	596	/	/	/
	氯仿	**	0.9	/	/	/
	1,1,1-三氯乙烷	**	840	/	/	/
	四氯化碳	**	2.8	/	/	/
	苯	**	4	/	/	/
	1,2-二氯乙烷	**	9	/	/	/
	三氯乙烯	**	2.8	/	/	/
	1,2-二氯丙烷	**	5	/	/	/
	甲苯	**	1200	/	/	/
	1,1,2-三氯乙烷	**	2.8	/	/	/
	四氯乙烯	**	53	/	/	/
	氯苯	**	270	/	/	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	**	10	/	/	/
	乙苯	**	28	/	/	/
	间,对-二甲苯	**	570	/	/	/
	邻-二甲苯	**	640	/	/	/
	苯乙烯	**	1290	/	/	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	**	6.8	/	/	/
	1,2,3-三氯丙烷	**	0.5	/	/	/

	1,4-二氯苯	**	20	/	/	/
	1,2-二氯苯	**	560	/	/	/
	2-氯酚	**	2256	/	/	/
	硝基苯	**	76	/	/	/
	苯胺	**	260	/	/	/
	萘	**	70	/	/	/
	苯并(a)蒽	**	15	/	/	/
	䓛	**	1293	/	/	/
	苯并(b)荧蒽	**	15	/	/	/
	苯并(k)荧蒽	**	151	/	/	/
	苯并(a)芘	**	1.5	/	/	/
	茚并(1,2,3-cd)芘	**	15	/	/	/
	二苯并(a,h)蒽	**	1.5	/	/	/
T15（0.5~1.5m）	pH	**	/	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500	0.001	/	/
	水溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	酸溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	氯化物	**	/	/	/	/
	钡	**	8660	0.045	/	/
T15（1.5~3.0m）	pH	**	/	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500	0.001	/	/
	水溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	酸溶性硫酸盐	**	/	/	/	/
	氯化物	**	/	/	/	/
	钡	**	8660	0.064	/	/
T16（0~0.5m）	pH	**	/	/	/	/
	铅	**	800	0.014	120	0.095
	铜	**	18000	0.001	100	0.180
	镉	**	65	0.004	0.3	0.800

	镍	**	900	0.028	100	0.250
	汞	**	38	0.003	2.4	0.044
	砷	**	60	0.127	30	0.255
	六价铬	**	5.7	/	/	/
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	**	4500	0.01	/	/
	石油烃（C_6-C_9）	**	/	/	/	/
	水溶性盐总量	**	/	/	/	/
	钡	**	8660	<0.001	/	/
	氯甲烷	**	37	/	/	/
	氯乙烯	**	0.43	/	/	/
	1,1-二氯乙烯	**	66	/	/	/
	二氯甲烷	**	616	/	/	/
	反式-1,2-二氯乙烯	**	54	/	/	/
	1,1-二氯乙烷	**	9	/	/	/
	顺式-1,2-二氯乙烯	**	596	/	/	/
	氯仿	**	0.9	/	/	/
	1,1,1-三氯乙烷	**	840	/	/	/
	四氯化碳	**	2.8	/	/	/
	苯	**	4	/	/	/
	1,2-二氯乙烷	**	9	/	/	/
	三氯乙烯	**	2.8	/	/	/
	1,2-二氯丙烷	**	5	/	/	/
	甲苯	**	1200	/	/	/
	1,1,2-三氯乙烷	**	2.8	/	/	/
	四氯乙烯	**	53	/	/	/
	氯苯	**	270	/	/	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	**	10	/	/	/
	乙苯	**	28	/	/	/
	间,对-二甲苯	**	570	/	/	/

	邻-二甲苯	**	640	/	/	/
	苯乙烯	**	1290	/	/	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	**	6.8	/	/	/
	1,2,3-三氯丙烷	**	0.5	/	/	/
	1,4-二氯苯	**	20	/	/	/
	1,2-二氯苯	**	560	/	/	/
	2-氯酚	**	2256	/	/	/
	硝基苯	**	76	/	/	/
	苯胺	**	260	/	/	/
	萘	**	70	/	/	/
	苯并(a)蒽	**	15	/	/	/
	䓛	**	1293	/	/	/
	苯并(b)荧蒽	**	15	/	/	/
	苯并(k)荧蒽	**	151	/	/	/
	苯并(a)芘	**	1.5	/	/	/
	茚并(1,2,3-cd)芘	**	15	/	/	/
	二苯并(a,h)蒽	**	1.5	/	/	/

由上述监测结果可知，各监测点土壤环境质量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值及《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。

（2）区域土壤环境质量现状的变化趋势分析

根据调查，区域已勘探开发工程实施至今，未出现较大环境事故从而造成土壤污染，本项目通过调查已投入钻井阶段与未钻井前阶段土壤环境现状监测值进行对比，以及调查钻井阶段与集输阶段土壤环境现状监测值进行对比，分析土壤变化趋势，监测点位均为重点污染源集液池附近，通过对比可知，项目钻井阶段和集输阶段土壤特征因子监测值均未出现明显变大的趋势，数据较为稳定，由此可见，项目钻采过程对土壤环境影响较小，区域土壤环境质量现状无明显变化。

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

根据占地统计，本项目工程占地总面积为 158.05hm^2，工程占地主要包括临时占地和永久占地，其中临时占地面积为 146.20hm^2，永久占地面积为 11.85hm^2。

（2）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，临时占地范围内的土地利用现状能够得以恢复。

（3）永久占地对土地利用的影响

永久占地对土地利用的影响主要表现在直接改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生相应的变化，进而间接影响区域内的其他生物。

（4）占用永久基本农田统计

永久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多为永久基本农田，根据现场勘查及 ArcGIS 叠图分析，共占用永久基本农田 49.45hm^2，其中临时占用 45.47 hm^2，永久占用 3.98hm^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。

（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。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

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。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。

②对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在两个方面，施工占地对栖息环境的直接破坏、施工噪声产生的干扰。鸟类活动能力较强，受到干扰后可以通过迁徙和飞翔来避免对自身的影响。施工期整体上对鸟类的累积影响低，通过加强环境管理，施工过程中注意对幼鸟的保护及禁止捕杀鸟类，做到生态施工，工程对鸟类的影响是可控的，总体影响较小。

③对爬行类动物的影响

由于施工便道的建设、施工人员的进入，会惊扰项目占地及施工范围内的爬行动物，由于原分布区被破坏会导致这些动物迁徙到工程影响区外的相似生境内。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。

⑤对重点保护野生动物的影响

本项目对重点保护野生动物的影响主要体现在以下几个方面：

A 对栖息地的影响

本项目占用的面积相对于整个评价区而言较小，在施工期间因施工的干扰会导致重点保护野生动物会向施工邻近地区迁移，远离施工区范围，这种影响随着施工期结束后植被的恢复将逐渐减小。因此项目整体对重点保护野生的栖息地影响甚微。

B 对迁徙的影响

本项目评价区范围内不存在有迁徙行为的兽类动物，有迁徙行为的动物为鸟类，因鸟类的活动能力较强，无固定的迁徙通道，项目的建设对鸟类的迁徙路线和迁徙行为均无影响。因此，评价区范围内不涉及重点保护野生动物的迁徙通道，本项目建设不影响重点保护野生动物的迁徙通道。

6.1.4 对水生生态的影响评价

本区块位于嘉陵江流域，但本区块范围内的管线并未穿越嘉陵江。管线穿越的河流主要为小型河流等，还包括人工渠道。管线穿越具体情况详见 3.7.6 章节表 3.7-4。

由统计可知，本项目管线穿越小型河流合计 6 次，穿越沟渠长度 73 次。经调查，所有穿越点均不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，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

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。因沿线水生底栖动物在附近其他地区相似的环境中亦有分布，并非本地区的特有种，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他地方，施工区域鱼类密度降低。

6.1.5 对生态系统完整性的影响评价

本项目井站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。施工过程中虽然会造成一定的生物量损失，但相对整个评价范围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

由于阆中地区产能建设项目（一期）由钻井井场、平台井站、集输管线组成，本评价选取典型井场钻井井场、平台井站、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

阆中气田电网情况较好，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。同时根据阆中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，若无回收条件，则进行测试放喷，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。

测试期间，若有条件情况下采用 CNG 工艺进行测试气回收，优先使用网电供电，停电等情况下使用燃气发电机（500kw）发电，采用净化天然气作为燃料气，天然气燃烧后的主要污染物为 NOx 和颗粒物，由于使用时间短，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。根据阆中气田构造产气情况，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 井站及脱水站建设施工对大气环境影响分析

各井站及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井站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。如果采用道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

（2）尾气影响分析

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

（3）焊接烟尘

管道焊接过程会产生少量的焊接烟尘，焊接过程位于开阔地带，有利

于废气扩散，对环境影响较轻。且这种污染是短期的，工程结束后，污染也随之消失。

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 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，其主要污染物为 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，可满足回注井站深层回注要求；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，无法回用的钻井废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注，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，经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或由罐车转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处置，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移动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长滩河、秋家河、银井河、莲池河、鹿角溪等，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，本区域同一时间段仅一套压裂设备实施单井压裂，日均取水量约 360m^3/d，取水泵最大取水量为预计 30m^3/h 考虑，本项目取水河流枯水季水流量在 0.5~10m^3/s，项目取水量占河流水流量约 0.34%~6.9%，占比较小，对河流水生生态影响较小。

项目河流取水点上游 500m 以及下游 5km 范围内无集中式饮用水水源保护区分布，本评价要求，建设单位在取水前需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。南充市阆中和南部县地区地表水体较为丰富，本项目实施期间取水不会对区域地表水体造成较大影响。

6.3.3 井站及脱水站建设施工对地表水环境影响分析

施工期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。试压废水沉淀后回用于洒水降尘。

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5656m^3，试压废水，分段产生，分段收集，收集沉淀后回用于洒水降尘。

（3）生活污水

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

（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。试压废水沉淀后回用于洒水降尘，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

本次评价选取了位于不同水文地质单元、不同工程内容（设置暂存池、设置脱水站等）、不同水文地质特征、不同地貌特征等场地作为本次预测分析的对象。根据上述原则，本次评价将阆沙 105HF、阆沙 110HF、阆沙 114HF、阆沙 116HF 场站和采出水管线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场站基建、设备安装、管线埋设等组成。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，结合多年天然气开采实践，在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

本项目非正常状况是指根据地下水导则，各场地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。根据石油天然气导则，结合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。根据地下水导则和石油天然气导则预测原则，本次施工期预测在进行工程分析的基础上，从废水产生量、污染物浓度以及储罐、池体或管线中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，本次评价将钻井工程套管破损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，主要影响来自其开挖对地下水的扰动。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，对地下水扰动较小，泥沙影响范围小，管线在施工结束后即可恢复正常。

此外，管线建设过程的其他类污染源还包括：管道施工人员生活污水和施工废水。根据设计资料，本项目在管道施工期间就近租用民房可不设

置施工营地，施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统得到妥善处置；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，施工生产单位应根据相应的环保要求设置污水处理设施，施工废水优先回用，不能回用的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进入环境污染地下水。管线试压采用清水作为试压介质，试压结束后对排水进行处理，经沉淀后回用于洒水降尘，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，整体上管线建设施工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、钡和 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

钻井工程非正常状况下，在钻进过程中的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，钻井泥浆在压力差的作用下可以通过井壁渗透到含水层中的裂隙或溶隙中，渗入量与地层裂隙发育情况、地层压力、钻井工艺等条件相关。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。根据该地区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，目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量小

于 2.5m³/h 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。按最不利考虑，在滤失发生后，最迟可在 4~6 小时内即可采取相应的封堵措施，该情景污染物排放可概化为瞬时注入点源。在发生套管破损发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 15m³。

（2）放喷池泄漏情景

本工程钻井期在场地内设置放喷池一座，用于压裂阶段的压裂返排液的暂存周转，有效容积 200m³；运营期在阆沙 105HF 井场修建 2000m³ 暂存池，阆沙 110HF 井场修建 1000m³ 暂存池，用于暂存钻井期间产生的废水。假定压裂返排液等暂存周转过程上述池底因老化腐蚀等原因防渗层失效发生泄漏，废液通过破损处逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，按池底出现 10%面积的破损，同时防渗层破裂，废水经包气带渗入地下含水层的情景考虑。按 1 个月检修一次考虑，持续泄漏时间为 1 个月，假设废水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算渗漏量，公式如下：

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

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量（m³/d）；K—为包气带的垂向渗透系数（m/d），根据渗水试验结果取值；H—为池内水深（m）；D—为地下水埋深（m），本数据根据区块内及周边区域工程地质勘查资料获取；A—为池体的泄漏面积（m²），按10%的面积破损。

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以阆沙 105HF、阆沙 110HF、阆沙 114HF、阆沙 116HF 场站做为典型预测场地，其他场地对地下水的影响特征可参照分析。本次评价污染物浓度取值主要根据本区块周边区块的污水水质监测数据所得，且类比废水数据所对应的工程内容、施工工艺和开采层位与本项目一致，本次所采用参数能够代表本区块的特征，最终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。

6.4.4 预测与评价范围

本次施工期评价模拟预测范围为各场地所在评价范围，包含了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

***

6.4.6 预测方法及预测参数确定

（1）预测方法

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

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

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。

6.4.7 预测结果评价与分析

（1）非正常状况阆沙105HF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6.4-1~4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。在预测时段，污染物COD最大超标距离迁移至下游39m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，

此时最大影响距离迁移至下游83m处；1825天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游12m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游56m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游350m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游44m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游106m处；污染物最大影响距离迁移至下游134m处，发生在1825天时。

②压裂返排阶段——放喷池破裂

根据钻井阶段放喷池泄漏假设情景预测结果（图6.4-5~8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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游42m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游153m处；3650天时污染物钡的影响距离迁移至下游307m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游21m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游111m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游379m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游238m处，发生在预测时段3650天时，此时影响距离迁移至下游316m处，但此时石油类浓度已接近标准值。

（2）非正常状况阆沙110HF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6.4-9~12），污染晕的浓度逐渐降低。在预测时段，污染物COD最大超标距离迁移至下游37m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游85m处；1000天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游10m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游75m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游649m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游

