

元坝气田产能建设项目（五期）

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：国潍（北京）环保工程技术有限公司

二〇二五年九月



概 述

一、项目由来

天然气是优质清洁能源，在世界普遍注重环境保护，在清洁化发展的大背景下，其需求量日益增加。我国正处于经济高速发展期，天然气需求迅猛增加，供应缺口日益扩大，天然气田勘探开发迫在眉睫。

2025 年 4 月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〕304 号文（见附件 2）下达元坝气田海相产能建设项目（五期）区块环评任务的通知，“元坝气田海相产能建设项目（五期）”拟新建产能 $12.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，具体内容为新部署钻井井场 7 座，新建、扩建、改造站场共计 17 座；新建酸气管线 12 条 16.51km，新建采出水管道 4 条 7.15km；新建燃料气管线 11 条 13.71km，同沟敷设原料气、燃料气、污水管线，主要是为了弥补元坝气田原料气的持续衰减。

二、项目特点

本项目特点主要分为天然气的钻井和采输两大类。

（1）天然气钻井特点

①天然气钻井兼具生态影响和污染影响的特点。

②采用丛式井组钻井工艺，一个钻井井场可以向不同方向钻多口井，大大减少了钻井井场数量，较好地解决了占地多和地表植被破坏面积大的问题，管理方便。

③钻井液体系导管段采用清水钻井液钻进，一开、二开采用气体钻（备用水基钻井液），三开、四开、五开采用水基泥浆钻井，如遇特殊地层情况或卡钻情况等条件下水平井的造斜段及水平段改用油基泥浆钻进。

④实施清洁生产、绿色开发：尽量采用网电钻井，针对钻井过程中产生的钻井废水、洗井废水、压裂返排液等采取“减量化、资源化循环利用、无害化”的措施实施清洁生产。

⑤可从区域层面，针对各单项工程建设进度，协调如钻井设备、压裂设备等区域循环利用，减少资源消耗。

（2）天然气采输特点

①以“整体部署，滚动实施”的方式建设，区块内各单项工程施工期和运营期交叉

存在，不同时段区域产排污水平不同，除单项工程采取的环保措施外，还需要通过优化开发时序和规模，控制项目环境影响在当地环境可接受范围内。

②本项目将充分利用区域富余的处理能力，如集输干线和污水处理设施等，在节约成本投入的同时，也最大可能的减少新建设施对环境的扰动和影响。

三、环境影响评价工作过程

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司委托国潍（北京）环保工程技术有限公司（以下简称我公司）承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。

（1）前期准备、调研和工作方案阶段

接受委托后，我公司立即派技术人员赴现场踏勘，了解本项目拟建地有关情况，收集了相关资料；研究了本项目滚动开发方案及相关的支持性文件；进行了初步工程分析，开展了初步的环境状况调查，进行了本项目环境影响因素识别与评价因子筛选，明确了评价重点，掌握了本项目的四邻关系、环境保护目标情况等，在以上工作的基础上，确定了本项目的环评工作等级和评价范围，制定了本项目的环评工作方案及编制人员分工。

（2）分析论证和预测评价阶段

结合本项目特点和项目所在区域概况委托实施环境质量现状监测；在工作方案的指导下，进行本项目的工程分析，并在此基础上开展本项目区域环境质量现状调查与评价，在区域环境质量现状评价及工程分析的基础上对各个环境要素进行了环境影响预测及评价。

（3）环评报告编制阶段

对区域已建工程部分不满足要求的措施，环评给出了补充措施的要求及建议，在前面工作的基础上对本项目拟采取的环保措施进行技术经济论证，在此基础上给出了本项目环境可行性的评价结论。

四、分析判断相关情况

遵照《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》《建设项目环境保护管理条例》及《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》等有关环保法律、法规的要求，该项目属“五、石油和天然气开采业——陆地天然气开采 0721——涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”项目，应编制环境影响报告书。

（1）产业政策

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密

油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”范畴，属于国家鼓励项目，符合国家产业政策。

（2）相关规划符合性

本项目符合《‘十四五’现代能源体系规划》《四川省‘十四五’规划和 2035 年远景目标纲要》《四川省‘十四五’能源发展规划》《四川省‘十四五’自然资源保护和利用规划》《广元市‘十四五’能源发展总体规划》《南充市‘十四五’能源发展规划》《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》等规划要求。

（3）环境敏感区符合性分析

根据项目区“三区三线”划定成果，项目占地范围不涉及生态保护红线和城镇开发边界，部分区域涉及占用永久基本农田，项目开工前依法办理用地手续，待取得自然资源部门的相关意见和用地手续后方可开工建设，不违背当地土地利用规划要求，满足永久基本农田和相关土地使用的政策要求；项目涉及水土流失重点治理区；涉及占用天然林、公益林；占地范围不涉及自然保护区、集中式饮用水源保护区、文物保护单位等环境敏感区。

（4）与生态环境分区管控符合性分析

根据生态环境分区管控划分成果，本项目涉及 3 个管控单元，分别为阆中市一般管控单元、苍溪县一般管控单元、苍溪县城镇空间，以及 7 个管控分区；经分析，项目符合苍溪县以及阆中市生态环境分区管控要求。

五、 关注的主要环境问题及环境影响

根据本项目的特点，环境影响评价过程关注的主要环境问题及环境影响如下：

（1）本项目占用永久基本农田，涉及水土流失重点治理区，项目周边有集中式饮用水水源保护区、文物保护单位、天然林、森林公园、湿地公园等环境敏感区，重点关注本项目的建设对各环境敏感区的环境影响。

（2）区域内不同单体项目施工期和运营期环境影响相互叠加，需考虑产能建设不同阶段对区域环境的整体环境影响，分析环保措施的可行性、有效性和可靠性，规划好区块滚动开发项目配套环保措施执行时间节点。

（3）钻井作业、洗井作业、完井作业过程产生的废水（钻井废水、洗井废水、压裂返排液、生活污水等），如何有效的进行废水管理是本项目另一个主要关注的环保问题。

（4）施工期产生的固体废物主要有气体/水基钻井固废、油基钻井固废、废油等，关

废油、钻井固废等固体废物的处置方式可行性、有效性和可靠性。

（5）区块回顾性评价及区块内已建工程存在环保问题。

（6）本项目的建设对区域生态环境的影响。

（7）本项目属于高含硫天然气开采，一旦发生含硫天然气泄漏、火灾、爆炸事故会对周围环境和人体健康造成危害。重点关注天然气泄漏风险事故影响程度及防治措施。

六、 环境影响评价的主要结论

本项目属于清洁能源开发项目，其对于大区域能源结构调整和环境质量改善具有明显的正面环境效益。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；通过严格落实污染防治措施，项目建设产生的污染物能做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范以及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。

1 总 则

1.1 编制依据

1.1.1 国家法律、法规及规章文件

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年修正）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年修正）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年修正）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修正）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日施行）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年修正）；
- (9) 《中华人民共和国长江保护法》（2021 年 3 月 1 日实施）；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修正）；
- (11) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修正）；
- (12) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年主席令第 30 号）；
- (13) 《中华人民共和国文物保护法》（2017 年修正）；
- (14) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修订）；
- (15) 《中华人民共和国森林法》（2019 年修正）；
- (16) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年修订）；
- (17) 《基本农田保护条例》（2011 年国务院令第 588 号）；
- (18) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年国务院令第 687 号）；
- (19) 《中华人民共和国河道管理条例》（2017 年修订）；
- (20) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016 年国务院令第 666 号）；
- (21) 《土地复垦条例实施办法》（2019 年修正）；
- (22) 《地下水管理条例》（2021 年国令第 748 号）；
- (23) 《风景名胜区条例》（2016 年修订）；
- (24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录 2021 年版》（2021 年 1 月 1 日施

行）；

（25）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2023 年国家发展和改革委员会令第 7 号）；

（26）《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1 号）；

（27）《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）；

（28）《关于印发企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）的通知》（环发〔2015〕4 号）；

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

（30）《国家重点保护野生动物名录》（2021.02 发布）；

（31）《国家重点保护野生植物名录》（2021.09 发布）；

（32）《中国生物多样性红色名录—高等植物卷》（2013.09 发布）；

（33）《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷》（2021 发布）；

（34）《中国水生生物资源养护行动纲要》（国务院国发〔2006〕9 号）；

（35）《关于进一步加强水生生物资源保护 严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86 号）；

（36）《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）；

（37）《关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2022〕129 号）；

（38）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 年第 66 号）；

（39）《环境影响评价公众参与办法》（2018 年生态环境部部令第 4 号）；

（40）《突发环境事件应急管理办法》（2015 年环境保护部令第 34 号）；

（41）《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）；

（42）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；

（43）《关于加强生态环境分区管控的指导意见》（2023 年 11 月 7 日）；

（44）《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89 号）；

1.1.2 地方有关法规及规章文件

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

- (2) 《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019 年修正）；
- (3) 《四川省野生植物保护条例》（四川省第十二届人民代表大会常务委员会公告第 29 号）；
- (4) 《四川省生态功能区划》（2010 年 8 月出版）；
- (5) 《四川省重点保护野生动物名录》（川府发〔2024〕14 号）；
- (6) 《四川省重点保护植物动物名录》（川府发〔2024〕14 号）；
- (7) 《广元市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（广府办函〔2024〕26 号）；
- (8) 《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）；
- (9) 《四川省〈中华人民共和国大气污染防治法〉实施办法》（2018 年修订）；
- (10) 《四川省大气污染防治行动计划实施细则》（川办函〔2017〕102 号）；
- (11) 《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》（2012 年修正）；
- (12) 《四川省〈中华人民共和国渔业法〉实施办法》（2016 年修正）；
- (13) 《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）；
- (14) 《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105 号）；

1.1.3 技术导则及相关规范

- (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 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (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 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964—2018）；
- (6) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (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》（HJ589-2010）；
- (11) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

(12) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；

(13) 《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）；

1.1.4 石油天然气行业技术规范

(1) 《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

(2) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

(3) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

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

(5) 《井下作业安全规程》（SY5727-2014）；

(6) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T6125-2013）；

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

(8) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）；

(9) 《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T5974-2020）；

(10) 《硫化氢环境应急救援规范》（SY/T 7357-2017）

(11) 《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T 6610-2017）；

(12) 《高含硫化氢气田集输场站工程施工技术规范》（SY/T 4118-2016）

(13) 《高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范》（SY/T 4119-2016）；

(14) 《高含硫化氢气田集输系统内腐蚀控制规范》（SY/T 0611-2018）

(15) 《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》（SY/T 0612-2014）

(16) 《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）；

(17) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ 2016-2008）

(18) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ 2017-2008）；

(19) 《含硫化氢天然气井公众危害防护距离》（AQ 2018-2008）

(20) 《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）

(21) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

(22) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

(23) 《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）；

(24) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

(25) 《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）；

(26) 《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》

（SY/T7300-2016）；

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

（28）《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）；

（29）《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）》；

（30）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）；

（31）《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号）；

（32）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259—2022）；

（33）《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）；

（34）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；

（35）《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T 7294-2016）；

（36）《石油钻井合理利用网电技术导则》（SY/T 7371-2017）；

（37）《石油天然气钻采设备 油基钻井液钻屑处理系统》（SY/T 7422-2018）；

（38）《油气输送管道风险评价导则》（SY/T6859-2020）；

（39）《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）

1.1.5 相关标准

（1）《环境空气质量标准》（GB3095-2012）；

（2）《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）；

（3）《声环境质量标准》（GB3096-2008）；

（4）《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）；

（5）《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）；

（6）《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）；

（7）《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）；

（8）《污水综合排放标准》（GB8978-1996）；

（9）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）；

（10）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

（11）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）；

（12）《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）；

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

（14）《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）；

（15）《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）。

1.1.6 其他相关文件

（1）《关于下达元坝气田产能建设项目（五期）区块环评任务的通知》（西南油气开〔2024〕304号）；

（2）《元坝气田产能建设项目（五期）钻完井工程环评方案》；

（3）《元坝气田产能建设项目（五期）环评地面方案》；

（4）《元坝气田产能建设项目（五期）开发方案--气藏地质》；

（5）其他相关资料。

1.2 评价时段、评价内容及评价重点

1.2.1 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，本项目环境影响评价时段分为施工期、运营期，同时兼顾退役期，重点是施工期和运营期的环境影响。

1.2.2 评价内容

（1）分析本项目产能建设方案与相关法律法规、产业政策以及相关规划的协调性；

（2）调查区域开发建设现状，对污染源污染治理设施、污染物排放方式和去向进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；

（3）运用现状监测与资料收集等手段，对项目所在区域进行环境质量回顾性评价，分析环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境、生态环境等环境质量变化趋势；

（4）对各钻井井场、站场及其配套集输管线等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境等带来的环境污染影响、生态环境影响和环境风险影响进行全面深入的分析、预测和评价，同时结合项目选址的合理性，论证滚动开发项目的环境可行性；

（5）调查本项目依托环保基础设施现状，说明污水处理设施等设施的建设地点、规模以及运行现状，分析评价依托处置规模合理性、工艺可行性、环保设施可依托性等，论证滚动开发项目的可依托性；

（6）从本项目区块整体开发层面分析不同开发阶段（建产、稳产、衰减开采期）天然气开发活动是否突破当地生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境

准入清单，从环境保护角度分析区块滚动开发项目区域环境的可承载性，进而从环境保护角度出发提出优化滚动开发时序和规模的建议。

1.2.3 评价重点

本项目环境影响评价内容重点如下：

（1）分析本项目开发方案与相关法律法规、政策、规划在资源利用、环境保护要求等方面的符合性。

（2）调查识别区域环境敏感区等环境保护目标的分布情况及保护要求，分析资源利用和保护中存在的问题，评价区域环境质量状况，评价生态系统的组成、结构与功能状况、变化趋势和存在的主要环境问题，提出本项目建设的资源与环境制约因素。

（3）分析本项目建设对区域环境质量的影响，对区域土地资源、水资源、动物资源、植物资源、植物群落植被、生境、生物多样性、森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统、城镇生态系统和生态景观等的影响，对主要环境敏感区和重点生态功能区等环境保护目标的影响性质与程度。

（4）以“生态环境分区管控”为手段，强化空间、准入环境管理。

（5）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施。

1.3 产业政策、规划及相关政策符合性

1.3.1 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类行业，符合国家产业政策。

1.3.2 与城镇总体规划的相容性分析

本项目位于广元市苍溪县、南充市阆中市境内。根据项目与苍溪县和阆中市自然资源和规划局提供的“三区三线”矢量数据进行叠加分析，项目各建设内容均不在城镇开发边界范围内，因此本项目的建设与苍溪县和阆中市城镇总体规划不冲突。

**

1.3.3 规划及相关政策符合性分析

1.3.3.1 规划符合性分析

（1）与能源发展规划的符合性分析

① 与《‘十四五’现代能源体系规划》的符合性分析

国家发展改革委于 2022 年印发的《国家发展改革委 国家能源局关于印发<“十四五”现代能源体系规划>的通知》（发改能源〔2022〕210 号）明确提出：加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。立足四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。加强能源生态环境保护政策引领，依法开展能源基地开发建设规划、重点项目等环境影响评价，完善用地用海政策，严格落实区域“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单）生态环境分区管控要求。

本项目位于元坝气田，项目的建设有利于增加天然气清洁能源的开采供应，执行环评制度，通过评价提出的空间管控、环境准入以及环境保护对策措施，有利于减少土地占用，对环境敏感区的影响小。本项目的建设总体符合《‘十四五’现代能源体系规划》的相关要求。

②与《四川省‘十四五’规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

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。

本项目为常规天然气开发项目，位于广元市苍溪县和南充市阆中市，项目的建设符合《四川省‘十四五’规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

③与《四川省‘十四五’能源发展规划》的符合性分析

根据四川省人民政府于 2022 年印发的《四川省人民政府关于印发<四川省‘十四五’

能源发展规划》的通知》（川府发〔2022〕8号）要求，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。按照“三线一单”管控要求，加强空间管控，统筹处理好自然保护地、生态保护红线与能源开发的关系。坚决落实环境影响评估措施和环境保护“三同时”制度，加强能源开发建设中的生态环境保护。制定油基岩屑危险废物处置标准，加强资源化利用。

本项目位于广元市苍溪县和南充市阆中市，属于常规天然气开发项目，有利于增加天然气清洁能源的开采供应，执行环评和环境保护“三同时”制度，通过评价提出的空间管控、环境准入以及环境保护对策措施，加强油基岩屑危险废物资源化利用，对环境敏感区的影响小，项目的建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》的相关要求。

④与《四川省“十四五”自然资源保护和利用规划》的符合性分析

根据《四川省“十四五”自然资源保护和利用规划》：“第五章促进资源节约集约利用 第二节提高矿产资源开发利用水平：增强矿产资源安全保障能力。……按照国家部署，加强国家级能源资源基地建设，推进国家规划矿区建设，加大天然气（页岩气、煤层气）勘探力度，持续推进川南地区页岩气勘查开发，加快建设国家天然气（页岩气）千亿立方米产能基地……强化国家战略性资源安全保障。”

本项目位于广元市苍溪县和南充市阆中市，属于常规天然气开发项目，有利于增加天然气清洁能源的开采供应，项目的建设符合《四川省“十四五”自然资源保护和利用规划》的相关要求。

⑤与《广元市“十四五”能源发展总体规划》的符合性分析

支持元坝、九龙山、龙岗西、双鱼石四大气田勘探开发，实施川西北部勘探开发和“元坝下面找元坝”工程，实现探明储量和产能取得新突破。同时按照常非并举的原则，推进剑阁、元坝净化厂扩产提能，九龙山、永宁净化厂稳产达产，实现常规天然气增储上产；推动探索页岩气勘探开发，夯实接续资源。2021年天然气产能突破60亿立方米、产量46亿立方米，力争2025年产能达到70亿立方米、产量达到63亿立方米，加快建设百亿产能基地。

本项目为元坝气田产能建设项目（五期），项目的实施有助于提高天然气产能，符合《广元市“十四五”能源发展总体规划》的相关要求。

⑥《南充市“十四五”能源发展规划》的符合性分析

清洁低碳转型持续推进。加快绿色转型，因地制宜发展新能源和可再生能源，协调加快天然气资源勘探开发利用，有序发展分布式能源，推进煤炭清洁高效利用，加快清洁能源替代，清洁能源消费比重进一步提高，煤炭消费比重显著降低，煤炭清洁高效利用水平显著提高，积极争创清洁能源示范市。

加快推进阆中-南充天然气输气管道、南部县工业集中区河东天然气配气管道、南充城区及西充多扶食品工业园供气管道、西充多扶食品工业园天然气分布式能源项目供气管道、南充市储配二站输气管线等油气基础设施的建设。

本项目为天然气开采项目，项目的实施有助于提高天然气产能，符合《南充市“十四五”能源发展规划》的相关要求。

⑦与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》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）》并于2022年8月获自然资源部复函。根据《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》：大力支持天然气、页岩气开采，规划到2025年底天然气、页岩气年产量分别达到400、220亿立方米；到2035年建成天然气千亿产能基地。本项目为天然气开发项目，属于川东北能源建材勘查开发区，预计产能建设规模 $12.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。因此，本项目的建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》。

同时四川省自然资源厅还组织编制了《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》，并于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）。本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见下表。

表 13-1 本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及审查意见符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
（一）坚持生态优先、绿色发展。 按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，……合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。……《规划》应严格执行国家矿产资源合理开发利用“三率”（开采回采率、选矿回收率、综合利用率）相关要求，推动提升天然气……开发利用水平，确保天然气回收率不低于96%……。	本项目不占用依法应当禁止开发的区域，已避让生态环境敏感区域，项目严格执行国家矿产资源合理开发利用“三率”相关要求，各站场天然气采用管道集输或经天然气回收装置将天然气液化后槽车外运，集输过程采取全密闭系统，除少量检修放空外，天然气全部回收利用，回收率不低于96%。	符合
（二）严格保护生态空间，优化《规划》布局。 将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，进一	本项目各单项工程均不涉及生态保护红线、一般生态空间等。	符合

文件情况	本项目情况	符合性
步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。		
（三）严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。 禁止开采高硫、高灰、高砷、高氟煤炭和石棉、砂金、湿地泥炭、可耕地砖瓦用粘土等矿产，限制开发难选冶的赤铁矿、菱铁矿以及对生态环境影响较大的硫铁矿等矿产。	本项目为天然气开发工程，不属于禁止和限制开采的矿产。	符合
（四）严格环境准入，保护区域生态功能。 严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。	本项目不涉及生物多样性保护优先区域和国家重点生态功能区，但是涉及水土流失重点治理区，项目采取了严格针对性的生态保护、水保措施，不会对区域生态功能产生不良环境影响。	符合
（六）加强生态环境保护监测和预警。 结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立环境要素的长期监测监控体系。	本项目拟对区域生态、地表水、地下水、土壤等环境要素跟踪监测。	符合

综上所述，本项目的建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环评相符合。

（2）与环境保护相关要求的相关规划的符合性分析

① 与《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》的符合性分析

根据《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120 号），本项目与之符合性分析见表 1.3-2。

表 1.3-2 本项目与《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》的符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
三、主要任务 （一）推进土壤污染防治 2.防范工矿企业新增土壤污染。 严格建设项目土壤环境影响评价制度。 对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，依法进行环境影响评价，提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	本项目为常规天然气开发项目，执行环评制度，提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	符合
三、主要任务 （二）加强地下水污染防治 2.加强污染源头预防、风险管控与修复。 落实地下水防渗和监测措施。 督促“一企一库”“两场两区”采取防渗漏措施，按要求建设地下水环境监测井，开展地下水环境自行监测……	本项目采取防渗漏措施，并按要求建设地下水环境监测井，自行开展地下水跟踪监测。	符合

综上所述，本项目的建设符合《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120 号）的相关要求。

② 与《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

根据四川省人民政府 2022 年 1 月 20 日发布的《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2 号），本项目与之符合性分析见表 1.3-3。

表 1.3-3 本项目与《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
三、推动经济社会全面绿色低碳转型，建设全国绿色发展示范区 （一）构建绿色空间格局。 强化生态环境空间分区分区管控……全面实施以“三线一单”为核心的生态环境分区分区管控体系……推动建立“三线一单”生态环境分区分区管控跟踪评估机制，出台跟踪评估细则……推动将碳排放总量控制和强度控制融入到“三线	本项目为常规天然气开发项目，天然气属于清洁能源，为规划鼓励使用的清洁能源。本项目符合“分	符合

文件内容	本项目情况	符合性
一单”生态环境分区管控体系，强化协同减污降碳要求。 （三） 推动能源利用方式绿色转型。 ……因地制宜推进生物质、沼气发电及生物天然气等清洁能源发展……推动国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色化发展。加快天然气输气管道和储备设施建设……强化气田开发的环境管理……提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。	区管控”各项环保要求，各项污染物经治理后达标排放，开展自行监测或委托第三方监测，符合规划要求。	
十一、深化改革创新，推进环境治理体系和治理能力现代化 （一） 建立多元共治格局。 发挥企业环境治理主体作用。加强依法持证排污管理，推动建立以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系，强化企业环境治理主体责任，指导企业建立健全环境管理制度，严格控制污染物排放，提高治污降碳水平。……严格落实企业环境信息依法披露制度。	本项目各项污染物经治理后达标排放，企业建立有完善的环境管理台账制度，符合规划要求。	符合

综上所述，本项目的建设符合《四川省‘十四五’生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2号）的相关要求。

③ 与《苍溪县‘十四五’生态环境保护规划》的符合性分析

根据苍溪县人民政府于2022年11月22日发布的《苍溪县‘十四五’生态环境保护规划》（苍府发〔2022〕15号）：一是紧扣碳达峰目标任务推动绿色低碳发展。制定实施二氧化碳排放达峰行动，推动全县能源利用、生产方式、生活方式等绿色低碳转型。二是坚持问题导向深入打好污染防治攻坚战。突出山水林田湖系统治理，统筹推进环境污染治理与生态保护修复，协同做好水、气、土壤等污染治理重点任务，加强风险防控，筑牢嘉陵江上游生态屏障。三是充分发挥生态资源优势注重生态价值转化。深入践行绿水青山就是金山银山理念，开展绿色城镇建设和美丽乡村建设，统筹我县生态资源，提出多元、创新的生态产品价值实现路径。四是建设重大项目提升环境治理水平。坚持具体任务项目化原则，提出8个专栏重大工程建设，推动规划的可操作性、可实施性。

本项目符合苍溪县生态环境分区管控要求，项目的建设符合《苍溪县‘十四五’生态环境保护规划》的相关要求。

④ 与《阆中市‘十四五’生态环境保护与治理规划》的符合性分析

根据阆中市人民政府于2023年2月24日发布的《阆中市‘十四五’生态环境保护与治理规划》：第五部分：巩固筑牢生态屏障，赋能古城生态价值。主要包括强化生态修复保护、构建生态宜居城乡、加快生态价值转化等重点任务。第六部分：加强环境风险防控，牢守生态安全底线。主要包括提升环境风险防范水平、强化应急管理能力建设、加强重点风险源管控等重点任务。第七部分：构建现代环境治理体系，推进治理能力现代化。主要包括建立多元共治格局、健全环境治理体系、强化治理能力建设等重点任务。

本项目符合阆中市生态环境分区管控要求，项目的建设符合《阆中市‘十四五’生态环境保护与治理规划》的相关要求。

（3）与长江经济带生态保护要求的相关规划的符合性分析

① 与《长江经济带生态环境保护规划》的符合性分析

本项目与《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）符合性分析见表 1.3-4。

表 1.3-4 本项目与《长江经济带生态环境保护规划》的符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
二、指导思想、原则和目标 （四）分区保护重点 上游区包括重庆、四川、贵州、云南等省市，区域水土流失、荒漠化严重……应重点加强水源涵养、水土保持、生物多样性维护和高原湖泊湿地保护……合理开发利用水资源，禁止煤炭、有色金属、磷矿等资源的无序开发，加强云贵川喀斯特地区、金沙江中下游、嘉陵江流域、沱江流域、乌江中上游、三峡库区等区域水土流失治理与生态恢复，推进成渝城市群环境质量持续改善。	本项目在施工过程中加强水土保持措施，防止水土流失；项目作业废水尽量在钻井场内或区域内最大限度回用，减少水资源浪费；项目临时占地及时恢复。	符合
三、确立水资源利用上线，妥善处理江河湖库关系 （三）严格水资源保护 优先保障枯水期供水和生态水量。协调好上下游、干支流关系，深化河湖水系连通运行管理和优化调度，增加枯水期下泄流量	本项目取水量较小，且尽量避开枯水期取水，用水对周边河流、水库水资源影响很小，不会挤占当地水资源和下游生态流量。	符合
四、划定生态保护红线，实施生态保护与修复 （一）划定并严守生态保护红线 生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。	本项目建设区未涉及生态红线。	符合
五、坚守环境质量底线，推进流域水污染系统防治 （一）实施质量底线管理 以保护人民群众身体健康和生命财产安全为目标，严格执行国家环境质量标准，将水质达标作为环境质量的底线要求，从严控制污染物入河量。	本项目污水量较小，本项目作业废水（钻井废水、压裂返排液）经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注；采气废水经处理达标后中水回用或达标外排。生活污水由改进型生态厕所收集后，定期拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排。	符合
六、全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境 （一）改善城市空气质量 全面推进长江经济带 126 个地级及以上城市空气质量限期达标工作……完成……平板玻璃天然气燃料替代及脱硝改造。……鼓励发展天然气汽车，加快推广使用新能源汽车	本项目属于天然气开发项目，增加天然气的开发程度，提高天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整，天然气主要供应四川及周边城市，项目的建设能够改善成渝地区区域大气环境质量。	符合

②与《深入打好长江保护修复攻坚战行动方案》的符合性分析

本项目与《深入打好长江保护修复攻坚战行动方案》（环水体〔2022〕55号）符合性分析见表 1.3-5。

表 1.3-5 本项目与《深入打好长江保护修复攻坚战行动方案》的符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
三、深入推进水生态系统修复 （二十四）开展自然保护地建设与监管 强化自然保护地监督管理……	本项目占地范围内不涉及自然保护地。	符合
四、着力提升水资源保障程度 （二十五）严格落实水总量和强度双控制度 加强用水总量和强度控制红线管理……强化用水定额管理，深入实施国家节水行动，推进污水资源化利用……	本项目取水量较小。	符合
五、加快形成绿色发展管控格局 （二十八）严格国土空间用途管控 结合市县国土空间规划勘界定标，进一步完善生态保护红线成果，并纳入国土空间规划“一张图”实施监督信息系统严格用途管控……	本项目占地范围内不涉及生态保护红线。本项目符合生态环境分区管控相关要求。	符合

文件内容	本项目情况	符合性
建立和完善生态保护红线监管相关制度和标准体系，加强生态保护红线监管..... （二十九）推动全流域精细化分区分管 加强“三线一单”成果在政策制定、环境准入、园区管理、执法监管等方面的应用，加强“三线一单”实施成效评估.....		

经分析，本项目符合《深入打好长江保护修复攻坚战行动方案》（环水体〔2022〕55号）要求。

③ 与《中华人民共和国长江保护法》的符合性分析

本项目与《中华人民共和国长江保护法》的符合性分析见表 1.3-6。

表 1.3-6 本项目与《中华人民共和国长江保护法》的符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
第二十二条 禁止在长江流域重点生态功能区布局对生态系统有严重影响的产业。	本项目占地面积较小，不属于对生态系统有严重影响的产业。	符合
第二十六条 禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目属于陆地天然气开采项目，不属于化工项目，也不涉及尾矿库的建设。	符合

经分析，本项目符合《中华人民共和国长江保护法》相关要求。

④与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》的符合性分析

根据《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》，本项目为天然气产能建设项目，也不建设尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，不属于化工园区和化工项目。项目未占用和穿越自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区、水产种质资源保护区、国家湿地公园等环境敏感区域；项目不位于《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区、水产种质资源保护区的岸线和河段范围、国家湿地公园的岸线和河段范围；也不位于《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内。因此，本项目的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》。

⑤《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）》（川长江办〔2022〕17 号）的符合性分析

根据《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）》中对建设项目提出了一系列的管控要求：“禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目；禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线，禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。”本项目不位于自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、国家湿地公园、生态保护红线，不位于《长江岸线保护和开发利用

总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区，也不位于《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内。本项目为天然气产能建设项目，不属于化工园区和化工项目，不开展捕捞活动。综上所述，本项目的建设符合《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）》的相关要求。

（4）与主体功能区规划的符合性分析

①与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性分析

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

②与《四川省主体功能区规划》的符合性分析

根据《四川省人民政府关于印发四川省主体功能区规划的通知》（川府发〔2013〕16 号），本项目位于南充市阆中市和广元市苍溪县，苍溪县涉及国家层面重点开发区域和国家层面限制开发区域（农产品主产区），同时苍溪县属于省级层面的点状开发的城镇，阆中市为省级层面重点开发区域。详见图 1.3-1。

根据《四川省主体功能区规划》第二篇 第二章 第四节 重大关系中明确：“——主体功能与其他功能的关系。主体功能不等于唯一功能。明确一定区域的主要功能及其开发的主体内容和发展的主要任务，并不排斥该区域发挥其他功能……限制开发区域作为农产品主产区和重点生态功能区，主体功能是提供农产品和生态产品，保障国家农产品供给安全和生态系统稳定，但也允许适度开发能源和矿产资源，允许发展不影响主体功能定位、当地资源环境可承载的产业，允许进行必要的城镇建设。政府从履行职能的角度，对各类主体功能区都要提供公共服务和加强社会管理。

——主体功能区与能源和矿产资源开发的关系。能源和矿产资源富集的地区，往往生态系统比较脆弱或生态功能比较重要，并不适宜大规模高强度的工业化城镇化开发。能源和矿产资源开发，往往只是‘点’的开发，主体功能区中的工业化城镇化开发，更多地是‘片’的开发。将一些能源和矿产资源富集的区域确定为限制开发区域，并不是要限制能源和矿产资源的开发，而是应该按照该区域的主体功能定位实行‘点上开发、面上保护’。”

综上所述，本项目属于能源和矿产资源开发项目，在取得用地手续和规划许可后施

工建设。本各项施工活动结束后，植被进行恢复和复耕，植物群落生物质量损失逐渐恢复；服务期满后，对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复。对主体功能区的农产品供给和生态系统服务功能影响较小，符合国家层面限制开发区域（农产品主产区）的相关要求。

**

（5）与生态功能区规划的符合性分析

① 与《全国生态功能区划（修编版）》的符合性分析

根据《全国生态功能区划（修编版）》，本项目涉及的生态功能区见表 1.3-7、图 1.3-3。

表 1.3-7 本项目涉及全国生态功能区划一览表

生态功能类型	生态功能区	主要生态问题	生态保护主要方向
农产品提供功能区	四川盆地农产品提供功能区	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。	（1）严格保护基本农田，培养土壤肥力。（2）加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力。（3）加强水利建设，大力发展节水农业；种养结合，科学施肥。（4）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。（5）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。

**

本环评提出空间管控、环境准入和减缓对策措施，尽量减少基本农田占用，临时占地及时复垦。总体开发强度较小，总体协调。因此，本项目的建设符合《全国生态功能区划（修编版）》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》，本项目所在区域生态功能区划见下表和图

表 1.3-8 本项目涉及四川省生态功能区划一览表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态问题	生态环境敏感性	主要生态服务功能	生态保护与发展方向
I 四川盆地亚热带农业生态区	I-2 盆地丘陵农林复合生态亚区	I-2-3 嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区	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。旱灾和洪涝灾害频繁发生	土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感	农产品提供功能，人居保障功能，土壤保持功能	发挥区域中心城市辐射作用，改善人居环境。巩固长江上游防护林成果。加强水利设施建设，增加保水功能，保护耕地。优化农业结构，发展节水型农业，发展绿色食品产业，发展桑蚕养殖及其加工业。改善农村能源结构，发展沼气等清洁能源。建设现代轻纺、食品、石化工业基地和茶叶生产基地。严防资源开发造成的环境污染和生态破坏，限制高耗水产业，防治农村面源污染和水环境污染，保障饮用水安全