40m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游101m处；污染物最大影响距离迁移至下游170m处，发生在1000天时。

②压裂返排阶段——放喷池破裂

根据钻井阶段放喷池泄漏假设情景预测结果（图6.4-13~16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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游81m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游252m处；3650天时污染物钡的影响距离迁移至下游606m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游26m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游162m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游705m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游505m处，发生在预测时段3650天时，此时影响距离迁移至下游619m处，但此时石油类浓度已接近标准值。

（3）非正常状况阆沙114HF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6.4-17~20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。在预测时段，污染物COD最大超标距离迁移至下游28m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下；1000天时最大影响距离迁移至下游89m处；1825天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游11m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游69m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游492m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游45m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游135m处；污染物最大影响距离迁移至下游167m处，发生在1825天时。

②压裂返排阶段——放喷池破裂

根据钻井阶段放喷池泄漏假设情景预测结果（图6.4-21~24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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游63m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游202m处；3650天时污染物钡的影响距离迁移至下游438m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游20m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游142m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游534m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游338m处，发生在预测时段3650天时，此时影响距离迁移至下游450m处，但此时石油类浓度已接近标准值。

（4）非正常状况阆沙116HF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6.4-17~20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。在预测时段，污染物COD最大超标距离迁移至下游30m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游79m处；1825天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游11m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游68m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游550m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游54m处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游153m处；污染物最大影响距离迁移至下游205m处，发生在1825天时。

②压裂返排阶段——放喷池破裂

根据钻井阶段放喷池泄漏假设情景预测结果（图6.4-21~24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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游60m

处，发生在预测时段365天时；1000天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游222m处；3650天时污染物钡的影响距离迁移至下游518m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游28m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游146m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游602m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游439m处，发生在预测时段3650天时，此时影响距离迁移至下游528m处，但此时石油类浓度已接近标准值。

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。预测情景中放喷池泄漏对地下水环境的超标影响相对较大，钻井泥浆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 40~54m（石油类），最大影响距离在下游 350~649m（氯化物）；放喷池破裂各类污染物最大超标距离在下游 238~505m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 379~705m（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石油类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。

（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两种预测情景井场下游54m或505m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游649m或705m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响，由于个别场站距离水文地质单元下游边界小于上述距离，该类场地仅超标或影响到下游边界附近。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。

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废水，正常情况下无井场废水漫流情况发生，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（阆沙 101HF 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 井站施工对土壤环境影响分析

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

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

因此，本项目井站施工工程施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.5.4 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井站、集输管线施工工艺类似（主要为土建施工），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》（HJ2.4-2021）中规定的点源衰减模式进行声环境预测。

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，在临近场界 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

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 3~4 口不定，共计 42 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（阆沙 102-1HF）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	7	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。建设单位对各井场钻井施工噪声均实施有例行监测，通过监测数据统计类别可知，钻井施工是井场厂界噪声约为 60~75dB（A），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、夜间各厂界噪声无法满足《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 $_{(r0)}$ -20lg(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。

****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 7.2dB（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，正常情况下阆中气田电网情况较好，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 3～15d/井且非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），仅白天进行，夜晚不进行压裂作业。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（阆沙 102-1HF）压裂作业主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系m			源强dB（A）（1m处）	声源控制降噪措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
压裂作业	压裂设备	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。

根据预测结果，本次评价选取井场周边居民点分布较多的阆沙 105HF 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 阆沙 105HF 井组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。

测试期间，主要为 CNG 测试回收压缩机和燃气发电机会产生噪声，以及测试放喷时产生噪声，对周围居民将产生影响，CNG 测试回收压缩机和燃气

发电机将采用隔音罩、减震垫等措施进行降噪，尽可能减少对周围居民的影响，测试期间与当地村委会、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 井站施工期噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，施工期平台井站工程的噪声源强见表 4.1-20。

（2）井站施工期噪声影响预测

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.6-6。

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，本项目各平台井站外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，本项目各平台井站均在原井场内建设，施工工程量小、施工时间短（每个平台井站建站土建施工时间约 7 天），且施工全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近居民产生影响，昼间对居民影响较小，不进行敏感点噪声值预测。在施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各平台井站施工期较短，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。本项目单井水基钻井固废产生量约 407m^3，水基钻井固废总产生量约 3.4188 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 30m³，项目共产生顶替泥浆约 2520t，油基泥浆钻井阶段将产生的油基钻井固废，单井产生的油基钻井固废约 483m³，本项目共产生油基钻井固废约 20286m³（40572t）。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

本项目生活垃圾产生量共计 85.05t，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，16 个井场共产生的废包装材料约 9t，在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

（4）废矿物油、含矿物油固废

钻井工程中产生的废矿物油及含矿物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，交由有相应危险废物处理资质的单位利用、处置。

（5）返排砂

压裂返排过程中将产生返排砂，主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于一般工业固废。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口，本项目返排砂产生量共 42t，为一般工业固废，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）。

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 井站及脱水站建设施工固废对环境影响分析

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

施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，施工结束

后用于临时占地恢复用土，场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。废弃的管材和焊接废料，由施工单位清运回收。井站及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生。

6.7.4 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、施工废料和顶管或定向钻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收集后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摩擦力，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）。顶管或定向钻施工设置泥浆池，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、放空等均依托两端井站和阀室，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平台井站进行分析和评价。

7.1 运营期大气环境影响分析

根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程为大气环境二级评价，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。

7.1.1 采气平台井站运营期大气环境影响分析

采气平台井站运营期大气环境影响主要为各井站水套加热炉天然气燃烧废气以及检修及事故放空天然气燃烧废气。采气平台井站运营期大气污染物排放情况表见下表。

表 7.1-1　常规采气井站运营期大气污染物排放情况表

污染物种类	主要污染物	产生情况	污染防治措施	处理后排放	备注
污染源及其特征		产生量		排放量	
水套炉装置废气	NOx、颗粒物	烟气 4444.77m³/h，NOx2.871t/a、颗粒物 0.429t/a	通过 8m 高排气筒（内径 Φ200mm）有组织排放	烟气 4444.77m³/h，NOx2.871t/a、颗粒物 0.429t/a	各采气站布置 1~3 套水套加热炉
井站污水罐凝析油挥发有机废气	NMHC	0.5525t/a	加强储液罐密闭性，定期进行密闭检查	0.5525t/a	/
厂界无组织废气	NMHC	0.0018~0.042kg/h	加强工艺管道密闭，定期进行密闭检查	0.0006~0.006kg/h	/
气田水暂存池挥发的有机废气	NMHC	2.628kg/a	定期对集液池污泥进行清掏	2.628kg/a	/

单采气井站检修、事故放空废气	天然气	900m³/a	经 15m 放空管燃烧后排放	900m³/a	非正常工况

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。储液罐采取了密闭措施，通过呼吸阀产生有机废气较少，厂界无组织废气能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求。井站放空仅在检修或者事故情况下进行，次数较少，且放空的天然气量较少，燃烧后污染物产生量较少，采气井站运营期产生的废气对周边大气环境影响很小，环境影响可接受。

7.1.2 脱水站运营期大气环境影响分析

脱水站运营期大气环境影响主要为脱水装置天然气燃烧废气以及检修及事故放空天然气燃烧废气。4 座脱水站运营期大气污染物排放情况表见下表。

表 7.1-2　脱水集输站运营期大气污染物排放情况表

污染物种类	主要污染物	产生情况	污染防治措施	处理后排放	备注
污染源及其特征		产生量		排放量	
三甘醇脱水装置区重沸器、灼烧器燃烧废气	NO_x、颗粒物	烟气 962.78 万 m³/a，NO_x1.3299t/a、颗粒物 0.2011t/a	通过 15m 高排气筒（内径Φ200mm）有组织排放	烟气 962.78 万 m³/a，NO_x1.3299t/a、颗粒物 0.2011t/a	/
厂界无组织废气	NMHC	0.003~0.018kg/h	加强工艺管道密闭，定期进行密闭检查	0.003~0.018kg/h	/
检修、事故放空废气	NO_x、颗粒物	烟气 400m³/a，NOx0.752kg/a，颗粒物 0.096kg/a	经 15m 放空管燃烧后排放	烟气 400m³/a，NOx0.752kg/a，颗粒物 0.096kg/a	非正常工况
脱水站储油罐挥发有机废气	NMHC	0.17kg/h	采用双重密封；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方	0.17kg/h	/

7.1.3 回注站运营期大气环境影响分析

川石 43 回注站运营期仅有废水拉运罐车，仅产生少部分汽车尾气，废气产生量较少，无其他废气产生，对周边环境空气影响较小。

7.2 运营期地表水环境影响分析

7.2.1 常规采气工艺平台井站运营期大气环境影响分析

本项目运营期各平台井站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；本项目各平台井站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，优先回用于区域其他井场配制压裂液，无法回用的采气废水经阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后外排，现场无废水外排。

平台井站运营期临时值守人员将产生少量生活污水，经移动厕所收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理。

7.2.2 脱水站运营期地表水环境影响分析

本项目 4 个脱水集输站脱水装置产生的气田水优先回用于区域配置压裂液，无法回用的废水（约 20%）预处理后转运至区域回注井回注或用转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置，井场现场不外排。

清管检修废水暂存于站内污水罐，与脱水装置产生的气田水一并处置。

生活污水经化粪池收集处理后定期外运附近乡镇生活污水处理厂处置。

7.2.3 回注站运营期地表水环境影响分析

预处理后的气田水经计量后回注深层地下，在此期间会产生少量的设备检修废水和井口清洗废水，回注站清洗周期约两周一次，废水后经污水罐沉淀后回注地下，不外排。生活污水经化粪池收集后交由当地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，通过分析典型场地阆沙105-1HF、阆沙110HF、阆沙114HF、阆沙116HF场站、回注站和采出水管线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、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废水的有很好的阻隔效果，泄漏的污染物很难进入到含水层，对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

根据设计资料，运营期采气平台井站与井场位于同一场地，场站产生的废水主要为采气过程分离出的采出水，现场暂存入站内气田水罐；在阆沙105-1HF 井场修建 2000m^3 暂存池，阆沙 110HF 井场修建 1000m^3 暂存池，用于暂存钻井期间产生的废水；阆沙 114HF 井场修建 2 个 50m^3 储油罐，用于暂存凝析油；回注站新建 50m^3 注水罐，由于暂存回注气田水。在非正常状况下，运营期站场气田水罐、储油罐和暂存池以及回注站水罐因老化腐蚀或其他外力导致破损，废水和凝析油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。

运营期采出水管道输送介质为采出气田水。在非正常状况下，运营期采出水管线因老化腐蚀或其他外力导致破损，采出水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景。

7.3.2 预测时段与预测因子

（1）预测时段

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

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目采出水污染物及拟回注气田水监测结果和凝析油的密度，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作为预测因子，根据上述原则，本次评价将采出水及拟回注气田水中所含的石油类、氯化物、钡、COD和凝析油中石油类污染物为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

本项目站场主要利用气田水罐暂存开采过程中产生的采出水，在非正常状况下气田水罐防渗层受老化腐蚀影响发生破损，采出水会泄漏至地下水中，沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染。在阆沙 105-1HF 井场修建 2000m^3 暂存池，阆沙 110HF 井场修建 1000m^3 暂存池，用于暂存钻井期间产生的废水，同理池体防渗层失效也会发生地下水污染情况，该情景泄漏量计算见 6.4.3 一节。阆沙 114HF 井场储油罐在非正常状况下罐体防渗层受老化腐蚀影响发生破损，凝析油会泄漏进入到地下水中并发生污染。回注站新建水罐在非正常状况下罐体防渗层受老化腐蚀影响发生破损，拟回注气田水会泄漏进入到地下水中并发生污染。

同时，本次部分场站采用采出水管线输送采出水，在非正常状况下采出水管线受老化腐蚀影响发生破损，管线中的采出水会泄漏进入到地下水中并发生污染。本次评价按最不利因素考虑，假设泄漏过程泄漏出的采出水和部分呈“U”型管线段内的气田水全部会进入到地下水。本次管线和水罐源强参考《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。

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，且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）非正常状况阆沙105HF场站预测评价结果

①采出水罐泄漏

根据运营期采气阶段站场采出水罐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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游111m处，发生在预测时段1825天时；3650天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游354m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游14m处，发生在预测时段30天时；100天时氯化物超标距离迁移至下游12m处；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游107m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游364m处。在预测时段100天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游52m处；发生在预测时段1000天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游153m处；3650天时污染物石油类最大超标距离迁移至下游308m处，根据预测结果显示，随着时间推移，石油类污染物浓度逐渐降低，最后石油类浓度会降低至标准以下。

②暂存池泄漏

根据运营期阶段暂存池泄漏假设情景预测结果（图6.4-5~8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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游220m处，发生在预测时段3650天时，污染物钡的影响距离迁移至下游383m处，此时钡的预测值已接近标准值，随后较短的时间内即可降低至标准值以下。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游25m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游114m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游392m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游46m处，发生在预测时段365天时，此时影响距离迁移至下游71m处；1000天时石油类浓度已低于标准值，此时影响距离迁移至下游108m处；3650天时石油类影响距离迁移至下游161m处。

（2）非正常状况阆沙110HF场站预测评价结果

①采出水罐泄漏

根据运营期采气阶段站场采出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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游231m处，发生在预测时段1825天时；3650天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游655m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游15m处，发生在预测时段30天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游77m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游669m处。在预测时段100天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游69m处；发生在预测时段1000天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游244m处；3650天时污染物石油类最大超标距离迁移至下游587m处，根据预测结果显示，随着时间推移，石油类污染物浓度逐渐降低，最后石油类浓度会降低至标准以下。

②暂存池泄漏

根据运营期阶段暂存池泄漏假设情景预测结果（图6.4-5~8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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游522m处，发生在预测时段3650天时，污染物钡的影响距离迁移至下游708m处，此时钡的预测值已接近标准值，随后较短的时间内即可降低至标准值以下。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游33m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游166m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游720m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游70m处，发生在预测时段365天时，此时影响距离迁移至下游108m处；1000天时石油类浓度已低于标准值，此时影响距离迁移至下游188m处；1825天时石油类影响距离迁移至下游264m处，3650天时石油类浓度降低至检出限以下。