**

本项目属于清洁能源项目，不影响区域生态服务功能，符合《四川省生态功能区划》要求。

（6）与《甲烷排放控制行动方案》的符合性分析

根据《甲烷排放控制行动方案》对油气田开发企业提出的具体要求，具体包括以下内容：“1）强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。2）推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放”。

本项目选用高效加热炉，节约能量，同时减少天然气消耗量及碳排放量；对放空天然气燃烧后排放；加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH₄ 的逸散。满足《甲烷排放控制行动方案》要求。

（7）与《空气质量持续改善行动计划》的符合性分析

根据《空气质量持续改善行动计划》“三、优化能源结构，加速能源清洁低碳高效发展”（九）大力发展新能源和清洁能源。到 2025 年，非化石能源消费比重达 20%左右，电能占终端能源消费比重达 30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。.....六、强化多污染物减排，切实降低排放强度（二十一）强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理厂所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。

本项目为天然气产能建设项目，属于清洁能源。本项目产生的废气主要为施工废气、水套炉废气、长明火炬燃烧废气和无组织废气。长明火炬为风险防范措施。施工废气随着施工的结束而结束，采取优化施工布置、控制施工范围洒水抑尘等措施对环境的影响较小；水套炉废气经 8m 高排气筒排放，火炬燃烧废气由 40m 火炬排放，废气排放满足要求；无组织废气排放量较少，不会对大气产生较大影响。

1.3.3.2 相关政策符合性

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（生态环境部公告 2012 年第 18 号，2012-03-07 实施）对比分析详见表 1.3- 9。

通过将本项目工程内容和环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理四大项十三小项内容进行对比分析，本项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

(2) 与《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》的符合性分析

本项目与《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）的符合性分析见下表：

表 1.3- 10 本项目与《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》的符合性分析

序号	技术政策要求	本项目内容	符合性
一	钻井设计		
1	应采取有利于保护地下水等环境敏感因素的措施，表层套管下深应在浅水层以下，表层固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。	本项目导管段采用清水钻井；一开、二开采用气体钻井，备用水基钻井液，固井作业采用套管保护+水泥固井，最大程度保护浅层地下水。	符合
2	井场选址宜尽量避开居民区、学校、医院、饮用水源等环境敏感点。无法避开时，井场位置与居民区、学校等环境敏感目标的距离应符合环境影响评价文件的要求。	本项目井场周边无学校、医院、饮用水源等环境敏感点，与周边存在的分散居民距离符合环保相关要求。	符合
二	钻前准备		
3	钻井井场应配备贮存罐(池)，用于存储井场产生的废水、钻井废物。具备配备随钻处理设备条件的井场，可由接收罐、滤液罐等作为贮存罐(池)。大型压裂、试油试气等作业现场应配备贮存罐(池)，贮存压裂液配制用水、返排液及井场产生的废水。井场应设置放喷池，放喷池的位置应避开居民饮用水源、农灌水源、河道、居民区等环境敏感目标。	本项目井场设置有泥浆不落地系统、重叠罐、应急池等废水及压裂返排液储存设施；井场均设置双放喷池，与周边居民距离符合要求。	符合
4	井场内工业固体废物贮存设施区域，油罐、贮存罐、循环罐、重浆罐等罐区，泵房、钻井液材料房、油品房、柴油机房、发电房等易产生污染的区域，宜安装雨棚及排水管，地面应参照 GB 18599 的要求进行防渗处理，四周设置围堰。	本项目各井场采取了分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井工程及压裂过程污染物入渗土壤及地下水环境。重点防渗区包括油罐区、发电机房及柴油发电机组、泥浆不落地工艺区、放喷池、应急池、方井周边、重浆罐区、泥浆料台区、危废暂存间、集污坑等位置；一般防渗区主要包括清水池、岩屑池、改进型生态厕所、双环沟以及井场其他区域。	符合
三	施工过程		
5	钻井废水应优先回收利用，无法回用的应经处理达标后回注或通过外委方式进行合规处置。生活污水不应直接排放，集中回收或处理达标后可用于配制钻井液等。	钻井过程中油基钻井液固液分离后，在循环罐储存，循环使用。本项目作业废水（钻井废水、压裂返排液）经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。	符合
6	施工结束后，临时征地应进行覆土、复耕、复貌，生态恢复应在临时征地使用时间到期之前完成。对临时占地进行生态恢复时，宜优先选用表土覆土并选用本地物种。	气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）要求对气井进行封堵。封井、清理站场后，永久性占地范围内水泥	符合

序号	技术政策要求	本项目内容	符合性
	套管和固井水泥环损坏无法修复及隔离性失效的注水井应立即封井、弃置。	平台或砂砾石铺垫被清理，随后进行复垦、复植，使站场占地恢复成耕地、林地。	
四	钻井固体废物污染控制要求		
7	钻开油气层井段、造斜井段、水平井段及非正常工况情况下产生的水基钻井废物剩余固相宜用于生产烧结砖、陶粒等建材。烧结砖质量应符合 GB/T 5101 的规定。	本项目水基钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入离心机进行脱水处理，脱水后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用。	符合
8	油基钻井固体废物的收集、贮存及运输应符合 GB 18597 和 HJ2025 的规定。钻井固体废物在实施最终处置前的贮存时间不应超过 12 个月。	本项目油基钻井固体废物收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置，收集、贮存及运输符合 GB 18597 和 HJ2025 相关规定。	符合

（3）与《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》的符合性分析

本项目与《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）的符合性分析见下表：

表 1.3- 11 本项目与《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》的符合性分析

序号	技术政策要求	本项目内容	符合性
一	钻井地质设计		
1	陆上油气井井口距高压电线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。	本项目周 200m 无铁路、高速公路；500m 无学校、医院和大型油库等场所，部分井口附近存在高压线和民宅，分别采取迁移和搬迁工程措施后满足距高压电线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m 要求	符合
二	井场布置		
2	应设置不少于两个不同方位的紧急集合点和逃生通道，其与井口连线的夹角不小于 90°。应在井场入口处、钻台、循环罐、紧急集合点等区域易辨识处设置风向标。井场修建应满足井场入口、后场应急车辆的行驶需要。	本项目井场设置多个紧急集合点和逃生通道，与井口连线夹角大于 90°；井场设置有风向标，修建了进场道路，满足应急车辆的行驶需要。	符合
三	施工过程		
3	陆上钻井作业固定式硫化氢监测系统的传感器应安装在钻井液出口缓冲罐、方井、钻台面等位置，钻井液出口缓冲罐处的传感器信号应接入录井采集系统。	本项目井场设置有硫化氢泄漏报警装置，并安排专人定期对监测装置进行检查维护，在发生硫化氢泄漏事故时可立即采取应急措施。	符合
四	应急撤离		
4	当空气中硫化氢浓度达到 30mg/m ³ (20×10 ⁻⁶) 的安全临界浓度时，撤离非应急处置人员；当井喷失控、空气中硫化氢浓度达到 150mg/m ³ (100×10 ⁻⁶) 的危险临界浓度时，撤离现场所有作业人员，立即向当地政府报告并协助做好居民的疏散、撤离工作。	项目现场已布设有固定式和便携式硫化氢监测仪器，能随时监测空气钻硫化氢浓度。本项目制定了完善的风险防范措施，若井喷失控、超过临界浓度等情况是，启动应急预案撤离现场所有作业人员，立即向当地政府报告并协助做好居民的疏散、撤离工作。	符合

（4）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》的符合性分析

中华人民共和国生态环境部于 2019 年 12 月 13 日发布了《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），本项目与其符合性分析见表 1.3- 12。

表 1.3- 12 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》符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
（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	本次评价为元坝气田产能建设项目（五期）环评，包含区块内拟建的钻井井场、站场、集输管道及配套工程等。环评已深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风	符合

文件内容	本项目情况	符合性
配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	风险防范措施：已对区块现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施；已对依托设施进行可行性和有效性论证。	
（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。	本项目作业废水（钻井废水、压裂返排液）经石龙2回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。	符合
（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目作业废水（钻井废水、压裂返排液）经石龙2回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，项目依托的回注井环保手续齐全，回注水水质执行《采出水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）。回注地层为地质构造封闭地层，为枯竭废弃气井。目前回注井运行状况，有足够的回注空间。	符合
（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目为含硫天然气开采项目，已采取设备密闭、有效控制了无组织排放，水套炉燃料气采用元坝净化厂净化后的一类天然气，废气排放满足国家和地方大气污染物排放标准要求，同时已强化了环境风险防范措施。	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。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目采用丛式井组，已尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择了合理施工方式、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。钻井和压裂设备优先使用网电，个别地方条件不允许采用柴油机发电。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，及时落实环评提出的生态保护措施。	符合
（十三）油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理	本项目选址已尽量远离环境敏感区，环评要求加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	符合
（十四）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。	项目建设单位已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。	符合

（5）与其他环保政策及规定的符合性分析

本项目涉及行业和地方的一些油气开发和环境保护政策，包括《土壤污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》、《四川省饮用水水源保护管理条例》、《地下水管理条例》等，与其相关内容符合性分析见表 1.3-13。

表 1.3-13 本项目与其他环保政策符合性分析

政策名称及相关内容	本项目情况	符合性
3.《土壤污染防治行动计划》 加强工业废物处理处置。全面整治尾矿、煤矸石、工业副产石膏、粉煤灰、赤泥、冶炼渣、电石渣、铬渣、砷渣以及脱硫、脱硝、除尘产生固体废物的堆存场所，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施，制定整治方	本项目气体/水基钻井固废经泥浆不落地工艺固液分离后暂存于废渣收集罐，及时拉运至具有相应处置资质、环保手续、环保设施完善的水	符合

案并有序实施。加强工业固体废物综合利用。	泥协同窑、砖厂、资源化利用项目进行综合利用，符合要求。	
4.《水污染防治行动计划》 防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填	本项目提出了钻井井场及站场的防渗要求，对废弃井提出封井要求，符合要求。	符合
5.《四川省饮用水水源保护管理条例》 第十七条（九）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；（十）禁止进行可能严重影响饮用水水源水质的矿产勘查、开采等活动。 第三十四条企业事业单位发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成饮用水水源污染事故的，应当立即启动本单位的应急方案，采取应急措施，并向事故发生地的县级以上地方人民政府或者环境保护行政主管部门报告，不得迟报、谎报、瞒报、漏报。	1.本项目涉及的危废转运路线严禁驶入饮用水水源保护区内。 2.本项目为常规天然气开采项目，选址选线未在饮用水水源保护区范围内。 3.本项目气田水转运路线未经过集中式饮用水源地保护区。	符合
6.《地下水管理条例》（2021 年国令第 748 号） 第三章节约与保护 第二十六条：建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。开挖深度和排水规模由省、自治区、直辖市人民政府制定、公布。 第五章污染防治 第四十条：禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。 第四十一条：企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；（二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗漏池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；（五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。根据前款第二项规定的企业事业单位和其他生产经营者排放有毒有害物质情况，地方人民政府生态环境主管部门应当按照国务院生态环境主管部门的规定，商有关部门确定并公布地下水污染防治重点排污单位名录。地下水污染防治重点排污单位应当依法安装水污染物排放自动监测设备，与生态环境主管部门的监控设备联网，并保证监测设备正常运行。 第四十二条在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	本项目为天然气开采项目，建设单位于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有关部门备案。 本项目废水、固废均得到合理处置，现场不外排，本项目钻井井场及站场各构筑物采取分区防渗或围堰等地下水污染防治措施；泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，危险废物、发电机均设在活动房内。 本项目所在地不属于溶洞、暗河、落水洞、岩溶漏斗等岩溶强发育地区，也不位于泉域保护范围内。	符合

1.3.3.3 与生态环境分区管控成果的符合性分析

根据《四川省生态环境厅关于公布四川省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）的通知》（川环函〔2024〕409 号），本项目对生态环境分区管控成果进行了符

合性分析，本项目与苍溪县生态环境准入总体要求和阆中市生态环境准入总体要求符合性分析见下表：

表 1.3-14 本项目与苍溪县、阆中市生态环境准入总体要求符合性分析

县（区）	生态环境准入总体要求	本项目与“要求”的符合性分析	符合性
苍溪县	1.苍溪县属于国家层面限制开发区域（农产品主产区），严格控制限制开发区域的农业发展用地、生态用地转变为工业发展和城市建设用地。 2.提高现有化工企业风险防控水平，嘉陵江岸线一公里范围内的现有化工企业不得进行扩建，现状长期停产的企业不得复产，并于 2025 年前关闭。 3.严控水土流失，保护耕地资源，促进和巩固陡坡退耕还林还草，荒山荒坡营造水土保持林。 4.提升城乡污水收集处理能力，因地制宜推进城镇生活污水处理设施提标改造工作。 5.严控工业废水未经处理或未有效处理直接排入城镇污水处理系统，严厉查处超标、超总量排放或偷排工业废水行为，加强企业废水预处理和排水管理，严格执行污水处理厂接管标准。 6.推进重点用水行业企业节水技改，建设节水型示范企业，推进县域节水型社会达标建设。	1. 本项目为天然气开采及集输项目，项目建成后占用土地不属于工业发展和城市建设用地。 2. 本项目不属于化工项目。 3. 项目严格落实场地水土流失控制措施，优先建设场地清污分流截、排水沟，减少施工期水土流失，各站场设备安装完毕后及时进行井场内道路硬化和绿化，减少井场水土流失。 4. 本项目不涉及。 5. 本项目施工期和运营期产生的废水均回用或外运处置，废水处置措施合理，去向明确。 6. 本项目产生的废水优先回用，且对水资源消耗量较小。	符合
阆中市	1.协调旅游发展与生态环境保护的矛盾；加强自然保护区生态环境保护。 2.加强马家河流域污染治理；加强城乡生态环境保护基础设施建设；加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药使用量，合理水产养殖布局，积极推广畜禽清洁养殖和畜禽粪污无害化、资源化处理技术。 3.加强工业园区和化工企业环境风险防控。	1. 本项目占地范围不涉及自然保护区，同时项目采取合理的废水、废气、固废处置措施，对周边的自然保护区影响较小。 2. 本项目不在马家河流域范围，不涉及农业及畜牧业。 3. 本项目不涉及。	符合

（1）生态保护红线

根据相关部门提供的苍溪县和阆中市“三区三线”矢量，本项目不涉及占用生态保护红线。

（2）项目所在环境管控单元

本项目位于广元市苍溪县和南充市阆中市，根据四川政务服务网-四川省“生态环境分区管控”数据分析系统，本项目涉及一般管控单元和城镇重点管控单元。

表 1.3- 15 本项目涉及环境管控单元一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	所属市（州）	所属区县	准入清单类型	管控类型	本项目各工程
ZH51138130001	阆中市一般管控单元	南充市	阆中市	环境综合管控单元	环境综合管控单元一般管控单元	元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 121H、元坝 103-2H、元坝 10-1H、元坝 9-2、元坝 11-1H~元坝 102-5 管线、元坝 104-2H~元坝 121 管线、元坝 103-2H~元坝 10-1 管线
ZH51082430001	苍溪县一般管控单元	广元市	苍溪县	环境综合管控单元	环境综合管控单元一般管控单元	元坝 271-2H、元坝 271-1、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-4H、元坝 272-2、元坝 273-1、元坝 102-5、元坝 101-2H、元坝 273-2H、元坝 101-1、元坝 11-1H~元坝 102-5 管线、元坝 271-2H~3#集输干线、元坝 271-1H~元坝 271-2H 管线、元坝 103-3~1#集输干线附近、元坝 272-3~元坝 272H 管线、元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线、元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线、元坝 273-2H~元坝 273-1 集气站、元坝 101-2 井~元坝 101 集气站
ZH51082420001	苍溪县城镇空间	广元市	苍溪县	环境综合管控单元	环境综合管控单元城镇重点管控单元	元坝 103-3、元坝 103-3~1#集输干线附近
YS5113813310001	阆中市大气环境一般管控区	南充市	阆中市	大气环境管控分区	大气环境一般管控区	元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 121H、元坝 103-2H、元坝 10-1H、元坝 9-2、元坝 11-1H~元坝 102-5 管线、元坝 104-2H~元坝 121 管线、元坝 103-2H~元坝 10-1 管线
YS5108243310001	苍溪县大气环境一般管控区	广元市	苍溪县	大气环境管控分区	大气环境一般管控区	元坝 271-2H、元坝 271-1、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-4H、元坝 272-2、元坝 273-1、元坝 102-5、元坝 101-2H、元坝 273-2H、元坝 101-1、元坝 11-1H~元坝 102-5 管线、元坝 271-2H~3#集输干线、元坝 271-1H~元坝 271-2H 管线、元坝 103-3~1#集输干线附近、元坝 272-3~元坝 272H 管线、元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线、元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线、元坝 273-2H~元坝 273-1 集气站、元坝 101-2 井~元坝 101 集气站
YS5108242340001	苍溪县城镇集中建设区	广元市	苍溪县	大气环境管控分区	大气环境受体敏感重点管控区	元坝 103-3、元坝 103-3~1#集输干线附近
YS5108243210005	嘉陵江-苍溪县-沙溪-控制单元	广元市	苍溪县	水环境管控分区	水环境一般管控区	元坝 273-1H、元坝 272-2、元坝 272-3、元坝 272H、元坝 272-4H、元坝 271-1、元坝 271-2H、元坝 273-2H、元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线、元坝 272-3~元坝 272H 管线、元坝 271-2H~3#集输干线、元坝 271-1H~元坝 271-2H 管线、元坝 273-2H~元坝 273-1 集气站
YS5108243210001	东河-苍溪县-清泉乡-控制单元	广元市	苍溪县	水环境管控分区	水环境一般管控区	元坝 102-5、元坝 103-3、元坝 101-2H、元坝 101-1、

环境管控单元编码	环境管控单元名称	所属市（州）	所属区县	准入清单类型	管控类型	本项目各工程
						元坝 11-1H~元坝 102-5 管线、元坝 103-3~1#集输干线附近、元坝 101-2 井~元坝 101 集气站
YS5113813210003	构溪河-阆中市-高坎-控制单元	南充市	阆中市	水环境管控分区	水环境一般管控区	元坝 9-2、元坝 103-2H、元坝 10-1H、元坝 103-2H~元坝 10-1 管线、元坝 121H、元坝 11-1H、元坝 104-2H~元坝 121 管线、元坝 11-1H~元坝 102-5 管线
YS5113813210002	东河-阆中市-滥泥沟村-控制单元	南充市	阆中市	水环境管控分区	水环境一般管控区	元坝 104-2H、元坝 104-2H~元坝 121 管线

（3）生态环境准入清单符合性

本项目地处位置属于环境综合管控单元一般管控单元、环境综合管控单元城镇空间、大气环境一般管控区、大气环境受体敏感重点管控区、水环境一般管控区。从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发利用效率四个维度分析生态环境准入清单符合性，详见表 1.3- 13。

综上，本项目符合苍溪县和阆中市生态环境分区管控单元准入清单要求。

1.3.4 基本农田相关政策符合性分析

表 1.3-17 与永久基本农田相关法律法规符合性分析

法律法规	要求	本项目	符合性
《中华人民共和国土地管理法》	国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让永久基本农田，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经国务院批准	属能源重点项目，项目区占用永久基本农田，无法避让。	符合
《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）	国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目，允许将以下占用永久基本农田的重大建设项目纳入用地预审受理范围	本项目属于国家级规划明确且符合国家产业政策的天然气开采、油气管线项目。	符合
《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）	三、严控建设占用永久基本农田中（七）严格占用和补划审查论证……重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织开展对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审……临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年	本项目建设单位承诺在项目开工前依法合规办理建设项目的临时用地土地手续，待取得自然资源部门的相关意见和用地手续后方开工建设，不违背当地土地利用规划要求，满足永久基本农田和相关土地使用的政策要求。项目具有工业产能后期需要建站运营，建设单位则对临时占地转为开采井后永久占地严格按照自然资源部门规定依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	符合
《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）	县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还	本项目建设单位承诺在项目开工前依法合规办理建设项目的临时用地土地手续，待取得自然资源部门的相关意见和用地手续后方开工建设，不违背当地土地利用规划要求。	符合
《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）	实行重大项目用地预报。各市（州）自然资源部门会同发展改革等部门每年6月底前将当年重大项目基本情况，包括项目名称、分类、选址、拟用地面积、用地预审、是否符合城乡规划和土地利用总体规划、建设用地报征、供地及是否存在违法用地等情况报经当地人民政府审定后报送省自然资源厅。因国家宏观调控、产业政策调整和省委、省政府招商引资等需增报或取消的重大项目，可于每年的10月底前进行1次调整。由申报单位按原申报渠道提出调整建议，按程序认定……优化临时用地审批。临时用地一般不得占用永久基本农田。建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在符合不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，可临时占用永久基本农田；土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，由项目所在地县级自然资源主管部门牵头组织开展临时用地占用永久基本农田踏勘论证和土地复垦方案评审工作。临时用地审批权限按照《四川省〈中华人民共和国土地管理法〉实施办法》有关规定办理。石油、天然气、页岩	本项目建设单位承诺在项目开工前依法合规办理建设项目的临时用地土地手续，待取得自然资源部门的相关意见和用地手续后方开工建设，不违背当地土地利用规划要求，满足永久基本农田和相关土地使用的政策要求。项目具有工业产能后期需要建站运营，建设单位则对临时占地转为开采井后永久占地严格按照自然资源部门规定依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	符合

法律法规	要求	本项目	符合性
	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		
《关于落实自然资源部等部委有关用地用海要素保障文件要求服务保障各地加快推进重大项目落地实施的通知》（川自然资发〔2022〕47号）	优化用地预审程序。除自然资发〔2022〕129号文件规定情形外，经批准的国土空间规划近期实施方案已确定的城镇村建设用地不需要申请办理用地预审；已建成需补办手续的采矿用地项目不再预审；水利水电项目的淹没区用地不纳入预审范围，但项目总用地（含淹没区）涉及占用永久基本农田或生态保护红线的，应按规定报自然资源部预审。预审阶段，涉及规划土地用途调整的，审查其是否符合允许调整情形，不再提交规划土地用途调整方案；涉及占用永久基本农田的，仅提交永久基本农田补划方案，并严格审查是否属于占用永久基本农田的重大建设项目范围。		符合

综上，项目属能源重点项目，项目选址确实无法避让永久基本农田，本项目建设单位承诺在项目开工前依法合规办理建设项目的临时用地土地手续，待取得自然资源部门的相关意见和用地手续后方可开工建设，符合有关永久基本农田相关法律法规。

1.4 环境影响因素识别与评价因子筛选

1.4.1 环境影响因素识别

本项目施工期的影响主要为区块内部署的7个钻井井场的钻井工程（包括钻前工程、钻井工程和压裂测试工程）、新建、扩建、改造站场 17 座；新建酸气管线 12 条 16.51km，新建采出水管线 4 条 7.15km；新建燃料气管线 9 条 13.71km。施工过程中由于场地平整、进场道路、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污染物排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，随施工结束而消失。此外，钻井工程的钻井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井固废、压裂返排液等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置，否则将会对当地环境产生很大的环境影响。

本项目运行期的影响主要为站场运营产生，正常情况下排污主要来自站场运行过程中产生的少量废气、气田水、固体废物等。

本项目退役期的影响主要为各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声和固体废物。

1.4.1.1 施工期环境影响因素识别

（1）施工期生态环境影响

本项目施工期对生态环境的影响主要有：

钻井井场和管道、放喷池、表土堆场、活动房、道路、堆管场等临时施工占地对动植物资源、地表植被、土地性质及用途、景观格局等引起的改变；钻井井场、放喷池、活动房、道路等基础设施的新建和管道敷设施工产生的粉尘、噪音、建渣、废水等对周围环境及生物物种产生干扰；建材、建渣的运输、堆放对生态环境及动植物资源产生间接影响；穿越河流等产生的弃渣和施工行为对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；施工期取用各单项工程周边地表水资源作为钻井、洗井和压裂新鲜水的水源，对区域水资源及水生生态会造成一定的影响。

（2）施工期污染影响

本项目施工期废水主要为施工废水、钻井废水、洗井废水、压裂返排液、施工人员产生的生活污水、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、管线放空废气等；施工期产生的固体废物主要为钻井固废、废油、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。

（3）事故状态环境影响

事故状态的环境影响主要包括井喷，集污罐、废渣收集罐等一旦发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围大气环境、水环境、生态环境、土壤环境和人员造成影响，同时还涉及社会经济等问题。

1.4.1.2 运营期环境影响因素识别

（1）正常工况环境影响

正常运行状况下，天然气开采从井口—水套炉—分离器—输出管线，全线采用密闭输送，且工程自动化程度较高，正常工况下在站场内管线及站场外输管线内没有污染物排放。因此，运营期主要废气污染源为站场内水套炉燃烧废气、长明火炬废气和无组织废气；主要废水污染源为采气过程产生的气田水、检修废水和生活污水；主要噪声为站场设备噪声；主要固废为检修固废、含有固废、清管废渣。

（2）非正常工况环境影响

非正常工况时，系统超压、站场内设备检修时经长明火炬燃烧后排放的废气、放空产生的噪声对大气环境和声环境的影响；站场及集输管线发生泄漏，将会对环境空气、地下水、土壤造成影响；若发生火灾爆炸还对周围的大气、土壤、动植物、人群等造成

破坏。

1.4.1.3 退役期环境影响因素识别

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）要求对气井进行封堵。封井、清理站场后，永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后进行复垦、复植，使站场占地恢复成耕地、林地。对环境的影响主要来自于拆除站场设备、设施时产生的扬尘、机械废气、废弃设备零件及管线、建筑垃圾及噪声；站场和输气管道撤走后固体废弃物等对区域环境及动植物资源产生影响；站场和输气管道占地区域土地复垦、植被恢复等对区域环境及动植物资源产生的潜在威胁。

本项目环境影响因素识别和主要环境影响因子见下表。

表 1.4-1 本项目环境影响因素识别和主要环境影响因子一览表

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
钻前工程	废气	施工扬尘、道路扬尘	TSP	—	√								
		施工机械和运输车辆尾气	NO _x 、CO 等	—	√								
	废水	施工废水	SS	—		√							
		生活污水	COD _{Cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N 等	—		√	√						
	噪声	施工机械、运输车辆等噪声	等效声级	—				√					
	固废	土石方、建筑垃圾	/	—			√		√	√			
		生活垃圾	/	—									√
	生态	钻井井场、进场道路、表土堆场、放喷池及生活区占地	占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	—					√	√	√	√	
	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++									√
		交通	短时间阻断交通	—									√
施工期	废气	备用柴油机/发电机废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	—	√								
		有机废气（油基泥浆钻井时产生）	非甲烷总烃	—	√								
		测试放喷废气、非正常工况放喷废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物等	—	√								
		气体钻粉尘	颗粒物等	—	√								
	废水	钻井废水	COD _{Cr} 、SS、石油类、Cl ⁻ 、钡等	—		√	√		√				
		洗井废水		—		√	√		√				
		压裂返排液	COD _{Cr} 、SS、石油类等	—		√	√		√				—
		方井雨水	SS 和石油类等	—		√	√		√				
		初期雨水	SS 和石油类等	—		√	√		√				
		生活废水	COD _{Cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N 等	—		√	√						
	固废	气体/水基钻井固废	/	—			√		√				√
		油基钻井固废	/	—			√		√				√
		废油	/	—			√		√				√
		废油桶、废试剂桶		—			√		√				√
		废包装材料	/	—									√
		生活垃圾	/	—									√
	噪声	泥浆泵、钻机、测试放喷等设备噪声和气流噪声	等效声级	—				√					
	风险	井喷、井漏等	CH ₄ 等	—	√	√	√		√	√	√		
	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++									√
		交通	短时间阻断交通	—									√
完井搬迁及恢	废气	施工扬尘	TSP	—	√								
		运输车辆尾气	NO _x 、CO 等	—	√								
	噪声	施工噪声、车辆运输噪声	等效声级	—				√					

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
地面集输工程	复固废	废弃建筑材料、废防渗材料等	/										√
		生活垃圾	/										√
	废气	施工扬尘、道路扬尘	TSP	-	√								
		施工机械和运输车辆尾气	NO _x 、CO、颗粒物	-	√								
		焊接烟尘	烟尘	-	√								
		防腐废气	非甲烷总烃	-	√								
	废水	管道试压废水	SS 等	-		√							
		冲洗废水	SS 和石油类等	-		√							
		生活废水	COD _{cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N 等	-		√	√						
	固废	施工废料	废包装材料、废焊条等	-			√		√	√			√
		清管试压废渣	灰尘和铁锈等	-									√
		生活垃圾	/	-									√
	噪声	施工机械及车辆噪声	等效声级	-				√					
	生态	站场建设	永久占地、动植物影响	-					√	√	√	√	
		集输管道敷设、施工便道	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	-					√	√	√	√	
	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++									√
		交通	短时间阻断交通	-									√
运营期	废气	长明火炬燃烧废气、检修、事故放空燃烧废气	NO _x 、TSP 等	--	√					√	√		√
		水套炉废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物等	-	√				√				
		无组织	非甲烷总烃、硫化氢	-	√				√				
	废水	气田水、批处理液	COD、SS、氯化物、硫化物等	-		√	√		√				
		检修废水	COD、SS、氯化物、硫化物等	-		√							
		生活污水	COD _{cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS 等	-		√	√						
	固废	清管废渣	少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等	-			√		√				
		含油固废	废润滑油	-					√				√
		站场检修固废	钢圈、垫片、金属保护层、废保温材料等	-									√
	噪声	设备及气流噪声	等效声级	-				√					
	风险	站场酸气泄漏	CH ₄ 、H ₂ S	--	√								
		集输管道破损酸气泄漏、天然气泄漏、废水泄漏	CH ₄ 、H ₂ S	--	√								
		污水管道、罐体腐蚀破裂	COD _{cr} 、SS、Cl ⁻ 、硫化物等	--		√	√		√				

备注：“--”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。

1.4.2 评价因子筛选

根据环境影响因素识别结果，确定本项目各环境要素的评价因子见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目评价因子筛选表

分类	环境要素	污染源评价因子
环境质量现状评价因子	环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO _x 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢
	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
	地下水	pH 值、铁、锰、溶解性总固体、氨氮、汞、镉、铬（六价）、砷、铅、阴离子表面活性剂、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氰化物、总硬度、氟化物、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、钾、钠、钙、镁、钡、碳酸根、重碳酸根、氯化物、高锰酸盐指数（以 O ₂ 计）、挥发酚、石油类、硫化物
	土壤	（1）建设用地：①重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍；②挥发性有机物：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；③半挥发性有机物：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、茈、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,2-cd）芘、蔡。 （2）农用地：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、硫酸盐、氯化物、钡 （3）特征因子：PH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡、硫化物等
	声环境	等效 A 声级
	固体废物	/
	生态	土地利用、植被和植物群落、陆生动植物物种及生境、动物物种及生境、生态系统、景观生态体系、流域生态现状、水生生物现状、鱼类
污染评价分析及预测因子	环境空气	PM ₁₀ 、硫化氢、非甲烷总烃
	地表水	/进行污水处理设施依托可行性分析
	地下水	COD _{Mn} 、石油类、氯化物、钡、硫化物
	土壤	/（采用类比分析）
	声环境	等效 A 声级
	固体废物	临时土石方、钻井固废、废油、废包装材料、生活垃圾、清管检修废渣、建筑垃圾、含油固废等
	生态	土地利用、植被和植物群落、陆生动植物物种及生境、动物物种及生境、生态系统、景观生态体系、水质、水文情势、水生生物多样性
环境风险	环境风险	涉气风险评价因子：SO ₂ 、H ₂ S 涉水风险评价因子：COD _{Cr} 、石油类、氯化物、硫化物

1.5 环境功能区划与评价标准

1.5.1 环境功能区划

根据环境功能区划相关文件，确定本项目所在地环境功能区划，详见表 1.5-1。

表 1.5-1 本项目所在区域环境功能区划情况一览表

序号	项目	功能区划情况及执行标准	依据文件
1	环境空气	二类区	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
2	地表水环境	根据《广元市地表水水域环境功能划类管理规定》和《南充市一级、二级水功能区划分成果表》，本项目不涉及一、二级水功能区。项目周边水体的东河、嘉陵江和构溪河（包括董家河）为 III 类水域，周家河、陈家河、石滩沟、三岔溪、马鞍河参照 III 类水体执行	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

序号	项目	功能区划情况及执行标准	依据文件
3	地下水环境	III 类	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）
4	声环境	2 类	《声环境质量标准》（GB3096-2008）
5	生态环境	I 四川盆地亚热带湿润气候生态区 I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区 I-2-3 嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能	《四川省生态功能区划》

1.5.2 评价标准

1.5.2.1 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

本项目所在区域环境空气总体执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中标准，硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）其他污染物空气质量浓度参考限值详见下表。

表 1.5-2 环境空气质量标准

污染物项目	平均时间	浓度限值			污染物项目	平均时间	浓度限值		
		一级	二级	单位			一级	二级	单位
SO ₂	年平均	20	60	μg/m ³	PM _{2.5}	年平均	15	35	μg/m ³
	24 小时平均	50	150			24 小时平均	35	75	
	1 小时平均	150	500		O ₃	日最大8 小时平均	100	160	
NO ₂	年平均	40	40			1 小时平均	160	200	
	24 小时平均	80	80		NO _x	年平均	50	50	
	1 小时平均	200	200			24 小时平均	100	100	
PM ₁₀	年平均	40	70			1 小时平均	250	250	
	24 小时平均	50	150			24 小时平均	4	4	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0		mg/m ³	CO	1 小时平均	10	10	mg/m ³
H ₂ S	1 小时平均	10		μg/m ³		/			

（2）地表水环境质量标准

本项目周边地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，详见表 1.5-3。

表 1.5-3 地表水环境质量标准（单位：mg/L）

项目	pH 值（无量纲）	COD	BOD ₅	氨氮	石油类	挥发酚	铅
III 类	6~9	≤20	≤4	≤1.0	≤0.05	≤0.005	0.05
	总磷	硫化物	阴离子表面活性剂	汞	六价铬	镉	砷
	0.2	0.2	0.2	0.0001	0.05	0.005	0.05

（3）地下水环境质量标准

本项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）表 1 中 III 类标准，详见表 1.5-4。

表 1.5-4 地下水质量标准限值（单位：mg/L）

序号	指标	标准值	序号	指标	标准值
1	pH（无量纲）	6.5-8.5	14	耗氧量	≤3.0
2	氨氮	≤0.5	15	氯化物	≤250
3	硝酸盐	≤20	16	总大肠杆菌	≤3
4	亚硝酸盐	≤1.0	17	细菌总数	≤100
5	挥发性酚	≤0.002	18	石油类	≤0.05
6	氰化物	≤0.05	19	铬（六价）	≤0.05
7	砷	≤0.01	20	硫酸盐	≤250
8	汞	≤0.001	21	钠	≤200
9	总硬度	≤450	22	硫化物	≤0.02
10	铅	≤0.01	23	铁	≤0.3
11	氟化物	≤1.0	24	锰	≤0.1
12	镉	≤0.005	25	钡	≤0.7
13	溶解性总固体	≤1000			

（4）声环境质量标准

本项目声环境总体执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区标准，详见表 1.5-5。

表 1.5-5 《声环境质量标准》环境噪声限值（单位：dB（A））

声环境功能区类别	时段	
	昼间	夜间
2 类	60	50

（5）土壤环境质量标准

本项目永久占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；临时用地及占地范围外土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准，标准中未涉及的因子参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；钡执行《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023）中第二类用地标准。详见表 1.5-6、表 1.5-7。

表 1.5-6 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20 ^①	60 ^①	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3, 106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(b)荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并(k)荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	蒽	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并(a,h)蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并(1,2,3-cd)芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
石油烃类						
46	石油烃	-	826	4500	5000	9000
钡						
47	钡	7440-39-3	2766	8660	5532	17320

注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值水平的，不纳入污染地块管理。

表 1.5-7 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目 ^{①②}		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100

序号	污染物项目 ^①	风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	250	250	300

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。

②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

1.5.2.2 污染物排放标准

（1）大气污染物排放标准

本项目施工期废气污染物中 NO_x、SO₂ 排放执行《大气污染物综合排放标准》

（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度限值，施工期 TSP 执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）中广元市、南充市的排放限值；根据《四川省空气质量持续改善行动计划实施方案》本项目不属于四川省大气污染防治重点区域，运营期水套炉废气排放参考执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）新建锅炉大气污染物排放限值标准；火炬燃烧废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中的排放浓度限值；无组织排放废气中非甲烷总烃执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377—2017）控制要求；H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级厂界标准。

表 1.5-8 大气污染物排放标准

时段	污染物		最高允许排放浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	无组织排放监控浓度限值		标准来源
				40m	监控点	浓度 (mg/m ³)	
施工期	NO _x		240	/	周界外 浓度最 高点	0.12	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	SO ₂		550	/		0.4	
	颗粒物		120	/		1.0	
	TSP（扬尘）		/	/		拆除工程/土方 开挖/土方回填 阶段	《四川省施工场地扬尘排放标准》 （DB512682-2020）
			/	/		其他工程阶段	
						0.6	
试采期	水套炉	NO _x	200	/	/	/	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）
		SO ₂	50	/		/	
		颗粒物	20	/		/	
	长明火 炬	NO _x	240	7.5	/	/	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）
		SO ₂	550	25	/	/	
		颗粒物	120	39	/	/	
	非甲烷总烃		/	/	厂界	2.0	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377—2017）
	H ₂ S		/	/		0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级厂界标准

说明：根据 2017.1.11 生态环境部部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”。

（2）废水污染物排放标准

生活污水经当地生活污水处理厂处理达《城镇污水处理厂污染物排放标准》

（GB18918-2002）一级 A 标后外排；回注水满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；气田经资源化水处理站处理后达到《炼化企业节水减排考核指标与回用水质控制指标》（其中 COD 满足企业要求）（Q/SH0104-2007）后回用于元坝净化厂。

表 1.5-10 回用水污染物执行标准

污染因子	单位	Q/SH0104-2007 循环冷却水标准	企业要求	本项目执行排放标准
pH	/	6.5~9	/	6.5~9
COD	mg/L	60	50	50
BOD ₅	mg/L	10	/	10
氨氮	mg/L	10	/	10
悬浮物	mg/L	30	/	30
浊度	NTU	10	/	10
硫化物	mg/L	0.1	/	0.1
油含量	mg/L	2.0	/	2.0
挥发酚	mg/L	0.5	/	0.5
钙硬/总碱（以 CaCO ₃ 计）	mg/L	50~300	/	50~300
氯离子	mg/L	200	/	200
硫酸根离子	mg/L	300	/	300
总铁	mg/L	0.5	/	0.5
电导率	μs/cm	1200	/	1200

（3）噪声污染物排放标准

本项目钻井等施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），运营期站场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008），详见表 1.5-14。

表 1.5-11 噪声污染物排放标准（单位：dB（A））

时段	标准名称及级（类）别	标准值		
		位置	时间	数值
施工期	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）	厂界外	昼间	70
			夜间	55
运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准	厂界外	昼间	60
			夜间	50

（4）固体废物排放标准

本项目产生的固体废物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）等的有关要求，固体废物贮存过程参考《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中贮存过程应满足相应的防渗漏、防雨淋、防扬尘等环保要求，妥善处理，不得形成二次污染。

1.6 评价等级与评价范围

根据《环境影响评价技术导则》（HJ610-2016、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 964—2018、HJ169-2018、HJ2.4-2021、HJ19-2022）中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级和评价范围。

1.6.1 大气环境

1.6.1.1 评价等级

本项目按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）规定，选择运营期污染源正常排放的储液罐有机废气和水套炉废气（排气筒）废气作为主要大气污染物及排放参数。水套炉排气筒为点源，废气污染物以 NO_x 、颗粒物为主。储液罐有机废气为面源，主要污染物为非甲烷总烃。

（1）评价因子和评价标准

评价因子和评价标准见表 1.6-1。

表 1.6-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 mg/m^3	标准来源
NO_x	1h 平均	0.25	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
颗粒物 (PM_{10})	日平均	0.15	
	折合 1h 平均	0.45	
SO_2	1h 平均	0.5	参考《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 详解
非甲烷总烃	1h 平均	2.0	
H_2S	1h 平均	0.01	

注：根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），颗粒物 1h 平均质量浓度限值按日平均质量浓度限值 3 倍折算。

（2）估算模型参数

①估算模型参数表

本项目采用《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 估算模式，参数选取见表 1.6-2。

表 1.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		苍溪县：40.9；阆中市：39
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		苍溪县：-4.6；阆中市：-4.6
土地利用类型		针叶林
区域湿度条件		潮湿
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

②排放参数

（3）估算模型计算结果

主要污染源估算模型计算结果见表 1.6-6。

根据估算模式计算结果表 1.6-5，本项目各站场废气污染物最大地面空气质量浓度占标率 P_i 为 5.03%，本项目站场大气环境影响评价工作等级为二级。

1.6.1.2 评价范围

本项目大气环境影响评价等级为二级，由于本项目涉及范围广，集输管道正常工况下无废气产生，综合项目性质，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018），确定本项目大气环境评价范围为以各站场为中心，边长为 5.0km 的矩形区域。

1.6.2 地表水环境

1.6.2.1 评价等级

本项目作业废水（钻井废水、压裂返排液）经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，采气废水经处理达标后中水回用于净化厂，无废水外排。根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）中的评价工作分级原则，本项目地表水评价等级为三级 B。

1.6.2.2 评价范围

由于本项目生产运行期无污废水直接外排至当地地表水环境，施工期评价范围为管线穿越点上游 500m 至下游 1km；运营期无污废水直接外排至当地地表水环境，地表水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。

1.6.3 地下水环境

1.6.3.1 评价工作等级划分

（1）项目行业分类

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 7.2 节，“依据 HJ610 的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规天然气和天然气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照 III 类建设项目开展

地下水环境影响评价（编制环境影响报告表的项目按IV类建设项目开展评价）”。故本项目集气管线为III类，项目井场、站场和采出水管线为II类。

根据建设项目资料，本项目分类属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A 中 F 石油、天然气第 38 项**天然气、天然气开采（含净化）**，为**II类建设项目**，其地下水环境影响评价工作等级的划分依据II类建设项目特征分别进行地下水环境影响评价等级划分。

（2）敏感程度

根据II类建设项目工作等级划分依据，应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中评价工作等级的划分应根据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，具体情况见下表。

表 1.6-7 地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感（√）	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

根据现场调查和资料收集，评价区范围内部分分散居民主要以赋存于白垩系下统白龙组（K_{1b}）和苍溪组（K_{1c}）红层风化带基岩裂隙水为生活饮用水源，为分散式饮用水源地，评价范围未涉风景名胜区、自然保护区、集中式饮用水源保护区等敏感区域。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 1 地下水环境敏感程度分级表，项目场地地下水环境敏感特征属于集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；**分散式饮用水水源地**；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。经调查，本项目评价范围内均分布有饮用水井和泉水点，因此，本项目地下水环境敏感程度为**较敏感**。

（3）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）“表 2 评价工作等级分级表”，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。具体为项目集气管线地下水环境影响评价工作等级为三级，项目井场、站场和采出水管线地下水环境影响评价工作等级为二级。地下水评价等级划分情况见下表。

表 1.6-8 地下水评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二（√）	三
不敏感	二	三	三

1.6.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）8.2.2.1，建设（除线性工程外）地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法确定。

当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定（参照 HJ 338-2018）；当不满足公式计算法要求时，可采用查表法确定。当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜。

（1）公式计算法

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

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

式中：L—下游迁移距离

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲，各井站依据水位调查计算结果来分别计算；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。经查阅同类型地层风化裂隙率，结合现场调查情况，本次项目区取值为 0.08。

（2）查表法

当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定。

表 1.6-7 地下水环境现状调查评价范围参照

评价等级	调查评价面积（km ² ）	备注

一级	≥ 20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	$6 \sim 20$	
三级	≤ 6	

（3）自定义法

整个项目所涉及的评价区水文地质条件相对简单，属红层风化带基岩裂隙水，地貌属深丘低山地貌。本项目依照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）8.2.2.2 线性工程边界两侧外延 200m 作为调查评价范围，穿越饮用水源保护区时，评价范围应至少包含水源保护区；线性工程站场调查评价范围参照 8.2.2.1。对于线性工程调查评价工作重点针对场站等可能对地下水产生污染的地区开展。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目管线均不涉及地下水饮用水源保护区等环境敏感区，本项目线性工程以管线两侧 200m 范围作为调查评价范围。

由于本项目位于西南丘陵低山红层地区，区内地下水系统被侵蚀剥蚀成一个个小的水文地质单元，呈现出地下水在山顶接受补给，在附近的低洼处以泉水或浸水缓慢排泄，丘顶丘坡为入渗补给和强烈交替带，沟谷为埋藏储集区等典型水文地质单元特点。基于各个场地（井场）所在位置、水文地质特点、地下水敏感区、地下水保护区目标等，对本次工程的项目区块进行划分，水文地质单元划分及各井场调查评价范围见下表、图。

表 1.6-7 水文地质单元划分

区块水文地质单元划分	水文地质单元亚区		
	编号	井场名称	面积 (km ²)
I 区嘉陵江流域	I-1 区	/	约 77.80
	I-2 区	元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-2H、元坝 273-1H、元坝 273-2	约 160.26
II 区东河流域	II-1 区	/	约 116.78
	II-2 区	元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 10-1H、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2	约 191.64
III 区构溪河流域	III-1 区	/	约 122.50
	III-2 区	元坝 9-2	约 45.88

**

1.6.4 声环境

1.6.4.1 评价等级

本建设项目位于 2 类声功能区，根据天然气开采、集输运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各站场内，项目建成后对敏感点噪声影响增加量小于 3dB（A），

受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）中第 5.1.3 节评价等级的划分依据，本项目建设前后，评价范围内声环境保护目标噪声级增量为不超过 0.01dB(A)，本项目声环境影响评价工作等级为二级。噪声评价等级判定依据见表 1.6-8。

表 1.6-8 声环境影响评价工作等级判定表

判别依据	声环境功能区	项目建设前后噪声级的增量	受噪声影响范围内的人口	备注
评价标准判据	一级	0 类	>5dB (A)	显著增多
	二级	1 类、2 类	3~5dB (A)	增加较多
	三级	3 类、4a 类	≤3dB (A)	变化不大
本项目	2 类	<3dB (A)	变化不大	/
评价等级	二级评价			

1.6.4.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）中第 5.2.1 节的规定，本项目施工期声环境影响评价范围，元坝 103-3 为井场井口周边 400m 范围，其余各井场为井口周边 300m 范围，集输管道两侧各 200m 范围；运营期声环境影响评价范围为各站场厂界外 200m 范围，管道两侧各 200m 范围。

1.6.5 土壤环境

1.6.5.1 评价工作等级

本项目为常规天然气开采项目，天然气和污水管道同沟敷设。项目所在地非土壤盐化、酸化和碱化地区，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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），按照Ⅱ类建设项目土壤污染影响型开展评价工作。各拟建钻井井场、站场及集输管线占地均小于 5hm²。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）6.2.2.1 可知，本项目占地规模为中型，各钻井井场、站场及集输管线占地为小型。

根据现场调查及项目区域生态系统类型图，建设项目周边存在耕地，土壤敏感程度为敏感。

表 1.6-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	Ⅱ类			本项目评价等级
		大	中	小	
敏感		二级	二级	二级 (√)	本项目属Ⅱ类项目，各拟建钻井井场、站场及管线永久占地均小于 5hm ² ，占地规模属于小型，土壤敏感程度为“敏感”，根据评价工作等级划分表判定为“二级”评价。
较敏感		二级	二级	三级	
不敏感		二级	三级	三级	

根据上表可知，本项目各拟建井场、站场、集输管线污染影响型为二级。因此本项目施工期和运营期土壤环境污染影响型评价工作等级为二级。

1.6.5.2 评价范围

(1) 施工期评价范围

本项目施工期土壤评价范围为各钻井井场占地范围内及占地范围外 0.2km、各天然气管线两侧 0.2km。

(2) 运营期评价范围

本项目运营期评价范围为各站场占地边界外扩 0.2km，各天然气管线两侧 0.2km 为评价范围。

1.6.6 环境风险

1.6.6.1 评价工作等级

本项目涉及 7 座钻井井场、17 座站场，12 条酸气管道、4 条污水管道、11 条燃料气管线，各单个项目之间有自动切断阀门，本次分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环境风险评价。

①钻井期环境风险评价等级

表 1.6-10 本项目风险评价等级（钻井期）

环境风险潜势		IV+、 IV	III	II	I
钻井期					
元坝 103-3	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	二级	/	/
元坝 11-1H	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	二级	/	/
元坝 104-2H	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	二级	/	/
元坝 271-2H	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	二级	/	/
元坝 9-2	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	二级	/	/
元坝 101-2H	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	/	三级	/
	地下水	/	/	三级	/
元坝 273-2H	大气	/	二级	/	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	二级	/	/

②运营期环境风险评价等级

本项目集输管线中元坝 103-3~1#集输干线附近和元坝 271-2H~3#集输干线与已建管线联

通无阀井切断，本次按照风险计算分析按照整条联通管线计算（元坝 103-3~1#集输干线附近分为：元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）、元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）；元坝 271-2H~3#集输干线分为：元坝 271-2H~3#集输干线（上游）、元坝 271-2H~3#集输干线（下游）。

表 1.6-11 本项目风险评价等级（采气期）

环境风险潜势		IV+、IV	III	II	I
采气期					
元坝 103-3	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 11-1H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 104-2H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 271-2H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 271-1	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 103-2H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 272-3	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 272-4H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 272H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 272-2	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 273-1H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 102-5	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 121H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 10-1H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 101-2H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 273-2H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 101-1	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 103-3~1# 集输干线附近 （上游）	大气	/	/	三级	/
	地表水	/	/	/	简单分析 a
	地下水	/	/	三级	/
元坝 103-3~1# 集输干线附近 （下游）	大气	/	/	三级	/
	地表水	/	二级	/	/
	地下水	/	/	三级	/
元坝 11-1H~元 坝 102-5	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 104-2H~元 坝 121	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 271-元坝 271-2H（上游	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 271-2H~3# 集输干线（上 游）	大气	/	/	/	简单分析 a
	地表水	/	/	/	简单分析 a
	地下水	/	/	/	简单分析 a
元坝 271-2H~3# 集输干线（下游）	大气	/	/	三级	/
	地表水	/	/	/	简单分析 a
	地下水	/	/	三级	/
元坝 271-1H~元 坝 271-2H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 103-2H~元 坝 10-1	Q<1	/	/	/	简单分析 a

元坝 272-3~元坝 272H	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 101-2H~元坝 101-1	Q<1	/	/	/	简单分析 a
元坝 273-2H~元坝 273-1H	Q<1	/	/	/	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。见附录 A。

综上，本项目施工期各井场环境风险潜势均为 III 类，综合评价等级为二级；采气期各站场 Q<1，风险潜势为 I 类，进行简单分析；采气期集输管线中元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）、元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）、元坝 271-2H-元坝 272（下游），风险潜势为 III 类和 II 类，综合评价等级为二级和三级，其余管线 Q<1，风险潜势为 I 类，进行简单分析。

本项目环境风险潜势综合等级为 III，综合评价等级为二级。

1.6.6.2 评价范围

（1）大气风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）以及大气风险预测结果，本项目大气风险评价范围见下表：

表 1.6-12 大气环境风险评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围 (调整前)	评价范围 (调整后)
1	元坝 103-3 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
2	元坝 11-1H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
3	元坝 104-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
4	元坝 271-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 5km
5	元坝 9-2 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 7.4km
6	元坝 101-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
7	元坝 273-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
8	元坝 103-3 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
9	元坝 11-1H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围 (调整前)	评价范围 (调整后)
10	元坝 104-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
11	元坝 271-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
12	元坝 271-1 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
13	元坝 103-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
14	元坝 272-3 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
15	元坝 272-4H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
16	元坝 101-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
17	元坝 273-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
18	元坝 272H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
19	元坝 272-2 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
20	元坝 273-1H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
21	元坝 102-5 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
22	元坝 121H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
23	元坝 10-1H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
24	元坝 101-1 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
25	元坝 103-3~1#集输干线附近 (上游)	II	三级	中心线两侧 100m	中心线两侧 859m
26	元坝 103-3~1#集输干线附近 (下游)	II	三级	中心线两侧 100m	中心线两侧 941m
27	元坝 11-1H~元坝 102-5	I	简单分析	/	中心线两侧 682m
28	元坝 104-2H~元坝 121	I	简单分析	/	中心线两侧 823m
29	元坝271-2H~3#集输干线（上 游）	I	简单分析	/	中心线两侧 1270m
30	元坝 271-2H~3#集输干线 (下游)	II	三级	中心线两侧 100m	中心线两侧 1860m
31	元坝 271-1H~元坝 271-2H	I	简单分析	/	中心线两侧 623m
32	元坝 103-2H~元坝 10-1	I	简单分析	/	中心线两侧 430m
33	元坝 272-3~元坝 272H	I	简单分析	/	中心线两侧 652m

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围 (调整前)	评价范围 (调整后)
34	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	I	简单分析	/	中心线两侧 1260m
35	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线（污水管线）	I	简单分析	/	/
36	元坝 101-2H~元坝 101-1	I	简单分析	/	中心线两侧 435m
37	元坝 273-2H~元坝 273-1H	I	简单分析	/	中心线两侧 499m

（2）地表水环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）以及地表水风险预测结果，本项目地表水风险评价范围见下表：

表 1.6- 13 地表水环境风险评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围
1	元坝 103-3 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
2	元坝 11-1H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
3	元坝 104-2H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
4	元坝 271-2H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
5	元坝 9-2 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
6	元坝 101-2H 井场	II	三级	（事故时）排放点下游 10km
7	元坝 273-2H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
8	元坝 103-3 站场	I	简单分析	/
9	元坝 11-1H 站场	I	简单分析	/
10	元坝 104-2H 站场	I	简单分析	/
11	元坝 271-2H 站场	I	简单分析	/
12	元坝 271-1 站场	I	简单分析	/
13	元坝 103-2H 站场	I	简单分析	/
14	元坝 272-3 站场	I	简单分析	/
15	元坝 272-4H 站场	I	简单分析	/
16	元坝 101-2H 站场	I	简单分析	/
17	元坝 273-2H 站场	I	简单分析	/

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围
18	元坝 272H 站场	I	简单分析	/
19	元坝 272-2 站场	I	简单分析	/
20	元坝 273-1H 站场	I	简单分析	/
21	元坝 102-5 站场	I	简单分析	/
22	元坝 121H 站场	I	简单分析	/
23	元坝 10-1H 站场	I	简单分析	/
24	元坝 101-1 站场	I	简单分析	/
25	元坝 103-3~1#集输干线附近 (上游)	I	简单分析	/
26	元坝 103-3~1#集输干线附近 (下游)	III	二级	(事故时) 排放点下游 10km
27	元坝 11-1H~元坝 102-5	I	简单分析	/
28	元坝 104-2H~元坝 121	I	简单分析	/
29	元坝 271-2H~3#集输干线 (上游)	I	简单分析	/
30	元坝 271-2H~3#集输干线 (下游)	I	简单分析	/
31	元坝 271-1H~元坝 271-2H	I	简单分析	/
32	元坝 103-2H~元坝 10-1	I	简单分析	/
33	元坝 272-3~元坝 272H	I	简单分析	/
34	元坝272-2~元坝273-1H 联通 线	I	简单分析	/
35	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至 集气总站联络线(污水管线)	I	简单分析	/
36	元坝 101-2H~元坝 101-1	I	简单分析	/
37	元坝 273-2H~元坝 273-1H	I	简单分析	/

(3) 地下水环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)以及地下水风险预测结果,本项目地下水风险评价范围见下表:

表 1.6-14 地下水环境风险评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围

1	元坝 103-3 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
2	元坝 11-1H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
3	元坝 104-2H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
4	元坝 271-2H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
5	元坝 9-2 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
6	元坝 101-2H 井场	II	三级	评价范围同地下水评价范围
7	元坝 273-2H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
8	元坝 103-3 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
9	元坝 11-1H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
10	元坝 104-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
11	元坝 271-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
12	元坝 271-1 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
13	元坝 103-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
14	元坝 272-3 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
15	元坝 272-4H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
16	元坝 101-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
17	元坝 273-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
18	元坝 272H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
19	元坝 272-2 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
20	元坝 273-1H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
21	元坝 102-5 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
22	元坝 121H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
23	元坝 10-1H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
24	元坝 101-1 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
25	元坝 103-3~1#集输干线附近 （上游）	II	三级	管线两侧 200m
26	元坝 103-3~1#集输干线附近 （下游）	II	三级	管线两侧 200m
27	元坝 11-1H~元坝 102-5	I	简单分析	管线两侧 200m
28	元坝 104-2H~元坝 121	I	简单分析	管线两侧 200m

29	元坝 271-2H~3#集输干线（上游）	I	简单分析	管线两侧 200m
30	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	II	三级	管线两侧 200m
31	元坝 271-1H~元坝 271-2H	I	简单分析	管线两侧 200m
32	元坝 103-2H~元坝 10-1	I	简单分析	管线两侧 200m
33	元坝 272-3~元坝 272H	I	简单分析	管线两侧 200m
34	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	I	简单分析	管线两侧 200m
35	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线（污水管线）	I	简单分析	管线两侧 200m
36	元坝 101-2H~元坝 101-1	I	简单分析	管线两侧 200m
37	元坝 273-2H~元坝 273-1H	I	简单分析	管线两侧 200m

1.6.7 生态环境

1.6.7.1 评价等级

本项目不涉及自然保护区、世界自然遗产、生态保护红线及重要生境等生态敏感区。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“6.1.2 评价等级原则中b）涉及自然公园时，评价等级为二级；e）HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级”。本项目新建元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联通线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 158m，涉及森林公园，评价等级为二级，但上述线性工程在森林公园内无占地，可下调一级；本项目受项目周边地形地貌限制，不可避免永久和临时占用天然林和公益林。综上，本项目陆生生态环境影响评价等级确定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），“6.1.4 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级”。本项目拟采用围堰开挖管沟法穿越河流、沟渠 3 次，生态环境影响范围内无水产种质资源保护区、重要湿地、鱼类“三场”等水生生态敏感区，本项目水生生态影响评价等级确定为三级。*****

1.6.7.2 评价范围

本项目为线性工程，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“线性工程穿越非生态敏感区时，以线路中心线向两侧外延 300m为参考评价范围”，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）“井场、站场（含净化厂）等工程以场界

周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围”。综上述两项，本项目管线未穿越生态敏感区，项目区周边生态敏感性较低，生态环境影响评价范围为：以管线中心线周围 300m，井场、站场（含净化厂）等工程场界周围 50m 组成的范围。评价区总面积约 919.30hm²，整个评价范围作陆生生态影响评价，以评价范围内河流、沟渠等自然水生生态作水生生态影响评价，水生生态评价区面积约 7.84hm²。

1.7 项目外环境关系

本项目工程内容包括新建钻井井场 7 座，新建、扩建、改造站场共计 17 座；新建酸气管线 12 条 16.51km，新建采出水管道 4 条 7.15km；新建燃料气管线 11 条 13.71km。与四川构溪河湿地自然保护区的最近距离约 1100m，与四川省梨仙湖湿地公园的最近距离约 977m，与四川苍溪国家森林公园的最近距离约 157m，与插江国家级水产种质资源保护区的最近距离约 3.1km；本项目区块范围内涉及 15 处集中式饮用水源地，距最近的苍溪县中土镇东河集中式饮用水源保护区约 216m；本项目区块范围内涉及 34 处文物古迹，距离最近的文物保护单位洪山庙红军石刻标语约 558m。结合钻井井场和天然气管线地理位置分布、环境敏感特征、人居分布进行钻井井场和天然气管线外环境介绍。

1.7.1 钻井井场

1.7.1.1 元坝 271-2H 钻井井场（站场）

元坝 271-2H 钻井井场为新建钻井井场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，钻井井场西侧靠近公路，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。钻井井场距离西侧亭子湖风景区约*****，距离西南侧梨仙湖湿地公园约*****，井场西侧约*****处为三岔溪，井口北侧 55m 和 134m 处各有 1 条高压线。最近的居民与井口的距离约 107m，井口 500m 范围内共有分散居民 42 户，井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-1，周围外环境现状见图 1.7-1，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.2 元坝 103-3 钻井井场（站场）

元坝 103-3 钻井井场（站场）为新建钻井井场（站场），位于四川省广元市苍溪县元坝镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。井场距离南侧中土镇东河河流型饮用水水源地约*****m，距离南侧苍溪国家森林公园约*****m，最近的居民与井口的距离约*****m，井口 500m 范围内共有分散居民*****户，井口 500m 范围内人居分布情况见

表 1.7-2，周围外环境现状见图 1.7-2，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.3 元坝 11-1H 钻井井场（站场）

元坝 11-1H 钻井井场（站场）为新建钻井井场（站场），位于四川省南充市阆中市老观镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。钻井井场距离西南侧云峰镇王渡社区东河河流型饮用水水源地约*****，距离北侧三堆石乡苏维埃政府旧址（文物保护单位）约*****，井场西侧距离陈家河*****，井口东侧 100m 处存在高压线。周边最近的居民与井口的距离约 145m，井口 500m 范围内共有分散居民 29 户，井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-3，周围外环境现状见图 1.7-3，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.4 元坝 104-2H 钻井井场（站场）

元坝 104-2H 钻井井场（站场）为新建钻井井场（站场），位于四川省南充市阆中市文成镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。钻井井场距离西北侧云峰镇王渡社区东河河流型饮用水水源地约*****，距离西南侧寇玉声夫妇墓（文物保护点）约*****，东侧约 115m 处有 1 座信号塔。周边最近的居民与井口的距离约*****，井口 500m 范围内共有分散居民 23 户，井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-4，周围外环境现状见图 1.7-4，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.5 元坝 9-2 钻井井场

元坝 9-2 钻井井场利旧元坝 9 井井场，位于四川省南充市阆中市千佛镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。钻井井场距离东南侧四川构溪河湿地自然保护区*****，距离西侧小保宁村饮用水源保护区*****。周边最近的居民与井口的距离约 73m，井口 500m 范围内共有分散居民 46 户，井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-5，周围外环境现状见图 1.7-5，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.6 元坝 101-2H 钻井井场（站场）

元坝 101-2H 钻井井场（站场）为新建钻井井场（站场），位于广元市苍溪县元坝镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。钻井井场距离东北侧元坝 101-1 站场约*****，距离西南侧插江水产种质资源保护区约*****，距离西南侧元坝镇集中式饮用水源保护区约

*****。周边最近的居民与井口的距离约*****，井口 500m 范围内共有分散居民 37 户，井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-6，周围外环境现状见图 1.7-6，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.7 元坝 273-2H 钻井井场（站场）

元坝 273-2H 钻井井场（站场）为新建钻井井场（站场），位于广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。钻井井场距离西侧元坝 273-1H 站场*****，距离南侧季节性沟渠 5m，距离西南侧梨仙湖湿地公园约*****，距离西南侧红旗桥（文物保护点）约*****。周边最近的居民与井口的距离约*****，井口 500m 范围内共有分散居民 110 户，井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-7，周围外环境现状见图 1.7-7，井口 500m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.8 元坝 271-1 站场

元坝 271-1 站场为新建站场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离西北侧亭子湖风景区约*****，距离西南侧梨仙湖湿地公园约*****，西侧*****处为三岔溪，周边最近的居民与站场的最近距离约 72m，与放空区最近距离约 66m。站场 200m 范围内共有分散居民 22 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-8，周围外环境现状见图 1.7-8，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.9 元坝 272-3 站场

元坝 272-3 站场为新建站场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离东南侧跃进桥化石出土点（文物保护点）约*****，距离南侧梨仙湖湿地公园*****，站场周边最近的居民与站场的距离约*****，站场 200m 范围内共有分散居民 2 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-9，周围外环境现状见图 1.7-9，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.10 元坝 103-2H 站场

元坝 103-2H 站场为新建站场，位于四川省南充市阆中市老观镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离东南侧四川构溪河湿地自然保护区约*****，周边

最近的居民与站场的距离约 77m，站场 200m 范围内共有分散居民 10 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7- 10，周围外环境现状见图 1.7- 10，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.11 元坝 272-4H 站场

元坝 272-4H 站场为扩建原有站场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离西南侧亭子湖风景区约*****，距离南侧梨仙湖湿地公园约*****，南侧约 92m 有 220kv 高压线，周边最近的居民与站场的距离约 185m，站场 200m 范围内共有分散居民 4 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7- 11，周围外环境现状见图 1.7- 11，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.12 元坝 273-1H 站场

元坝 273-1H 站场为改造原有站场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场南侧约 92m 有 220kv 高压线，站场距离西南侧红旗桥（文物保护点）约 896m，距离西南侧梨仙湖湿地公园约 1.04km。周边最近的居民与站场的距离约 76m，站场 200m 范围内共有分散居民 13 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7- 12，周围外环境现状见图 1.7- 12，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.13 元坝 272-2 站场

元坝 272-2 站场为改造原有站场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离西南侧跃进桥化石出土点（文物保护点）约*****，距离南侧梨仙湖湿地公园约*****，站场西侧约 42m 处存在高压线，站场距西侧桥沟河约 63m。周边最近的居民与站场的距离约 143m，站场 200m 范围内共有分散居民 7 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7- 13，周围外环境现状见图 1.7- 13，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.14 元坝 272H 站场

元坝 272H 站场为改造原有站场，位于四川省广元市苍溪县陵江镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离东南侧跃进桥化石出土点（文物保护点）约*****，距离南侧梨仙湖湿地公园约*****，距离西南侧亭子湖风景区*****，站场西侧约

35m 处存在高压线。周边最近的居民与站场的距离约 165m，站场 200m 范围内共有分散居民 1 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-14，周围外环境现状见图 1.7-14，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.15 元坝 10-1H 站场

元坝 10-1H 站场为改造原有站场，位于四川省广元市苍溪县老观镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离西侧蛮洞子田墓群约*****，距离东北侧白驿镇万安社区方山水库湖库型饮用水水源地约*****，距离南侧四川构溪河湿地自然保护区约*****，站场西侧约 52m 处存在高压线，站场距南侧沟渠最近距离约 117m。周边最近的居民与站场的距离约 131m，站场 200m 范围内共有分散居民 8 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-15，周围外环境现状见图 1.7-15，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.16 元坝 121H 站场

元坝 121H 站场为改造原有站场，位于四川省南充市阆中市老观镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离北侧洪山庙红军石刻标语约*****，距离东侧四川构溪河湿地自然保护区约*****，距离西南侧博树回族乡集中式饮用水源保护区约*****，站场南侧 15m 处存在高压线。周边最近的居民与站场的距离约 109m，站场 200m 范围内共有分散居民 7 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-16，周围外环境现状见图 1.7-16，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.17 元坝 102-5 站场

元坝 102-5 站场为改造原有站场，位于四川省广元市苍溪县元坝镇*****，周边主要有耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离西北侧三堆石乡苏维埃政府旧址约*****，距离西侧苍溪国家森林公园约*****。周边最近的居民与站场的距离约 98m，站场 200m 范围内共有分散居民 5 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-17，周围外环境现状见图 1.7-17，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4。

1.7.1.18 元坝 101-1 站场

元坝 101-1 站场为改造原有站场，位于四川省广元市苍溪县元坝镇*****，周边主要有

耕地、林地，分布有散居农户和堰塘。站场距离西侧元坝镇集中式饮用水源保护区约*****，距离西南侧插江水产种质资源保护区约*****。周边最近的居民与站场的距离约 65m，站场 200m 范围内共有分散居民 10 户，站场 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-18，周围外环境现状见图 1.7-18，站场 200m 范围内外环境关系见附图 4-18。

1.7.1.19 元坝 271-2H~3#集输干线

元坝 271-2H~3#集输干线，穿越乡村道路 1 次，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西侧亭子湖风景区约*****，距离西北侧亭子口饮用水源保护区约*****，距离西南侧梨仙湖湿地公园*****，管线西侧*****处为绵苍巴高速公路。管线周边 200m 范围内共有分散居民 6 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-21，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.20 元坝 271-1H~元坝 271-2H

元坝 271-1H~元坝 271-2H，穿越乡村道路 1 次，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西侧亭子湖风景区约*****，距离西南侧梨仙湖湿地公园*****，距离西北侧亭子口饮用水源保护区约*****，管线西侧*****处为三岔溪。管线周边 200m 范围内共有分散居民 19 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-22，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.21 元坝 272-3 至元坝 272H