（3）非正常状况阆沙114HF场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游181m处，发生在预测时段1825天时；3650天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游498m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游15m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游71m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游511m处。在预测时段100天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游63m处；发生在预测时段1000天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游201m处；3650天时污染物石油类最大超标距离迁移至下游436m处，根据预测结果显示，随着时间推移，石油类污染物浓度逐渐降低，最后石油类浓度会降低至标准以下。

②储油罐泄漏

根据运营期阶段储油罐泄漏假设情景预测结果（图7.3-16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。在预测时段100天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游91m处，影响距离迁移至下游96m处；1000天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游304m处，影响距离迁移至下游323m处；由于泄漏的石油类浓度较高，在3650天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游661m处，影响距离迁移至下游701m处，随后石油类浓度越来越低。

（4）非正常状况阆沙116HF场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-17~19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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游125m处，发生在预测时段1825天时；3650天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游555m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游15m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游70m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游567m处。在预测时段100天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游63m处；发生在预测时段1000天时，污染物石油类最大超标距离迁移至下游214m处；3650天时污染物石油类最大超标距离迁

移至下游498m处，根据预测结果显示，随着时间推移，石油类污染物浓度逐渐降低，最后石油类浓度会降低至标准以下。

（5）非正常状况采出水管线预测评价结果

根据运营期采气阶段站场间采出水管线泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-20~22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。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游251m处，此时最大影响距离迁移至下游363m处，此时钡的污染物浓度已接近标准值。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游22m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游105m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游371m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游326m处，发生在预测时段3650天时，最大影响距离迁移至下游371m处，根据预测结果显示，随着时间推移，石油类污染物浓度逐渐降低，最后石油类浓度会降低至标准以下。

（5）非正常状况回注站预测评价结果

根据运营期回注站泄漏假设情景预测结果可知（图7.23-25~12和表7.3-8），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。在预测时段1000天时，污染物钡最大超标距离迁移至下游92m处，此时最大影响距离迁移至下游195m处，此时钡的污染物浓度已接近标准值。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游13m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游65m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游417m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游22m处，发生在预测时段100天时；365时石油类浓度已低于标准值，最大影响距离迁移至下游58m处；1000天时石油类浓度已低于检出限。

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，暂存池、采出水罐和采出水管线泄漏都会对浅层地下水产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。现将本项目各场地预测情景的环境影响详述如下：

（1）对含水层的影响分析

预测结果表明，暂存池、采出水罐和采出水管线泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。预测时段内，暂存池泄漏各类污染物最大超标距离在下游 220m 和 522m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 392m 和 720m（氯化物）；采出水罐泄漏各类污染物最大超标距离在下游 308~587m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 364~669m（氯化物）；采出水管线泄漏各类污染物最大超标距离在下游 326m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 371m（氯化物）；储油罐泄漏最大超标距离在下游 661m（石油类），最大影响距离在下游 701m（石油类）；回注站水罐泄漏各类污染物最大超标距离在下游 92m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 417m（氯化物）。上述情景发生泄漏污染后，钡和石油类污染物对地下水的影响程度较大。因此，在上述情景污染发生后，应重点关注钡和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采出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。此外，由于阆沙 103-1HF、阆沙 107HF 和阆沙 114HF 场地均设置了储油罐，阆沙 103-1HF、阆沙 107HF 场地的储油罐泄漏类比阆沙 114HF 场地，预测时段内，石油类最大超标距离在下游 661m，最大影响距离在下游 701m。

（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开采场站下游220~587m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游364~720m以内的

地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响；回注站下游92m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游417m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响；设置储油罐场站下游661m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游701m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响；管线下游326m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游371m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响。根据上述分析结果，各场站和管线下游地下水保护目标可能受影响分析情况见表7.3-9，由分析结果可知，在预测情景下场站下游个别保护目标存在一定的超标影响情况，但总体对地下水影响相对较小；采出水管线下游保护目标会受到污染泄漏的超标影响，因此后期要加强对采出水管线的维护管理。同时，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕分析结果的迁移距离较远，使得氯化物污染物影响距离相对较远影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

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。本项目各平台井站和脱水集输站均采用标准化、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，各平台井站运行期无高噪声设备，类比临近气田平台井站和同类型脱水集输站运营期噪声监测数据，各站场厂界均能满足《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 脱水站运营声环境影响分析

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，选用高效低噪设备。根据类比其他区域同类型脱水站场（高沙 305HF 脱水站，集输规模为 $120\times10^4m^3/d$）正常运营时的厂界昼间噪声监测值为 49~50dB（A），夜间噪声监测值为 44~45dB（A），能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准。

7.4.3 回注站运营声环境影响分析

川石 43 回注站运营过程噪声主要来自于回注站内的水泵工作产生的噪声，项目通过选择环保型低噪声设备，将回注泵安置于室内、台基减震，吸水管和出水管采用柔性连接、控制回注泵的运行时间，选择白天回注等一系列措施后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008），对周围居民的噪声影响在可接受范围内。

7.4.4 放空噪声

本项目平台井站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 平台井站运营期固体废物

分离器分离出来的以及清管检修产生的废渣量较少，单井站产生量约20kg/a，本项目 18 个井站合计产生废渣量约 360kg/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，沙溪庙气井产生的废渣（17 个井站，340kg/a）含凝析油，产生的废渣属于危险废物（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，不在井站储存；阆阳 1 井站须二段气井产生的废渣（20kg/a）不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

各井站设置的污水罐每半年清理一次，单井站污水罐沉渣产生量约为0.5t/a，本项目18个井站污水罐沉渣合计最多约9.0t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，***气井井站污水罐沉渣（17个井站，8.5t/a）含凝析油，产生的废渣属于危险废物（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，不在井站储存；阆阳1井站***气井产生的污水罐沉渣（0.5t/a）不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

各井站聚结过滤器滤芯每年更换一次，每次废弃滤芯产生量约为0.2t/a，本项目18个井站每年废弃滤芯合计产生量约3.6t/a，***气井井站废弃滤芯（17个井站，3.4t/a）含凝析油，产生的废渣属于危险废物（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，不在井站储存；阆阳1井站***气井产生的废弃滤芯（0.2t/a）不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

平台井站设备检修、换油时有废润滑油产生，每个平台井站废润滑油产生量约0.2t/a，18个井站合计约3.6t/a，废矿物油属于危险废物（废物类别为HW08，废物代码900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

本项目各平台井站为临时有人值守站，运营期18个常规平台井站共产生生活垃圾36kg/d，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

7.5.2 脱水集输站运营期固体废物环境影响分析

本项目采用三甘醇脱水工艺，三甘醇富液在经过活性炭过滤后会产生废活性炭，分子筛脱水会产生废分子筛。根据区域已运行的同规模脱水集输站实际数据类比分析，本项目单个脱水集输站废活性炭产生量约1t/a，3个三甘醇脱水集输站废活性炭产生量约1t/a；1个分子筛脱水集输站废分子筛产生量约0.2t/a。废活性炭和废分子筛属于危险废物，危险废物类别为HW49，危险废物代码为900-039-49，废活性炭及废分子筛暂存于危险废物暂存间，按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)》暂存，定期交由资质单位处置；脱水集输站设备检修、换油时有废润滑油产生，单个脱水集输站废润滑油产生量约0.2t/a，4个脱水集输站废润滑油产生量约0.8t/a。废矿物油属

于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置；单个站场污水罐沉渣产生量约为 1.2t/a，4 个站场污水罐沉渣产生量约为 4.8t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质和石油类，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；生活垃圾在站场统一收集后交由环卫部门处置。由上可知，脱水站运营期所产生的固废均得到了妥善处置，对周围环境影响较小。

7.5.3 回注站运营期固体废物环境影响分析

回注站营运期固体废物主要为废油和生活垃圾，回注井站废油委托有危废资质单位进行处置；回注站生活垃圾由站内垃圾桶收集后，按当地环卫部门要求进行处置。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

7.6 运营期土壤环境影响分析

7.6.1 平台井站运营期土壤环境影响分析

本项目运营期各平台井站及脱水站将产生一定量采气废水和检修废水暂存于井站的储液罐内，采用密闭罐车转运拉运至集中处置站，正常情况下无井站废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。在事故等非正常工况下，平台井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，因此平台井站及脱水站运营期正常工况下对周围土壤影响较小。前期气液分离井站设置有放空区，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 回注井站运营期土壤环境影响分析

回注井站内不设置废水池，仅设置污水罐以及泵撬等装置，井站内对污水罐区、泵撬装置区和井口装置区进行了重点防渗，废水的泄漏可能性较小，若发生泄漏，及时收集废水，同时地面进行了重点防渗，井站四周修建了污水沟以及集污坑，通过以上措施，能够避免对周围土壤环境产生影响。

7.6.3 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，天然气已在井站进行气液分离，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。

7.7.1 对土地利用现状的影响评价

项目运营期，临时用地已逐步进行恢复，对土地利用现状的影响主要体现在井场井站工程及管道工程。

（1）井场井站工程的影响

根据统计，本项目井场井站工程占用的土地类型主要为耕地、林地、草地，永久占地面积相对于整个评价区来说，占用的比例较小，不会造成评价范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个评价范围内的土地利用状况影响不大。

（2）管道工程的影响

管道工程永久占地面积相对于整个评价范围来说，占用的比例较小，不会造成评价范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个评价范围内的土地利用状况影响不大。

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，取而代之的是井站、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

项目投入运营后，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井站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。本项目新建井站占地主要为耕地、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，井站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平台井站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；生活污水经井站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。

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，根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及平台钻井工程主要原、辅材料使用情况，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、目的层水平段采用油基钻井液（白油或柴油）、压裂前置酸（稀盐酸）、井站运营期由工艺系统分离产生的凝析油和采气废水。钻井期废水主要呈现出 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，以黏土（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分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）钻井期废水危险性分析

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，部分井采出的天然气或多或少都带有一部分凝析油和采气

废水，凝析油与采气废水一起经水套炉加热后，进入分离器，后转入储液罐，由于密度差异，凝析油浮于采气废水表面。采气井站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。本项目井站凝析油现场收集后油桶暂存于防渗区，定期运输至凝析油收集中转站进行处理后外售。凝析油主要分布于储液罐和油桶里面，其特性和柴油差不多。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，会与其他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，除含大量离子外，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

天然气是一种碳氢化合物，通常所称的天然气是指储存于地层的可燃气体，同煤炭、石油一样同属化石燃料。天然气主要成分为甲烷、也包括少量的乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷等重质碳氢化合物和少量的氮气、氧气、二氧化碳等。天然气比空气轻，无色、无味、无毒且无腐蚀性。从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组分的甲烷属于《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。

（6）柴油危险性分析

钻井及井下作业过程中使用柴油机作为钻井作业现场电力和动力输出，柴油具有可燃性。

（7）白油危险性分析

本项目目的层为***组的水平井二开造斜段及水平段采用油基钻井液钻井，油基钻井液是以油为分散介质组成的泥浆，其基本组成是油、水、有机黏土(或其他亲油粉末)和油溶性化学处理剂。油相一般用白油，占泥浆60％～70％或更高，现场实践有达90%以上的使用，危险性主要表现在油性物质的可燃性。

（8）酸性介质危险性分析

盐酸主要是用于压裂施工前置液酸化井壁，腐蚀性强，危险、有害特性。

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（井站）周围 5km 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 8.1-1~8.1-20**。

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）

由于各井场井站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，井站与井站之间输气管道通过井站进出站阀组切断阀实现单元控制，故阆中地区产能建设项目（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***组，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）、12%稀盐酸。

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	1.01	0.101
3	白油	油基泥浆储罐	68334-30-5	2500	250	0.1
4	盐酸（37%）	盐酸罐	7647-01-0	7.5	8.595	1.146
项目值 Q 值∑						1.347
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井站、管线分段进行评价。本项目新部署 18 个井站、4 个脱水站、1 个回注站及 19 条管线，本项目运营期环境风险共计 42 个危险单元。本项目各井站通过阀组撬实施紧急截断，截断阀能在 30s 内截断气源，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。各井站凝析油存在量按照最不利情况井站内储液罐装满的情况下计算（其中根据阆中气田已有资料统计，须家河组气藏不含凝析油，***组含凝析油的油气比为 1.95t/万 m^3。项目储液罐体积为 $50m^3$，井站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 $50m^3$，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 21.25t）。

本项目井场钻井期 Q 值最大为 1.347；运营期以各井站、脱水站及各集输管线为危险单元，计算各井站、脱水站和各集输管线的最大存在量，其中井站及脱水站的 Q 值最大为 0.08，管线中阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线、阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线、阆沙 103HF-双龙输气站集输管线及阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线的 Q 值大于 1，分别为 1.20、1.22、3.13 及 4.68。

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，本项目各井站采气运营期及脱水站 Q 值均小于 1，部分集输管线 Q 值小于 1，开展简单分析。施工期所有钻井井场 Q 值最大为 1.347，1≤Q＜10；运营期阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线、阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线、阆沙 103HF-双龙输气站集输管线及阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线 Q 值分别为 1.22、1.24、3.13 及 4.68，1≤Q＜10，因此施工期钻井井场及运营期部分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，本项目施工期钻井井场涉及危险物质使用，贮存，详见按照表 8.2-3，运营期行业及生产工艺情况（M 值）详见按照表 8.2-4。

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	施工期钻井井场	石油、天然气、页岩气开采	1	10
2		涉及危险物质使用、贮存的项目	1	5
项目 M 值∑				15

表 8.2-4 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	运营期内部集输管线	油气管线	1	10
项目 M 值∑				10

由上表可知，本项目施工期钻井井场行业及生产工艺 M 总计为 15，为 M2，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	行业及生产工艺（M）

界量比值（Q）	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，本项目施工期钻井井场危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，运营期集输管线危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