元坝 272-3 至元坝 272，穿越乡村道路 1 次，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离东南侧跃进桥化石出土点（文物保护点）约*****，距离南侧梨仙湖湿地公园约*****，距离西北侧亭子口饮用水源保护区约*****，周边 200m 范围内共有分散居民 2 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-23，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.22 元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线

元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线，多次穿越乡村道路，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西侧跃进桥化石出土点（文物保护点）约*****，距离西南侧梨仙湖湿地公园约*****。管线周边 200m 范围内共有分散居民 78 户，管线周边 200m 范围内

人居分布情况见表 1.7-24，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.23 元坝 103-3 至 1#集输干线

元坝 103-3 至 1#集输干线，多次穿越乡村道路，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离南侧中土镇东河河流型饮用水水源地约*****，距离南侧苍溪国家森林公园约*****，距离南侧深沟河约*****。管线周边 200m 范围内共有分散居民 70 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-25，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.24 元坝 103-2H~元坝 10-1

元坝 103-2H~元坝 10-1 管线，多次穿越乡村道路及农灌渠，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西北侧蛮洞子田墓群约*****，距离东北侧白驿镇万安社区方山水库湖库型饮用水水源地约*****，距离东南侧四川构溪河湿地自然保护区约*****。管线周边 200m 范围内共有分散居民 21 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-26，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.25 元坝 11-1H~元坝 102-5

元坝 11-1H~元坝 102-5 管线，多次穿越乡村道路，穿越陈家河 1 次，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西南侧云峰镇王渡社区东河河流型饮用水水源地约*****，距离西北侧三堆石乡苏维埃政府遗址约*****（文物保护单位）。管线周边 200m 范围内共有分散居民 14 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-27，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.26 元坝 104-2H~元坝 121

元坝 104-2H~元坝 121 管线，多次穿越乡村道路，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离北侧洪山庙红军石刻标语（文物保护单位）相距*****，距离西南侧博树回族乡饮用水源约*****，距离东侧四川构溪河湿地自然保护区约*****。管线周边 200m 范围内共有分散居民 42 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-28，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.27 元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线

元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线，穿越乡村道路 2 次，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西侧苍溪国家森林公园约*****，距离西北侧中土镇东河河流型饮用水水源地约*****，管线周边 200m 范围内共有分散居民 2 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-29，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.28 元坝 101-2H~元坝 101-1

元坝 101-2H~元坝 101-1，穿越乡村道路 1 次，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西南侧元坝镇集中式饮用水源保护区约*****，距离西南侧插江水产种质资源保护区约*****，管线周边 200m 范围内共有分散居民 6 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-30，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.7.1.29 元坝 273-2H~元坝 273-1H

元坝 273-2H~元坝 273-1H，管线周边主要有耕地、林地，零散分布有散居农户。管线距离西南侧梨仙湖湿地公园约*****，管线周边 200m 范围内共有分散居民 6 户，管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-31，部分穿越点外环境现状见图 1.7-18，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 4。

1.8 选址合理性分析

1.8.1 规划符合性

根据 1.3 章节分析，本项目的建设符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，符合项目所在地能源发展规划、环境保护要求的相关规划、《全国主体功能区规划》《全国生态功能区划（修编版）》《全国国土规划纲要（2016—2030 年）》等规划，符合四川省、广元市、南充市“分区管控单元”要求。

1.8.2 公众防护距离要求

根据《硫化氢钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）计算项目硫化氢释放速率 RR ，计算公式如下：

$$RR=A \times q_{\text{AOF}} \times C_{\text{H}_2\text{S}}$$

式中：

RR——气井硫化氢释放速率， m^3/s ；

A—— 7.716×10^{-8} ， $(\text{m}^3 \cdot \text{d}) / (\text{mg} \cdot \text{s})$ ；

q_{AOF} ——气井绝对无阻流量最大值， $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；

$C_{\text{H}_2\text{S}}$ ——天然气中硫化氢含量， mg/m^3 。

本项目气井无阻流量约为 120 万方/天、硫化氢含量 $103.9 \text{g}/\text{m}^3$ 。经计算 $RR=0.96$ 。根据《硫化氢钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）中含硫化氢天然气井公众危害程度等级（表 1）查询，本项目 $RR < 1.0$ ，拟建项目危害程度等级为三级。井口距离民宅应不小于 100m，距离铁路及高速公路应不小于 200m，距离公共设施及城镇中心应不小于 500m。根据表 1.8-1，元坝 9-2 施工期对 100m 范围内的居民进行搬迁后，各井场均满足公众防护距离要求。

1.8.3 环境敏感性

本项目拟建的钻井井场、集输管道、配套道路工程，均对环境敏感区（集中式水源地、文物、自然保护区等）采取绕避措施，确保本次产能建设所涉及的各项工程不涉及生态红线、自然保护区、集中式饮用水水源保护区、重点保护野生动物栖息地等环境敏感区，确保各单项工程项目选址周边无环境限制因素。

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）《硫化氢钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ 2017-2008）的相关规定符合性及环境敏感性分析见下表。

项目具有矿产资源开采的显著特点“地下决定地面”，这决定了区块开发区域在大区域中的相对位置，本项目各井场选址是在区块总体开发部署的基础上，利用旧井场均依托已有道路，不新建道路、维修道路。由表 1.8-1~表 1.8-3 可知：项目所有钻井井场（站场）、集输管线均避开了当地城乡规划区、人口密集区、自然保护区、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、生态红线等环境敏感区后确定，本项目选址环境合理。

1.8.4 工程占地可行性

根据现场调查和土地利用规划，本项目占地类型以耕地为主，总计占用耕地 13.75hm²，其中占用永久基本农田 12.0275hm²，一般农田 1.7225hm²；临时用地占用基本农田 10.1574hm²，永久占地占用基本农田 1.8701hm²。

根 1.3.3 节分析，本项目不违背当地土地利用规划要求，满足基本农田和相关土地使用的要求。

1.8.5 环境影响的可接受性

根据环境影响预测评价与分析，在严格落实污染防治措施后，本项目按照既定开发时序和开发强度建设，不改变区域环境功能，项目建设产排污以及资源依托均在当地区域自然资源（钻井、洗井、压裂用水水资源）、环境质量（地表水、地下水、环境空气）、社会环保基础设施资源（污水处理厂（站）、地方砖厂、危废资质单位等）可承载范围内，环境影响在当地环境可接受范围内。

1.8.6 环境风险的防范和应急措施的有效性分析

环境风险的防范和应急措施主要根据相关行业规范、环评导则要求，并充分借鉴同气田已投产的站场采取的环境风险防范及应急措施实际操作经验，结合项目区内环境敏感区分布情况提出。建设单位和运营单位在严格按照相关行业规范和本评价要求落实环境风险防范和应急措施，并制定详尽有效的环境风险应急预案，定期组织学习、演练和定期修订应急预案，能够最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度，总体有效，本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。

综上，本项目占地不涉及环境敏感区，无环境限制因素，本项目建设产生的环境影响和环境风险影响在当地环境可接受范围内，选址合理。

1.9 污染控制目标、环境保护目标及环境敏感区

1.9.1 污染控制目标

根据本项目施工期和运营期对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏措施如下：

（1）控制本项目各单项工程在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏范围和影响持续时间，做好植被恢复与水土保持工作；

(2) 保证本项目建成后，废气、废水达标排放，噪声达标，固体废弃物得到合理利用；

(3) 保证评价区域空气质量、地表水质量、地下水质量、土壤质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围固定区域内，使受影响区域的整体生态环境质量无明显变化。

1.9.2 环境保护目标

1.9.2.1 大气环境保护目标

本项目各单项工程建设区域主要为农业耕作区和林地，属农村地区，为二类区，本项目环境空气保护目标为以各站场为中心、边长为 5km 的矩形区域及天然气管线周边 200m 范围内的居住区、农村地区中人群较集中的区域等，确保环境空气质量不因工程建设而降低。

1.9.2.2 环境风险保护目标

本项目各单项工程建设区域主要为农业耕作区和林地，属农村地区，本项目环境风险保护目标为井场、站场、管道评价范围内的学校、医院、居住区、农村地区中人群较集中的区域等；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。

1.9.2.3 地表水环境保护目标

本项目地表水环境保护目标主要为各钻井井场（站场）周边 500 范围内水体、各管线穿跨越水体、地表水风险评价范围水体、区块内地表水饮用水水源保护区以及气田水拉运穿越的地表水环境敏感区。

1.9.2.4 地下水环境保护目标

根据收集资料和区域开展的环境水文地质调查，本项目区块内不涉及集中式地下水饮用水源保护区，该地部分居民以井水、泉点作为饮用水源，自挖水井深度一般为 15m 以内，保护目标调查时水位埋深一般小于 3.0m，泉水点流量大体为 0.01-0.1 升/秒，取水层位为潜水含水层，地下水类型为红层风化带基岩裂隙水，含水层厚度受控风化带厚度一般小于 30m。因此，本项目地下水环境保护目标为评价范围内的分散式饮用水水源和白垩系下统白龙组

（K1b）和苍溪组（K1c）砂泥岩风化带基岩裂隙水潜水含水层。

根据现场调查，本项目地下水环境影响评价范围内居民饮用水来源主要为自来水，部分居民仅以井水或泉水点作为饮用水源，其中部分已安装自来水的居民农户依然在使用水井作为生活和农业生产用水，共有散居水井、泉水点 230 口/个，均有饮用水功能（除 S166 为企业监测井），其余未有水井的农户仅以自来水为饮用水源。

元坝 103-3 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 10 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点；

元坝 11-1H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 10 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点；

元坝 104-2H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 22 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点；

元坝 271-2H、元坝 271-1H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 24 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点；

元坝 101-2 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 17 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点；

元坝 9-2 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 11 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点；

元坝 103-2H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 10 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 47 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

元坝 272-2H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 12 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

元坝 273-1H、元坝 273-2 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 20 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

元坝 10-1H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 19 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

元坝 102-5 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 11 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

元坝 121H 地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 12 口/个，其中大部分使用水井的农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源只是水井或泉水点；

管线区地下水环境影响评价范围内共统计了正在使用中的水井、泉水点数量为 44 口/个（其中 G1-G5 为新增水井、泉水点，其余为已统计的井场水井、泉水点），评价区内大部分农户已经安装自来水，少部分农户饮用水源仅为水井或泉水点。***

项目地下水评价范围内不涉及地下水集中式饮用水源保护区。各井场距离下游分散式饮用水井最近距离如下：距离元坝 103-3 最近处下游保护目标为 S3（300m）；距离元坝 11-1H 最近处下游保护目标为 S13（194m）；距离元坝 104-2H 最近处下游保护目标为 S22（307m）；距离元坝 271-2H 最近处下游保护目标为 S58（112m）；距离元坝 271-1H 最近处下游保护目标为 S62（188m）；距离元坝 101-2 最近处下游保护目标为 S71（473m）；距离元坝 9-2 最近处下游保护目标为 S86（115m）；距离元坝 103-2H 最近处下游保护目标为 S97（241m）；距离元坝 272-4H 最近处下游保护目标为 S105（349m）；距离元坝 272H 最近处下游保护目标为 S146（277m）；距离元坝 272-3 最近处下游保护目标为 S110（149m）；距离元坝 272-2H 最近处下游保护目标为 S154（523m）；距离元坝 273-1H 最近处下游保护目标为 S166（48m）；距离元坝 273-2 最近处下游保护目标为 S166（184m）；距离元坝 10-1H 最近处下游保护目标为 S202（291m）；距离元坝 102-5 最近处下游保护目标为 S203（195m）；距离元坝 121H 最近处下游保护目标为 S214（134m）；管线区距离分散式饮用水井最近距离约为 S166（33m）。

1.9.2.5 声环境保护目标

本项目声环境保护目标为各钻井井场井口周边 300m（其中元坝 103-3 井场为井口周边 400m 范围），各站场场界周边 200m 以及集输管线两侧各 200m 范围内对噪声敏感建筑物或区域，详见表 1.9-5、表 1.9-6。

1.9.2.6 土壤环境保护目标

本项目土壤环境敏感目标为污染影响性土壤评价范围占地及占地范围外 200m 内建设项目周边存在的耕地、园地、牧草地、居民区等可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，详见表 1.9-7，土壤性质不因工程建设而受到污染影响。

1.9.2.7 生态环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标包括受影

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。
本项目生态保护目标识别情况详见下表。

表 1.9-8 本项目生态环境保护目标

类别			概况	与项 目关系
生态敏感区			四川省梨仙湖湿地公园： 成立于 2020 年，规划总面积 571.76hm ² ，地理坐标介于北纬 31°45'35"~31°48'07"，东经 105°52'02"~105°56'46"之间，湿地总面积为 387.23hm ² ，湿地率为 67.73%。主要涉及陵江镇的群岭村、回水村、红旗桥村、船山村、龙寺村；浙水乡的四坪村；白桥镇的上马村。湿地公园提供的生态系统服务主要包括支持功能、调节功能、供给功能和文化功能。	本项 目在四川省梨仙湖湿地公园内无工程内容，新建元坝 272~2-273-1H 联通线与梨仙湖湿地公园最近直线距离约 990m。
			四川苍溪国家森林公园： 位于四川省苍溪县，经营面积 2898.86 公顷，包括东河、三溪口、红军渡三个景区。主要保护对象为中亚热带天然常绿-落叶阔叶混交林、落叶阔叶林、针阔混交林、蕙兰、春兰等国家重点保护野生植物、古树名木、山峰、象形石、岩洞、玉带峡峡谷风光、东河风景河段、七叠瀑布、西武当山庙宇群、古巴人墓遗址、红军长征文化等重要森林风景资源。	本项 目在四川苍溪国家森林公园内无工程内容，新建元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联通线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 158m；元坝 103-3 至 1#集输干线管线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 318m，与森林公园以大坑河相隔。
			生态保护红线： 盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线，红线类型为水土保持。	本项 目在苍溪县生态保护红线内无工程内容，新建元坝 272~2-273-1H 联通线与生态保护红线最近直线距离约 990m，生态保护红线内自然保护地为四川省梨仙湖湿地公园。
重要物种	野生植物	重点保护植物	国家二级：春兰、中华猕猴桃 2 种；	不占用重点保护植物物种的植株及生境。
		受威胁植物	易危植物：春兰 1 种。	不占用受威胁植物物种的植株及生境。
		特有植物	包括柏木、马尾松、香叶子、木姜子、岩菖蒲等 96 种。	临时占用少部分柏木、贯众、女贞等 38 种常见特有种植株，在施工结束后临时占地上述物种居群数量将逐步恢复至占地前水平，对特有种种群、生境无明显不利影响。
		极小种群植物	喜树 1 种。	不占用极小种群植物物种植株及生境。
	古树名木		无。	不涉及。
	野生陆生脊椎动物	重点保护陆生动物	国家二级：雀鹰、红腹锦鸡、领角鸮、红喉歌鸲、画眉、黄喉貂等 6 种。	不占用重点保护野生陆生动物生境
		受威胁陆生动物	易危：黑眉锦蛇、乌梢蛇、黄喉貂等 3 种。	不占用上述受威胁陆生动物生境
		特有陆生动物	包括中华蟾蜍、峨眉林蛙、四川狭口蛙、蹼趾壁虎、北草蜥等 15 种。	不占用特有动物栖息地。
	野生水生生物	重点保护水生生物	无。	不占用重点保护水生动物生境。
		受威胁水生生物	无。	不占用受威胁水生动物生境。

类别			概况	与项目关系
		特有水生生物	包括短体副鳅、圆吻鲴、中华鲮、黑鳍鲮、铜鱼等 15 种。	不占用特有水生动物生境。
其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间	天然林		约 107.78hm ² 。	临时占用天然林约 15873m ² ，永久占用天然林约 776m ² 。
	公益林		国家二级公益林约 128.91hm ² 。	临时占用公益林约 17610m ² ，永久占用公益林约 758m ² 。
	基本草原		无。	不涉及。
	永久基本农田		约 312.72hm ² 。	临时占用永久基本农田约 18701m ² ，永久占用永久基本农田约 101574m ² 。

1.9.3 本项目涉及环境敏感区

1.9.3.1 永久基本农田

本项目占地类型以耕地为主，总计占用耕地 13.7500hm²，其中占用永久基本农田 12.0275hm²，一般农田 1.7225hm²；临时用地占用基本农田 10.1574hm²，永久占地占用基本农田 1.8701hm²。

1.9.3.2 水土流失重点防治区

本项目位于广元市苍溪县、南充市阆中市。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），苍溪县和阆中市均属于嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区。

根据《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），苍溪县和阆中市不属于省级水土流失重点预防区和水土流失重点治理区。

根据《广元市水务局关于印发<广元市市级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果>的通知》（广水函〔2017〕351 号），本项目涉及的元坝镇、中土镇属于市级水土流失重点治理区。

根据南充市水务局发布的《南充市水土保持重点预防区和重点治理区划分成果公告》，本项目涉及的清泉乡为市级水土流失重点治理区；老观镇为市级水土流失重点预防区。

1.9.3.3 生态保护红线

本项目在苍溪县生态保护红线内无工程内容，新建元坝 272~2-273-1H 联通线与生态保护红线最近直线距离约 990m，生态保护红线内自然保护地为四川省梨仙湖湿地公园。

1.9.3.4 集中式饮用水水源保护区

本项目占地不涉及集中式饮用水水源保护区，本项目区块范围内共涉及集中式饮用水水源保护区 15 处。

1.9.3.5 文物保护单位

本项目占地不涉及文物保护单位和文物保护点，区块范围内涉及三堆石乡苏维埃政府旧址、王渡红三十军造船厂遗址、苍溪县苏维埃保卫局旧址等 34 处文物保护单位。

1.9.3.6 天然林

本项目周边天然林分布较多，受周边地形地貌限制，本项目不可避免占用少部分天然林，其中元坝 271-2H、元坝 103-3~1#集输干线附近、元坝 11-1H~元坝 102-5、元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线临时占用天然林约 15873m²，永久占用天然林约 776m²。

1.9.3.7 其他环境敏感区（公益林）

本项目周边公益林分布较多，受周边地形地貌限制，本项目不可避免占用少部分公益林，其中元坝 103-3、元坝 11-1H、元坝 271-2H、元坝 103-3~1#集输干线附近、元坝 11-1H~元坝 102-5、元坝 103-2H~元坝 10-1、元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线临时占用公益林约 17610m²，永久占用公益林约 758m²。

2 气田现有工程回顾

本项目为元坝气田产能建设（五期）滚动开发项目，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）“滚动开发区块建设项目除上述内容外，还应说明区块内现有工程的基本情况、污染物排放及达标情况”，本次重点回顾元坝气田现有工程基本情况、污染物产生及达标情况、环境保护措施落实情况及生态影响，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效整改措施。

2.1 元坝气田已勘探开发工程及配套工程概况

2.1.1 元坝气田现有工程概况

元坝海相气田位于广元市苍溪县、南充市阆中市。生产管理单位为西南油气分公司采气二厂。根据建设单位提供资料，元坝海相气田 2011 年开始建设，元坝气田海相一期工程（川东北元坝气田 17 亿立方米/年天然气试采项目）2015 年 11 月建成投产，建成站场 13 座、集气总站 1 座及配套集输管线；元坝气田海相二期工程（元坝气田长兴组气藏滚动建产 17 亿立方/年项目（采输工程））于 2017 年全部建成投产，建成站场 18 座，扩建集气总站 1 座及配套集输管线；元坝气田产能建设项目（三期）工程于 2021 年 11 月开始建设，拟建设 5 座井场、6 座站场、集输管线 11.02km（同沟敷设污水管道及燃料气管道），5 座站场（10 口气井），建设原料气管线 10.32km，目前已打 2 口井，建成站场 2 座（元坝 2-2H、元坝 102-5H（元坝 102-9H 更名）），其余暂未建设；元坝气田产能建设项目（四期）工程于 2023 年 4 月开始建设，拟建设 2 座井场、3 座站场、集输管线 4.93km（同沟敷设污水管道及燃料气管道），目前建成站场 1 座（元坝 15），其余暂未建设。

除上述主体工程外，中国石化西南油气分公司还单独立项建设了一系列配套工程项目，主要有元坝应急救援中心元坝重浆储备库、川东北元坝气田天然气净化厂项目、元坝气田长兴组气藏滚动建产 17 亿方/年项目（天然气净化厂）、元坝气田 17 亿方/年试采工程气田水综合处理工程（元坝 29 和大坪污水处理站、回注 1 井、回注 2 井）、资源化水处理站、石龙 2 井回注工程、川石 43 井回注工程、元坝 123 井回注工程、元坝 222 井回注工程等。

截至目前，元坝气田海相共建成在运营站场 38 座、集气总站 1 座、152.81km 酸气管道及 5 座阀室（1#~5#号阀室）、116.26km 燃料气管道、94.50km 污水管线，另外还配

套建有元坝净化厂（产净化天然气 34 亿 m^3 ）、大坪气田水处理站、元坝 29 气田水处理站、资源化水处理站、5 座回注站（回注 2 井、元坝 123 井、元坝 222 井、川石 43 井、石龙 2 井）。

2.1.2 元坝气田现有工程生产规模及产品方案

元坝气田原料气目前产量约 1100 万方/天，净化厂年处理原料气约 40 亿方，年产净化天然气 34 亿方，达到《天然气》（GB17820-2018）中的一类气质要求后外输。

2.1.3 元坝气田现有工程项目组成

表 2.3-1 现有工程组成情况一览表

类别	名称	建设内容概况
主体工程	站场	站场 38 座，生产井 39 口。
	集输管线	152.81km 酸气管道及 5 座阀室、116.26km 燃料气管道、94.50km 污水管线
	集气总站	1 座，1200 万方/天
公用及辅助工程	火炬系统	现有站场设置长明火炬系统 1 套（DN200 H=100m）；
	供配电	由电网提供；
	供水	集气总站用水主要取自地表水（东河）；站场用水采用周边场镇购买的自来水；
	消防	各站场设消防系统 1 套，有灭火器以及消防沙池等；
	通讯系统	各站场设通讯系统 1 套，跟管线同沟敷设；
	自控系统	元坝气田整体采用了 SCADA 系统。各站场设自控系统 1 套，分为控制系统（PCS）和安全仪表系统(SIS)；
配套工程及环保工程	排水	站场四周设置雨水沟；
	天然气净化厂	年产净化天然气 34 亿方/年
	回注井	5 座：川石 43、回注 2、石龙 2、元坝 123、元坝 222 回注井
	污水处理站	3 座：元坝 29 污水处理站、大坪污水处理站、元坝气田资源化水处理站
办公和生活	元坝重浆储备库	1 座：位于元坝镇裕群村八组，设计泥浆储备规模 1175 m^3 。
		部分站场设置有办公生活用房

2.1.3.1 已建主体工程项目情况及环保手续

(1) 站场/井场

根据建设单位提供：气田目前已建成站场 38 座，现有生产井 39 口。站场工艺主要有“气液混输”和“气液分输”两种，多数采用气液分离工艺。各站场基本情况及环保手续详见下表。*****

(2) 集输管线

元坝气田地面集输工程管网设计压力为 9.6MPa，各站操作压力 5.2~8.4MPa，建成 152.81km 酸气管道及 5 座阀室（1#~5#号阀室）、116.26km 燃料气管道、94.50km 污水管线。站场根据实际情况选用气液混输或气液分输工艺，各平台井站分输的气田水至污水站集中处理，地面集输管网设计总体上分布成东（4#）、南（5#）、西（2、3#）、北（1#）四个区域和五条干线。

图 2.3-2 元坝气田部分站场及管线现场实景图

(3) 集气总站

根据建设单位提供资料，集气总站分两期建成，第一期于 2012 年完成了《川东北元坝气田 17 亿立方米/年天然气试采项目报告书》的编制，并取得了四川省环境保护厅下达的环评批复（川环审批〔2012〕331 号），集气总站建设规模为 600 万方/天，2016 年通过了该项目竣工环保验收（川环验〔2016〕008 号）；第二期于 2014 年完成了《元坝气田长兴组气藏滚动建产 17 亿立方/年项目（采输工程）报告书》的编制，并取得了四川省环境保护厅下达的环评批复（川环审批〔2014〕696 号），集气总站规模由 600 万方/天增加至 1200 万方/天，2017 年通过了该项目竣工环保验收（川环验〔2017〕137 号）。具体工艺流程详见下图：



图 2.3-3 集气总站工艺流程图

2.1.3.2 气田已建配套工程及环保工程情况及环保手续

(1) 元坝净化厂

根据建设单位提供资料，元坝气田已配套建设元坝净化厂，该净化厂位于四川省广元市苍溪县元坝镇（原中土镇），处理来自元坝气田的高含硫天然气，年产净化天然气 34 亿立方米，同时副产硫磺。

项目分两期建成，于 2012 年完成了《川东北元坝气田天然气净化厂项目环境影响报告书》的编制，并取得了四川省环境保护厅下达的环评批复（川环审批〔2012〕330 号）；2014 年取得四川省环境保护厅下达的补充环评批复（川环审批〔2014〕573 号）；2014 年取得四川省环境保护厅下达的《关于元坝气田长兴组气藏滚动建产 17 亿方/年项目（天然气净化厂）环境影响报告书的批复》（川环审批〔2014〕697 号）；2016 年通过了该项目竣工环保验收（川环验〔2016〕105 号）；2017 年通过了该项目二期竣工环保验收（川环验〔2017〕032 号）。

2018 年国家市场监督管理总局新颁布了国标《天然气》（GB17820-2018），进入长输管线的天然气必须满足一类气指标，元坝商品气管道自元坝首站之后属于长输管道，为满足国标《天然气》（GB17820-2018）产品气要求同时解决下游用气需求，元坝净化厂在一、二、四联合装置内各增设 1 套天然气 COS 水解设施，对天然气进行深度脱硫，于 2020 年取得环评批复（苍环审批〔2020〕28 号）；2021 年通过了该项目竣工环保验收（净化公司〔2021〕100 号）。

表 2.3-4 元坝净化厂、元坝重浆储备库环保手续情况一览表

名称	地理位置	项目规模	环评批复文号	验收文号	排污许可
元坝净化厂	苍溪县元坝镇（原中土镇）大坪村四组	处理原料气约 40 亿 m ³ /a，净化气规模 34 亿 m ³ /a	川环审批〔2012〕330 号/川环审批〔2014〕573 号/川环审批〔2014〕697 号/苍环审批〔2020〕28 号	川环验〔2016〕105 号/川环验〔2017〕032 号/净化公司〔2021〕100 号	915113817566300106023V

(2) 元坝 29 和大坪污水处理站

元坝 29 污水处理站处理能力为 300m³/d，大坪污水处理站总计处理能力为 1000m³/d，元坝 29 污水处理站位于苍溪白鹤乡，大坪污水处理站位于苍溪县元坝镇元坝净化厂内。元坝 29 和大坪污水处理站，于 2014 年取得四川省环境保护厅下发《关于元坝气田 17 亿方/年试采工程气田水综合处理工程环境影响报告书的批复》（川环审批〔2014〕288 号）文件，并于 2016 年通过竣工环保验收（川环验〔2016〕148 号）。大坪污水站于 2021 年 12 月 14 日取得了广元市生态环境局出具的《关于大坪污水处理站扩容改造工程环

境影响报告书的批复》（广环审〔2021〕57号）文件，于2023年通过竣工环保验收（二厂函〔2023〕26号）。

（3）元坝气田资源化水处理站

元坝气田资源化水处理工程位于苍溪县元坝镇元坝净化厂旁边，总计处理能力为1000m³/d，于2023年3月16日取得了广元市生态环境局出具的《关于元坝气田资源化水处理系统扩容工程环境影响报告书的批复》（广环审〔2023〕10号），与已建低温蒸馏站联合深度处理元坝气田采出水，该工程于2024年7月通过竣工环保验收（二厂〔2024〕126号），排污登记编号为915113817566300106050Y。

（4）回注井工程

元坝气田目前在运营5座回注井，分别为川石43、回注2、石龙2、元坝123及元坝222回注井。经元坝29或者大坪污水站预处理后废水达到回注要求通过罐车拉运至回注井场或者经石龙2回注站预处理装置处理后，经泵打入高架注水罐，再通过高压注水泵将回注水注入回注井内。

（5）重浆储备库

元坝应急救援中心元坝重浆储备库位于广元市苍溪县元坝镇裕群村八组，设计泥浆储备规模1175m³（共16个泥浆储备罐，其中15个75m³，1个50m³），目前剩余泥浆储备能力约500m³。于2008年完成《元坝应急救援中心元坝重浆储备库环境影响报告表》，并于2008年7月取得苍溪县生态环境局批复（苍环建函〔2008〕23号），于2011年9月完成环保验收（苍环验〔2011〕7号）。

2.2 元坝气田已勘探开发工程回顾性分析

本项目区域回顾性分析主要从元坝气田已勘探开发工程污染物产排情况、防治措施和存在的环境问题进行介绍。

2.2.1 已勘探开发工程主要污染物产排情况及措施

表 2.4-1 已勘探开发工程主要污染物产排情况及处理措施

环境要素	时段	主要污染物产生情况	环评批复主要要求	采取处理措施	有效性分析
废气	施工期	钻前工程、地面集输工程施工产生的大气污染物主要为地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的尾气等，随着工程结束而消失。地面集输工程在管道敷设焊接时产生焊接烟气，管道敷设补口补伤时产生的防腐废气，产生量较少，且为间断性分散状排放。钻井工程施工产生的大气污染物主要为柴油机废气、空气钻产生的粉尘、压裂车施工机械尾气和完井测试放喷废气。	(一)严格按照报告书要求落实施工期和运营期各项污染防治设施的建设和运行，并对其加强日常运行及维护管理，关键设备及零部件应设置备用，确保稳定达标排放。 (二)严格按照报告书要求落实并优化大气环境保护措施。钻井工程优先使用网电，在无法使用网电采用发电机供电时，选用轻质燃油环境友好燃料,柴油发电机燃烧废气由自带的消烟除尘装置处理后达标排放.加强对柴油发电机的维护保养。基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运采用密闭罐,控制和减少挥发性有机物排放。空气钻产生的粉尘通过在排砂管内加水喷淋控制。测试放喷的天然气由专用管线引至放喷池点火燃烧。采气期各站场清管作业、设备检修及事故排放的天然气经长明火炬燃烧排放，水套加热炉燃烧废气由 8m 高排气筒排放，以减少对周围居民和生态环境的影响。	据调查，扬尘采取定时洒水、表土篷布遮盖，减少扬尘产生；区域电网情况较好，但个别井场无法接电采用柴油发电机发电，采用的均为合格的轻质柴油成品，燃烧产生的柴油机、发电机组废气污染物主要成分为 SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物，采用柴油机设备自带的排气筒排放。元坝气田导管段以下~约 3000m 使用空气钻进，会产生粉尘，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入沉砂坑（池），废气在沉砂坑（池）内直接排放，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。压裂车施工机械尾气，主要污染物为 NO _x 、烟尘及少量 CO，采用合格燃油、加强设备保养减少尾气排放量，压裂作业持续时间较短、污染物产生量小。测试放喷废气来自测试放喷过程中原料气燃烧，其燃烧主要产物为 CO ₂ 、水蒸气、NO _x 、SO ₂ 、颗粒物等，在放喷前，对距放喷口一定范围内（该距离根据安全预评价预测结果来确定）的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒。	已建工程采取的大气污染防治措施有效，详见 2.4.2.1。
	运营期	元坝气田海相已勘探开发工程运营期间，站场设置长明火炬和水套炉，燃料气来源于元坝净化厂净化天然气（一类气），主要产物为颗粒物、NO _x 、SO ₂ 。		水套炉燃烧废气通过设备自带的 8m 高排气筒排放，长明火炬燃烧废气高空排放（H=40m/100m）；火炬分液罐闪蒸气通过长明火炬燃烧后高空排放；站场、管线事故放空原料气通过长明火炬燃烧后高空排放。	
废水	施工期	钻前工程以及地面集输工程施工产生的少量施工废水、生活污水、试压废水，主要污染物为 COD _{Cr} 、SS 等；钻井期间施工人员产生少量生活污水，主要污染物为 COD _{Cr} 、SS 和 NH ₃ -N 等。钻井过程中产生除尘废水、钻井废水、洗井废水，	(三)加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，实施全过程监控，采取有效措施，防止产生二次污染，确保区域水环境安全。强化井场的雨污分流措施，加强钻井废水、压裂返排液和采气废水等各类废水水质跟踪监测。 (四)项目设计和建设过程中，应选用低噪声设备、	钻前工程以及地面集输工程施工产生的少量施工废水经沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不排放；钻前施工和集输管道施工主要雇佣当地民工，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；各钻井井场钻前工程同时修建钻井井场的清污分流截排水沟措施。集输管道施工产生的试压废水通过沉淀处理后回用于施工场地洒水	已建工程采取的水污染防治措施有效，详见 2.4.2.2。

环境要素	时段	主要污染物产生情况	环评批复主要要求	采取处理措施	有效性分析
		主要污染物为 pH、CODCr、SS、石油类、氯化物等。压裂过程产生压裂返排液，主要污染物为 pH、COD _{Cr} 、SS、石油类、氯化物、硫化物等。	合理总图布置，采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小噪声对周围环境的不利影响，并结合井场周边外环境关系及噪声监测情况，及时优化各项噪声污染防治措施，确保噪声不扰民。 (五)严格按照报告书要求落实地下水污染防治措施。结合钻井井场开钻前开展的地球物理勘探，优化钻井施工工艺，减少对地下水环境的不利影响。严格按照报告书要求落实分区防渗措施。严格按国家相关规范开展气田开采相关废水的回注，加强对回注过程的监控和对周围地下水水质的监测,钻井及采气期按相关要求设置地下水监测井并定期开展地下水水质监测，根据监测结果及时采取应对措施,防止地下水污染。	水降尘，不外排；钻井期间施工人员生活污水生态厕所收集处理后部分井场作为农肥，部分拉运至当地污水处理厂处理或者配浆。钻井期间除尘废水全部回用于该井场后续井段常规水基泥浆钻井阶段泥浆配置用水，不外排；部分不可回用洗井废水与钻井废水一起经现场“加药沉淀+压滤”处理，经钻井工程所在地的环境监测站监测确认废水处理达标后，在当地生态环境局下达的排污通知书中所指定的时间和地点进行排放；部分不可回用钻井废水和洗井废水运往苍溪县和阆中市污水处理厂处理后达标排放；部分不可回用钻井废水和洗井废水、压裂返排液处理后外运，通过石龙 2 井回注地层；部分不可回用钻井废水、洗井废水和压裂返排液通过罐车拉运至四川鑫泓钻井废水处理厂，处理后达标外排；部分不可回用钻井废水拉运至袁家污水站处理达标后回注。	
	运营期	有人值守站站场值班员工产生少量生活污水，单井站约 0.2m³/d，主要污染物为 COD、SS 和 NH ₃ -N 等。运营期检修废水和采气废水，主要污染物为 COD、SS、石油类、氯离子、硫化物等。	(六)加强固体废物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理，严格按有关技术规范和规定落实各项防范措施，确保不产生二次污染。钻井期废弃油基岩屑送有相应危废处理资质的单位处置。废油部分回用井场综合利用，剩余部分应送有相应危废处理资质的单位处置。空气钻产生的岩屑和水基钻井产生的水基钻井固废外运至砖厂或水泥厂等综合利用。采气期产生的清管废渣、废油送有相应危险废物处理资质的单位处置。生活垃圾送当地环卫部门统一处理。	有人值守站采气期值班员工产生少量生活污水经旱厕收集后用作农肥或经环保生态厕所收集后通过罐车拉运至当地污水处理厂处理。采气废水和设备检修废水经管线输送或通过罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 污水处理站处理后能达到标准后，运输至回注井回注地层或预处理后通过元坝资源化站深度处理后用于元坝净化厂。	
噪声	施工期	钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等施工作业噪声，源强 85dB（A）~105dB（A）。钻井及压裂施工期间的噪声源主要包括钻机、泥浆泵、压裂设备以及其他特种机械运转所产生的噪声，源强 80~105dB（A）。完井测试阶段放喷排液过程会产生气流噪声，源强 110dB（A）~120dB（A）。	(七)加强施工期环境管理和环境监理。结合项目开发建设和工程沿线敏感目标分布，合理优化施工方案、施工时段以及施工场地的位置和布设，采取有效的措施，避免和减缓项目建设对生态环境产生的不利影响。施工期结束后须结合区域自然条件，及时进行施工迹地生态恢复工作，并加强生态恢复过程中的管理和维护，保证植被恢复的成活率。植被恢复应采用当地适生物种，保证生物安全。	钻前工程仅昼间作业，夜间不作业。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。完井测试仅昼间作业，夜间不作业。提前与周边居民沟通协调，取得周边居民谅解。	已建工程采取的噪声污染防治措施有效，详见 2.4.2.4。
	运营期	运营期噪声主要来源于采气站节流阀、水套炉、分离器等设备产生的气流摩擦噪声，源强 40dB（A）~60dB（A）。		通过合理布局、控制气流、基础减震等措施降低噪声；设备选型时选择低噪声设备；站内工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；减少平台井站工艺管线的弯头、三通等管件，降低站内噪声。	
固废	施工期	钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方；钻前工程施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，量小；集输管道施工产生施工废料、清管废渣、生活垃圾等；水基钻井过程产生水基钻井岩屑，钻井过程产生少量废	(八)高度重视并加强环境风险管理工作，严格落实项目环境风险管理措施，细化程序、明确责任，确保环境安全。鉴于工程存在的主要环境风险为	钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现平衡，无集中弃土产生；钻前工程施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。集输管道施工废料由施工单位回收利用。对管道进行清管、试压会产生少量废渣，主要为管道内的少量灰尘和铁锈，均属于一般固废，集中收集后委托环卫部门清运处理。钻前工程和地面集输工程施工	已建工程采取的固体废物污染防治措施有效，详见 2.4.2.6。

环境要素	时段	主要污染物产生情况	环评批复主要要求	采取处理措施	有效性分析
		油及含油固废，属于危险废物，施工人员生活垃圾。	废水泄漏、井漏和井喷失控、废油泄漏等，企业应建立环境风险防范、预警体系，制定环境风险事故分级响应程序和环境预警监测方案，严格落实并强化报告书提出的各项环境风险防范措施，严格执行突发环境污染事故报告制度，做好应急机构建设、人员配备、培训及设施配置，定期进行应急演练、评估和完善，进一步排查环境风险隐患，针对发现的问题，及时补充、完善环境风险防范措施及事故应急预案,确保其合理、有效、可靠，满足环境安全要求。环境风险事故应急预案应纳入当地政府预案体系。	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。钻井过程中，空气钻阶段钻井固废属于一般固废；水基钻阶段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，不含重金属物质，属一般固废。根据调查，已勘探开发工程施工期钻井固废就地固化填埋或拉运至砖厂、水泥厂资源化利用。产生的废油部分回用于井场钻井综合利用，无法回用的交有相应危险废物处理资质的单位处置。废弃包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理。生活垃圾统一收集后交由当地环卫系统处理	
	运营期	气田运营期固体废水主要有清管废渣、检修废渣、污泥、废油、生活垃圾。	(九)按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600)等相关要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。 (十)积极配合沿线地方政府及相关部门，严格按照法律法规及行业规范要求，合理规划管道、场站周边的用地性质和建设，防止次生环境污染和纠纷。	污泥、废润滑油属于危险废物，目前污泥、由四川省中明环境治理有限公司负责处置；清管废渣进入采气站场污水罐/火炬分液罐，由罐车/泵运至污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理；生活垃圾委托当地环卫部门处理。元坝气田生产运营单位在元坝净化厂内按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）建设了危废暂存间，落实了危险废物管理计划、申报登记、转移联单、台账记录，管理规范。	
地下水及土壤	施工期	废水收集罐、油罐区周围设置围堰，井口作业区周边设置导流沟，井场四周设置双环沟，设置应急池，对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区均设置了防雨棚，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，对泥浆不落地及泥浆循环系统区、压裂液重叠液罐区、应急池、危废暂存间、油罐区、方井周边和放喷池等采取重点防渗。	(十一)建立畅通的公众参与平台，及时回应解决公众合理环境诉求。设立风险警示牌、信息公示牌，依法定期向公众发布环境信息，主动接受社会监督。 (十二)加强项目事中事后监管，按环境保护相关要求，项目实施后应适时开展区块开发环境影响后评价工作，充分了解各项环保措施效果及环境影响情况，及时进行优化完善。	钻井井场施工期废水收集罐、油罐区周围设置围堰，井口作业区周边设置导流沟，钻井井场四周设置双环沟，对泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区均设置了防雨棚，放喷池高出地面 0.5m，对泥浆循环系统区、压裂液重叠液罐区、危废暂存间、油罐区、方井周边和放喷池等采取分区防渗。钻井期间对部分钻井井场周边地下水及土壤进行跟踪监测。	已建工程采取的地下水及土壤污染防治措施有效，详见 2.4.2.3、2.4.2.5。
	运营期	方井区、工艺流程区等防渗不到位导致废水泄漏污染地下水及土壤。		对已建管线和站场进行日常巡查，对可能存在污染地下水及土壤的建筑物采取相应的防渗措施，同时设置合理的地下水、土壤环境跟踪监测点位。	
生态环境	施工期、运营期	钻井井场和输气管道等设施的修建，这些设施的修建会直接导致此区域植被受到破坏、土地养分改变，植被生长量下降，野生动物栖息地破坏，动物巢穴破坏，可能影响个体生存。产生的噪声、废气、废水会影响生活在周围的动植物		根据已勘探开发工程实际情况，采取工程措施、植物措施和临时措施对占地、渣场等进行治理，如场地平整、覆土、护坡、排水沟、播撒草籽等。对临时占用耕地、灌丛、森林等采用复垦、抚育的方式恢复生境，临时占地生态恢复避免种植单一树种，对永久占地范围内植物进行移栽。对工程活动造成景观破碎化和岛屿化的地方，进行生态设计，减少破碎化，消减对区域生境稳定状况的影响。加	已建工程采取的生态环境保护措施有效，详见 2.4.2.7。

环境要素	时段	主要污染物产生情况	环评批复主要要求	采取处理措施	有效性分析
		的栖息环境和活动空间。工程外来人员的进入也可能会引进外来入侵物种。		强管道维护、检测，避免泄漏；加强环境治理，约束巡线人员路线；对区域土壤、地下水进行定期检测，根据需要开展人工恢复，改善土壤的营养状态，提高植物生长活性。 根据调查，部分井场施工完毕钻井井场、放喷池等临时占地未及时恢复，是为了留待后续开发利用。	
环境风险	施工期、运营期	井喷失控造成含硫天然气释放，对人体、环境空气造成影响。放喷未点燃导致含硫天然气泄漏，对人体、环境空气造成影响。井漏导致泥浆泄漏，如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层。柴油、钻井泥浆、废水、压裂液泄漏造成的土壤、地表水、地下水污染。废水转运过程中可能存在罐体泄漏、运输车侧翻导致污水外溢的风险，造成的土壤、地表水、地下水污染。		（1）项目运营单位为采气二厂，采气二厂编制有《突发环境事件应急预案》、《突发事件应急资源调查报告》，各施工单位有专项应急预案，如《钻井井场火灾及爆炸应急预案》《井喷及井喷失控应急预案》《H ₂ S 泄漏企地联合应急预案》，预案完善并定期进行应急演练。 （2）元坝气田设有中石化西南油气分公司元坝应急救援中心，下设苍溪应急救援站、通南巴应急救援站、元坝重浆储备库、安全防护用品检测站。应急中心分三个基地建设，主要设备：各种抢险救援车辆 46 台，正压式空气呼吸器 700 余具，各类有毒气体检测仪 600 余台以及各种消防救援设备。 （3）根据气田内已勘探开发工程实际情况，施工期和运营期还在井场、站场、元坝净化厂明显处和有关的设施、设备处设置安全警示标志，配齐消防器材、工具，设置风向标，并在明显处公示消防器材分布、逃生路线示意图，配备高音喇叭、防爆灯具，设置报警设施（铃声、广播等）、在线式可燃气体报警仪、硫化氢气体监测仪、避雷及防雷设施。施工期设置应急池、危废暂存区，方井、柴油罐等区域设置围堰，方井、各池体及罐区、危废暂存区等区域进行分区防渗，井场、站场进行清污分流，站场设置放空系统（含硫站场设置长明火炬）等。结合现场调查，元坝气田海相已勘探开发工程暂未发生井喷、火灾爆炸、天然气泄漏、废污水泄漏等环境风险事件，项目现有环境风险防范措施可行。	根据 2.4.2.1~2.4.2.7，已建工程采取的环境风险措施有效

2.2.2 已勘探开发工程主要环境影响回顾

本次区块内已勘探开发工程施工期对环境空气、地下水环境、土壤环境、声环境影响通过类比区块内部分井场施工期监测数据进行回顾；运营期对环境空气、土壤环境、声环境的影响根据本项目和同气田已建在运营项目监测数据进行回顾；地表水环境根据嘉陵江和东河近五年水质监测结果进行回顾；气田内已建站场周边地下水根据本次监测的地下水环境监测数据、钻井工程日常监测数据以及已建项目验收监测数据、回注站地下水跟踪监测数据进行回顾；生态环境通过对生态系统、植被、植物、农业生产、水土流失的影响进行回顾。目前气田内正在实施的有 1 座井场即元坝 103-2H 井场施工期间进行了地下水、土壤和噪声监测。

2.2.2.1 区域大气环境影响回顾

已勘探开发工程施工期大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的燃烧废气、机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等。运营期主要大气污染物为站场的水套炉燃烧废气、长明火炬燃烧废气以及无组织废气。本项目引用项目所在两市的环境质量公报中的大气环境质量情况进行区域大气环境质量变化趋势，评估钻井过程和采气过程对区域环境空气的影响。

（1）区域环境空气质量变化趋势

①苍溪县环境空气质量变化趋势

根据《苍溪县 2020 年环境状况公报》《苍溪县 2021 年环境状况公报》《2022 年苍溪县环境质量公告》《2023 年苍溪县环境质量公告》《2024 年苍溪县环境质量公告》，苍溪县区域污染物 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度逐年总体呈下降趋势， SO_2 、 CO 、 O_3 年均浓度近几年趋于稳定，2020~2024 年度苍溪县均属于环境空气达标区，区域内环境空气质量良好。

②阆中市环境空气质量变化趋势

根据《阆中市 2021 年全年大气例行监测》（阆环监字（2021）大气年报自动第 1 号）、《阆中市 2022 年全年大气例行监测》（阆环监字（2022）大气年报自动第 1 号）、《阆中市 2023 年全年大气例行监测》（阆环监字（2023）大气年报自动第 1 号）、《阆中市 2024 年全年大气例行监测》（阆环监字（2024）大气年报自动第 1 号），阆中市区域污染物 CO 、 SO_2 、 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度总体呈下降趋势， O_3 年均浓度近几年趋于稳定，2020~2024 年度阆中市均属于环境空气达标区，区域内环境空气质量良好。

综上所述，近几年项目所在区域环境空气质量总体情况趋好，本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少高污染能源废气排放量，因此，项目的实施对区域环境影响较小，且对区域环境空气质量多为有利影响。

（2）钻井过程对大气环境的影响

根据建设单位提供的：元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井钻井过程日常监测数据（附件 7-1），钻井过程中一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮、 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10}

能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级限值要求，TVOC、硫化氢能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 中限值，非甲烷总烃能满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

*****总体来说，已建工程大气污染防治措施有效，正常工况下施工期不改变周边环境空气质量，对周边环境空气质量影响很小。

（3）采气过程对大气环境的影响

①水套加热炉燃烧废气

为了解站场水套炉废气排放情况，项目组收集了建设单位 2024 年《元坝 29-1 井有组织废气监测》、《元坝 29-2 井有组织废气监测》、《元坝 273 井有组织废气监测》等监测报告（附件7-2），结果显示水套炉排放的氮氧化物、颗粒物、二氧化硫均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 限值要求。详见下表。

*****②无组织监测

为了解站场厂界无组织废气排放情况，项目组收集了 2023 年和 2024 年元坝 29 水处理站（站内有元坝 29 采气井及污水处理站）厂界无组织废气监测报告（附件7-2），根据元坝 29 站场工程情况，其无组织废气源强比其余站场无组织排放量更大。主要监测因子有 SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃、 H_2S 、颗粒物等，颗粒物、 SO_2 、 NO_x 满足《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996 表 2 无组织排放监控浓度限值，非甲烷总烃满足《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》DB51/2377-2017 标准限制， H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》GB14554-1993 二级（新扩改建）要求。详见下表。

*****同时项目还收集了《元坝 2-1H 井地面建设工程竣工环境保护验收监测》（2021 年 11 月）《元坝 272-2 井钻采工程竣工环境保护验收监测》（2022 年 3 月）《元坝 102-5 钻采工程竣工环境保护验收监测》（2023 年 12 月），元坝 2-1H 站场厂界非甲烷总烃、 H_2S 最大检出值分别为 $0.82\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $2\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；元坝 272-2 站场厂界非甲烷总烃、 H_2S 最大检出值分别为 $0.76\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $4\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；元坝 102-5 站场厂界非甲烷总烃、 H_2S 最大检出值分别为 $1.4\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；非甲烷总烃满足《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》DB51/2377-2017 标准限制， H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》GB14554-1993 二级（新扩改建）要求。

②元坝气田环境质量现状

为了解元坝气田环境质量现状，根据《元坝气田产能建设项目（五期）监测报告》、《元坝 29 气田水处理站周边环境监测报告》（2022.5）、《元坝 103 井周边环境监测报告》（2022.5）、《元坝 29 井周边环境监测报告》（2024.5），评价区域 SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、颗粒物（TSP）满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，硫化氢小时值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的参考限值，非甲烷总烃小时值满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定的非甲烷总烃小时值标准，本项目所在区域环境空气质量现状良好。具体详见下表。

*****综上所述，施工期钻井监测一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、TVOC、硫化氢等均能满足相关标准要求；运营期采气井站无组织排放以及水套炉有组

织排放的污染物也能满足相关标准限值；气田内环境质量监测 SO₂、NO_x、PM₁₀、PM_{2.5}、颗粒物（TSP）、硫化氢、非甲烷总烃等均满足环境质量相关标准限值。总体来说，已建工程大气污染防治措施有效，正常工况下对周边环境空气质量影响很小。

2.2.2.2 已建工程对区域地表水环境影响回顾

根据调查，元坝气田海相已勘探开发工程现场无钻井废水、洗井废水、压裂返排液暂存，已全部合规处置。运营期气田水和设备检修废水经管线输送或通过罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 污水处理站处理后回注井回注地层或者经元坝资源化站深度处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。到目前为止，建设单位未收到钻井废水、洗井废水、压裂返排液、气田水、检修废水乱排乱放的环保投诉。

元坝气田所在区域水系主要为嘉陵江水系，主要涉及的大河有嘉陵江和东河，项目组收集了苍溪县 2020 年~2024 年对嘉陵江（金银渡省控断面）、东河（王渡省控断面）水质监测情况，结果表明 2020 年~元坝气田区域水质状况优。具体详见下表。

*****根据历年监测数据统计可知，元坝气田所在区域地表水环境质量状况优，水质越来越好，评价认为已建工程处置措施合理可行，地表水防治措施有效。

2.2.2.3 已建工程对区域地下水环境影响回顾

（1）钻井过程对地下水环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司委托第三方监测单位对元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井、元坝 103-2H 井、元坝 2-2H 井钻井过程日常监测结果（见附件7-1）。地下水水质监测结果显示：钻井过程中所监测相关因子能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值要求，石油类能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。总体来说，严格采取地下水污染防治措施后，钻井过程对地下水环境尚未出现超标情况，对地下水影响很小。

（2）*****采气过程对地下水环境的影响

根据《元坝气田产能建设项目（五期）》地下水监测结果可知，地下水监测点位石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质标准，其余监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准。总体来说，采取地下水污染防治措施后，已运营的平台井站暂未出现对地下水的污染事故。*****

（3）配套环保设施对地下水环境的影响

根据气田运营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委托第三方监测单位对川石 43 回注站、回注 1 井、回注 2 井、石龙 2 井、回注 2 井、元坝 29 污水处理站、元坝 123 回注站、元坝 222 回注站、元坝气田资源化水处理站等日常监测（见附件7-4）。地下水水质监测结果显示：配套环保设施地下水日常跟踪检测所监测相关因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值要求，石油类能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。总体来说，严格采取地下水污染防治措施后，配套环保设施对地下水环境尚未出现超标情况，对地下水影响很小。*****

综上所述，已建工程地下水防治措施有效，对地下水影响很小。

2.2.2.4 已建工程对声环境影响回顾

（1）钻井过程对声环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司委托第三方监测单位对元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井、元坝 103-2H 等钻井过程日常监测（见附件7-1），监测结果可知，钻井过程中部分井场场界噪声超过《建筑施工 场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 限值的情况，周边声环境敏感目标能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值要求。由于钻井需要不间断作业，钻机等设备噪声源强较大，可能导致距离较近的居民点出现噪声超标现象。根据建设单位提供项目钻井过程中办公及生活提供电力的发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫；在开始施工前，与当地村委会和周围居民进行了协调和沟通工作，得到了农户的理解和支持；对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离等噪声防治措施，满足环保要求。目前建设单位未收到施工噪声的环保投诉。

（2）采气过程对声环境的影响

根据《元坝气田产能建设项目（五期）》对已有站场厂界和敏感点噪声监测结果可知，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，农户处声环境质量能达到《声环境质量标准》2 类标准，详见下表。

*****综上所述，已建工程噪声防治措施有效，对周边声环境影响较小。

2.2.2.5 已勘探开发工程对土壤环境影响回顾

（1）施工期对土壤环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司委托第三方监测单位对元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井、元坝 103-2H、元坝 2-2H 钻井过程日常监测（附件7-1）和《元坝 102-5H 钻采工程竣工环保验收监测报告》《元坝 2-1 钻井工程竣工环保验收监测报告》《元坝 272-2H 钻采工程竣工环保验收监测报告》监测结果显示：井场内土壤环境监测点能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类筛选值要求，井场外监测点能满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1，表 2 风险筛选值要求。总体来说，严格采取土壤污染防治措施后，钻井过程对土壤环境影响很小。

（2）采气过程对土壤环境的影响

根据《元坝气田产能建设项目（五期）》土壤监测点位，占地范围内点位土壤质量能满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值要求。总体来说，严格采取土壤污染防治措施后，已运营的站场未出现土壤污染，项目对土壤影响很小。

*****综上所述，已建工程土壤污染防治措施有效，项目建设对周边土壤环境影响

较小。

2.2.2.6 已勘探开发工程固体废物环境影响回顾

根据调查，区域内已勘探开发工程井站现场无固体废物堆存，施工期各类废物均得到合理有效处置，表土堆场已完成生态恢复。根据已勘探开发工程地下水、土壤结果，气田内地下水、土壤未出现已勘探开发工程特征因子超标现象。因此，区域已勘探开发工程固体废物已合理处置，对工程周边地下水和土壤环境影响较小。

2.2.2.7 已勘探开发工程生态环境影响回顾

区块探勘开发对陆生的生态影响主要体现在占地影响、景观破碎化、植被破坏、动物影响及生态累计影响等。具体影响如下：

（1）区域内陆生生态总体变化趋势

本区域位于四川盆地底部植被地区西部，是四川重要的粮食产地，区域内开发历史悠久，农业生产水平较高。本报告首先研究了本区块较长时间之间，区域内的生态系统和景观格局特征及变化。本评价以本区块 2010 年和 2024 年土地覆盖数据为基础，定量分析区域生态景观格局特征及 2010 年-2024 年的变化情况。

本项目区域范围内土地覆盖类型分为农田、森林、灌木、草地、水域、不透水面等 6 类。报告分析了 2010-2022 年期间 12 年生态系统的变化见附图 32。各景观面积变化见下表。

*****由表 2.6- 17 可见，2010 年至 2024 年，区域内除农田外，其他土地面积均有所增加。因为本区块涉及其他政策较多，比如退耕还林等，使得林地面积增加，耕地面积减少。通过人造地表面积的增减，大概可知，本区域 5 年时间，存在新建项目，使得人造地表面积增加。

经过遥感解译和现场调查结果表明：现有工程占地影响的生态系统约占矿权开采区的 0.52%，占比很小，从生态系统整体性和系统性角度来讲，对生态系统的完整性、稳定性影响很小。现有工程未对生态系统造成影响。

从大的区域生态景观分析，到本区域已建天然气井场和管线等工程对本区域的生态影响。区域内工程建设时，工程施工期临时占地造成了生态系统生物量减少，景观斑块破碎化程度有所增加，野生动物栖息地破坏；部分林草地的占用，造成了地表裸露；土地利用现状发生变化，临时占地和永久占地占用了部分永久基本农田，对区域内农业生产造成了一定的影响。

据现场调查及查阅相关资料，区域内已建勘探开发工程用地手续完善，临时占地如便道、井场、表土堆场等已完成复垦；部分井场钻井施工完毕后由于钻井井场用于后续的勘探开发任务安排，部分放喷池暂未拆除。临时用地生态恢复后较短时间恢复成了原有生态现状，对区域生态环境影响较小，已建工程永久占地改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成了一定的影响，但井站永久占地面积较小，占用永久基本农田的面积建设单位已按照有关规定进行了生态补偿，影响

和损失降低到了最小。区域开发至今，未出现严重的生态环境问题。

（2）占地的影响分析

截至目前，元坝气田海相站场 38 座，生产井 40 口。项目主要占用耕地，其次为林地，区块矿权范围内土地以耕地、林地为主，区块建设占地对土地类型改变较小。

（3）对景观的影响分析

区域范围内景观主要以农田景观为主，根据已建井场和输气管线的恢复情况，项目之前的临时占地已恢复原有土地利用状况，原有耕作制度已恢复，景观已经没有切割现象。而对于林地生态景观，由于管道中心线两侧 5m 范围不能恢复为林地，因此，输气管道穿越林区段在施工结束后将形成条状景观切割带，森林景观连续性、整体性降低。但是，经过一段时间的恢复演替之后，这个区域内会长出灌草丛，使得这种带状景观切割越来越弱。

永久占用的耕地和林地变为建设用地，将丧失原有土地功能，但永久占地面积较小，不会改变区域农田景观和森林景观的格局，也不会改变评价范围的农业生产结构。在施工结束后，对区块的景观格局影响不大。

（4）对陆生生态的影响

1) 对植物的影响

区域内分布物种主要为柏木、马尾松、楝、枫杨、桤木、慈竹、马桑、黄荆、白茅、斑茅、悬钩子蔷薇、红蓼刺藤等。

对于区域内开发的项目，临时占地和永久占地均导致了占地范围内植被与植物资源的损失，但经过多年的自然恢复，各井场临时施工场地已经得到恢复；施工活动破坏了施工区植被，造成生物量损失，因其所占面积比例较小且原有植被类型在附近区域广有分布，施工占地对区域生态整体稳定性及陆生植被多样性影响较轻，且井场施工过程中落实了生态环保措施，井场施工过程中对植被的破坏在可接受范围内。

2) 对动物的影响

项目区域为农耕区，与居民区相邻，呈零散分布，近年来施工区域未发现珍稀保护动物重要栖息地分布，已建工程不会对保护动物重要适宜栖息地产生影响。

（5）对水生生态的回顾性评价

气田内已开发项目对水生生态的影响主要体现在施工期钻井井场取水对水生生态的影响，已建项目均落实了相关的污染防治措施，各类污染物目前均得到了合理处置，未擅自向河道内排放污染物，未发生水体污染事故，压裂取水优先使用钻井井场压裂返排液和钻井废水，在自然河道及水库内取水量较少，未造成取水河道或水库水量发生明显减少，气田内现有开发建设活动未对区域水生生态造成影响。

（5）区域内生态累积性影响回顾

对区域内生态累积影响主要体现在随着开发的不断进行，临时占地增加造成植被生物量减少，景观斑块破碎化程度增加，野生动物生境造成一定破坏；部分林草地的占用，造成了地表裸露，形成了水土流失；土地利用现状发生变化，临时占地占用了部分耕地，对区域内农业生产造成了一定的影响。

根据现场调查及查阅相关资料，区块内已建勘探开发工程产生的临时占地在施工完成后多已进行生态恢复，在生态恢复后较短时间恢复成了原有生态现状，临时占地恢复过后对区域动植物的影响逐渐消失，对景观造成的分割作用逐渐减少，破碎化程度降低；故区域内的勘探开发建设活动造成的累积性影响较小，区域开发至今，未出现严重的生态环境问题。

（6）对区域生态系统的影响分析

区块内生态系统有森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、城镇生态系统和农田生态系统等五大生态系统，根据现状调查及分析，区块开发前后均以农田生态系统和森林生态系统为主要生态系统，区块内项目的开发未对区域生态系统类型造成较大改变。

区块内已建井施工临时占地多已进行恢复，区块开发至今，未造成区域内植被面积和植被类型、生物量等显著降低，植物种类、动物种类未减少，动物之间信息交流没有中断，亦即对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，生境的异质性没有发生大的改变。通过在施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，区块内已开发项目对生态系统结构的完整性和功能的连续性造成破坏，对区域生态系统的稳定性未造成较大影响。

2.2.3 环保投诉回顾

根据在现场走访和咨询地方生态环境部门，建设单位在区块内已建、在建工程主要存在的环境投诉为钻井施工期间的噪声投诉，已通过与井场周边受噪声影响居民沟通协商，取得了居民谅解，投诉问题得到了妥善解决。

2.3 现有工程评价结论

通过类比气田已建、在建工程施工期和运营期监测数据，对环境空气、地表水、地下水环境、土壤环境、声环境的影响进行回顾。结果表明：在严格落实各项污染防治措施的前提下，正常工况下，已勘探开发工程暂未对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境造成污染影响；部分钻井井场施工期存在噪声厂界超标的现象，钻井井场边声环境敏感目标存在不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类限值要求；气田已建工程没有导致生态系统类型及比例发生较大变化，施工期临时占地多已经完成植被恢复，施工期未发生井喷和废污水泄漏等突发环境事件。

综上所述，区块内建设项目各项生态保护和污染防治措施落实有效，已勘探开发工程暂未对大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境、生态环境造成的影响。

2.4 现有工程存在的环境问题和建议

通过对区域已建工程现场调查、查阅相关资料以及对部分已建工程的监测，区域内基本建设和施工较为规范，污染处置措施得当，各污染物均得到合理处置。总体看，气田内已建工程采取了环保措施后，环境影响得到了有效的控制和减缓，对环境的影响较小。

根据元坝气田产能建设项目（三期）、元坝气田产能建设项目（四期）实际建设进度，存在建设进度滞后问题。

同时通过对部分井场周围居民的走访及收集和进行相关监测，还存在以下环境问题：

（1）钻井过程尤其是在钻井作业状态时存在厂界噪声超标和周边部分环境敏感目标超标的现象。

（2）部分井场施工完毕钻井井场、放喷池、应急池等临时占地未及时恢复。

出现以上问题（1）的原因是钻井需要不间断作业，钻机等设备噪声源强较大，导致距离较近的居民点出现噪声超标现象；出现问题（2）的原因是钻井施工完毕后，部分放喷池、应急池、钻井井场用于该井场后续的勘探开发任务。（3）元坝气田产能建设项目（三期）、元坝气田产能建设项目（四期）实际建设进度滞后的原因为建设单位根据实际开发部署要求，启动部分站场建设项目后，由于规划和用地手续等相关政府文件还未取得，因此还未正式实施建设。虽然目前元坝气田实际建设进度相比于环评计划进度滞后，但是后续年份具体实施年钻井井数、压裂井数等最大井口数量不会突破原环评计划中的年最大实施井口数量。因此本次评价提出以下建议。

（1）施工期钻井作业、完井作业优先采用网电。

（2）对于噪声源较大的设备设施加装隔音板。

（3）为保证项目周边居民生活生产不受影响，加强与周边居民的沟通协商工作，做好宣传、解释及安抚工作，取得周边居民谅解，或对受影响较大的居民采取临时撤离安置措施。

（4）在确定相关井场后续不再勘探开发后，尽快完成钻井井场、放喷池、应急池等临时占地设施的拆除和生态恢复。

（5）建议建设单位提前办理规划和用地手续等政府相关文件，加快元坝气田产能项目建设进度。

3 工程概况

3.1 项目基本情况

项目名称：元坝气田产能建设项目（五期）；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司；

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、滚动开发；

开采层位：长兴组地层天然气，含硫化氢；

开发所属矿权：四川省四川盆地巴中元坝气田（证号 0200001310004）；

建设地点：本项目建设地点位于广元市苍溪县、南充市阆中市境内，项目地理位置见附图 1；

建设内容：部署 7 座井场（新建 5 座、利旧 2 座）9 口井；新建站场 9 座，扩建站场 1 座，改造站场 7 座，新增采气井 12 口；新建酸气管线 12 条，共计 16.51km，新建采出水管线 4 条，共计 7.15km；新建燃料气管线 11 条，共计 13.71km。

产能规模：新建产能 $12.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；

行业类别：陆地天然气开采 B0721；

占地面积：本项目总占地面积约 24.67hm^2 ，其中永久占地面积约 2.59hm^2 ，临时占地约 22.08hm^2 ；

建设周期：预计 2026 年~2029 年；

工程投资：本项目总投资 9.1 亿元，全部由建设单位自筹。其中环保投资 3421 万元，约占总投资的 3.76%。

3.2 矿权及区块范围

元坝气田产能建设项目（五期）区块范围（即矿权范围）共涉及 1 个矿权，即“四川省四川盆地巴中元坝气田”，许可证号 0200001310004，有效期为 2013 年 4 月至 2063 年 4 月，开采面积为 729.358 平方公里（附件 2）。区域范围介于东经 $105^\circ 51'00'' \sim 106^\circ 20'00''$ ，北纬 $31^\circ 42'00'' \sim 31^\circ 52'00''$ ，涉及阆中市和苍溪县。本项目工程建设内容总体布置及涉及矿权范围详见（附图 1-2）。

3.3 元坝气田勘探开发概况

3.4 项目建设内容和规模

3.4.1 建设内容

项目拟部署 7 座井场（新建 5 座、利旧 2 座）9 口井；新建站场 9 座，扩建站场 1 座，改造站场 7 座；新建酸气管线 12 条，共计 16.51km，新建采出水管道 4 条，共计 7.15km；新建燃料气管线 11 条，共计 13.71km。具体建设内容详情见下表。

表 3.2-1 本次产能部署建设内容情况表

工程类别	建设内容							
	序号	井场名称	地理位置	建井数/口	井号	井深/m	目的层	备注
一、钻井工程	1	元坝 103-3	四川省广元市*****	1	元坝 103-3	6800	长兴组	新建
	2	元坝 11-1H	四川省南充市*****	2	元坝 11-1H	7600	长兴组	利旧元页 2 井场
					元坝 11-2H	7500	长兴组	新建
	3	元坝 104-2H	四川省南充市*****	2	元坝 104-2H	7700	长兴组	新建
	4	元坝 271-2H	四川省广元市*****	1	元坝 271-2H	7600	长兴组	新建
	5	元坝 9-2	四川省南充市*****	1	元坝 9-2	6700	长兴组	利旧元坝 9 站场
	6	元坝 101-2H	广元市*****	1	元坝 101-2H	7600	长兴组	新建
	7	元坝 273-2H	广元市*****	1	元坝 273-2H	7600	长兴组	新建
	小计			9	/	/	/	/
二、采气工程	序号	站场名称	地理位置	井数/口	配产/万 m ³ /d	备注		
	1	元坝 103-3	四川省广元市*****	1	30	新建		
	2	元坝 11-1H	四川省南充市*****	2	55	新建(利旧元页 2 井场)		
	3	元坝 104-2H	四川省南充市*****	2	60	新建		
	4	元坝 271-2H	四川省广元市*****	1	40	新建		
	5	元坝 271-1	苍溪县*****	1	30	新建（探转采）		
	6	元坝 103-2H	阆中市*****	1	30	新建（试采转生产）		
	7	元坝 272-3	苍溪县*****	1	25	新建（探转采）		
	8	元坝 272-4H	苍溪县*****	1	50	扩建（探转采；扩建元坝 272-1 采气站）		
	9	元坝 101-2H	广元市苍溪县*****	1	25	新建		
	10	元坝 273-2H	广元市苍溪县*****	1	25	新建		
	11	元坝 272H	苍溪县*****	/	/	改造		
	12	元坝 272-2	苍溪县*****	/	/	改造		
	13	元坝 273-1H	苍溪县*****	/	/	改造		
	14	元坝 102-5	苍溪县元*****	/	/	改造		
	15	元坝 121H	阆中市*****	/	/	改造		
	16	元坝 10-1H	阆中市*****	/	/	改造		
	17	元坝 101-1	苍溪县*****	/	/	改造		
	小计			12	370	/		
三、地面集输工程	序号	管线名称	管线类别	管径/mm	长度/km	设计压力/MPa	材质	备注
	1	元坝 103-3~1# 集输干线附近（元坝 1-1~元坝 102H）	酸气管道（往返，共 2 条）	Φ 168.3×9.5	5.2 (2.6×2)	9.6	L360QS	气液混输
			燃料气管道（往返，共 2 条）	DN50	5.2 (2.6×2)	4.0	L245N	
	2	元坝 11-1H~元坝 102-5	酸气管道	Φ 114.3 × (6.6+3)	1.95	9.6	L360QS+UN S N08825	气液分输
			采出水管道	DN80	1.95	5.5	柔性复合管	