8.2.4 环境敏感程度（E）的分级

（1）地表水

本项目评价区域内水体主要为嘉陵江及其支流，区块范围内涉及的嘉陵江水环境功能为Ⅱ类水体，西河水环境功能为Ⅱ类水体，项目涉及的嘉陵江支流水体功能为灌溉、泄洪、养殖等，未划定水环境功能，不涉及地表水饮用水源。项目钻井井场周围无地表水体分布，施工期间废水均收集后妥善处置，不在现场外排，事故情况下及时将废水抽入废水罐，同时井场设置有内外环沟能有效避免废水进入外部环境。本项目阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线、阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线不涉及河流穿越；阆沙 103HF-双龙输气站集输管线（气管线）穿越嘉陵江一级支流唐家河，流经 1.7km 后进入嘉陵江，嘉陵江水环境功能为II类水体，但穿越点上游 500m 及下游 10km 范围内无饮用水源保护区分布；阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线（气管线）穿越西河支流金星河、哑巴河等，川穿越支流最近流经 650m 后进入西河，西河水环境功能为II类水体，穿越点穿越点上游 500m 及下游 10km 范围内无饮用水源保护区分布。地表水环境敏感特征，地表水环境敏感目标，项目各项工程地表水环境敏感程度见下表。

表 8.2-5　各危险单元地表水环境的环境敏感程度（E）分级

序号	危险单元名称	地表水环境敏感特征	地表水环境敏感目标	地表水环境敏感程度
1	钻井期间各钻井井场	F2	S3	E2
2	运营期阆沙 103HF-双龙输气站集输管线	F1	S3	E1
3	运营期阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线	F1	S3	E1

（2）地下水

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）。

（3）大气

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。

根据前文敏感保护目标调查统计情况，本项目钻井井场周边 5km 范围内人口之和均大于 1 万，小于 5 万，大气环境敏感程度等级为 E2；本项目阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线、阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线、阆沙 103HF-双龙输气站集输管线及阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人小于 200 人，大气环境敏感程度等级为 E2。

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。

本项目施工期钻井井场大气环境敏感程度、地下水环境敏感程度、地表水环境敏感程度均为 E2；本项目运营期集输管线大气环境敏感程度及地下水敏感程度均为 E2，地表水环境敏感程度阆沙 103HF-双龙输气站集输管线及阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线为 E1、阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线、阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线为 E2；本项目施工期钻井井场危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，运营期集输管线危险物质及工艺系统危险性等级为 P4；各风险单元环境风险潜势如下表。

表 8.2-7　各危险单元大气环境的环境风险潜势

序号	危险单元名称	大气环境敏感性分级	地表水环境敏感性分级	地下水环境敏感性分级	物质及工艺系统危险性分级 P	风险潜势
1	钻井期间各钻井井场	E2	E2	E2	P3	III

2	运营期阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线	E2	E2	E2	P4	II
3	运营期阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线	E2	E2	E2	P4	II
4	运营期阆沙 103HF-双龙输气站集输管线	E2	E1	E2	P4	III
5	运营期阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线	E2	E1	E2	P4	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8.2-8　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，本项目各井站、脱水站运营期及部分集输管线运营期 Q 值均小于 1，开展简单分析。施工期钻井井场风险潜势为 III 级，风险评价等级为二级；运营期阆中 11-1HF-阆沙 109HF 集输管线及阆沙 112HF-阆沙 111HF 集输管线环境风险潜势为II，环境风险评价等级为三级，阆沙 103HF-双龙输气站集输管线和阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线）风险潜势为 III 级，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、井站和集气管道等。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漏，易发生爆炸火灾，井口失控；在井队搬迁安装以及钻井施工期间可能会损坏输气管线导致天然气泄漏，发生火灾以及爆炸等事故；钻井或定向施工中，两井眼相近易发生碰撞，井下工具可能会碰坏已建井口的油层套管，轻则套管变形，影响气井后期修井作业，重则套管破裂造成井喷失控、井眼报废、设备损毁甚至人员伤亡	井喷失控、火灾爆炸、天然气泄漏燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

（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概率很小。

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）施工期井喷风险

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的天然气以及点火燃烧后产生的二次污染也会对周边的居民产生影响。

（2）钻井期套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。

（3）运营期场站、采输气管道泄漏风险

井站、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。

集输管线井站配备压力阀，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。

根据调查区块内已运行井站和集输管线，通过配备截断阀、定期巡视等，采取设计及规范措施，运行至今未发生大的环境风险事故。

（4）天然气点火燃烧对生态环境的影响

钻井过程发生井喷失控后天然气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油或白油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程井站或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生

一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，充分燃烧情况下燃烧产物主要为 CO_2，毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，火灾爆炸燃烧产物对大气产生的影响较小。

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概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。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、废弃材料外运过程风险

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。运输中涉及风险事故的主要环境敏感点为：

①公路沿线主要为耕地，涉及农村区域和城市区域等。

②线路沿线穿越鹿角溪、哑巴河、金星河等地表水体。

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概率很小，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

各井场井站单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，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。本项目各井站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

本项目井站拟采用“除砂+加热节流+分离计量工艺”工艺，经气液经分离后，凝析油与采气废水一同进入井站内的采气废水储液罐暂存，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）运营期采输气管道破裂凝析油、采气废水泄漏事故影响

本项目采输气管道泄漏将导致天然气泄漏进入土壤和水体中，由于天然气已在井站进行气液分离，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

8.6.1 大气环境风险影响

1、环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录H大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表8.6-1。地下水终点浓度按照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准。

表8.6-1　危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值（mg/m³）		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录H

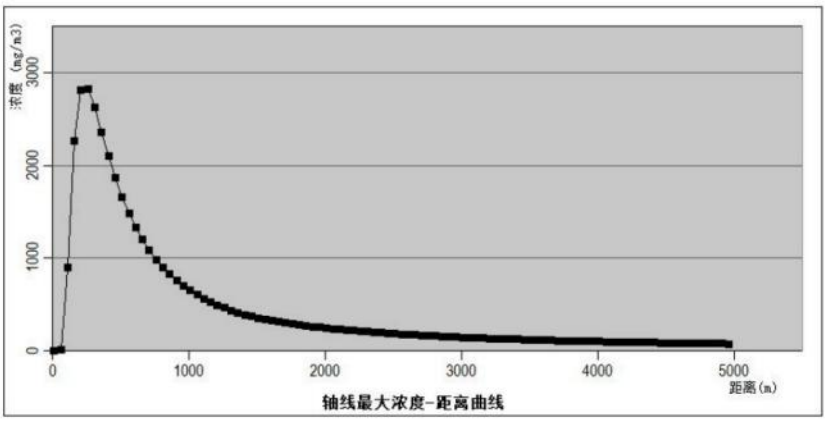
2、大气环境风险预测

（1）钻井期井喷

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 G 推荐的大气风险预测模式（AFTOX 模型），计算最不利气象条件下风向不同距离处污染物的高峰浓度和毒性终点浓度，详见表 8.6-4。

表 8.6-4　最不利气象条件下本项目下风向污染物浓度范围统计表

下风向距离（m）	井喷点火前 15min
	甲烷高峰浓度（mg/m³）
10	0.00000
60	10.016
110	898.26
160	2260.7
210	2816.1
260	2828.1
310	2623.8
360	2360.4
410	2100.2
460	1864.6
510	1658.6
560	1480.8
610	1328.0
660	1196.6
710	1083.4
760	985.24
810	899.86
860	825.18
910	759.55
960	701.59
1010	650.17
1510	353.87
2010	244.84
2510	183.52
3010	144.81
3510	118.42
4010	99.432
4510	85.185
4960	75.127
毒性终点浓度范围	终点 1：/
	终点 2：/



附图 8.6-1 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

本环评认为最不利气象条件下本项目井喷事故点火前井喷的甲烷未达到毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2。

④预测评价

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。

（2）集输管道泄漏

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30S考虑，泄漏量按管道截面100%断裂进行估算。

表 8.6-5　项目源强一览表

风险事故情形	危险物质	影响途径	泄漏速率/kg/s	泄漏时间/秒	其他事故源参数
阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线断裂泄漏	甲烷	进入大气，引起人体缺氧、窒息	98	30	管道压力 6.3MPa

①预测模型

甲烷为轻质气体，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），可采用AFTOX模型进行预测。

②气象参数

选取导则明确的最不利条件进行预测，气象参数详见表8.6-2。

③预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压力管道断裂时天然气气流的喷射高度可达 60m 以上，本报告偏保守考虑，管道以抬升高度为 50m 预测评价。设定事故状态下的天然气泄漏时甲烷的毒性终点浓度预测结果见表 8.6-6。

表 8.6-6 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/m³）	影响半径（m）	
			>260000mg/m³	>150000mg/m³
阆沙 114HF-阆南线 3#阀室集输管线断裂泄漏	1410	1696.8	/	/

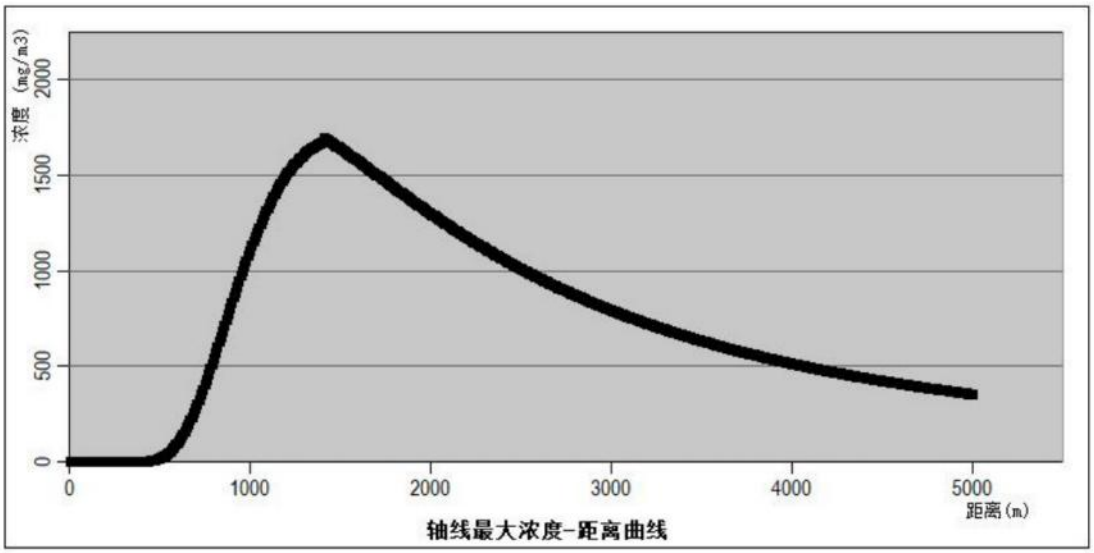


图8.6-2 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

由上表预测可见：F类稳定度，风速1.5m/s 下，阆沙114HF-阆南线3#阀室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。

④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，两端井站迅速关闭，泄漏时间一般不会超过 30s，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。

2、施工期大气环境风险评价

（1）施工期井场采输气管道泄漏及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险

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。集输管线配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，通过采取风险防范措施并制定有效的应急预案后环境风险总体可控。本项目天然气不含硫，燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。项目周围居民不在受限空间内，发生 CO_2 浓度过高产生窒息的概率很小。

（2）施工期井喷

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。由于天然气主要成分为甲烷，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，在采取有效的风险防范措施和应急措施的情况下，井喷事故发生概率较小，环境风险可接受。

（3）施工期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概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。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。

（4）井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂天然气窜层泄露进入地表环境风险影响分析

本项目在钻井施工中各井组内井眼距离 5~15m，符合《丛式井平台布置及井

眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），且各井均为不同方向的定向井或水平井，在钻井作业中严格控制直井段井斜和斜井水平段的位置方向，加强钻井位置监测，类比同类丛式水平井组钻井，从未发生过串井事故，因此井下工具破坏已完钻气井套管的可能性基本不存在。

完井套管均采用高压无缝钢管，压裂作业在高压压裂时破坏已完钻气井套管的可能性也很小。根据川西地区多年来的钻井记录，井眼碰撞以及压裂作业导致套管损坏在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后天然气窜层泄露进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多，但出现的泄露点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄露范围在井口外 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，泄露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、运营期井站和天然气集输管线泄漏风险分析

由于地面采气工程时在测试放喷定产后配产规模下生产（单井站最大配产规模 $2.5\times10^4m^3/d$），地面采气阶段环境风险源较钻井和储层改造施工阶段小，其环境风险影响范围较施工期小，且在站内工艺管道发生断裂泄漏事故后，自控系统控制的截断阀能在 2min 内截断上游气源，管道两边截断阀（井口截断阀、出站阀组区截断阀）在第一时间响应关闭并启动放空程序，最大泄漏量为管线在线量和 2min 的天然气流量，天然气泄漏量很小。由于天然气主要成分为甲烷，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，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。

井站、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天然气外溢，可能造成周边居民中毒、窒息。平台井站配备报警装置及应急截断阀，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。

采气过程井站或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，

燃烧物质与空气接触较充分，泄漏天然气量小，充分燃烧情况下燃烧产物主要为CO_2，毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，CO 对大气产生的影响较小。

8.6.2 地表水环境风险影响

（1）施工期

①废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、压裂废水、采气废水的危害主要表现在：pH 值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长。

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。采气期采气废水于储液罐内暂存，储液罐外围设置有采取防渗处理的围堰，也有效防止采气废水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄露收集处理不及时等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，要求建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置或放喷池。建议建设单位适当加大集污坑的规格或者将集污坑改建为隔油放喷池并做好防渗，增大废水储存规格，避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水泄露对外环境（如地下水、农田）的影响。本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认罐池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够。

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄漏的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄露废水散排进入井场其他区域。

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，并及时处理转运。

②油类物质的泄漏或外溢

柴油、白油、凝析油及废矿物油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油、白油或废矿物油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的柴油、凝析油、白油或废矿物油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：表层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。钻井施工期油罐布置在井场外地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的泄露及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险。钻井期油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集污坑，油罐临时调配在油罐区暂存。油罐密闭，柴油发生大量泄露的概率很小，一般情况管道阀门泄露，少量跑冒漏滴均收集在集污坑内，可有效进行防止污染。钻井施工期废矿物油采用油桶收集暂存，油桶置于危废暂存间，废矿物油在施工生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄露并进入外环境的可能性很小。采气期凝析油和废矿物油采用油桶收集暂存，其产生量很小，油桶置于站内防渗区域，凝析油定期转运处理外售；废矿物油一般站内能完全利用；废矿物油在生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄露并进入外环境的可能性很小。