工程类别	建设内容						
		燃料气管道	DN50	1.95	4.0	L245N	
3	元坝 104-2H~ 元坝 121	酸气管道	$\Phi 114.3 \times (6.6+3)$	2.6	9.6	L360QS+UN S N08825	气液分输
		采出水管道	DN80	2.6	5.5	柔性复合管	
		燃料气管道	DN50	2.6	4.0	L245N	
4	元坝 271-2H-3# 集 输干线（元坝 271-元坝 272）	酸气管道 （往返，共 2 条）	$\Phi 219.1 \times 10$	0.69 (0.345*2)	9.6	L360QS	气液混输
		燃料气管道（往返，共 2 条）	DN50	0.69 (0.345*2)	4.0	L245N	
5	元坝 271-1H~ 元坝 271-2H	酸气管道	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.46	9.6MPa	L360QS+UN S N08825	气液混输
		燃料气管道	DN50	0.46	4.0MPa	L245N	
6	元坝 103-2H~ 元坝 10-1	酸气管道	$\Phi 114.3 \times (6.6+3)$	2.2	9.6	L360QS+UN S N08825	气液分输
		采出水管道	DN80	2.2	5.5	柔性复合管	
		燃料气管道	DN50	2.2	4.0	L245N	
7	元坝 272-3~元 坝 272H	酸气管道	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.2	20MPa	L360QS+UN S N08825	气液混输
		燃料气管道	DN50	0.2	4.0MPa	L245N	
8	元坝 272-2~元 坝 273-1H 联通 线	酸气管道	$\Phi 168.3 \times (8+3)$	2.8	9.6	L360QS+UN S N08825	输气管线
9	元坝 102 阀组 区~元坝 28 站 至集气总站联 络线	采出水管道	DN80	0.4	5.5	柔性复合管	/
10	元坝 101-2H~ 元坝 101-1	酸气管道	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.2	20MPa	L360QS+UN S N08825	气液混输
		燃料气管道	DN50	0.2	4.0MPa	L245N	/
11	元坝 273-2H~ 元坝 273-1H	酸气管道	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.2	20MPa	L360QS+UN S N08825	气液混输
		燃料气管道	DN50	0.2	4.0MPa	L245N	/

备注*：元坝 272-3~元坝 272H、元坝 101-2H~元坝 101-1 及元坝 273-2H~元坝 273-1H 高压集输管线为井口至井站流程区、未经进一步节流降压的高压采气管道。

3.4.2 建设规模及总体实施计划

3.4.2.1 建设规模

本项目按照“总体部署，分期开发，滚动实施”的原则，新建产能 $11.22 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

表 3.2-2 本次产能部署情况表

区块	开发工作量（口）			合计建产能（ $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ）
	新建钻井数	新建采气井	试采转生产或探转采井	
四川盆地巴中元坝气田区块	9	8	4	11.22

3.4.2.2 总体实施计划

①钻井工程、站场实施计划

本项目实施计划详见下表。

表 3.2-3 本项目钻井工程、新建、扩建站场实施计划

序号	井场/站场名称	井口数	实施时间	投产时间

序号	井场/站场名称	井口数	实施时间	投产时间
1	元坝 103-3	1	2027	2028
2	元坝 11-1H	2	2026、2029	2027、2030
3	元坝 104-2H	2	2028、2029	2029、2030
4	元坝 271-2H	1	2028	2029
5	元坝 9-2	1	2027	/
6	元坝 101-2H	1	2028	2029
7	元坝 273-2H	1	2029	2030
8	元坝 271-1（探转采）	1	/	2026
9	元坝 103-2H（试采转生产）	1	/	2026
10	元坝 272-3（探转采）	1	/	2026
11	元坝 272-4H（探转采）	1	/	2026

②产能建设部署

本项目各年开发井实施情况及产能建设部署见下表：

表 3.2-4 本项目实施情况及产能建设部署一览表

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	小计
开钻井（口）	/	1	2	3	3	/	9
建成井（口）	/	1	2	3	3	/	9
投产井（口）	/	4	1	1	3	3	12

3.5 原料气去向及气质组分

本井项目井口含硫天然气经加热、节流、分离、计量后，通过本次新建的内部集输管道输进入元坝气田已建内部管网输送至元坝净化厂脱硫后外输用户使用。元坝气田管网布局示意图见附图 1-3。项目长兴组原料气含 H₂S，本次长兴组原料气类比现有元坝 102-5H 井（长兴组）的原料气成分，见下表所示。*****

3.6 项目主要指标统计

项目主要技术经济指标统计如下表：

表 3.14-2 项目主要经济指标统计表

序号	名称	类型	规模
1	设计动用资源储量		83×10 ⁸ m ³
2	井场/站场数量	钻井井场	7
3		新建、扩建站场	10
4		改造站场	7
5	钻井井口数量		9
6	采气井口数量		12
7	新建酸气管线长度		16.51
8	新建污水管线长度		7.15
9	新建燃料气管线长度		13.71
10	能源消耗情况	水资源	5.68 万 m ³
11		电	39610MWh
12	占地面积	永久占地面积	2.59
13		临时占地面积	22.08
14	工作制度	无人值守	
15	在册职工人数	/	
16	总投资	9.1 亿元	
17	环境保护投资	3421 万元	

3.7 项目组成

本项目包括建设期、运营期和退役期三个阶段。建设期包括钻前工程、钻井工程、压裂作业、完井及测试、站场和内部集输管线建设等，同时配套建设进场道路、环保工程、公辅工程等配套工程及设施。运营期包括采气作业和天然气集输。退役期主要是设备的拆除、场地恢复。由于本项目采取滚动开发，分步实施，同一时期内，区块内各井场、站场施工期和运营期交叉，为了便于现场环境管理，本次评价按照各单项工程项目给出项目组成表。

3.7.1 井场工程项目组成

本项目共布设钻井井场 7 座（其中利旧井场 2 座），建井 9 口。2 座利旧井场依托原有井场场地进行建设，场地根据需要适当扩增。施工期井场主要工程内容组成见下表所示。

表 3.5-1 施工期井场主要工程内容组成表

类别	建设内容及规模		可能产生的主要环境问题	备注
主体工程	钻前工程	场地平整	对各井场新增占地进行场地平整	新建
		井口方井	各井场新增部署方井 1~2 口不等，共计 9 口，重点防渗处理。	新建
		泥浆不落地及循环系统区域	在各井场设置泥浆循环系统和泥浆不落地系统一套，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐、压滤机等固控设备；包括 6 个 60m ³ /个废水收集罐，4 个 40m ³ /个废渣收集罐，6 个 40m ³ /个泥浆循环罐、1 个 40m ³ /个集污罐	新建
		设备、设施基础	各井场新建钻机基础、设备设施基础	新建
		放喷池	新建 2 座/井场，300m ³ /座。放喷池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离≥100m，距民房及公路等各种设施≥50m。	新建
		表土堆场	各井场设置表土堆场 1 座	新建
		道路工程	利旧井场可依托现有进场道路，新建井场根据需要新建或维修进场道路。共新建道路长度 488m。	新建、依托
	钻井工程	钻井作业	共新钻井 9 口，其中水平井 7 口，设计井深 7500~7700m；定向井 2 口，设计井深 6700~6800m。导管段采用清水钻井；一开、二开采用气体钻井，备用水基钻井液；三开、四开、五开采用水基泥浆钻井，造斜点以下段和水平段备用油基钻井液。钻进过程中若发生井壁失稳不能满足安全钻进时要及时转换油基钻井液。	新建
		固井作业	采用实施套管保护+水泥固井	新建
		洗井作业	钻至目的层后，采用清水对井壁进行洗井作业	新建
		完井方式	衬管完井（备用贯眼完井）	新建
		储层改造	采用多级滑套定点分流酸化工艺，水平井压裂液约 3000m ³ /口；定向井压裂液约 1200m ³ /口	新建
		完井测试	钻井至目的层后对该井油气产能情况进行测试	
		完井搬迁及恢复生产	测试完毕后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处置	新建
辅助及公用工程	供配电工程	优先使用当地电网供电。同时各井场设置发电机房 1 座，3 台柴油机作为备用供电，布置在井场内	/	新建
	供水工程	生产生活用水采用罐车拉运；工程用水附近地表水取水。	/	新建
	排水工程	各井场采取清污分流，废水采用罐车拉运	/	新建

类别	建设内容及规模		可能产生的主要环境问题	备注
	通讯系统	各井场设通讯系统 1 套，利旧井场可依托现有	/	新建
	消防系统	各站设消防系统 1 套	/	新建
环保工程	改进型生态厕所	施工期井场和生活区各配置改进型生态厕所（配套 5m³ 集污池）1 座，共 2 座/井场	生活污水、污泥	新建
	水土保持	做好护坡、堡坎和排水设施	/	新建
	噪声防治	优选低噪声设备，并采取基础减振、隔声、临时撤离等措施	/	新建
	垃圾桶	2 个/井场，在井场及生活区设置移动式垃圾桶	生活垃圾	新建
	隔油池	2 个/井场，外环沟出口，集污坑前设置隔油池 1 个，场内排水沟尾设置 1 个，容积为 1m³	废油、废水	新建
	集污坑	1 个/井场，外环沟靠近应急池设置 1 个 0.5m×0.5m×0.5m	废水	新建
	危废暂存间	1 座/井场，30m²/座	地下水污染、环境风险	新建
储运工程	清水池	1 个/井场，1000m³/个或 800 m³/个	/	新建
	应急池	1 座/井场，1000m³/座，占地面积约 800m²/座	环境风险	新建
	岩屑池	1 座/井场，1000m³/座或 600m³/座	钻井固废、降尘废水	新建
	重浆罐区	重浆储备罐 40m³/个，3 个/井场，设置不小于 40m³ 围堰	环境风险	新建
	泥浆储备罐	50m³/个，1 个/井场，设置不小于 50m³ 围堰	环境风险	新建
	压裂液重叠液罐	100m³/个，11 个/井场；压裂时井场内后场布置（成品吊装），设置不小于 100m³ 围堰	环境风险	新建
	柴油罐	每座井场设 1 个柴油罐，10m³，临时存储钻井用柴油。最大储存量 8t，设不小于 10m³ 围堰	环境风险	新建
办公及生活设施	各井场设置临时性活动房，18 座/井场		生态环境影响、生活污水、生活垃圾	新建
施工期搬迁	元坝 9-2 井口 100m 范围内 3 户施工期需搬迁，以满足井口 100m 无居民的要求		/	
迁移工程	元坝 271-2H 井场北侧 10kV 高压线（距离井口约 55m）需至少向北挪动 20 米以上，元坝 273-2 井场南侧 10KV 高压线（距离井口约 30m，元坝 273-1 站场用电需至少向南侧挪动约 45m 以上，由电力部门迁移，使井口距离满足不小于 75m 的要求		/	/

3.7.2 采气工程项目组成

本项目运营期各站场内采气工程组成情况详见下表。

表 3.5-2 各站场工程组成情况一览表

类别	建设内容及规模		可能产生的主要环境问题	
			施工期	运营期
主体工程	站场	新建站场 9 座，扩建站场 1 座，改造站场 7 座。新建站场场界修建围栏、大门及井口操作台、采气工艺区、配套用房等，站场根据井口数量和分布情况进行布置，各新建站场（集气站）占地面积约 3250~3500m²，采气站面积约 624m²，扩建站场和改造站场不新增占地面积。	永久占地 改变局部土地利用现状、水土流失、废气、废水噪声、固废等	废气、废水、噪声、固废、环境风险
		工艺区 配置水套炉、分离器撬块、燃料气调压分配撬块、移动式甲醇加注撬块、缓蚀剂加注撬块、收发球筒等，站场主要地面设施设备详见表 3.11-3		
公用及辅助工程	火炬系统	元坝 103-3、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 271-2H、元坝 271-1、元坝 103-2H 等 6 座站场各配置 1 套，共计 6 套（H=40m, DN200），元坝 272-3 站场依托元坝 272H 站场已建长明火炬，元坝 273-2H 依托元坝 273-1 站场已建长明火炬，元坝 101-2H 站场依托元坝 101-1 站场已建火炬，其余扩建、改造站场依托现有长明火炬。		废气、噪声
	供配电	由电网提供		/
	供水	水源为周边场镇购买的自来水		/
	消防	各站场设消防系统 1 套，有灭火器以及消防沙池		/
	通讯系统	各站场设通讯系统 1 套，跟管线同沟敷设		/
	自控系统	采用了 SCADA 系统。各站场设自控系统 1 套，分为控制系统（PCS）和安全仪表系统（SIS）		/
	排水	站场四周设置雨水沟；		/
	进场道路	利用钻井期进场道路，采气期不新建		/

类别	建设内容及规模		可能产生的主要环境问题	
			施工期	运营期
	防腐	包含井站管线、设备、阀门的防腐		防腐废气
环保工程	改进型生态厕所	元坝 103-3、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 271-2H、元坝 271-1、元坝 103-2H 等 6 座站场各配套建设生态厕所 1 座；元坝 272-3 站场元坝 273-2H 站场、元坝 101-2H 站场无配套生态厕所；其余扩建、改造站场依托现有厕所。		生活污水
	垃圾桶	1 个/站场		生活垃圾
	水土保持	做好护坡、护岸、堡坎和排水设施		/
	噪声防治	合理平面布局，优选低噪声设备，并采取基础减振等措施		/
	气田水输送	除元坝 103-3 站场气田水采用罐车拉运外，其余新建站场气田水采用新建污水管道或者气液混输管道接入气田内已建管道输送至大坪污水站或者元坝 29。		环境风险
	办公和生活	设置有办公生活用房		生活垃圾、生活废水
	拆迁	根据后续安全预评价报告中的 H ₂ S 泄漏模拟分析结论来确定拆迁范围和拆迁户数，为工程拆迁，不属于环保拆迁，不属于本项目评价范围。		/

3.7.3 地面集输工程项目组成

本项目地面集输工程组成情况详见下表。

表 3.5-3 地面集输工程组成情况一览表

类别	项目名称	主要建设内容及规模		可能产生的环境问题	
				施工期	运营期
主体工程	线路工程	新建酸气管线 12 条，其中 9 条管线为气液混输管线，共计 16.51km；新建采出水管道 4 条，共计 7.15km；新建燃料气管线 11 条，共计 13.71km。酸气管线、采出水管线、燃料气管线以及光缆为同沟敷设。		临时或永久改变土地利用现状，造成农业损失、生态破坏，产生施工噪声、扬尘、弃渣等	植被及农田生产力将得到一定的恢复，水土流失将逐渐减少、检修及事故废气
	穿越工程	水域穿越	穿越河流、沟渠 3 次，共 33m，采用大开挖+套管方式；	水土流失，并对当地交通、对穿越地表水的水质造成一定影响	交通得以恢复，生态环境有所改善，对穿越沟渠的水质将不产生影响，水土流失逐渐降低，直到恢复正常水平
		道路穿越	共穿越道路 24 次，穿越长度总计 105m，采用大开挖+套管方式		
公用及辅助工程	堆管场	设置堆管场 6 处，共 3600m²。		临时改变土地利用性，造成农业损失、生态破坏	植被及农田生产力将得到一定的恢复
	施工作业带	施工作业带宽度约 8m，管线作业带临时占地约 11.16hm²		临时改变土地利用性质，造成农业损失，生态破坏，产生噪声、扬尘、弃渣等	植被及农田生产力将得到一定的恢复，水土流失将逐渐减少
	管线地面标志	转角桩、里程桩、穿越标志桩、警示牌等按需设置；全线设置警示带，共 13.96km		永久改变土地利用现状，造成农业损失、植被破坏	/
	施工便道	不设置施工便道		/	/
	施工营地	不设营地，施工员工生活租用附近居民房		/	/
	弃渣场	不设置弃渣场		/	/
	防腐	包含线路管道防腐保温、线路管道内腐蚀控制以及线路阴极保护		防腐废气	批处理废液
拆迁	根据后续安全预评价报告中的 H ₂ S 泄漏模拟分析结论来确定拆迁范围和拆迁户数，为工程拆迁，不属于环保拆迁，不属于本项目评价范围。			/	/
环保工程	水土保持	做好临时占地恢复，做好护坡、堡坎和排水设施		/	/

3.7.4 退役期

退役期内，对完成采气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置和相关采气设施，清理场地，恢复地表植被等。

3.8 钻井工程概况

本项目钻井工程包含钻前工程、钻井工程、储层改造、完井测试、完井搬迁及恢复生产等。

3.8.1 钻前工程

钻前工程主要为土建施工，主要建设内容为新建井场工程、道路工程、生活区等。钻前工程均在项目临时征地红线范围内依次按照钻井工程平面布置依图施工，钻前工程不设施工营地，施工原辅材料为成品拉运现场直接施工，现场不设施工料场存放区。

表 3.6-1 钻前工程主要内容和工程量表

序号	名称		单位	数量	备注	
1	井场工程	井场场地平整		座	7	
2		分区防渗、清污分流		/	/	/
3		设备、设施基础	钻机基础	套	8	现浇（钢筋）混凝土
4			附属设备基础	/	/	放电机房、油罐、泥浆循环及不落地系统等基础等
5		方井		个	8	4.0m*4.0m*4.0m/井或 4.0m*4.0m*5.0m
6		放喷池		座/井场	2	300m³/座
7		清水池		座	7	1000m³/座或 800 m³/座
8		应急池		座	7	1000m³/座
9		岩屑池		座	7	1000m³/座或 600m³/座
10		表土堆场		座/井场	1	1600m²/座
11	道路工程	新建进场道路		m	488	路基宽度 4.5m，路幅宽 3.5m
12	生活区	活动板房		栋/井场	18	占地 1800m²/井场或 1600m²
13	高压线迁移工程	元坝 271-2H 井场北侧 10kV 高压线（距离井口约 55m）需至少向北挪动 20 米以上，元坝 273-2 井场南侧 10kV 高压线（距离井口约 30m，元坝 273-1 站场用电）需至少向南侧挪动约 45m，使井口距离满足不小于 75m 的要求		/	/	高压线迁移至与井口距离满足不小于 75m 的要求（由电力公司迁改）
14	搬迁	元坝 9-2 井口 100m 范围内3 户施工期搬迁		/	/	井口 100m 范围内的居民施工期搬迁，满足 100m 范围内无居民

3.8.2 钻井工程

3.8.2.1 钻井工程组成

钻井工程包括设备安装、钻井等组成。当井场满足钻井工程要求后，将成套设备（包括钻机、柴油机、发电机、活动房、各类罐体等）搬运至井场，并进行安装和调试，然后进行钻井作业。本工程采用常规钻井工艺，钻井液为清水、空气、水基泥浆、油基泥

浆。钻井过程中包括有下套管和水泥固井等作业。当钻至目的层后完钻。整个钻井作业期间，水、水基泥浆、油基泥浆循环使用，同时对钻井过程中产生的污染物进行治理。

根据本项目产能建设方案拟新部署井场 7 座，新钻井 9 口。具体井位布设情况见下表。参考已完成井分段钻井速度和纯钻时效（平均约30%）等指标，优选 PDC 钻头，预计本项目水平井平均钻井周期 262d，定向井平均钻井周期 242d。*****

3.8.2.2 井场布局

本项目总体上井场布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）等石油天然气行业标准的要求进行。

项目各井场采用标准化的平面布置，钻井期井场平面布置大体相同，典型平面布置图见附图 3-1。

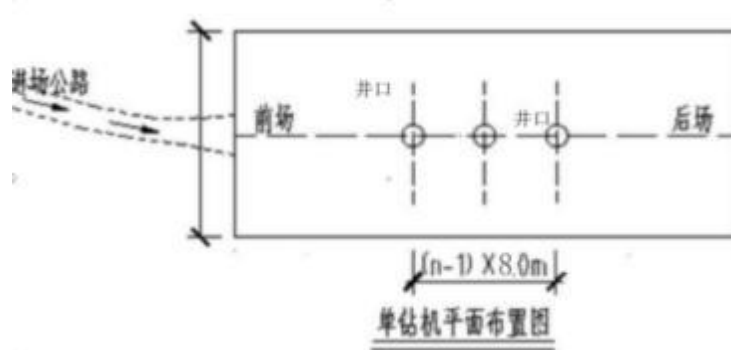


图 3.6-1 单钻机钻井井场井口布置示意图（井口数量根据实际情况调整）

3.8.2.3 井身结构（典型）

3.8.2.4 钻井技术选择

根据元坝气田地质特点，本项目采用气体钻井技术（泡沫、空气）+液体钻井技术（清水、水基泥浆、油基泥浆）相结合的方式钻井，在含硫气层禁止进行欠平衡钻井。钻井导管段采用清水钻井；一开、二开采用气体钻井，备用水基钻井液；三开、四开、五开采用水基泥浆钻井，造斜点以下段和水平段备用油基钻井液。钻进过程中若发生井壁失稳不能满足安全钻进时要及时转换油基钻井液。

(1) 气体钻井

①泡沫钻井技术

A、泡沫钻井参数*****

B、空气钻井配套设备

泡沫钻井空气流程与纯空气钻井流程一致，但需要使用一台水泥车（雾化泵），在立管三通处泵入泡沫基液，与进入立管中的空气混合发泡，其他设备与纯空气钻井相同。

C、泡沫钻井技术参数

②空气钻井技术

A、空气钻井参数

B、空气钻井配套设备

气体钻井设备主要由空气压缩机组、增压机组、制氮机组、连接管汇部分、中央控制系统及其他辅助设备组成。为了安全钻井，气体钻井需要在钻具上安装浮阀等特殊工具。

C、空气钻转为其他方式钻井的原则

- a 地层出水不能进行空气钻井时，应转化成常规钻井液钻井。
- b 天然气含量连续大于 3%，或井下连续发生两次燃爆，空气钻井应转化成泡沫或常规钻井液钻井。
- c 发现硫化氢应终止空气钻井，并转化成常规钻井液钻井。
- d 井壁失稳，阻卡严重，应转化成常规钻井液钻井。
- e 扭矩、摩阻突然增大、起下钻困难，影响安全钻井时应转换为常规钻井液钻井。

D、气液转换推荐工艺

a.钻至转换井深后，将原钻具提离井底 2 米左右充分循环，直至排砂管线内无大量岩屑返出。

b. 下原钻具组合至上层套管内距鞋 10~40 米处，以 10~15L/s 泵入井筒高度 150-200m 气液转换剂，开泵的同时开动转盘（或者顶驱），转速为 60~120r/min，让气液转换剂沿井壁均匀喷淋并进行润湿反转，泵完后停转盘静置 20~30min。

c.小排量 15L/S 泵入井筒高度 600-800m 高粘切防漏堵漏浆。

d.35~50L/S 泵入替浆直至灌满，然后原钻具组合（带原尺寸钻头）下钻通井，到底后，以高于 60L/S 的排量循环 1 周，再注入井筒高度 150-250m 高粘切重浆循环携带掉块，清洁井眼。

e.短起钻 15~20 柱，若井下无异常则气液转换结束。

(2) 钻井液钻井

①可能钻遇的复杂情况和钻井液技术重点

A. 环境保护：钻井液技术服务方应满足国家、地方政府以及企业对环保作业的有

关要求。全井禁止使用有毒有害材料。

B. 健康注意事项：严禁使用铁铬盐、含有石棉成分、铬(六价)化合物或其他能严重影响身体健康的材料。

C. 井壁失稳：上沙溪庙组中下部存在区域垮塌层，一般以硬脆性掉块为主；须家河组泥页岩与煤夹层易塌，且在大多数井失稳的持续时间较长；海相局部地层存在膏盐岩，易吸水膨胀导致井壁失稳。

D. 井漏：元坝地区自上而下多层位易发生漏失，陆相地层常见于沙溪庙组、自流井组、须家河组；海相地层常见于雷口坡、飞仙关和长兴组，钻井液要考虑防漏堵漏问题。长兴组为目的层，做好防漏堵漏的同时兼顾油气层保护工作，钻井完井液宜采用含高酸溶性的材料。

E. 流变性控制：地质预测井底温度可达 150℃ 以上，应注意维护高温高压钻井液的稳定，使其保持良好的流变性；海相地层中含硬石膏和盐岩，钻井液中应提前加入抗盐的材料，提高钻井液的抗污染性能。在斜井段易于发生岩屑沉积，须优化钻井液流变性，确保具备良好的悬浮和携屑能力，防止岩屑床的沉积。

F. 防塌性能控制：应优选性能优良的抑制剂、降滤失剂，加入的封堵剂粒径级配合理，特别是进入须家河组和嘉陵江组等易发生卡钻的地层，应及时补充各材料消耗确保含量控制在合理范围，保障钻井液具有强抑制、强封堵性能。

G. 润滑性能控制：本井为超深定向井，钻具在重力下靠着下井壁，起下钻具的摩擦阻力和旋转钻具的扭矩也会大幅增加，对钻井液的润滑性要求高，可通过复合不同类型的润滑剂降低井内摩阻。

H. 防硫化氢：地质预测海相地层含硫化氢，施工中注意对硫化氢的检测，现场储备不少于 3 吨的除硫剂。

②钻井液使用方案

本项目钻井液体系主要考虑导管段采用高坂含钻井液（清水钻），一开采用泡沫钻备用水基钻井液，二开采用空气钻备用水基钻井液，三开、四开、五开选用水基泥浆钻进，造斜点以下段和水平段备用油基钻井液。采用的钻井液基础配方如下表。

*****根据上表，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），禁止使用柴油作为添加剂，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。

③钻井泥浆循环工艺

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

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥

浆（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%。

清水及水基泥浆不落地技术工艺简介：清水及水基泥浆钻井过程中出井清水和水基钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥罐、离心机等固控设备筛分后分离出可回用水基泥浆和钻井固废，水基泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，水基钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入离心机进行脱水处理，脱水后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用，固液分离出水通过废水收集罐收集后，拉运至石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。泥浆不落地技术工艺对水基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在 60%的范围内。

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

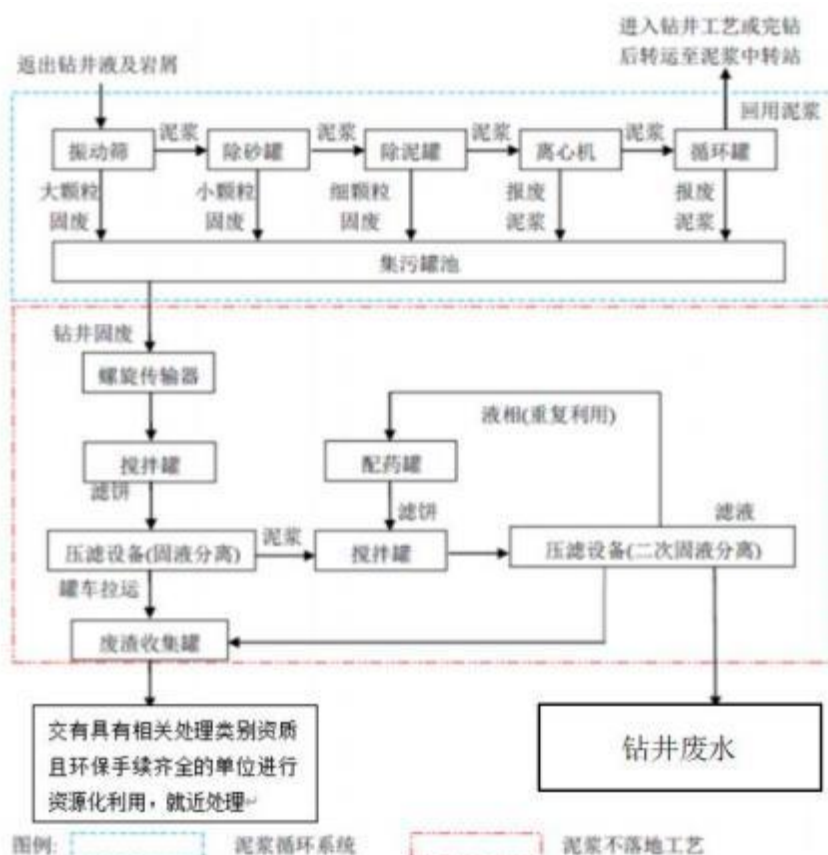


图 3.6-3 泥浆循环系统、泥浆不落地系统工艺联动运行流程图示意图

3.8.2.5 固井设计

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

*****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。

3.8.3 完井方式

本项目考虑为分段压裂实施提供有利的井筒条件，完井方式为衬管完井。

3.8.4 储层改造（压裂作业）

本项目储层改造采用多级滑套定点分流酸化工艺。

(1) 酸压工作液体系

元坝长兴组储层含 H_2S ，残酸在含 H_2S 条件下易产生 FeS 、单质硫沉淀，降低酸蚀

裂缝导流能力，影响改造效果，要求酸液具有高效返排的性能，以降低对地层的二次伤害。

①主体酸液体系

高温胶凝酸具有较好缓蚀、缓速、降阻性能，且滤失量小，用于解堵、刻蚀裂缝和清洗裂缝作用，是目前国内外针对碳酸盐储层应用最广泛的酸液体系，本项目优选胶凝酸配方体系，施工开始阶段井筒温度高，酸液对管柱腐蚀性强，增加酸液中缓蚀剂的加量，随着液体注入，井筒温度下降，降低缓蚀剂的加量。优化形成 2 个配方高温胶凝酸配方：

②酸性胍胶压裂液

（2）酸压增产工艺

①酸压管柱选择

为降低酸化施工摩阻，提高酸化施工排量，酸化管柱采用 $\phi 88.9\text{mm}+73\text{mm}$ 油管注入。

②分级段数

根据前期其他井压裂调研情况，深层分段改造难度大，各油气田分段数在 2~6 段之间，段间距 200m~400m。为了加强均匀布酸效果，定向井酸化分段数初步定在 3~6 段压裂，水平井酸化分段数初步定在 8~15 段（段间距 50m~80m）。

③压裂规模

压裂作业一般 50-80 米为一段，每级酸化时长 1h~2h，施工泵压 $\leq 95\text{MPa}$ ，施工排量为 $6\text{--}10\text{m}^3/\text{min}$ ，单段液体量（酸+压裂液） $150\text{m}^3\text{--}200\text{m}^3$ 。平均定向井主体酸和压裂液量约 1200m^3 左右；水平井主体酸和压裂液约 3000m^3 左右。

3.8.5 完井测试

储层改造完毕后进行测试放喷，根据关井压力、返排液离子浓度变化情况，采用油嘴控制、逐级放大、调整稳定的测试放喷制度。测试放喷前需接一条可供测试流量的专用管线，井内天然气经过该管线引至由防火墙构成的放喷池点火烧掉。依据测试气量，间歇放喷，单口井测试放喷时间约 1~2 天，每次持续放喷时间约 4~6h，属短期排放。压裂返排液排至压裂液重叠液罐暂存，放喷池内点长明火，待产气满足集输要求后接入集输管网。

3.8.6 完井搬迁及恢复生产

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；若该井不产油气或无工业开采价值，则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地恢复其原来的土地利用状况。

3.9 采气工程概况

本项目新建站场 9 座，扩建站场 1 座，改造站场 7 座。新增 11 口天然气采气井，单井配产 25~50 万方/天，设计采气规模为 $11.22 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ($340 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)。

3.9.1 站场基础信息

各站场基本信息详见下表。

(1) 井口参数

(2) 站场基本情况

3.9.2 站场平面布置

根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，采气站场属于五级站场，所以平面布置时工艺装置防火间距按五级站场设计。站场总平面布置，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。

本项目各站场采用标准化的平面布置，同时结合生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定。除元坝 272-3 站场、元坝 272-4H 站场、元坝 101-2H 站场以及元坝 273-2H 站场无工艺区外，其余站场内建设内容基本一致。采气期各站场平面布置示意图见附图 3-3~附图 3-13。

3.10 地面集输工程概况

3.10.1 集输管线基本信息

本项目新建酸气管线 12 条，其中 9 条管线为气液混输管线，酸气管线共计 16.51km；新建采出水管线 4 条，共计 7.15km；新建燃料气管线 11 条，共计 13.71km。酸气管线、采出水管线、燃料气管线以及光缆为同沟敷设。本项目集输管线工程概况见下表，总体走向见附图 1-2。

表 3.8-1 集输管线工程概况

序号	管线名称	管线类别	起点	终点	管径/mm	长度/km	设计输气量 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	设计压力 /MPa	材质	备注
1	元坝 103-3~1# 集输干线附近（元坝 1-1~元坝 102H）	酸气管道 （往返，共 2 条）	1#集输干线附近	元坝 103-3	$\Phi 168.3 \times 9.5$	2.6	145	9.6	L360QS	1#为气液混输管线
			元坝 103-3	1#集输干线附近	$\Phi 168.3 \times 9.5$	2.6	145		L360QS	
		燃料气管道 （往返，共 2 条）	元坝 1-1	元坝 103-3	DN50	2.6	5	4.0	L245N	/
			元坝 103-3	元坝 102H	DN50	2.6	5		L245N	
2	元坝 11-1H~元	酸气管道	元坝 11-1H	元坝 102-5	$\Phi 114.3 \times (6.6+3)$	1.95	55	9.6	L360QS+U NS N08825	气液分输

	坝 102-5	采出水管道			DN80	1.95	/	5.5	柔性复合管	
		燃料气管道			DN50	1.95	5	4.0	L245N	
3	元坝 104-2H~元 坝 121	酸气管道	元坝 104-2H	元坝 121	$\Phi 114.3 \times (6.6+3)$	2.6	30	9.6	L360QS+U NS N08825	气液 分输
		采出水管道			DN80	2.6	/	5.5	柔性复合管	
		燃料气管道			DN50	2.6	5	4.0	L245N	
4	元坝 271-2H~3# 集输干线 (元坝 271-元坝 272)	酸气管道 (往返, 共 2 条)	3#集输干 线	元坝 271-2H	$\Phi 219.1 \times 10$	0.35	200	9.6	L360QS	气液 混输
			元坝 271-2H	3#集输干线	$\Phi 219.1 \times 10$	0.35	200	9.6	L360QS	
		燃料气管道 (往 返, 共 2 条)	元坝 271	元坝 271-2H	DN50	0.35	5	4.0	L245N	/
			元坝 271-2H	元坝 272	DN50	0.35	5	4.0	L245N	
5	元坝 271-1H~元 坝 271-2H	酸气管道	元坝 271-1H	元坝 271-2H	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.46	30	9.6	L360QS+U NS N08825	气液 混输
		燃料气管道			DN50	0.46	/	4.0	L245N	/
6	元坝 103-2H~元 坝 10-1	酸气管道	元坝 103-2H	元坝 10-1	$\Phi 114.3 \times (6.6+3)$	2.2	30	9.6	L360QS+U NS N08825	气液 分输
		采出水管道			DN80	2.2	/	5.5	柔性复合管	
		燃料气管道			DN50	2.2	/	4.0	L245N	/
7	元坝 272-3~元 坝 272H	酸气管道	元坝 272-3	元坝 272H	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.2	50	20	L360QS+U NS N08825	气液 混输
		燃料气管道			DN50	0.2	/	4.0	L245N	/
8	元坝 272-2~元 坝 273-1H 联通线	酸气管道	元坝 272-2	元坝 273-1H	$\Phi 168.3 \times (8+3)$	2.8	80	9.6	L360QS+U NS N08825	仅输 气管 线
9	元坝 102 阀组区~元 坝 28 站至 集气总站 联络线	采出水管道	元坝 102 阀组区	元坝 28 站 至集气总站 联络线	DN80	0.4	/	5.5	柔性复合管	/
10	元坝 101-2H~元 坝 101-1	酸气管线	元坝 101-2H	元坝 101-1	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.2	25	20	L360QS+U NS N08825	气液 分输
		燃料气管道			DN50	0.2	/	4.0	L245N	/
11	元坝 273-2H~元 坝 273-1H	酸气管线	元坝 273-2H	元坝 273-1H	$\Phi 114.3 \times (10+3)$	0.2	25	20	L360QS+U NS N08825	气液 分输
		燃料气管道			DN50	0.2	/	4.0	L245N	/

3.10.1.1 地区等级及地形地貌

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015），沿管线中心两侧各 200m 范围内，任意划分成长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段，按划定地段内的户数划分为四个等级。

一级地区：户数在 15 户或以下的区域；

二级地区：户数在 15 户以上、100 户以下的区段；

三级地区：户数在 100 户或以上的区段，包括市郊居住区、商业区、工业区、发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区；

四级地区：系指四层及四层以上楼房（不计地下室层数）普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段。

本工程管线位于农村地区，结合实际情况，管线穿越地区等级及地形地貌见下表。

表 3.8-1 集输管线项目情况一览表

序号	管线名称	地区等级	地貌	管线长度（km）
1	元坝 103-3~1#集输干线附近	二级	丘陵	2.6
2	元坝 11-1H~元坝 102-5	一级	丘陵	1.95
3	元坝 104-2H~元坝 121	二级	丘陵	2.6
4	元坝 271-2H~3#集输干线	一级	丘陵	0.35
5	元坝 271-1H~元坝 271-2H	二级	丘陵	0.46
6	元坝 103-2H~元坝 10-1	二级	丘陵	2.2
7	元坝 272-3~元坝 272H	一级	丘陵	0.2
8	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	二级	丘陵	2.8
9	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线	一级	丘陵	0.4
10	元坝 101-2H~元坝 101-1	一级	丘陵	0.2
11	元坝 273-2H~元坝 273-1H	一级	丘陵	0.2
合计				13.96

3.10.1.2 沿线地表植被分布情况

本工程管道沿线所经区域地貌类型较简单，根据管道沿线具体情况，管道沿线地貌分见下表。

表 3.8-2 集输管线项目情况一览表

序号	管线名称	土地类型	管线长度（m）	沿线植被
1	元坝 103-3~1#集输干线附近	耕地	993	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	989	主要为白木林和马尾松林等
		果园	555	柑橘、猕猴桃等
		道路用地	18	/
		坑塘水面	34	/
2	元坝 11-1H~元坝 102-5	耕地	1267	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	618	主要为白木林、马尾松林、桉木林等
		采矿用地	26	/
		农村宅基地	10	/
		水域	19	/
		道路用地	10	/
3	元坝 104-2H~元坝 121	耕地	1597	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	946	主要为白木林、马尾松林、黄荆+马桑灌丛等
		道路用地	20	/
		坑塘水面	37	/
4	元坝 271-2H~3#集输干线	耕地	346	主要种植蔬菜、水稻等
		道路用地	4	/
5	元坝 271-1H~元坝 271-2H	耕地	260	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	196	主要为白木林
		道路用地	4	/
6	元坝 103-2H~元坝 10-1	耕地	1271	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	664	主要为白木林、慈竹林、马尾松林等
		采矿用地	82	/
		宅基地	16	/
		道路	17	/

序号	管线名称	土地类型	管线长度（m）	沿线植被
7	元坝 272-3~元坝 272H	水域	130	/
		其他草地	20	/
		耕地	87	主要种植蔬菜、水稻等
		采矿用地	109	/
		道路用地	4	/
8	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	耕地	1943	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	609	主要为白木林、黄荆+马桑灌丛等
		果园	144	柑橘园等
		采矿用地	55	/
		道路用地	20	/
		坑塘水面	29	/
9	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线	耕地	202	主要种植蔬菜、水稻等
		林地	57	主要为黄荆+马桑灌丛等
		果园	129	柑橘园等
		道路用地	12	/
10	元坝 101-2H~元坝 101-1	耕地	170	主要种植水稻等
		林地	30	主要为柏木等
11	元坝 273-2H~元坝 273-1H	耕地	200	主要种植水稻等

3.10.2 集输管线穿跨越

3.10.2.1 水域穿跨越

本项目不涉及各类大中河流穿越，管道沿线穿越小型河流、沟渠 3 次，单次跨越长度 5~19m，总跨越长度 33m，采用大开挖+套管方式穿越，弹性敷设及弯管、弯头两端环焊缝严禁穿入套管内，套管内用细砂充填，间隔 2m加管道隔离保护支架。项目穿越水域情况及施工方式见下表。

表 3.8-2 集输管线穿越水域概况

序号	管线名称	水域名称	穿跨越方式	穿越次数（次）	穿越长度（m）	穿越段功能
1	元坝 11-1H~元坝 102-5	陈家河	大开挖+套管	1	19	泄洪、灌溉
2	元坝 103-2H~元坝 10-1H	红庙河	大开挖+套管	1	5	泄洪、灌溉
3		沟渠	大开挖+套管	1	9	泄洪、灌溉
4	合计			3	33	

本项目管线穿越的 3 条水域皆为小型河流、沟渠，管道穿越时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下 1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。本项目穿越的农灌渠采用大开挖施工方式，施工工艺同一般管段大开挖。

本项目管线穿越的水域，水体功能为泄洪和灌溉，评价范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜区、重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的重要栖息地、重要水生生物典型“三场”以及水产种质资源保护区等。开挖方式施工不会对河流产生较大影响。

3.10.2.2 道路穿跨越

本项目集输管线共穿越道路 24 次，路面宽度约 3~6m/次，穿越长度总计 105m。穿

越道路采用大开挖+套管方式穿越，详情见下表所示。

表 3.8-4 道路穿跨越汇总表

序号	管线名称	穿越道路	穿越次数/次	推荐跨越方式	穿越长度/m
1	元坝 103-3~1#集输干线附近 (元坝 1-1~元坝 102H)	乡村公路	5	大开挖+套管	18
2	元坝 11-1H~元坝 102-5	乡村公路	2	大开挖+套管	10
3	元坝 104-2H~元坝 121	乡村公路	5	大开挖+套管	20
4	元坝 271-2H~3#集输干线 (元坝 271-元坝 272)	乡村公路	1	大开挖+套管	4
5	元坝 271-1H~元坝 271-2H	乡村公路	1	大开挖+套管	4
6	元坝 103-2H~元坝 10-1	乡村公路	3	大开挖+套管	17
7	元坝 272-3~元坝 272H	乡村公路	1	大开挖+套管	4
8	元坝 272-2~元坝 273-1H 联 通线	乡村公路	5	大开挖+套管	20
9	元坝 102 阀组区~元坝 28 站 至集气总站联络线	乡村公路	3	大开挖+套管	12
合计			24	/	105

3.11 主要原辅材料

*****。

3.12 主要设备

*****。

3.13 公用及辅助工程

为保障天然气开发，本项目公用工程主要包括施工便道、堆管场、管道地面标示、给排水系统、供电系统、消防、通信、自控等部分。

3.13.1 施工便道

本项目线路周边道路交通较好，无需新建伴行道路，仅考虑施工便道。项目单条管线在施工期可利用现有道路作为运输通道，工程沿管线走向在管线两侧设置施工作业带，也可作为运输通道。根据现场踏勘情况，施工便道考虑尽可能在原有道路或废弃道路基础上进行整修，部分无道路可到达的地方新修施工便道。

管道运输尽量利用已有道路，但必须对其进行整修。整修道路工程主要有管道工程施工前整修及管道工程完工后需整修两部分。管道工程施工前，对已有的路况较差，承压能力较低，路面较窄的道路进行加宽、加固、填平坑凹等整修措施；工程结束后，必须采取对运管车辆压损的道路进行修补、恢复的措施。

在与管道作业带较远的无公路段或穿越工程的施工场地连接，则需要新建临时运输道路（即施工便道）。施工便道按照普通砂石路等级考虑，路基 6m，路面 4.5m，砂石路面，转弯半径不小于 15m，坡度能适应运输管道。管线敷设完工后，施工便道需根据交通需求情况进行生态恢复。

经现场踏勘，本项目管线施工可利用现有道路或拟建站场到达施工现场，无需修整或新建道路。

3.13.2 堆管场

管道在运往管道作业带之前，会选取适当地点进行管道堆管，不涉及施工机械等停/堆放。根据项目实际情况，本项目共设置堆管场 6 处，每处堆管场临时占地面积约 400~800m²，共计临时占地 3600m²。项目工程拟设堆管场现状情况详见下图。

*****图 3.11-1 拟建临时堆管场现状

3.13.3 管线附属物

（1）标志桩

根据《管道干线标记设置技术规定》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：管道穿跨越大中型河流、道路的两侧，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、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；桩上要表明线路里程，并注明在桩前和桩后管道外防护层的材料或管道壁厚。

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

（2）警示牌

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

警示牌设置位置：

①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。

②高等级公路穿越，在公路穿越两侧各设置一个警示牌。

③管道穿跨越河流处，在两岸大堤内外各设置一个警示牌，每条河流设置四块警示牌。

警示牌应设置在明显醒目的地方，可依托水工护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

（3）警示带

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

（4）截断阀室

按照《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）和《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》（SY/T 0612-2014），依据地区等级和安全泄放量确定阀室间距，截断阀室做法见下表。

表 3.11-1 截断阀室设置做法

序号	地区类别	强度设计系数	管内 H ₂ S 体积 (m ³)	备注
1	一级地区	0.6	>6000	《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》
2	二级地区	0.5	2000~6000	
3	三级地区	0.4	300~1999	
序号	地区类别	强度设计系数	管段长度 (km)	备注
4	一级地区	0.8/0.72	32	《输气管道工程设计规范》
5	二级地区	0.6	24	
6	三级地区	0.5	16	

根据线路沿线人口分布情况，本项目集输管线通过的地区主要为一、二级地区，再结合沿途的地形地貌以及交通情况，本项目集输管网无截断阀室。

根据加拿大 VECO 公司的推荐，ESD 逻辑控制在 SCADA 自控系统中实现。ESD 紧急关断功能分为 4 级：

① 1 级关断（ESD-1）：为全气田关断。

② 2 级关断（ESD-2）：为支线关断。由支线发生重大事故（如泄漏、火灾）或由 1 级关断逻辑触发。

③ 3 级关断（ESD-3）：为集气站内泄漏、火灾或其他事故站级关断，或由 1、2 级关断逻辑触发。

④ 4 级关断（ESD-4）：为局部工艺流程和装置关断。

根据以上的关断级别在井口、进出站、站内工艺流程设置紧急切断阀，可确保在各种危险事故状况下，最大限度地保证人员的安全以及生产的正常运行。

（5）线路护坡堡坎

管子下沟检验完毕，在回填前应根据地形、地层条件设置相应的护坡堡坎。

3.13.4 给排水系统

（1）给水系统

施工期：包括生产用水和生活用水，生产用水包括钻井用水、洗井用水以及管线试压用水等。生产用水采用罐车从附近非敏感地表水体拉运至井场清水罐储存使用，生活用水从当地场镇购买，采用清水罐车运输到井场供给。

运营期：包括生产用水和生活用水，生产用水主要为水套炉用水。生产生活用水从附近场镇购买自来水，生产用水采用清水罐车拉水的方式，车拉水卸至站场箱泵一体化供水

装置内，供给站场生产用水，生活用水采用清水罐车运输至站场水罐储存。

（2）排水系统

根据“雨污分流、污污分流、集中治污、污水回用”的原则，将项目的排水由以下几个部分组成：

①清污分流

各井场场区设计清污分流系统，清污分流排水系统对井场的雨水及废水进行了有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。

各井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，定期泵入不落地系统，回用于水基泥浆调配用水。井场内沿基础周围修建场内排水明沟，排水沟尾设置隔油池，井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟，经隔油池集污坑收集处理后用泵提升至泥浆不落地系统处理回用；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），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污坑抽汲或自流至应急池，后续回用于水基泥浆调配用水，未被污染的雨水由截水沟排入自然水系。泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；清污分流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、岩屑池、清水池、应急池池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。

②钻井工程废水排水系统

a. 钻前工程施工废水：经处理后循环利用，不外排；

b. 钻井废水、压裂返排液：拉运至石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，不外排。

c. 洗井废水：回用于同区域配置压裂液，不外排；

③生活污水系统——改进型生态厕所

本项目改进型生态厕所采用移动式真空环保厕所，是专门针对钻井矿区需求，通过冲厕系统产生的负压，以真空抽吸形式把便器内的污物吸走，达到减少冲厕用水、彻底除臭的目的，是集环保节水、异味去除、污物收集、绿色制肥及流动使用于一体的新型野外生活污水处理装备。由钢结构房体、防盗门、真空基站（包括真空罐、真空泵、排污泵、污物粉碎装置及控制柜等）、真空管网（污物收集管路、阀门控制管路）和用户终端（集便器）、污物箱、清水箱、冲水系统、空调、电暖器、配电系统等组成。

按下冲洗按钮后，控制器启动真空泵，当管路真空达到额定值，系统自动开启排污阀，便器内污物被吸入排污管，同时冲洗水清洗便池，在真空泵持续作用下，污物被远程输送到污物收集箱；真空泵、排污阀、冲洗水自动关闭，系统完成工作，等待下一循环。

本项目生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后

外排。

④气田水和检修废水

运营期气田水和检修废水，及时用罐车/管道运至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂。

3.13.5 供电系统

（1）施工期

优先使用当地电网供电（由国家电网负责接入，不在本工程范围内，也不在本次评价范围内），同时各井场设置发电机房 1 座，3 台柴油机作为备用供电，布置在井场内。

（2）运营期

①新建站场（集气站）

10kV 电源引自集输系统已建 10kV 架空线路。站内设电一体化小屋 1 座，内设 10kV 高压开关柜、低压柜、干式变压器（容量为 100kVA）和 UPS 装置。采用一路外电源加一台自备天然气发电机（干气气源由工艺供给），站内自备一套 60kW 天然气发电机组。外电源与发电自动切换，并相互闭锁，低压侧采用单母线形式。站场内的通讯、自控等设备除外部电源供电外，另设在线式冗余不间断电源 UPS 装置 1 套，容量为 380V、30kVA，后备时间为 1h。

②新建站场（元坝 272-3H、元坝 101-2H、元坝 273-2H 采气站）

380V 市电电源引自附近集气站配电室低压配电柜，380VUPS 电源引自附近集气站 UPS 间 UPS 配电柜。在采气站设 2 面防爆配电箱，为各用电设备配电。

③扩建站场（元坝 272-4H 采气站）

利旧原站低压配电柜及 UPS 为井站复建设备供电，同时更换相应出线开关。场区新建 1 座防爆配电箱，为场区内电动阀及电伴热等负荷配电，电源引自 UPS 间配电柜 AP1。

④广播点

广播点放置于农户内，电源引自农户内已有配电箱或电能表，在广播点旁边设一只单相 2、3 孔明装插座，为其供电。

3.13.6 消防系统

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）及《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 年版）的要求，在新建/扩建站场配置一定数量的手提式及推车式磷酸铵盐干粉和二氧化碳灭火器，以便火灾发生时随时启用扑救。并在工艺装置区配置消防沙箱、灭火毯等消防器材。

3.13.7 通信系统

（1）光缆线路

本工程需沿采/集气管道同沟敷设 GYTA53 光缆，穿硅芯管保护。沿电力线架设 ADSS

光缆。

（2）工业电视监控系统

元坝 11-1H、元坝 271-1、元坝 271-2H、元坝 103-2H、元坝 103-3、元坝 104-2H，元坝 272-3 等站场分别设置工业电视监控系统 1 套，主要对出入口、工艺设备、火炬头、重要控制仪表以及室内机柜间的生产情况的监视，以预防意外闯入和发现险情时给予报警及火灾确认等。工业电视监控在站场显示、控制，在本站设网络硬盘录像机，用于与周界报警系统联动，并将信号上传至生产管理区进行集中监视，并在中控室进行二级显示。

（3）周界报警系统

元坝 11-1H、元坝 271-1、元坝 271-2H、元坝 103-2H、元坝 103-3、元坝 104-2H 等站场分别安装周界报警系统 1 套，在通信机柜内安装振动光缆周界报警主机 1 套，沿通信管道敷设传输光缆至围栏，在围栏上敷设探测光缆。本次振动光缆周界报警主机采用防区式报警主机。元坝 272-3 站场，新建 1 套振动光缆周界报警系统，周界报警主机安装于元坝 272H 集气站。

（4）门禁系统

在新建集气站、采气站分别安装门禁系统 1 套。元坝272-3、元坝 101-2H、元坝273-2H 采气站门禁控制器设在附近集气站。门禁系统与电动伸缩门联动，与工业电视监控系统联动，与火灾报警系统联动。数据上传至生产管理区采气厂监控中心。

（5）站场广播对讲系统(PA/GA)

在新建集气站、采气站分别安装站场广播对讲系统 1 套，保障日常生产、生活广播和通话以及发生紧急情况时进行人员疏散等，并具备与自控的火灾、气体报警等系统联动功能，以便在需要与自控系统进行告警联动时，实现告警联动在新建集气站分别设 PA/GA 主机 1 套，设防爆话站、防爆扬声器，经光传输网络接入中控室 PA/GA 系统中心设备，实现广播对讲。在采气站设防爆话站、防爆扬声器接入就近集气站已建 PA/GA 主机。中控室广播对讲系统进行扩容，主要为增加本井场广播对讲系统接入及报警信号输入点数等。

（6）光传输系统

在新建集气站分别设 2.5G 光传输设备 1 套，中心管理系统业务调整，增加 本工程设备管理等。

新建采气站工业电视监控系统接入附近已建集气站后，调整附近已建集气站至中控室已分配的工业电视监控系统的专用带宽。

（7）工业以太网系统

在新建集气站分别设工业以太网设备，设三层工业网络交换机 2 台，环 网工业网络交换机 2 台，互为备份，作为自控数据传输的主用通道。元坝 273-1H 集气站为改造站，设备利旧，进行搬迁。

（8）语音电话系统

在新建站场设语音电话系统，设行政电话，分别接入元坝气田已建行政电话系统。

（9）办公网络系统

在新建站场分别设办公网络系统，接入元坝气田已建办公网络系统。元坝 272-4H 站场为改造站，设备利旧，线缆新建。元坝 272-3 采气站未设机柜间，不设办公网络。

（10）风速风向传感器系统

在元坝 11-1H、元坝 271-2H、元坝 103-3、元坝 104-2H 等站场分别设风速风向传感器系统 1 套，用于测试、显示本站风速风向，并将数据上传至生产管理区。

（11）防雷接地

所有通信外线在进入建筑物时，在线缆两端安装电涌保护器，电涌保护器就近可靠接地。室内设备接地电阻 $\leq 4\Omega$ ，室外设备接地电阻 $\leq 10\Omega$ 。室外通信设备采取防雷、避雷措施。

（12）通信管道

在新建站场、改造站场分别建设埋地通信管道。室外通信线缆主要有：视频监控线缆、周界报警线缆等。室外通信线缆均在通信管道内敷设。所有保护管，在光缆、电缆敷设完毕后，在光缆、电缆进出口位置采用防水型无机防火堵料进行密闭封堵，若在防爆区则采用防爆胶泥封堵。线路光缆接入已建站场时，采用镀锌钢管保护。

（13）紧急疏散广播系统

紧急预警范围按管道及站场周围 1300m 进行设计，本工程紧急预警范围在元坝气田已建紧急预警范围大部分重合，仅在增加了部分区域。本次在已建紧急疏散广播系统软件中扩容，增加本工程扩建站场、新建管线等相关信息。

3.13.8 自动控制

元坝气田地面集输的自动控制系统采用了 SCADA 系统。整个 SCADA 系统由：调度控制中心、分布在沿线站场的站控系统、阀室控制系统、通信系统、现场检测仪表、紧急切断控制阀门、线路截断阀门等组成，实现全气田集中数据采集、监控以及联锁保护的功能。集输系统的调度控制中心设在净化厂中控室，采气厂集中监控中心设置在元坝生产管理区。以上均为已建内容。

本工程新增测控内容纳入元坝已建 SCADA 系统中，由元坝气田集中管理、统一调度，保障系统兼容，生产平稳可靠，确保整个气田的安全、高效、平稳运行。新建采气站测控信号传至下游依托各集气站站控系统，依托已建集气站控系统实现采气站的测控功能，进行统一管理，需对已建站控系统进行改造。新建集气站新建站控系统，除对所处站场的监控任务外，同时负责将有关信息传送给中控室并接受和执行其下达的命令。

各采气站场新建站控系统，除对所处站场的监控任务外，同时负责将有关信息传送给中控室和集中监控中心并接受和执行其下达的命令。主要包括采气站场控制系统、火气设备、ESD 紧急关断功能、控制室、防雷、接地以及动力供应等。

（1）控制系统

控制系统由两套子系统构成，分别是过程控制系统（PCS）和安全仪表系统(SIS)，两套独立的 PLC 作为核心控制器。安全仪表系统（SIS）又分为紧急停车系统（ESD）和火气系统(FGS)，ESD 系统和 FGS 系统各有相应的机柜。PLC 主要由控制、采集以及通信卡件、电源模块、控制机柜以及各种安装附件等构成。控制卡件采用可靠性高的可编程序逻辑控制器。PCS PLC 和 SIS PLC 的 CPU、电源模块、通信模块和内部网络均冗余设置；SIS PLC 需要满足 IEC 61508 的安全要求，安全完整度达到 SIL2。

（2）火气设备

采气站场设置火气检测设备，采集可燃气体以及有毒气体浓度和火焰等设备的信号，实时显示、报警并能将数据上传至站场的安全仪表系统。安全仪表系统根据火、气的报警信号实现站场的安全联锁保护，确保提供一个安全的生产环境。另外，在站场设一套火灾自动报警控制器作为站控室内的火灾监测设备。综合用房内的每个房间设置感烟探测器，其中控制室和机柜室的防静电地板下设置感烟探测器以及感温电缆以便于及时发现电缆火灾。火灾自动报警控制器与设备之间采用总线连接方式。同时将火灾自动报警控制器的检测和报警信号上传至站控系统。

（3）ESD 紧急关断功能

ESD 功能可在发生事故的情况下确保人员和生产设施的安全，防止环境污染，尽量减少事故造成的影响。系统的关断逻辑由安全仪表系统（SIS）来实现。ESD 通过对采气站场生产过程中的所有关键参数（譬如：压力、温度、液位、火/气探测设备）进行连续监视，当检测的安全参数超过限定值时，SIS 将按照预定的 ESD 逻辑立即对生产设备进行操作，力争将生产过程控制到安全的状态，把发生恶性事故的可能性降到最低，保护人员、生产设备及周边环境的安全。所有 ESD 的卡件均要求是“故障安全”型的。ESD 逻辑的设计遵循故障安全的原则，某一级别的关断不能引起较高级别的关断，只能引起本级及较低级别的关断。ESD 关断后只有手动复位后才能恢复生产。在采气站场进出口设置 ESD 手动按钮，控制室设置 ESD 手操台，ESD 手操设备均是“防误操作”设计。

ESD 紧急关断系统分为 4 级：

1 级关断（ESD-1）：为气田关断

该级关断级别最高，气田发生重大事故，或者由净化厂中控室控制系统触发气田关断。

关闭所有站场除应急支持系统外的所有设备，并触发站场的 ESD-3 级关断。

启动紧急报警广播系统。

1 级关断手动按钮应有明显的标志或警告牌。

2 级关断（ESD-2）：为支线关断

由支线发生重大事故（如泄漏、火灾）或由 1 级关断逻辑触发。

关断支线上除应急支持系统外的所有设备及站内设备，并触发此支线沿线站场的 ESD-3 级关断。

启动对应广播系统，触发相关的声光报警。

3 级关断（ESD-3）：为站场全站关断

由站内火灾、气体泄漏、主要工艺参数超限，或由 1 级、2 级关断触发。必须由站场指定的操作人员手动确认后触发。

关断站内除应急支持系统外的所有设备，启动对应广播系统，触发相关的声光报警，并触发 ESD-4 级关断；是否启动放空需根据现场实际情况确定。

4 级关断（ESD-4）：为局部工艺流程和装置关断

由单元设备工艺参数超限、单井气体泄漏，或由 ESD-3 级关断触发。

启动广播系统，触发相关的声光报警。此级关断仅关断故障部位，而不影响其他设备的正常操作。

1、2 级关断均由 SCADA 调度控制中心控制，3、4 级关断由集中监控中心控制。均由主要负责人或者指定人员手动启动。

3.13.9 放空火炬

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，通过设置的长明火火炬装置燃烧，防止可燃气体扩散，以提高设计的安全可靠性。放空系统设置了节流截止阀以控制排放速度。对容易泄漏的放空、排污选用双阀以减少天然气泄漏。

各站场放空火炬区布置在站外地势高处，同时考虑风向影响，且四周设置钢丝网围栏与外界隔离，放空立管采用桅杆式结构，并用绷绳固定。本项目元坝 103-3 站场、元坝 11-1H 站场、元坝 104-2H 站场、元坝 271-2H 站场、元坝 271-1 站场、元坝 103-2H 站场各设置火炬一套（H=40m、DN200）。放空火炬设有常明灯（长明火）、自动点火系统。火炬设有防回火速度密封，以防止排放气体倒流和空气倒入火炬而发生爆炸事故。点火系统采用外传火、高空电点火两种点火方式，可实现在控制室点火、也可在火炬区就地点火。

3.13.10 防腐**（1）站场防腐****①站内管道、设备防腐**

站内新建管道、设备涂装层结构见下表。

表 3.11-3 防腐涂层结构一览表

设备管线	防腐部位	防腐涂料	涂刷道数	干膜厚度 (μm)
火炬分液罐	内表面	陶瓷聚合物防腐涂层	2	600

分水分离器 甲醇储罐 收发球筒	外表面	非保温部分	环氧富锌底漆	1	≥80
			环氧云铁中间漆	2	≥120
			氟碳面漆	2	≥80
		保温部分	无溶剂液体环氧涂料	1	≥350
架空管线、放空 管线、地上钢结构（管廊、桥架等除外）	外表面	非保温部分	环氧富锌底漆	1	≥80
			环氧云铁中间漆	2	≥120
			氟碳面漆	2	≥80
		保温部分	无溶剂液体环氧涂料	1	≥350
埋地保温管线	外表面		无溶剂液体环氧涂料	1	≥350
埋地碳钢管线（不保温）	外表面		无溶剂液体环氧涂料	1	≥350
			最外层缠绕聚丙烯防腐胶带，防腐层厚度≥1.1mm；缠绕搭接宽度≥55%。		
埋地不锈钢管线	外表面		缠绕聚丙烯防腐胶带，防腐层厚度≥1.2mm；缠绕搭接宽度≥55%。		

备注：用于内防腐涂料应抵抗 H₂S、CO₂、氯离子等介质的腐蚀，供货商应提交能证明其产品满足涂料性能指标要求的第三方测试报告、按 SY/T 7406.2 或等效方法所做第三方模拟工况（或已有可覆盖本工程工况环境）评价并通过测试报告、覆盖本工程工况下的应用业绩和附有数据报告的证明材料。

②站内管道内腐蚀控制

本工程站内新建酸气管道采用镍基合金或碳钢+缓蚀剂连续加注的措施控制内腐蚀。

（2）线路埋地管线防腐方案

针对集输管道地处四川山区，有酸雨、土壤腐蚀性较强等特点及保温需求，埋地酸气、燃料气管线采用防腐保温与阴极保护联合的保护措施。

①线路管道防腐保温

埋地酸气管线防腐保温采用“管中管”成型工艺，防腐保温结构为“环氧粉末+聚氨酯泡沫+聚乙烯夹克+防水帽”；热煨弯管采用虾米弯热熔焊“管中管”成型工艺，防腐保温结构为“聚乙烯热收缩带+聚氨酯泡沫+聚乙烯夹克+防水帽”；补口采用现场模具发泡，防腐保温结构为“无溶剂液体环氧涂料+粘弹体胶带+聚氨酯泡沫+聚乙烯袖套管+粘弹体胶带+聚乙烯热收缩带”。

②线路管道内腐蚀控制

本工程线路新建酸气管道采用镍基复合材料或碳钢+缓蚀剂批处理的措施控制内腐蚀。

③线路管道阴极保护

针对本工程酸气埋地管道、燃料气埋地管道，除采用性能优良的防腐结构外，为加强防腐性能，对站外埋地酸气套管、燃料气管道实施阴极保护。元坝气田集输管道采用强制电流阴极保护。

3.14 依托工程

本项目依托工程主要包括三方面：一是利旧老井场/站场，本项目部分井场、站场依托现有井场/站场进行建设或者改造；二是依托管线，部分新建井站依托气田现有集输管线及拟建集输管线外输。三是依托配套设施（原料气净化和环保设施）。

3.14.1 依托井场/井站

3.14.1.1 依托井场/站场环保手续

本项目涉及依托老井场/站场 12 个，*****

3.14.1.2 依托井场/站场实际环保措施

本项目依托井场 3 座，其中依托的元页 2 现场踏勘时已完成钻井工程，也已通过竣工环保验收，现场无废水、固废遗留；元坝 271-1 井场目前尚未实施；元坝 103-2H 正在实施钻井作业，本次重点调查了元坝 103-2H 环保措施落实情况（表 2.7-2）。项目依托现有井站 9 座，均属于元坝气田天然气井站，采取的污染防治措施基本一致（见表 2.7-3）。

表 2.7-2 元坝 103-2H 钻井环保措施落实情况一览表

项目	环境影响报告表及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况
生态	（1）落实修建排水沟、挡土墙及植被恢复和生态补偿等措施； （2）放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙较小热辐射影响； （3）施工期结束后须结合区域自然条件，及时进行施工迹地生态恢复工作，并加强生态恢复过程中的管理和维护； （4）严格控制施工范围，控制和减缓施工对生态环境的不利影响。	（1）修建了排水沟、挡土墙；目前施工刚开始工程尚未完成，暂未进行植被恢复。 （2）本次修建了 2 座放喷池，均修建了挡墙； （3）目前钻井工程尚未完全结束，还未进行生态恢复； （4）工本次划定了最小施工作业带，严格限制施工活动范围，未砍伐施工带外的植被；
废水	（1）井场设置废水收集、清污分流系统和分区防渗措施。 （2）空气钻井过程中产生的除尘废水经简易沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中，回用于气体钻喷淋除尘，待气体钻钻井完毕后，回用于水基钻井液配置。 （3）可回用钻井废水回用于钻井液配制；可回用压裂返排液回用于压裂液配制；上述不能回用的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）预处理后拉运至回注站回注。 （4）洗井废水经泥浆不落地工艺处理后，回用于同区域配置压裂液。 （5）生活污水由改进型生态厕所收集预处理后转运至周边污水处理厂处理。 （6）加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理。统筹优化并落实钻井废水和压裂返排液等各类废水区域调配和使用，确保钻井阶段各类生产废水不外排；与依托回注站建立联动及调度机制，实施全过程监控，确保废水得到妥善处置，防止产生二次污染。	（1）井场内设置了废水收集罐，建设了清污分流系统，也进行了分区防渗； （2）除尘废水回用于水基钻井液配置； （3）钻进废水优点回用，不能回用的拉至袁家处理后回注；压裂液暂未产生； （4）洗井废水暂未产生； （5）生活污水经生态厕所（处理工艺为“A2/O+MBR+紫外杀菌”）处理后回用于配浆； （6）项目已加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，确保钻井阶段各类生产废水不外排，对废水进行了全过程监控，不会产生二次污染。
废气	（1）运输建筑材料的施工车辆采用相应的遮盖措施，施工地段应井场洒水以及尽量减少施工场地及运输过程中的粉尘污染；	（1）施工现场洒水抑尘，运输车采用篷布遮盖措施； （2）现场采用的网电；