尽管项目存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的 QHSE 管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最

低限度。

③物质外运过程事故影响分析

本项目液体类物质转运采用罐体装载，固废采用密封袋装运输，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄露的机率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约 10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经 2~3 次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。德阳地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

（2）运营期

运营期采气废水在场站进行暂存后通过压力管道输送，正常情况下不会发生泄漏污染地表水、地下水及土壤环境的情况，事故情况下废水罐、输水管道发生破裂等泄漏情况下将导致采气废水进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。因此，本项目一旦事故状态下发生地表水污染，应对可能受影响的保护目标迅速采取相应的应急措施，立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并加强跟踪监测，若废水泄漏扩散，立即通过截断河流，修建拦水坝，转移泄漏废水等方式，避免污染物扩散，影响区域地表水环境。

8.6.3 地下水环境风险影响

（1）井漏事故影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，

钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。项目浅层采用导管清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时导管段施工时间短，完成后立即固井，能大大降低对浅层含水层流场的影响，同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边农户饮用水影响小。

（2）柴油、白油、废矿物油、钻井液、钻井废水、压裂返排液、采气废水等泄漏影响分析

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若放喷池发生渗漏或钻井液漏失，污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，会造成周边尤其是井场下游地区居民分散式取水井（泉）超标现象。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，建议以泄漏处两侧 150m 至下游划分为分散式水源禁止饮用带，同时设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对下游邻近的居民分散式取水井进行取样监测，若发现水质不宜饮用，立即采用如供应桶装水，或在所在井场上游地区选择新的水源为受影响的居民进行供水。

其他油类物质和钻井液、压裂返排液等均存在罐内，罐和基础地面进行了防渗处理，设置于地面基础上，四周设置了围堰，若发生泄漏能及时发现处理，污染物不会进入地下水或土壤环境，难以对地下水和土壤环境造成不利影响。同时若机械设备有少量油类物质泄漏于井场内，泄漏的柴油、白油和废矿物油在泄漏处呈点状分布，其在土壤中渗透能力不强，与水的溶解又低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、白油、废矿物油对当地地下水裂隙水水质影响较弱，对土壤污染仅限于接触油类物质少量井场内部分，污染有限。只要对泄漏的柴油、白油、废矿物油采取有效的回收措施，对浅层地下水和土壤环境不会产生明显影响。

（3）套外返水风险影响

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度

地层水（主要在 700m 以下地层）Cl^-离子浓度达到 19000～23000mg/L，水型以 $CaCl_2$ 为主，矿化度 8.62～14g/L。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小，对地下水和土壤环境影响小。

（4）对地表水集中式饮用水水源保护区的环境风险

根据本项目与地表水饮用水水源保护区的关系分析可知，本项目井场、井站和管线大部分地段均不位于地表水饮用水源的汇水范围内。同时，结合本项目所在区域水文地质条件，项目所在地区主要为红层碎屑岩类裂隙孔隙含水层分布区，浅层地下水的径流方向与地表地形一致。因此本项目大部分工程内容的建设运行由于地表地下分水岭的存在，项目即使发生污染风险事故，污染物也不会向集中式饮用水源及其保护区方向径流，对其产生污染影响的可能性较小。

8.6.4 土壤环境风险影响

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止污染物地表漫流、垂直入渗的发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

因此，只要建设单位严格落实本评价提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境的环境风险影响很小，土壤环境风险可接受。

8.6.5 生态环境风险影响

放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响。项目预计井下气量较小，且单井测试放喷定产燃烧时间短（每次持续放喷时间约 8~12h），加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

另外，井喷时点火燃烧产生的热辐射可能会对周边区域的植被产生不良影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，周边植被已清除，不会对区域植被产生明显影响。

根据前述分析，在采取一系列风险防范措施后本项目发生井喷的概率很小，因此可最大限度避免对周边植被产生不利影响。

8.7 环境风险防范措施

8.7.1 各井场井站井控措施

（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）各种井控装备及其他专用工具、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，或其他辅助作业，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，两个岗都必须做好真实准确记录，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）根据各井场井站所处地形环境、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外溢报警器，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行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

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100m，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）各井场井站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、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

（2）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。

（5）运输车辆配置吸油毡、围油栏等事故应急物资，一旦油类物资进入水体，马上用吸油毡、围油栏等使油类物资与下游水体阻拦，防止污染物随下游污

染饮用水源，同时启动应急预案，报告饮用水源主管部门，做好信息公示，并在有必要的情况下立刻停止取水，启动饮用水源补水替代方案。

（6）依据《四川省饮用水水源保护管理条例》，地表水饮用水水源保护区内，禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全。因此，本环评禁止装载柴油、废水、固废等危险物品的转运车辆穿越杨家镇罗汉寺村小岛水库饮用水水源保护区，以保障饮用水源安全。

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（井站）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《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。各井站站内的露空管道、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各井场井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

②对本项目各井场井站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：井站/工艺设施的工艺变量、井站/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对区块各井场井站进行远程监视，实现紧急情况下30s内各切断阀自动截断关停。

8.7.7 井站气体泄漏、废水和废油泄漏防范措施

（1）井站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）井站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）井站的建设和布局，应严格按照设计规范要求进行设计，确保井站安全。

（5）结合井站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

为确保工程各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 其他环境风险防范措施

（1）公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，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水源保护区和饮用水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.井站在现有条件下不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，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、噪声伤害等，应根据需要配备护目镜、防尘口罩、手套等。

④井口装置损坏或其他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、快速灭火剂综合灭火法以及打救援井方法扑灭不同程度的大火。其他井喷抢险详见井队《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，井站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（井站）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，防止进入下游地表径流。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：本项目所在的南充市、南部县、阆中市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《中国石油化工股份有限公司西南油气分公司 HSE 管理手册（2024 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)。安全环保部负责组织开展公司应急能力评估，组织应急预案编制、评审、发布和备案。公司及各单位应健全完善应急管理组织体系，建立应急指挥中心，并明确各级应急职责，配备专（兼）职应急管理人员，定期组织开展应急演练各级 HSE 管理部门应组织开展事故风险评估和应急资源调查，编制与上级单位、当地政府及相关部门相衔接的应急预案。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等相关方编制应急预案。

8.8.13 应急保障体系建设

（1）管理职责

①生产运行管理部（油地工作部）是本要素的主管部门，统筹负责公司应急管理工作，制订应急管理规定，统筹公司应急救援能力建设，组织突发事故（事件）的应急救援、抢险，协调和调动应急救援队伍、装备和物资，组织公司级应急演练，负责指导各基层单位建立健全义务应急队伍组织。

②安全环保部负责组织开展公司应急能力评估，组织应急预案编制、评审、发布和备案。

③党委宣传部（新闻中心）负责对外信息发布和舆情处置，做好与媒体、相关方沟通协调。

④信息化档案中心负责应急过程中的通信保障。

⑤应急救援中心负责承担各类突发事故（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。

⑥各单位是属地应急管理工作的责任主体，全面负责本单位的应急管理工作。

（2）应急组织

①公司及各单位应健全完善应急管理组织体系，建立应急指挥中心，并明确各级应急职责，配备专（兼）职应急管理人员， 定期组织开展应急演练。

②基层单位应成立应急领导小组，设置专（兼）职应急 管理人员。

③基层单位应建立完善基层义务应急队，可与党员突击队统筹管理运行，义

务应急队员至少每年接受一次集中培训，并按要求取证。

④生产经营项目、场所发包或出租给其他单位的，发包或出租单位在与承包单位、承租单位签订的 HSE 管理协议中，应明确双方的应急管理职责。

⑤生产运行管理部（油地工作部）应根据地理区域划分应急联防区，明确区域应急联防组长单位及其职责。

⑥各单位要与当地政府、周边应急力量建立应急或消防协调工作机制。

（3）应急准备

各级 HSE 管理部门应组织开展事故风险评估和应急资源调查，编制与上级单位、当地政府及相关部门相衔接的应急预案。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等相关方编制应急预案。

各单位应明确消防重点部位，实施分级管理，建立消防管理档案。按规范配置消防设施、装备和器材，合理储存安全环保应急物资，实行属地管理，落实责任人员，建立定期检查机制，确保完好备用。

依法委托外部消防技术服务机构开展的消防维保、检测，工作内容应满足石油化工企业实际需求。

各单位应开展员工应急和消防培训，每年至少开展一次义务应急队员全覆盖培训，提升岗位员工事故应急处置、自救互救和紧急避免能力。

各级应制定年度应急演练计划，按照规定的频次和要求采用现场演练、桌面推演的方式进行演练；所有预案每年至少演练 1 次，每次演练后应组织评审，并根据评审结果完善预案。

各单位应结合生产过程可能发生的生产安全事故、环境事件类型，配置应急设备设施、公用器具和物资材料，并建立清单， 定期维护保养和检查测试。石油工程监督中心环境监测站应配备应急监测仪器设备设施。

各级应急管理部门应成立基层应急演练抽查小组，结合系统内外事故事件和演练计划，每月编制演练专题，对各基层单位开展演练抽查，对演练情况进行点评并通报。

（4）应急响应

各单位应通过现场巡检、有毒及可燃气体报警、烟感温感报警、火灾智能视频识别、重要参数报警等手段，及时发现泄漏、着火以及生产异常、设备故障等

造成的险情。

应急响应实行分级管理，按照可能发生的生产安全事故、环境影响事件的危害程度、影响范围和控制事态的能力，分为公司级、厂级和基层单位级，应根据事态发展启动相应的应急预案。

发生可能影响周边各生产单位、公众安全、生态环境的突发事件时，各级党政部门应及时向地方政府、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。

应急报告实行逐级上报制度。发生公司级及以上事件， 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公司 应急指挥中心办公室报告。

基层单位应及时开展初期应急处置。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。

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。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。

应急终止后，由事故调查组对应急救援工作进行评估， 事故事件单位应根据评估结论及时改进存在问题。

（5）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

序号	项目	内容及要求
		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、钻井队和南部县、阆中市生态环境局。 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、南部县、阆中市政府、相关镇政府、相关村委会。必要是可增加到南充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南部县、阆中市医院，南部县、阆中市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会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。并电话通知南部县及阆中市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南部县及阆中市环境监测站监测。抢险、救援组织协调南部县及阆中市消防队和南部县及阆中市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施：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撤离去外的居民撤离。
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、

序号	项目	内容及要求
		业主单位成立事故调查小组，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制定应急培训计划，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做好培训记录。应急演练应每个井站开展一次，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

阆中地区产能建设项目（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，阆中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	阆中地区产能建设项目（一期）

<table>
<tr><td>称</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>建设地点</td><td colspan="4">四川省南充市（南部县、阆中市）境内</td></tr>
<tr><td>地理坐标</td><td>经度</td><td>***</td><td>纬度</td><td>***</td></tr>
<tr><td>主要危险物质及分布</td><td colspan="4">目的层 CH_4(易燃易爆)，井场上暂存柴油、白油、盐酸。</td></tr>
<tr><td>环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水、土壤等）</td><td colspan="4">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和土壤环境的污染。本项目气田水管道泄露将导致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。</td></tr>
<tr><td>风险防范措施要求</td><td colspan="4">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、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。</td></tr>
<tr><td colspan="5">填报说明（列出项目相关信息及评价说明）：</td></tr>
</table>

9 环境保护措施及可行性论证

9.1 水污染防治措施

本评价水污染防治措施在各产水节点水污染防治措施的基础上，叠加分析区域层面废水循环回用、外委处置措施的可行性和合理性。

9.1.1 施工期水污染防治措施

（1）钻前施工

由于钻前施工主要为各井场井站和场外道路、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。

（2）钻井施工

本次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各井场钻井废水的暂存、处理回用及最终处置

本项目清水钻井液和水基钻井液钻进过程中，从井底排出的钻井液及岩屑混合物经振动筛分离后，钻井液（筛下物）由泥浆循环罐收集并经除砂、除泥处理后部分循环回用，不能回用的钻井液（与岩屑（筛上物）经压滤后，滤液部分回用于配置钻井液，不能回用的滤液回注处理。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、60m³/个的污水罐）内进行回用，各井场在钻井过程中无废水需外排，仅在完钻阶段，产生的钻井废水经阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注，现场不外排。

根据对清水钻及水基钻井废水污染物调查，清水钻及水基钻井废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD，水质满足水基泥浆或压裂液配置要求，不会影响水基泥浆或压裂液的使用效果。因此清水钻及水基钻井废水主要回用于钻井液。清水钻及水基钻井废水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。

②洗井废水

项目单井洗井废水量产生量约 90m³，在污水罐内暂存，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

A 压裂返排液产生量

相比较于钻井阶段的废水量，压裂返排液具有产生强度大（短时间产生大量返排液）、不稳定的特点，高峰期产生量可达 300m³/d，后期逐渐减少，根据区域已实施井统计结果，本项目共产生压裂返排液 12.6 万 m³，回用率约 90%，无法回用率为 10%，预计产生无法回用的压裂返排液约 1.26 万 m³。

B 压裂返排液回用量及回用可行性分析

根据建设单位建设进度和计划，各井场先各井完钻后，再单井依次实施压裂，由于井场采用单井逐次压裂方案，单井压裂后的压返液可以及时用于下一口井压裂液的配置，各井场产生的返排压裂液由 1200m³ 的重叠液罐和放喷池（容积约为 200m³）收集暂存，优先用于井场内后续井的压裂液配置；井场内

无法回用的部分由罐车转运至区域及周边其他平井场用于压裂液配置。根据已实施压裂井返排规律可知，单井压裂时间约 12~15d，压裂后关井时间较短则会返排，返排前几天，返排液量较少，后面会逐渐增加，返排率约 30%，高峰期产生量可达 300m³/d，单井压裂返排液量约 3000m³，而单井压裂用量约 1 万 m³，日均用水量可达 600-800m³，因此上一口井返排期间所产生的压返液完全能够全部用于下一口井配置压裂液，现场需要暂存的压返液量较少，同时本项目在区域内各井场布置有 1200m³ 的重叠液罐，预计整个区域有 2 万 m³ 的压返液罐可用于调配暂存压裂返排液，可形成有效的缓冲。

本项目所在川东北区域全年压裂约 30 口井，单井压裂时间约 12~15 天，基本全年均有井处于压裂阶段，同期压裂用水量需求较大，从水量上分析，足以满足压裂返排液 90%以上回用要求。因此本区域压返液的回用及暂存措施有效可行。

C 无法回用的压裂返排液处置措施

根据目前钻井压裂统计，可回用的返排液量约 90%，无法回用率为 10%，预计产生无法回用的压裂返排液约 1.26 万 m³。项目无法回用的压返液预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后外排，措施有效可行性分析见章节 9.1.3。

③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污水罐内暂存，后期经过隔油罐隔离沉淀后用于钻井泥浆和压裂液配置用水。由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，单井产生量较少，约 5m³，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。

④生活污水

本项目各井场钻井期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为 SS、COD、BOD_5 和 NH_3-N，

经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。

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他区域钻井经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

⑤废水转运措施及要求

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

B.运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区（禁止穿越饮用水水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

C.废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

D.废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

E.尽量避免雨天和大雾天运转废水。

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

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

H.废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

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

J.废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方

相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

K.各井场清洁化生产系统配备的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他区域钻井经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（3）平台井站建设施工

本项目采气井站和回注站等井站建设施工期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。试压废水沉淀后回用于井站绿化用水或洒水降尘，对当地水环境影响较小。

③生活污水

本项目各采气平台井站施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

（4）集输管线施工

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

①施工废水

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

②试压废水

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

③生活污水

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

（5）施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，穿越均为小型河流和沟渠，管线共穿越河流 6 次，包括鹿角溪、哑巴河、金星河、秋家河、唐家河等，其余均为小型冲沟，穿越小型河流和沟渠均采取开挖的方式穿越，穿越点上游 500m 至下游 8.5km 均不涉及饮用水源及饮用水水源保护区，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。

⑧施工场地远离水体设置，禁止施工废水和固废进入凯江等水体造成污染。

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

9.1.2 运营期水污染防治措施

（1）采气废水

根据***地层和***地层已投产老井生产规律，单井稳产期一般为 2 年，进入递减期后 1-3 年气量递减率为 30%，4-6 年为 20%，6 年以后为 10%；投入生产前一年单井产液量较大，生产一年后，气井生产水气比较为稳定；***地层井生产前一年水气比预计约为 1.5$m^3/10^4m^3$；生产一年后，水气比约为 0.3$m^3/10^4m^3$；***地层井生产前一年水气比预计约为 2.2$m^3/10^4m^3$；生产一年后，水气比约为 1.2$m^3/10^4m^3$；本项目 56 口井（52 口***井+4 口***井）开采期间共产生采气废水量共计 13.67 万 m^3。

各采气井站产生的采气废水由井站 50m^3 污水罐缓存后管输至其他井场配置压裂液或至阆沙 105HF 旁的 2000m^3 气田水暂存池、阆沙 110HF 平台旁的 1000m^3 气田水暂存池暂存，尽可能优先回用，无法回用的采气废水经阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后外排，措施有效可行性分析见章节 9.1.3。

（2）脱水集输站产生的气田水及检修废水

脱水站三甘醇脱水装置和分子筛脱水会间歇性分离气田水，根据区域已运行同规模的脱水站实际数据类比分析，本项目 4 座脱水站气液分离装置产生的气田水产生量约为 36m^3/d，11880m^3/a。脱水站在清管检修等非正常工况下，将产生少量的清管检修废水。各脱水站每年进行 1~2 例行检修，其用水量约为 2m^3/次，4 座脱水集输站产生的清管检修废水约为 16m^3/a。以上废水主要成分和采气废水类似，暂存于污水罐内，与无法回用的采气废水转运至阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后外排。

（3）生活污水

各井站和脱水站值班人员产生的生活污水，经井站的化粪池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理。

（4）采气废水转运措施及要求

①采气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，以便备查。

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各井站配备的污水罐以及气田水暂存池不得满负荷存水，尽可能保持85%的安全容积。同时，各污水罐均设置有溢外报警器，防止罐内油水超量溢出。

采气废水的转运由具有相应运输资质的单位单位负责，并建立交接三联单制度，最后废水转运方及污水处理站依据前三方的签字情况进行费用结算，处置措施有效、可行。

9.1.3 气田水污染防治措施及有效性分析

9.1.3.1 预处理能力及回注能力可行性分析

（1）本项目无法回用的气田水总量及去向统计

本项目无法回用的钻井废水产生量约 3049.2m^3，无法回用的压裂返排液产生量约 1.26 万 m^3，无法回用的生产废水产生量约 8.4368 万 m^3，预计 2027 年度废水产生量最大，产生量为 0.9385 万 m^3，最大日均产生量约 25.71m^3/d。

（2）预处理能力及工艺可行性

目前阆中区域仅在石龙 2 回注站、元坝 29 气田水污水处理站和大坪污水处理站，其中元坝 29 污水处理站和大坪污水处理站主要处理含硫气田水，目前处理能力已基本饱和，因此本项目气田水回注预处理主要依托石龙 2 回注井站预处理装置以及本次在阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站新建的气田水预处理装置进行预处理，3 个预处理站剩余处理能力 428m^3/d，能够满足本项目气田水预处理需求。

石龙 2 回注站位于阆中市柏垭镇 15 村 3 组，于 2012 年建成，并已通过竣工环保验收，站内建设的污水预处理装置建设规模为 100m^3/d，目前处理量约为 60m^3/d，剩余日处理规模 40m^3/d，气田水预处理主要采取“混凝沉淀+气浮+石英砂过滤”后进行回注，混凝沉淀+气浮工艺浮油去除效率可达 95%，去除 SS 效率可达 90%，石英砂过滤去除 SS 效率可达 90%，综合 SS 去除效率可达 99%，回注水水质满足《气田水注入技术要求》(SYT6596-2016)相关要求后回注至区域回注井。目前石龙 2 回注站预处理装置正常运行中，预处理后的废水能满足回注要求，未造成回注井堵塞，因此废水预处理工艺可行。

本次新建的阆沙 107HF 和阆沙 114HF 脱水集输站新建的气田水预处理处

理规模均为 200m³/d，工艺采用“复合场域聚结吸附+锰砂过滤”，处理后的水质能满足《气田水注入技术要求》(SYT6596-2016)和《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）及企业要求的指标，废水预处理工艺可行。

（3）区域回注站基本情况及剩余能力分析

目前区域内正常运行的回注站有：区域内目前运行正常的回注井有川石 43 回注井、回注 2 井、石龙 2 回注井、元坝 123 回注井、元坝 222 回注井。各回注站具体情况和剩余处理规模及剩余处理空间见下表。

表 9.1-5　区域回注井站基本情况统计表

回注站	地理位置	环评手续	验收手续	回注层位	环评规模 m³/d	环评总回注空间（万 m³）
川石 43 井	阆中市双龙镇打石咀村 1 组	南市环审〔2018〕42 号	2018 年 11 月采通过自主验收	自流井组大安寨段	260	76
回注 2 井	苍溪县陵江镇孙平村 3 组	川环审批〔2014〕288 号	川环验〔2016〕148 号	沙溪庙组	200	11.1
石龙 2 井	阆中市柏垭镇 15 村 3 组	阆环审〔2011〕76 号	阆环验〔2012〕10 号	自流井组马鞍山段	100	10
元坝 123 井	阆中市老观镇凤凰村	南市环审〔2022〕3 号	2022 年 10 月通过自主验收	上沙溪庙组	65	17.58
元坝 222 井	苍溪县陵江镇太平村	广环审〔2022〕16 号	2022 年 10 月通过自主验收	上沙溪庙组	70	14.05
总计					895	145.73

由于本次评价对川石 43 回注井进行扩建，扩建后川石 43 回注井日处理规模可达 480m³/d，剩余回注空间约 119.5 万 m³。川石 43 回注井扩建后，区域回注井最大回注空间为 195.73 万 m³，最大回注规模可达为 765m³/d，目前回注井已回注气田水 53.51 万 m³，剩余回注空间 141.72 万 m³，目前回注井日处理量约 295m³/d，剩余日回注规模 470m³/d。

5 个回注井站扣除元坝气田已批未建项目废水量后，剩余回注规模

380.8m³/d，剩余回注空间为105.4万m³，本项目气田水最大回注量约25.71m³/d，共计 10.0 万 m³，区域回注井剩余能力满足本项目作业废水回注，

（4）回注站周边地下水环境质量现状

为了解项目区依托回注站运营情况，2024 年对项目区回注站周边监控井的地下水环境质量进行了监测，根据监测结果表明，回注站运行过程中，监控井特征因子 pH、化学需氧量、氨氮、氯化物、硫化物、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、钡满足均能满足地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中III类标准，回注站运行良好，未发生因回注水泄漏污染地下水的事故。

9.1.3.2 压裂返排液和生产废水染防治措施及有效性分析

目前区域内有气田水处理能力的污水处理站主要有四川洁安环境科技有限公司油气田废水处理站和四川兴澳环境技术服务有限公司油气井地下水处理站。

四川洁安环境科技有限公司油气田废水处理站位于巴中市巴州区光辉镇哨台村巴中循环经济产业园内，处理规模为 1200m³/d（600m³/d 回注处理，600m³d 深度处理），处理对象为油气田井压裂液、返排水等油气田废水，废水深度处理后可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准（其中氯化物出水限值 350mg/L）后，外排至巴河。

四川兴澳环境技术服务有限公司油气井地下水处理站位于巴中市通江县陈河乡西浴溪村，处理对象为油气开发高含盐气田水，处理规模为 300m³/d，处理后的废水可达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（其中氯化物出水限值 350mg/L）后外排至溪浴西河。

（1）压裂返排液和生产废水无法回用量

采气期间产生的生产废水包括各平台采气井站分离的采气废水，以及脱水集输站脱水装置产生的生产废水和检修废水，项目压裂返排液和采气废水均优先回用于区域配置压裂液，压返液回用率约 90%，采气废水回用率约 80%，预计无法回用的压返液和生产废水产生量最大为 23.81m³/d。

（2）油气田废水处理站处理能力可行性分析

A.油气田废水处理站

油气田废水处理站建设单位为四川洁安环境科技有限公司，位于巴中市巴州区光辉镇哨台村巴中循环经济产业园内，处理规模为 1200m³/d（600m³/d 回注处理，600m³d 深度处理），处理对象为油气田井压裂液、返排水等油气田废水，该油气田废水处理站于 2023 年 6 月 21 日取得巴中市生态环境局环评批复，批文号为巴环境审〔2023〕18 号，目前该处理站于 2024 年 12 月建成投产，于 2025 年 6 月通过竣工环保验收，已申领了排污许可证，证书编号为：91511902MA64N52P8X001V。目前油气田废水处理站处理废水量约 200m³/d，主要处理中石化川东北地区气田所产生的压裂返排液和采气废水。该处理站剩余处理规模 1000m³/d，其中剩余深度处理规模 400m³/d，本次产能建设项目预计废水产生量最大为 2029 年，最大日产生量为 23.81m³/d，油气田废水处理站的剩余处理能力，完全能够满足本项目压返液和生产废水处理的要求。

B.油气井地下水处理站

油气井地下水处理站于 2011 年取得巴中市环境保护局下发《关于油气井地下水处理站建设项目环境影响报告书的批复》（巴环审〔2011〕49 号）文件，一期工程（处理规模 100m³/d），于 2014 年通过竣工环境保护验收（巴环验〔2014〕6 号），二期工程（处理规模 80 m³/d），于 2017 年通过竣工环境保护验收（通环验〔2017〕5 号），三期工程（处理规模 120m³/d）于 2021 年 9 月通过自主验收，三期处理规模共计 300 m³/d，目前该处理站实际处理规模约 220 m³/d，剩余处理规模约 80 m³/d，可作为本项目气田水处理的备用污水处理站。

（3）气田水处理工艺可行性分析

A.油气田废水处理站

油气田废水处理站废水处理工艺为“”含油废水一调节隔油一溶气气浮→混凝沉淀一两级过滤一高级氧化→超滤一多级反渗透→（浓水）浓缩蒸发结晶产盐→（淡水）精制反渗透一产水达标排放，处理后出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准（其中氢化物出水

限值 350mg/L）后，经园区排污口外排巴河。

项目勘探开发工程压裂废水和采气废水水质均能够满足油气田废水处理站进水水质要求，采气废水经现场移动式一体化污水处理装置预处理后能够满足油气田废水处理站进水水质要求。

油气田废水处理站处理后的出水水质达到回注标准回注或者深度处理达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 类水质后直接排放或回用。

因此，本项目废水水质均能够满足油气田废水处理站进水水质要求，气田废水处理站的出水水质能够满足回注井回注水质要求，深度处理的出水水质能够满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 类水质后直接排放。油气田废水处理站的剩余处理能力，完全能够满足本项目压返液和生产废水处理的要求，具有可依托性。

B.油气井地下水处理站

油气井地下水处理站具体水处理工艺见图下图。

***

图 11.2-1 油气井地下水处理站水处理工艺流程

油气井地下水处理站氯化物执行《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）标准值，其余项目执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。油气井地下水处理站从一期工程验收至今已运营近 11 年，根据建设单位提供的该污水站外排口监测报告数据和在线监测实时数据可以看出该污水处理站出水水质能达标排放。

此外，在污水处理站因特殊情况无法处理本项目压返液和采气废水的情况下，废水也可通过移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注处理，现场不外排。

综上所述，本项目各井场钻井废水、压返液和采气废水均可得到合理的处理，废水的处理措施符合环保要求，治理措施可行。

9.1.4 退役期废水处理措施

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

9.2 大气污染防治措施

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气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）钻前工程产生的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；表土堆场四周设置护脚墙，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，表土堆放好后，在其上覆盖防尘网。

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减少暂存和储运时间，减少有机物挥发量。

（11）测试废气优先采用 CNG 工艺回收，无法回收时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井站建设中已成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，施工期大气污染物防治措施有效、可行。

9.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要来自各井站水套炉天然气燃烧废气、井站污水罐呼吸废气、厂界无组织排放废气 NMHC、气田水暂存池挥发的有机废气和检测事故放空废气；脱水集输站产生的废气主要包括三甘醇脱水站脱水单元天然气燃烧废气、污水罐呼吸废气、厂界无组织排放废气 NMHC 以及事故检修放空废气。

（1）各采气平台井站的清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，天然气通过各采气井站设置的 15m 高放空管排放；各脱水集输站的清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，天然气通过站场设置的 30m 高放空管点火燃烧后排放。

（2）本项目各井站设置的污水罐为密闭式浮顶罐设计，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。

（3）加强各井站和脱水集输站巡查检修管理，加强井站内各阀门借口密闭性检测，减少无组织排放废气 NMHC 的排放。

（4）定期转运气田水暂存池内的采气废水以及定期清运池中污泥，减少挥发性有机废气的产生量。

本项目各采气井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

9.2.3 退役期大气污染防治措施

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

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

此外，退役期施工产生的扬尘，通过洒水降尘，对周围环境影响小。

9.3 噪声污染防治措施

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，本评价噪声污染防治措施按照各单项工程施工期和运营期分别给出。

9.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）井场钻井施工期噪声防治

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，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。阆中气田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在钻进设备选型时选取高效低噪声设备，使用在排气筒上自带高质量消声器的柴油机，柴油机工作噪声可降到 80dB（A）左右。

③优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。

④将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。

⑤压裂设备基础安装减振垫层；测试 CNG 回收工艺中压缩机和燃气发电机采用安装隔声罩、减振垫层等方式降噪。

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。

针对测试气回收或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）井站、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；

井站及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过以往采气井站建设施工期噪声环境影响实际情况分析，本项目各井站建设施工采取上述措施后，施工噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施合理、可行。

9.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及的各平台井站单项工程运营期正常生产时，各井站噪声主要来源于节流阀、除砂器、汇气管、分离器和计量装置等设备产生的噪声，本项目各平台井站不设置增压机组；脱水技术站运营期噪声主要来源于脱水装置、过滤撬、气田水预处理泵撬等设备噪声；回注站主要噪声来源与注水泵等设备噪

声，各井站和站场采气以下措施降低噪声影响：

（1）场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪。

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

（3）脱水集输站气田水预处理设备和回注站注水泵撬尽可能远离居民房设置，对泵撬设备基础安装减振垫、设置降噪房，进行隔声降噪；

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

9.3.3 退役期噪声污染防治措施

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

9.4 固废污染防治措施

9.4.1 施工期固废污染防治措施

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，一开段采用水基泥浆钻进，二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（废钻井泥浆、水基岩屑）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。

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。

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。

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。

②区域消纳处理能力

根据建设单位提供资料，目前川东北元坝气田附近有能力有资质处理钻井固废的公司有成都德胜建设有限公司和广元海创环保科技有限责任公司。

成都得胜建设有限公司依托川煤水泥厂新型水泥密熟料生产线协同处置石油天然气开采过程中产生的一般固废。项目年处理一般固废规模不得超过 5 万吨，该项目位于广元市旺苍县白水镇卢家坝，该项目于 2024 年 11 月获得了《广元市生态环境局关于水泥窑协同处置石油天然气开采工程产生的一般固废环境影响报告表的批复广元市生态环境局批复》（广环审〔2024〕50 号）。项目于 2021 年 6 月开工建设，2021 年 10 月竣工完成；于 2022 年 9 月完成竣工环境保护验收。建成一般工业固废处理能力 5 万 t/a，2025 年已接收一般固废处置规模为 0.1 万 t，剩余处理规模约 4.9 万 t/a，其余年份尚未预接收一般固废。

广元海螺环保科技有限责任公司于 2023 年 12 月建成广元海创环保水泥窑协同处置固废技改项目，该项目位于位于广元市朝天区朝天镇大巴口工业园区（海螺水泥有限公司厂内）。项目于 2023 年 6 月获得广元市朝天生态环境局批复（广朝环审批〔2023〕4 号），于 2024 年 5 月通过竣工环境保护验收。项目建成后协同处置一般工业固废规模 12 万 t/a，接收固废主要为广元市及周边市县产生的经鉴定符合进场准入条件的一般固废，目前已取得排污许可证，登记编 91510812MA6259EL2E001V，有效期限 2024 年 3 月 5 日至 2029 年 3 月 4 日。该处理站 2025 年已接收一般固废处置规模为 1 万 t，剩余处理规模约 11 万 t/a，其余年份尚未预接收一般固废。

本项目 42 口井钻井期间总计产生水基钻井固废 3.4188 万 t，2029 年将产

生年度最大水基钻井固废产生量 0.814 万 t。上述依托的水泥厂已建成投产，以上水泥厂可每年接受水基钻井固废量剩余能力约为 13 万 t，本项目年度最大水基钻井固废产生量约 2.1164 万 t，因此区域内水基钻井固废综合处置单位处理能力能够满足本项目实施期间产生的水基钻井固废处理要求。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

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全部采用油基泥浆进行钻井，油基钻井液钻进过程中，从井底排出的钻井液及岩屑混合物经筛分、离心回收钻井液后循环回用，油基钻井固废经过油基岩屑甩干机处理后油基岩屑暂存于岩屑收集罐和储存罐，本项目共产生油基钻井固废约 4.3092 万 t（含顶替泥浆），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

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》（GB18597-2023）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。

根据前期区块内气田已实施的钻井工程油基钻井固废转运情况看，现场油基钻井固废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。

根据对危废资质单位的调查，省内可处理油基岩屑的危废单位较多，而且处理量非常大，本环评建议优先选用与项目较近的有资质的危废处置单位处置本项目所产生的油基岩屑和其他危废。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、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

压裂返排过程中将产生返排砂，主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于危险废物，交危废资质单位处置。产能建设共涉及 18 座井场施工建设，

施工期布置井场 1 个、生活区 2 个共计 3 个 4m³ 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。

9.4.2 运营期固废污染防治措施

运营期间各采气井站产生的固体废物主要为分离器、清管检修废渣、污水罐沉渣、撬装设备废油以及值班人员生活垃圾；脱水站产生的固废包括清管检修废渣、废活性炭、废分子筛、污水罐沉渣、撬装设备废油以及值班人员生活垃圾。

（1）一般工业固废

不含凝析油（目的层***）气井井站分离器、清管检修废渣、污水沉渣属于一般固废，交由地方环卫部门处理。

（2）危险废物

含凝析油（目的层***地层）气井井站分离器、清管检修废渣、污水沉渣、气田水预处理污泥、撬装设备产生废润滑油以及脱水集输站产生的废活性炭和废分子筛属于危险废物，收集后直接交由有危废资质单位处置，不外排，措施可行。

（3）生活垃圾

生活垃圾收集后交由环卫部门处置，处置措施可行。

综上所述，本项目运营期各场站固废处理措施均为天然气开发项目中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气开采项目中广泛应用，各节点固废均能做到妥善处置，不外排，不改变区域环境功能，固废处理措施合理、可行。

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

9.4.3 退役期固废处置措施

气井闭井后，对废弃采气树、井台和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收

集后交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他垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定的建渣场处置，报废设备和管道交厂家回收。

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1 源头控制措施

根据地下水导则和石油天然气导则等要求，钻井平台在施工期各个阶段均存在不同程度及类型的产污现象，因此需要采取一定的控制措施，一方面是减少各个阶段污染物的排放量，另一方面是最大限度地降低污染物发生渗漏的风险。本项目污染源头控制措施主要包括制定各类污废物循环利用的具体方案，减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度。本项目采取的源头控制措施分述如下：

（1）项目在施工建设前应充分研究钻井地质设计资料等资料，并依此优化钻井施工工艺、泥浆体系等，同时对钻井过程中可能发生的泥浆漏失情况有所预见。针对可能发生漏失的层段提前采用强钻方式快速钻达固井层位，选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。

（2）宜优先选用高效钻井设备及低毒无害材料，工程导管段应采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。钻井过程应防止对地下水源的污染，油气井的表层套管的深度应大于饮用水井的井深，综合井场周边的区域地质资料和地下水开发利用情况，导管段应大于具有供水价值的含水层，建议本项目清水钻深度应至少大于 100m。同时，导管段要进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（3）每次钻井结束后采用固井有效封隔地层与套管之间的环空，防止钻井液进入含水层污染地下水。固井作业建议采用双凝水泥浆体系固井，提高固井质量，有效防止井漏事故造成的地下水环境污染；表层套管下深应在浅水层以下，表层固井水泥返高应分隔浅水层或至地面；油层套管水泥返高应返至地面。

（4）钻井期间产生的洗井废水及方井雨水全部回用于本项目钻井液或压裂液的配置；钻井废水经经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注；压裂返排液和采出水优先回用于区域其他井场配制压裂液，剩余不能回用的预处理后回注或者拉运至符合要求的污水处理厂处理；生活污水由移动厕所收集后罐车转运至周边污水处理厂处理。

（5）应采用先进节水工艺，优先采用回用水，控制和减少工业新鲜用水量。在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量；钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池体垮塌等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。加强岩屑、废钻井液及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理。

（6）井场内应实施清污分流，年降雨量 500mm 以上的地区应设置满足防渗要求的外排沟和内环沟，应对外排沟雨水进行监控，污染雨水通过围堰或集污坑收集后回收至相应的池（罐）。毗邻农田的井场四周应设置边沟或围土堤井场应采用清污分流系统，在井场四周修筑外环排水沟，便于排除场地外雨水等清水，离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放喷池。

（7）在暴雨季应对放喷池加盖防雨蓬布或架设雨蓬，各池体修建时应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢。同时，在暴雨季节，加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险。

（8）施工过程中确保钻井废水经沉砂、隔油沉淀处理后循环使用，剩余部分与处理后的废水一并用密闭罐车外运处置；应根据工程废水接纳单位的运行情况，统筹安排钻井工程及其废水转运时序，确保满足项目废水处理需求。

（9）压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少新鲜水用量，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。

（10）废水及原辅料转运车辆必须做好全过程监控，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，车辆安装 GPS，设置转运台账，提前规划运输路线，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，转运过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废水。

（11）做好压裂液的转运及现场暂存，由专用罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中并做好防溢漏及收集措施。

（12）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，钻井期间要求岩屑及废泥浆储存于岩屑池（罐）内，按有关要求进行无害化处理。

（13）为了保护地下水井泉不受影响，本项目结合预测结果，放喷池、暂存池、采出水罐等设施布设尽量远离了分散式饮用水源，避免对井泉造成严重污染。

（14）建立井场环保巡查制度，定期安排指定人员对井场各环保设施设备进行定期检查。结合本次预测结果，尽量缩短各类池体的巡查时间，定期观察各类池、罐中的液面变化，及时发现渗漏问题。

（15）设备搬迁前，所有设备应排空清理，对排空产生的物料进行统一收集，并对管线端头进行封堵。对多余燃油、油漆、稀释剂等物料应密封保存或回收，运输过程中不应发生泄漏。

（16）油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

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

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

（19）集输工程的清管作业、仪器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于站场的采出水罐内，产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或回收利用。

（20）生产期间要做好场站的日常巡查工作，避免管线、池体的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（21）在生产初期，排液量大时，应对该区域管道、站场设备、站场排污

管道以及放喷池增加巡查频次，建立检查台账，有隐患的及时进行处理，确保站场设施处于良好的运行状态。加强与周围居民的沟通，加强与地方水资源、环境主管部门的对接与配合。细化应急管理预案的编制、应急物资的储备、应急队伍的培训。确保应急情况下能做到快速响应，做到最大程度的减少对地下水环境的影响。

（22）为了避免管道的渗漏，管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量。同时对管道采取不同的防腐措施和定期防腐防漏检测；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

（23）优化管道选址，远离自然灾害易发点，加强管线巡视和标志设置，管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等构筑物及其他影响管道巡线和管道维护的物，避免对管线产生破坏影响。在管道穿越区段、阀室等应定期检查，发现问题及时修复，防止污染事故发生。

（24）优化区块内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

（25）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的采出水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

（26）回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，气田注水水质满足 SY/T 6596 要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大，大于等于 300m^3/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停小于 300 m^3/d 的回注井止回注。

本项目建设及运营过程中应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，依据地下水导则和石油天然气导则，同时参照执行与本项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》(SY/T 7298-2024)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。

基于上述要求，根据地下水导则，本项目根据建设项目场地天然气包气带防污性能、污染控制难易程度和污染源特征等，制定本项目污染防渗分区等级。按钻井工程施工阶段和采气运营阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的防渗施工。

（2）建设期分区防控措施

根据地下水导则，结合前文渗水试验成果、本项目污染物发生泄漏后控制的污染难易程度和污染物的种类等信息表明：本项目各场地包气带岩土的渗透性能属于中等，可能发生污染物的设施设备可分为难和易两种，且本项目污染物类型涉及重金属、持久性有机物和其他类型等类型，因此本项目各场地涉及重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。同时，根据石油天然气导则，钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、废水池、危废暂存间等区域按照 SY/T 7482 的要求，按重点防渗区进行防渗。

①重点防渗区措施

井架基础区方井采用全埋入式钢筋砼结构设计，方井底板及池体材料为C30钢筋砼；垫层为C15混凝土，底板应一次浇筑完成，不留施工缝。池体浇注后，需在池壁内侧做防渗处理，防渗材料选取聚乙烯丙纶防渗卷材，要求待池体浇筑完直接在混凝土结构上铺防渗卷材，对侧壁至顶及池底做防渗处理，铺好后再进行防渗抹面处理:。

放喷池等池床板采用C20、P8混凝土浇筑，厚度不小于了100mm，床板应

一次浇筑完成，不留施工缝。放喷池采用标砖砌筑墙体（MU10），厚度500mm，放喷池池床部及四周进行1:2水泥砂浆抹面处理及防渗处理抹面防渗处理，放喷池外池壁四周设计净宽500mm排污沟及抽水坑，沟壁及坑壁做防渗处理。

油罐区等宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水卷材层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式。

基础区等宜采用水泥基渗透结晶型防渗涂层 （≥0.8mm）+抗渗混凝土面层（厚度 30cm，抗渗等级为 P8）+HDPE防渗膜+C20混凝土基层+垫层+原土压实。

废暂存间采用钢结构房屋，采用防腐、防渗钢材焊接而成，四角垫木质基础置于地面上，地板不与地面直接接触，门槛 0.3m，严格按照规范设置安全照明设施和观察窗口，地面无裂缝，将存放危废的废油桶放置于防渗托盘上暂存于危

②一般防渗区措施

通过在抗渗混凝土面层（包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土）中掺水泥基渗透结晶型防水剂，抗渗等级为P6，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗目的，渗透系数不大于1.0×10-7cm/s。一般防渗区抗渗混凝土的抗渗等级不低于P6，其厚度不小于100mm。井场地面的缝隙用防渗胶处理，防止污水渗漏。

③简单防渗区措施

通过在地面进行一般场地硬化，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到基本设备的防渗和承载要求即可。

（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。

井口区域、污水罐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。

站场产生、输送污水的工艺装置区、厕所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。

站场值班室等其他涉污设施地面需进行简单防渗。

（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 11.4.3。

9.5.4 应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策报挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按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，应立即加密监测井，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，针对受污染的水井及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的水源，应为其寻找替代水源，保障区内居民的用水安全。

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 200m）用清水钻井以避免重点关注的表层含水层、土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止土壤被地层其他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概率。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其他井场回用，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到回注水质标准后回注，不外排。

（4）每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染土壤。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

（5）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

（6）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或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。

（8）各井场井站采取分区防渗措施，尽可能减少污染物进入土壤；

（9）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，容纳的废水交由当地环卫部门进行处置。施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。

（10）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对土壤影响降到最低限度。

（11）钻前施工场地平整及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。

（12）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响周边土壤环境。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对土壤环境的影响。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.2 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、生态环保厕所均进行一般防渗，办公区进行简单防渗（一般地面硬化）。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生垂直入渗，进入土壤。

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 12.4.4 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，对受污染农田污水处理达标排放。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

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，在此标准范围基础上，严禁超过标准施工作业带宽度，根据实际情况尽量缩小作业带宽度，尽可能采用小型机械设备和人工开挖，以减少管线敷设临时占地的影响范围。

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

井场钻前工程基础施工时应在施工段做好截水沟、排水沟等排水及防渗漏设施，特别是雨季施工应加强这方面的工作，以避免松散土冲刷、填埋农作物，淤塞河沟、污染水系。在开挖时应做到分层开挖，并堆放于指定的表土堆场，修建挡拦设施防止水土流失。

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、井站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。

（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加强对重点保护野生动物保护宣传

施工过程中对施工人员加强《中华人民共和国野生动物保护法》《中华人

民共和国森林法》有关对重点保护野生动物的宣传力度，大力宣传保护重点保护野生动物的重要性和损坏、诱捕重点保护野生动物的惩罚条例，不得随意捕猎、驯养重点保护野生动物。

④恢复动物栖息环境

施工结束后及时进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造野生动物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

（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地进行，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他水体，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保持河道的连通性

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，淤塞河道；施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

④降低对水体的扰动和水质污染

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。

⑤加强施工管理

加强施工管理，穿越施工过程中产生的生活垃圾、生活污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。

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沿用原有措施是合理可行的。

9.8 温室气体管控措施

（1）减少化石燃料燃烧排放

项目钻井期间按最不利影响考虑，钻井期间全部采用柴油发电机供电，建议有条件情况情况下优先采用网电供电。

项目天然气燃烧排放主要是放喷池测试放喷、水套加热炉、脱水装置的重

沸器加热装置和灼烧炉。建议选用高效加热炉，节约能量，同时减少天然气消耗量及碳排放量。锅炉与加热炉燃烧器应具备自动调节、自动监控功能。锅炉、加热炉选型应依据《工业锅炉能效限定值及能效等级》（GB24500-2020）《石油工业用加热炉能效限定值及能效等级》（GB24848-2010）选择能效等级不低于 2 级的锅炉、加热炉，减少天然气消耗量及碳排放量。

（2）减少测试气燃烧排放

根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。建议对测试气进行回收，减少碳排放。

（3）减少各井站甲烷逸散排放

①加强井口装置及脱水站装置的定期维护保养，有效减少 CH_4 的逸散；

②根据需要，不使用或少使用 CO_2 灭火器。

③对老井站事故检修天然气建议点火后燃烧，减少 CH_4 的排放。

（4）减少净外购电力排放

项目主要用能设备的选型、参数和能效等级要求应达到《电动机能效限定值及能效等级》（GB 18613-2020）等标准要求，不低于 2 级能效的产品，并参考《节能机电产品推荐目录》规定来选择高效节能产品。

根据标准《气田地面工程设计节能技术规范》（SY/T 6331-2013）中规定，对负荷变化较大或调节频繁的三相异步电动机驱动设备宜采用调速装置，建议循环水冷却塔风机、消防水泵、锅炉鼓引风机采用变频调速装置，便于根据负荷情况调整，节约电能，降低碳排放量。

9.9 环保设施及投资估算

本次产能建设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采工程、集输管线、回注井工程分别估算各单项工程环保投资。

本项目环保投资共涉及 18 座井场井站、4 座脱水站、19 条集输管线施工运营环保投资。环保投资汇总表见下表。

表 9.9-5　阆中地区产能建设项目（一期）环保投资汇总表（万元）

单项工程	施工期

	项目个数	环保投资单价	小计
钻井井场	16 个	200	3200
采气平台井站	18 个	90	1620
脱水站	4 个	116	464
回注井站	1 个	75	75
集输管线	97.4km	/	406
退役期			220
合计			5985

本项目总投资约 43.8 亿元，环保投资总计 5985 万元，占总投资比例约为 1.37%。资金来源为企业自筹。

10 总量控制与碳排放建议

10.1 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

项目无法回用的钻井废水预处理后回注、外排，无法回用的压返液和采气废水转运至区域内其他有处理能力的气田水处理单位处置后外排；生活废水经化粪池收集后送至当地城镇污水处理厂处理，不核定废水总量。

本项目运营期各采气平台井站水套加热炉为临时工程，放空废气为非正常情况下排放的废气，不申请总量。

10.2 碳排放建议

应对气候变化事关国内国际两个大局，是参与全球治理、构建人类命运共同体的重要平台和实现高质量发展、建设生态文明的重要抓手，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作出重要指示，在多个国际场合阐述了应对气候变化对构建人类命运共同体的重要性。

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在运营期间，建议条件允许的情况下，将各井站检修事故废气由直接放散改为点火后燃烧排放，大大减少甲烷所带来的温室效应，同时建议井场上尽可能使用网电发电，减少柴油机废气的产生。

11 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

11.1 社会效益分析

本工程的建设在缩小工业用气缺口、缓解民用气压力和提高保证率以及提供就业机会增加项目区居民收入等方面具有重要的社会效益。另外，管道工程建设需要大批钢材、建材及配套设备，可带动机械、电力、化工、冶金、建材等相关工业的发展。该工程的建设，是促进南充市周边区域清洁能源使用的重大举措，对于缓解区域天然气供需矛盾，优化能源结构，建设环境友好型社会，具有重要意义，项目的建设符合国家产业政策，将使国内的能源配置更趋于合理，使得全国经济的效益在总体上大大提高，体现出中国能源供需的协调发展战略。

因此，本工程是造福沿线人民的幸福工程，在实施西部大开发战略、加快西部地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。项目具有良好的社会效益。

11.2 经济损益分析

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阆中地区产能建设项目（一期）总投资 43.8 亿元。本次产能建设 18 座采气平台井站，最大产能规模为 $3.3\times10^8m^3/a$，累计产气 $27.74\times10^8m^3$，按照单价 2 元/m^3，总收益为 55 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，该工程的投产将本项目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。

11.3 环境经济损益分析

11.3.1 环境经济损失分析

本工程的主要在施工期对生态环境产生影响，从而造成环境损失。针对这些环境损失，结合现有的研究基础，采用一定的模型，同时根据本工程施工期采用的各类环保措施、国家相关的法律法规界定及地方政府的相关要求对本工程施工期环境损失进行货币化衡量。

（1）生态环境经济损失

本工程生态环境经济损失突出表现为占地经济损失。项目占用永久基本农田面积 29.04hm^2，估算占地损失共约为 600 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储油罐挥发性有机废气、水套炉废气、天然气燃烧发电废气和检测天然气放空废气等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对大气环境的影响较弱。

（3）声环境经济损失分析

施工期声环境影响主要表现为施工场地的机械运转、钻井噪声、柴油发电机噪声等方面的影响，运营期噪声影响较小，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对声环境的影响较弱。

（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。

11.3.2 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 NOx 量将大大降低，有助于项目市场调整区域能源结构、普及清洁能源使用、改善大气环境质量。

（2）减少污染处理费用

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 NOx 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本工程预计总产气量为 $3.3\times10^8m^3/a$，以此推算，可减少 SO_2 排放量约 3993t，减少 NOx 排放量约 5445t，减少烟尘排放量约 13431t。

据统计，处理 SO_2、NOx 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，工程建设后每年可节约 SO_2 治理费 0.5 亿元，节约 NOx 治理费 0.69 亿元，节约烟尘治理费 0.2 亿元。可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

11.4 环保措施投资

本项目总投资约 43.8 亿元，环保投资总计 5985 万元，占总投资比例约为 1.37%。

11.5 环境经济损益分析小结

本工程经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。该工程总投资 43.8 亿元，而开采期内的经济效益达 55 亿元，而为减

缓工程建设环境影响投入仅为 5985 万元，可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目能有效改善沿线城市及农村天然气供应和储配系统，减少燃煤量和污染物排放量，有利于城市环境卫生改善，有利于沿线城市能源结构的改善和节能减排目标的实现。项目建成后将形成省内新的天然气管道输送配置系统，不仅能产生较大的经济效益，还具有节能减耗增效、环境安全等优势。本工程对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、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。

12 环境管理及监测计划

12.1 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。

12.2 施工期环境管理建议

（1）建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于各井场井站涉及钻前、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：

①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。

②返排液收集、转运、处置措施执行情况。

③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，营地拆除后不留废弃物品，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。

12.3 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二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。本项目所在地生态环境局对本项目实施环保行政监督检查。

（2）台账管理

根据中石化天然气井站运行管理规定要求、场地属地管理要求等行业规定，应对本项目执行人工巡视管理+远程监控管理，建立各井场井站运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。

（3）环保设施运行及维护

本项目各单项工程（井站、管线）运营期环保设备设施运行管二厂统一负责，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井站自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境污染事故发生。

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。

12.4 环境监测及环境保护监控计划

12.4.1 大气监测计划

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2—2018）以及《排污单位自行监测技术指南 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 12.4-1。

表 12.4-1 大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次
运营期	环境空气	各井站厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 次
	水套炉	排气筒，每年按 10%比例抽测	颗粒物、氮氧化物、格林曼黑度	1 年 1 次
	脱水站灼烧炉及重沸器	排气筒	颗粒物、氮氧化物、格林曼黑度	1 年 1 次

12.4.2 噪声环境监测

施工期和运营期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 12.4-2。

表 12.4-2 噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次
运营期	采气井站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
	脱水集输站	厂界及最近敏感点	厂界噪声、等效声级	1 年 1 次，每次昼夜各 1 次
	回注站	厂界及最近敏感点	厂界噪声、等效声级	1 年 1 次，每次昼夜各 1 次

12.4.3 地下水跟踪监测计划

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环境监测和管理。

根据地下水导则和石油天然气导则监测要求，本项目的地下水跟踪监

测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防控工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）、《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）等要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

监测点布设：本次跟踪监测点布设在原有现状监测点位分布的基础上，结合各场地上、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 39 个。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、铅、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；结合上述周期及相关要求，本项目工程结束后应及时进行一次地下水监测；在钻遇潜水含水层、压裂、返排初期等地下水环境污染风险较高的时段，发生污染事故后，应提高监测频率，且不少于 3 次，以全面反映地下水环境状况变化过程。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。

其他要求：针对本项目的依托工程（如回注井等），在本项目依托期间应对依托工程进行地下水跟踪监测，监测原则及基本要求同上，定期跟踪依托工程周边地下水环境的变化情况。

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家生态环境部门相

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。

表 12.4-4　地下水环境跟踪监测点一览表

***

12.4.4 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行)》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表 12.4-4。

表 12.4-4 施工期和运营期土壤监测计划表

监测阶段	监测点位	监测项目	监测频次
施工期结束	根据实际情况选择井场所在位置	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	采气平台井站、脱水集输站、回注站所在位置		运营后每 5 年开展 1 次
	井站周边 200m 范围内的耕地		
备注：当监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测			

12.4.5 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），可开展常规生态监测，监测因子、方法、频次、点位等详见表 12.4-5。

表 12.4-5 生态监测计划

监测对象	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
乔木、灌木、草本	植物种类、生长状态、物种多样性、覆盖度	可参照《生物多样性观测技术导则陆生维管植物》执行	建议在运行后的每 3-5 年在开展后评价过程中进行，选择植物生长旺盛期。	根据建设情况选取代表性井场及管线周边各 3 个样方。本次评价推荐井场为阆沙 107HF 井场（可根据实际情况合理选择其他井场）；管线为阆沙 106HF 井场~阆沙 107HF 井场（可根据实际情况合理选择其他管线）

12.4.6 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相关要求，本项目投入生产运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独

开展环境影响后评价。基于本项目建设为滚动开发区块，因此可将本项目后评价工作纳入后期产能建设项目回顾性评价中，若后期产能建设项目环评开展时间间隔较长，建议本项目投产 3 年后开展一次环境影响后评价，以充分了解施工过程中对区域环境影响程度以及施工过程中是否存在环境遗留问题，同时根据运营情况，酌情加密开展环境影响后评价频次。

12.5 竣工环保验收

本项目产建工程位于四川省南充市阆中市和南部县境内。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，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。

13 环境影响评价结论

阆中地区产能建设项目（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，本次阆中地区产能建设项目（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，阆中地区产能建设项目（一期）的建设是可行的。