项目	环境影响报告表及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况
	(2) 优先使用网电, 柴油发电机燃烧废气采用设备自带消烟除尘装置处理后经排气筒排放; (3) 气体钻扬尘排沙管内加水洗涤; (4) 钻井过程中, 对基础油、油基泥浆和油基钻井固废的暂存和储运必须采用密闭罐, 减少有机物挥发量; (5) 放喷的天然气立即点火烧掉, 采用短火焰灼烧器。	(3) 气体钻阶段采用管内加水洗涤; (4) 暂未使用油基泥浆; (5) 暂未测试放喷。
固废	(1) 生活垃圾设置垃圾桶收集后交由当地环卫部门处置; (2) 钻井固废泥浆不落地装置处理后及时转运至有资质砖厂或水泥厂综合利用; (3) 油基钻井固废、废油以及废防渗材料等危废由危废暂存间暂存及时交由有资质单位处置, 废包装材料等其他固废部分回收重复利用, 剩下的定期送当地废品回收站处理;	(1) 生活垃圾交由当地环卫部门处置; (2) 水基岩屑拉运至广元海螺水泥厂综合利用; (3) 废包材料等工业固废拟交由德阳市新恒源油田工程技术有限公司; 其余固废暂未产生;
噪声	应选用低噪声设备并合理布置, 采用隔声、减振、消声等措施, 控制和减小噪声对周围环境的不利影响, 及时优化各项噪声污染防治措施, 避免环保纠纷	井场布局合理, 选用了低噪声设备, 采用网电钻井, 未产生环保纠纷。
地下水放空措施	(1) 落实地下水污染分区防渗措施、设置泥浆循环不落地系统等措施, 控制和减缓项目对地下水的影响。(2) 严格按照国家相关规范开展相关废水的回注, 加强对回注过程的监控。(3) 按相关要求设置地下水监测井并定期开展地下水水质监测。	(1) 已进行了分区防渗、设置了泥浆循环不落地系统等措施;(2) 依托回注井有完善的环保手续和充足的能力, 回注井运营单位对回注过程有全方位监控;(3) 项目施工期已进行了地下水监测。
环境风险	(1) 制定应急预案, 定期培训和演练, 不断调整和完善应急预案; (2) 严格落实报告表中提出的环境风险防范措施, 针对环境风险产生环节, 加强 HSE 管理, 严格环境风险事故发生。	(1) 制定了应急预案, 并进行了培训和演练; (2) 制定有井喷防范措施, 柴油罐区设置有围堰并进行了防渗; 固废、废水拉运制定了管理措施, 运输车辆装有 GPS, 并落实了废物转移联单制度等等, 严格落实了报告表中提出的环境风险防范措施, 针对环境风险产生环节, 加强了 HSE 管理, 严格环境风险事故发生。

综上, 由于元坝 103-2H 井目前钻井工程尚未完全结束, 除临时占地未生态恢复外, 其余污染防治措施与生态保护措施基本有效, 项目的环境影响报告 and 环境保护主管机关的批复中提出的环保要求基本得到落实, 基本无环境遗留问题。

表 2.7-3 项目依托站场实际环保措施情况一览表

类别	实际采取措施
废气	水套炉废气
	采用元坝气田净化后的天然气, 燃烧后经 8m 高排气筒排放
	长明火炬燃烧废气
	经长明火炬燃烧后高空排放
废水	清管、检修及事故废气
	经长明火炬燃烧后高空排放
固废	无组织废气
	环保管理和装置运行监控, 开展必要的污染源监测及环境敏感目标监测, 确保达标排放, 及时排除环境风险源和泄漏源
	气田水、检修废水
噪声	管输至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂或者回注不外排
	生活污水
环境风险	设备噪声
	选用低噪声设备, 隔声及减振等
	生活垃圾
	交由地方环卫部门处理
环境风险	清管废渣
	进入采气站场火炬分液罐, 汇同气田水由泵输至污水处理站进行处理, 与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理
环境风险	检修废渣
	主要成分为钢圈、垫片、金属保护层、废保温材料等送当地废品回收站资源化回收
环境风险	
站内明显处和有关的设施、设备处设置安全警示标志, 配齐消防器材、工具, 设置风向标, 并在明显处公示消防器材分布、逃生路线示意图, 配备高音喇叭、防爆灯具, 设置报警设施 (铃声、广播等)、在线式可燃气体报警仪、硫化氢气体监测仪、避雷及防雷设施等; 制定了应急预案, 并进行了培训和演练;	

根据上表可知, 现有站场采取了合理可靠的环保措施, 根据现场调查项目无环境遗留问题。

3.14.1.3 依托井场/站场现状及可行性

本项目站场/井场井站均位于农村地区，周边主要为耕地、林地及零星农村住宅。周边耕地作物以油菜、小麦、水稻、玉米为主，林地以柏木、马尾松为主。具体情况详见下表。

表 2.7-4 依托井场环评及验收情况

序号	名称	利旧井场/站场	现状	可行性
1	元坝 11-1H	元页 2 井场	元页 2 井因无工业产能，目前已封井，除井口区域和池体外，临时占地均已复垦。池体周边居民用于存放清水灌溉农作物。	项目依托原元页 2 所在区域耕地进行新建井场，目前所在区域除元页 2 井口外，无其他设备设施，依托可行。
2	元坝 9-2	元坝 9 站场	采气站内存在 HF-1 井和元坝 9 井，均为采油、采气井，原页 HF-1 井和元坝 9 井均间歇生产。站内设置有值班区域、油罐区域、工艺区域。	项目依托元坝 9 站场区域进行扩建，钻井时，现有采油井暂停生产，依托可行。
3	元坝 271-1	元坝 271-1 井场	元坝 271-1 井场井站位于农村地区，周边主要为耕地、林地及零星农村住宅。目前暂未建设。	主要利用现有钻井井场内占地建设站场，站场用地均在钻井井场范围内，依托可行。
4	元坝 103-2H	元坝 103-2H 井场	元坝 103-2H 井场内布设元坝 103-2H 井 1 口（井别为勘探井，井型为水平井，目的层为长兴组，完钻层位长兴组），放喷池 2 座，应急池 1 座，清水池 1 座，岩屑池 1 座，表土堆场 1 处。目前正在钻井作业。	主要利用现有钻井井场内占地建设站场，站场用地均在钻井井场范围内，依托可行。
5	元坝 272-3	元坝 272-3 井场	井场井站均位于农村地区，周边主要为耕地、林地及零星农村住宅。目前暂未建设。	主要利用现有钻井井场内占地建设站场，站场用地均在钻井井场范围内，依托可行。
6	元坝 272-4H	元坝 272-1 站场	站内有 1 口采气井，无工艺流程区，长明火炬依托元坝 272H 站场火炬，站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站外，临时占地均已复垦。元坝 272-1H 井口采出原料气在采气站内经过两级节流后可利用已建采气管道输送至元坝 272H 集气站进行加热节流、分离、计量，之后依托已建的集输管道外输至净化厂。	主要利用现有元坝 272-1 站场建设，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。
7	元坝 272H	元坝 272H 站场	站内有 1 口采气井，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。本次元坝 272-3 和元坝 272-4 经井口节流后管道输送至元坝 272H 集气站进行加热节流、分离、计量，之后依托已建的集输管道外输至净化厂。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。
8	元坝 272-2	元坝 272-2 站场	站内有 1 口采气井，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站外，临时占地均已复垦。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。
9	元坝 273-1	元坝 273-1 站场	站内有 1 口采气井，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站和放喷池外，临时占地均已复垦。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。
10	元坝 102-5	元坝 102-5 站场	站内有 1 口采气井，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站外，临时占地均已复垦。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。
11	元坝 121H	元坝 121H 站场	站内有 1 口长停井，该站目前未采气，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站外，临时占地均已复垦。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。

序号	名称	利旧井场/站场	现状	可行性
12	元坝 10-1H	元坝 10-1H 站场	站内有 1 口采气井，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站、1 座放喷池和水池外，其余临时占地均已复垦。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。
13	元坝 101-1	元坝 101-1 站场	站内有 1 口采气井，站内设置有值班区域、工艺区域，站外设置有长明火炬。站场设置有围栏，已进行分区防渗。目前除井站、1 座放喷池外，其余临时占地均已复垦。	主要利用现有站场改造，用地均在现有站场用地范围内，依托可行。

3.14.2 依托集输管线

本项目改造站场因不增加现有采气井配产，目前产生的原料气通过管线正常输送，本次不进行分析。本次仅对新建、扩建站场依托下游已建管线进行依托分析，具体详见下表。

表 2.7-5 本项目依托已建、已批拟建、本项目新建集输管道情况统计表

序号	本项目井站名称	依托输气管道名称	管道目前运行状态	长度(km)	管径(mm)	输送参数				本项目设计输气量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	本项目输气依托可行性
						输气量(10 ⁴ Nm ³ /a)		压力(MPa)			
						设计输气量	实际输气量	设计输气压力	实际输气压力		
1	元坝103-3	元坝 1-1~元坝102H	运行	5.72	Φ 168.3	145	70	9.6	9.6	30	输气依托可行
2	元坝11-1H	元坝 102-5~元坝 102-4	运行	2.7	DN150	150	20	9.6	9.6	55	输气依托可行
3	元坝104-2H	元坝 121~元坝 104-1	运行	4.79	Φ219.1	150	0	9.6	9.6	60	输气依托可行
4	元坝271-2H	元坝 271-元坝272	运行	4.15	Φ219.1	150	100	9.6	9.6	40	输气依托可行
5	元坝271-1	元坝 271-1H~元坝 271-2H	本次新建	0.46	Φ 114.3	30	/	9.6	9.6	30	输气依托可行
6	元坝103-2H	元坝 10-1H~元坝 103H	运行	4.43	Φ 114.3	50	12	9.6	9.6	30	输气依托可行
7	元坝272-3	元坝 272-元坝29	运行	5.92	Φ219.1	200	100	9.6	9.6	25	输气依托可行
8	元坝272-4H	元坝 272-元坝29	运行	5.92	Φ219.1	200	100	9.6	9.6	50	输气依托可行
9	元坝101-2H	元坝 101-1~元坝 1-1	运行	2.73	Φ168.3	145	11	9.6	9.6	25	输气依托可行
10	元坝273-2H	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	本次新建	2.8	Φ168.3	80	/	9.6	9.6	25	输气依托可行

根据上表可知：本项目站场原料气依托已建可行。

3.14.3 依托区域配套设施情况

3.14.3.1 依托天然气净化厂

项目原料气在井站内进行初步脱水、加热后，拟通过新建支管网汇入主管网系统集输至元坝净化厂进行脱硫、脱碳、脱水处理，满足《天然气》（GB17820-2018）中的一

类气质要求后，再通过元坝—普光的输气联络线，汇入位于四川省达州市的普光首站，供应川气东送工程管道沿线用户。该工程均已取得环评、验收、排污登记等相关环保手续（表 2.3-4）。项目从处理工艺、处理规模论证依托可行，详见“9.2.1 运营期大气环境影响减缓措施”章节。

3.14.3.2 依托配套污水处理站

（1）污水处理站

本项目依托的污水处理站有元坝 29 污水处理站、大坪污水处理站、元坝气田资源化水处理站，这些环保工程均已取得环评、验收、排污登记等相关环保手续（详见表 2.3-5）。依托元坝 29 污水处理站、大坪污水处理站、元坝气田资源化水处理站，已从处理工艺、处理规模等方面论证依托可行（详见“9.2.2 运营期地表水环境影响减缓措施”章节。）。)

（2）回注井

本项目依托的回注井有川石 43、回注 2、石龙 2、元坝 123、元坝 222 回注井，这些环保工程均已取得环评、验收、排污登记等相关环保手续（详见表 2.3-6）。本项目从回注站周边监控井地下水环境质量监测结果；回注井配伍性、封闭性、井筒完整性；回注处理能力等方面经论证依托可行（详见“9.1.2 施工期地表水环境影响减缓措施”章节）。

3.14.3.3 元坝重浆储备库

现场进行了防雨防渗，无环境遗留问题。泥浆储存能力 1175m^3 ，目前空余储存能力约 500m^3 ，通过合理安排各井钻井时序，经西南油气分公司统一调配，可用于泥浆临时中转，依托可行。

3.15 工程占地、土石方平衡

3.15.1 工程占地

本项目工程占地主要包括新部署钻井井场 7 座、新建站场 9 座以及新建集输管线工程，扩建站场（元坝272-4H）和改造站场 7 座均不新增工程占地。项目总占地面积约 24.67hm^2 ，其中永久占地面积约 2.59hm^2 ，临时占地约 22.08hm^2 。总体占地情况见下表。

3.15.2 占地类型

本项目临时和永久占地类型以耕地为主，本工程占用土地类型具体情况见下表。

3.15.3 土石方及表土平衡

本项目主要土方开挖量为场地平整、井场内外沟渠、放喷池、应急池、清水池、岩屑池、道路以及管线施工。项目产生的挖方可基本回填消化。工程施工期开挖土石方总量 10.91 万 m³，工程总土石方测算见下表。

*****本项目建设过程中土石方挖方量约 10.91 万 m³，填方 10.91 万 m³，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（8m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。

3.16 劳动定员及工作制度

3.16.1 钻前工程

主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约 25 人/井场；施工工期约 1 个月/井场，仅白天施工，夜间不作业。

3.16.2 钻井工程

钻井现场人员有 45 人/井场。钻井井队为 24h 连续工作。根据设计资料，水平井平均钻井周期 262d，定向井平均钻井周期 242d。

3.16.3 完井作业

储层改造（压裂作业）单井压裂作业时间为定向井 5d/井，水平井 10 d/井。单井压裂作业人员40 人，为 24h 连续工作。完井测试作业时间为定向井 15d/井，水平井 30d/井，单井作业人员20 人。

3.16.4 地面集输工程

施工期：站场高峰期人数约20 人，管线高峰期人数约50 人，人员由专业施工队伍和附近农民工组成；仅白天施工，夜间不作业。

运营期：新建站场无人值守。集输管线安排专人对集气管线进行巡线，不新增人。

3.17 投资估算

本项目总投资 9.1 亿元，全部由建设单位自筹。其中环保投资 3421 万元，约占总投资的 3.76%。

3.18 施工组织设计

（1）施工计划

预计 2026 年~2029 年进行施工。预计 2030 年底全部达到投产条件。

（2）施工营地

本项目施工期除钻井工程、压裂作业、完井测试设置施工营地外，其余工程不设置施工营地，施工人员临时租用周边民房。

4 工程分析

根据天然气开发项目特点，同一时间节点，施工期和运营期的不同单项工程同时存在，本评价采取逐一分析不同时段各单项工程环境影响因素及产排污特点，根据污染产生环节核算污染物产生量。各单项工程根据进度安排，“整体部署，滚动实施，接替稳产”通过单项工程的接替实现井区稳产目标。各时段单项工程划分见下表。

表 4-1 单项工程项目时段划分表

单项工程时段	井场	地面集输工程
施工期	钻前工程（1个月/井场）	站场建设(30d/站场)
	钻井工程（242-262d/井）	
	压裂作业（5~10d/井）	
	测试作业（15~30d/井）	
	完井搬迁及恢复生产（15d/井场）	集输管道建设
运营期	生产期（约 20 年）	
退役期	退役	

4.1 天然气开采总体工艺流程

本项目各井场天然气井数量为 1~2 口，共计 9 口，各井场均采用单机钻进，先实施一口井，完井测试求产具有工业开采价值后依次实施后续各井，各井场布置的所有井完钻测试后建站运营。由于地质地层勘探的复杂性和不确定性，若同一井场内第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下一口井的实施工作，只完成这个井场第一口井的钻井测试后封井，因此本次产能建设项目下一步工程建设具有诸多不确定性，但是从天然气资源开发工程建设总体情况看，本项目天然气开采总体流程见下图所示。

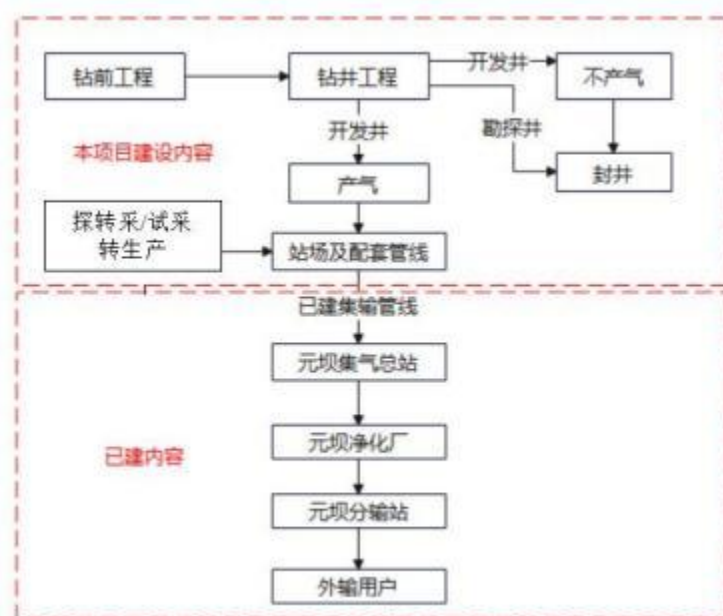


图 4.1-1 本项目天然气开采总体工艺流程

4.2 施工期工程分析

各单项工程施工期包含钻前工程、钻井工程、储层改造（压裂作业）、完井测试、地面集输工程建设（站场建设、管线敷设）。

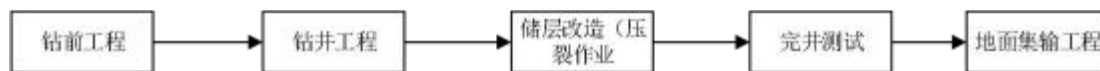


图 4.2-1 单项工程施工流程框图

4.2.1 钻前工程

钻前工程为各站场钻井工程以及后续压裂作业施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。由各井场根据产能建设进度安排，按单项工程各井场独立实施。

4.2.1.1 工艺流程及产污节点

当井位确定后，即可进入钻前工程阶段。钻前工程开展流程首先为新建进场道路，主要工程量为沿线植被清除，修建路基和砌筑堡坎以及铺碎石，混凝土浇筑等；其次地表清理、平整井场，准备设备基础，修建放喷池，布置活动板房，主要工程量为井场及其周围 100m、放喷池及其周围 50m 范围内的植被的清除，井场场地、放喷池等土石方开挖（开挖过程主要是以人工开挖为主），当其满足设施要求时，开始进行场地平整、井架等各类设施基础建设等；最后开始设备搬运，并完成安装，钻前工程施工周期约为 30 天。

钻前工程建设道路、平整井场、设备基础建设和活动板房布置等占地、破坏植被会破坏农业生态系统，增加水土流失等。施工过程产生的机械噪声、机械废气对当地农村环境产生一定污染。钻前施工过程及主要环境影响见下图。

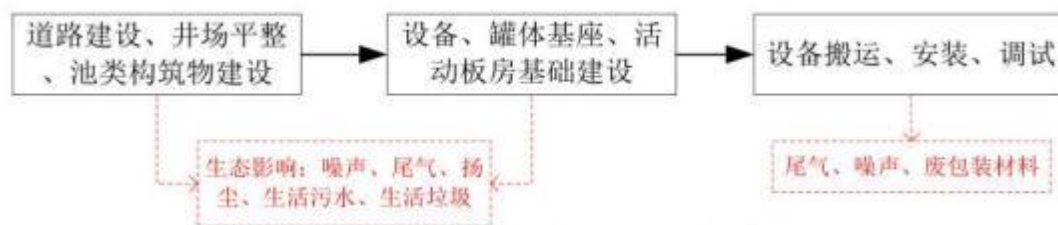


图 4.2-2 钻前工程施工过程及主要环境影响示意图

4.2.1.2 井场建设

(1) 井场建设内容

井场平场以井口为控制点，根据井口前后左右距离进行严格放线。设计采用挖填平衡处理，为保证后期复垦需要，对新建井场区域和各种池体区域进行取表层土 300mm，

堆放至表土堆场，并碾压平整密实。井场场平除井架基础、方井不硬化外，其余地方均需硬化场基结构，基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 150mm 碎石，对填方场地基层需补强满足相关要求。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。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 80m²)在基层上浇筑 C20 混凝土厚 200mm。

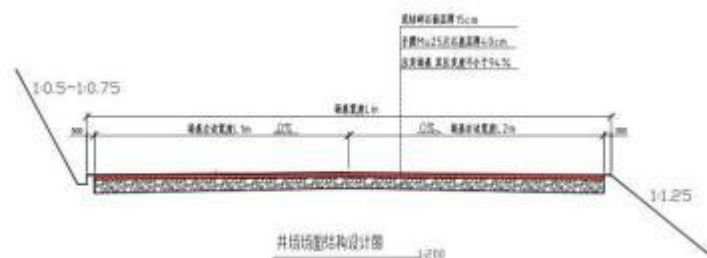


图 4.2-3 井场场面设计结构图

本项目新建井场 7 座。每座井场主要建设内容及规模见下表所示。

表 4.2-1 井场工程建设内容表(一)

编号	井场名称	井场规格 (m×m)	方井 (个)	清水池 (m ³)	应急池 (m ³)	放喷池 (m ³)	岩屑池 (m ³)	备注
1	元坝 103-3 井场	165×72	1	1000	1000	2*300	1000	新建
2	元坝 11-1H 井场	152×70	2	800	1000	2*300	600	岩屑池和清水池利旧， 其余新建
3	元坝 104-2H 井场	140×70	2	1000	1000	2*300	1000	新建
4	元坝 271-2H 井场	140×70	1	1000	1000	2*300	1000	新建
5	元坝 9-2	120×70	1	1000	1000	2*300	1000	新建
6	元坝 101-2H	140×70	1	1000	1000	2*300	1000	新建
7	元坝 273-2H	140×70	1	1000	1000	2*300	1000	新建

表 4.2-2 井场工程建设内容表（二）

编号	井场名称	清水池 (m ²)	应急池 (m ²)	岩屑池 (m ²)	表土堆 场 (m ²)	放喷池 (m ²)	生活区 (m ²)	泥浆不落地区域 (m ²)	备注
1	元坝 103-3 井场	800	800	800	3554	2*200	3390	300	新建
2	元坝 11-1H 井场	525	800	420	1600	2*200	1600	300	新建
3	元坝 104-2H 井场	800	800	800	1600	2*200	1800	300	新建
4	元坝 271-2H 井场	800	800	800	1600	2*200	1600	300	新建
5	元坝 9-2	800	800	800	1600	2*200	1600	300	新建
6	元坝 101-2H	800	800	800	1600	2*200	1800	300	新建
7	元坝 273-2H	800	800	800	1600	2*200	1800	300	新建

（2）方井建设

本项目共布设 9 口钻井，每口井设置一口方井。

①每口井设置一口方井，元坝 103-3、元坝 9-2 井净空尺寸 4.0m*4.0m*4.0m，其余井净空尺寸 4.0m*4.0m*5.0m；

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；

③采取脚手架材料对方井施工区域设置钢管架进行硬隔离，钢管架高度不低于 1.2m。采用机械开挖作业时，可拆除一面钢管架，并安排专人监护，施工结束后恢复钢管架；

④当作业人员进入隔离区域进行方井砌筑、模板支护等施工时，地表安排专人监护，防止人员失足跌落以及地表砖头石块掉落坑内伤人；

⑤方井施工结束后，按西南油气分公司关于加强钻前工程现场孔洞防护管理的通知（分公司工单生产[2025]4号）要求，根据方井尺寸，由钻前工程施工单位提供整体拼接式盖板，对方井实施防护。盖板由主骨架、辅助支撑及面板三部分组成。面板采用厚度不小于10mm钢格板；采用50mm×50mm×8mm方钢作为承重骨架（垂直基础安装），四个角使用膨胀螺栓加压板固定；辅助支撑间距不大于600mm。盖板承重不低于200kg，并在醒目位置张贴警示标识。钻机搬迁入场时，由钻前工程施工单位自行撤走；

⑥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6m³，回填C20砼1m³以固定导管。

*****（3）放喷池建设

本项目7个钻井井场，均修建2个300m³放喷池，距离井口100m外。

①放喷池净空尺寸长10.0m×宽20.0m×深1.8m；

②放喷池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离≥100m，距民房及公路等各种设施≥50m。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；

③放喷池修建完成后需注满水进行72小时满负荷试压和试漏；

④放喷池施工结束后采用钢管网对放喷口一侧池壁加高封闭，钢管网围栏高度不低于1.2m。*****

（4）清水池、岩屑池、应急池

清水池为施工期施工用水暂存池，岩屑池为施工期气体钻井岩屑池，应急池为事故状态下防止废水外溢暂存事故废水，平常为空置状态。

（5）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，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

*****（6）分区防渗

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）等规范要求，各井场采取了分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井工程及压裂过程污染物入渗土壤及地下水环境。重点防渗区包括油罐区、发电机房及柴油发电机组、泥浆不落地工艺区、放喷池、应急池、方井周边、重浆罐区、泥浆料台区、危废暂存间、集污坑等位置；一般防渗区主要包括清水池、岩屑池、改进型生态厕所、双环沟以及井场其他区域。

（7）清污分流

各井场场区设计双环沟等清污分流系统，清污分流排水系统对井场的雨水及污水进行了有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致污水外溢污染浅层地下水的风险。

各井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，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。井场内沿基础周围修建场内排水明沟，排水沟尾设置隔油池，井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟，经隔油池收集处理后用泵提升至应急池或泥浆不落地系统处理回用；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），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污坑抽汲或自流至应急池，后续回用于水基泥浆调配用水，未被污染的雨水由截水沟排入自然水系。泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；清污分流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、岩屑池、清水池、应急池池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。

*****（8）设备基础

严格按照井队钻机图纸平面布置要求进行施工，现浇基础均采用 C20 混凝土；井架基础采用现浇混凝土，基础厚度 1200mm，基础置于地基持力层上，地基承载力不小于 0.15MPa，基础下先浇筑 C15 垫层厚度 100mm；当持力层达不到设计要求时，由业主、监督、设计现场落实后才能施工，井架基础高出硬化面 200mm；井架基础之间在基层硬化基础上浇筑 C20 混凝土作为后期修井基础，基础面与原基础齐平。

*****地基开挖施工完毕，其周围应及早填土，要求均匀回填，分层夯实，并达到设计规定压实度要求，覆土夯实不宜过重；回填土不能使用淤泥、垃圾、腐殖土等土料，必须采用合格的黏土，砂性土等进行回填；砖砌块墙面应保持湿润、清洁、平整、坚实。

（9）临时表土堆场

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

4.2.1.3 道路工程

根据本项目产能建设方案本项目道路工程总计新建道路 336m。新建公路路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，铺设 200mm 厚 Mu30 片石基层，然后铺设 80mm 厚泥结碎石面层，新建乡村水泥公路待钻井油气测试作业完毕后，平整压实。

各井场道路工程具体工程量详见下表。

表 4.2-3 道路工程建设内容表

编号	井场名称 (m)	新建道路 (m)	占地面积 (m ²)
1	元坝 103-3 井场	88	396

2	元坝 104-2H 井场	205	922
3	元坝 271-2H 井场	43	193
4	元坝 101-2H 井场	152	684
合计		488	2195

4.2.1.4 生活区

每个井场由井队配备 18 座活动板房，具体建设有改进型生态厕所、宿舍、办公室等，井场活动房为临时占地，布置于井场外，按需设置。本项目生活区服务于钻井工程、储层改造（压裂作业）以及完井测试工序。

4.2.1.5 主要污染物源强核算及治理措施

（1）生态环境

在进场道路、井场平整、设备基础开挖、池体开挖过程，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，各井场新建的进场道路、平整井场若不采取水土保持措施，可能造成新的水土流失。

根据对本项目拟选井场位置现场调查和土地利用现状结果看，井场选址占地类型以耕地为主，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于站场施工结束后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

钻前施工人员多为当地民工，租住在附近农户家中，不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工机械尾气和施工粉尘，但属短期影响（钻前施工工期约 30 天）。施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为 NO_x 和 CO，施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等。粉尘主要源于水泥搅拌、材料运输及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。通过优化施工布置、控制施工范围、妥善保存表土，施工现场设置围栏或部分围栏、表土和材料采用篷布遮盖、洒水抑尘等多种措施，其中洒水抑尘具体实施方案为：采用水管对易产生尘施工点每隔（3~4）h 喷水 1 次，减少起尘量。

（3）废水

钻前工程的废水主要施工废水以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 NH₃-N 等）。钻前工程高峰时日上工人数约 25 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集后用作农肥，施工现场基本不产生生活污水；钻前施工主要为土建施工，还会产生车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁废水等，道路施工遇雨水产生的地表径流，产生地点分散，产生量较小，污染因子以石油类和 SS 为主。本项目在施工现场设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；隔油池产生废油交由有危废资质的单位综合利用或处置。

(4) 噪声

钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声级见下表。虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响。由于钻前施工工程量小，且为野外作业，故钻前工程采用低噪声设备且夜间不施工作业。

表 4.2-4 各井场主要施工机具声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离 (m)	最大声级 (dB (A))	运行方式	运行时间(h)	移动范围或路径
1	推土机	5	85	移动设备	间断, <4	施工场地内
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断, <2	施工场地内
3	载重汽车	5	82	移动设备	间断, <2	施工场地内
4	钻孔机	1	100	移动设备	间断, <4	施工场地内
5	空压机	1	100	移动设备	间断, <4	施工场地内
6	柴油发电机	1	98	移动设备	间断, <2	施工场地内
7	振动棒	1	100	移动设备	间断, <4	施工场地内

(4) 固体废物

本项目场地平整挖填量基本能做到挖填平衡，固体废物主要有钻前工程开挖带来的临时弃土石方（大部分为表层耕作土，堆存于表土临时堆放场），临时占地结束后，表土用于土壤复垦。施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，外运至指定建筑垃圾场处置。施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用农户已有的设施收集后交环卫部门统一处置。

4.2.1.6 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.2-5 钻前施工污染物产排情况统计表

类别	污染源	污染物类型	污染物名称	产生量	防治措施	排放量
废气	施工场地、公路路面及两侧	扬尘	TSP	少量	通过优化施工布置、控制施工范围、妥善保存表土，施工现场设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等	少量
	施工机械、运输车辆	尾气	CO、NO _x 等	少量	使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等	少量
废水	车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁废水	施工废水	SS 和石油类	少量	经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排	少量
	施工人员	生活污水	COD、BOD ₅ 、SS 等	不集中产生	利用农户已有的设施收集后农肥	/
噪声	挖掘机、推土机、运输车辆等	机械噪声		80~100dB	通过优化施工布置、选择低噪声设备，合理安排施工时间，避免夜间施	80~100dB
固废	施工人员	生活垃圾	/	不集中产生	利用农户已有的设施收集后交环卫部门统一处置	/
	井场工程、道路工程等	建筑垃圾	包装袋，废弃建筑材料等	少量	外运至指定建筑垃圾场处置	少量

4.2.2 钻井工程

钻井工程是本项目施工期最主要的施工活动之一，主要包括钻进、固井、完井阶段。钻井工程以电网为动力（备用柴油发电机），通过钻机、转盘，带动钻头切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，直至目的井深；钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备；当钻井钻至目的层位后即可进入完井阶段，完井阶段采用的是射孔完井，然后再进行压裂作业，以实现储层改造。本项目正常情况下，水平井平均钻井周期 262d（含修整时间），定向井平均钻井周期 242d（含修整时间），且为 24 小时连续作业。

4.2.2.1 工艺流程及产污节点

钻井工艺设备组成示意图如下。

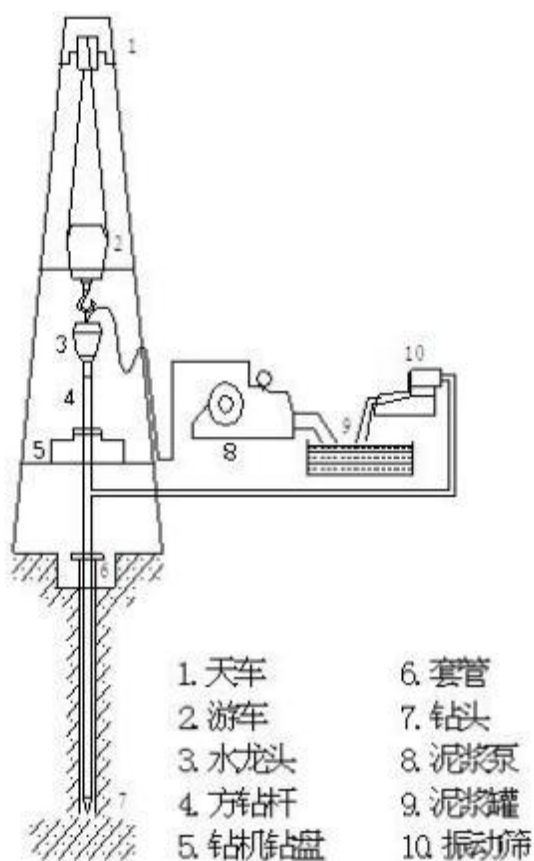


图 4.2-13 钻井工艺设备组成示意图

(1) 钻进

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，根据钻遇地层地质的不同，采取不同的钻井液，主要涉及清水、空气钻井作业、水基泥浆钻井作业以及钻井过程中若井下发生复杂工况的时候使用的油基泥浆钻进作业等四种不同钻井液体系钻进，

本工程导管段采用清水钻井；一开泡沫钻井、二开空气钻井，备用水基钻井液；三开、四开、五开水基泥浆钻井，造斜点以下段和水平段备用油基钻井液。

①清水钻进过程

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。清水钻井液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。

主要钻井过程为：优先使用网电（备用柴油发电机）提供钻井动力，将清水通过钻杆立柱不断的高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水泥浆夹带着岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口，清水泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深，然后进行起下钻具更换钻头、替换钻井液等作业，为下一阶段钻井做准备。

②气体钻进过程

本项目一开泡沫钻、二开空气钻，均属于气体钻，均属于欠平衡钻井工艺。泡沫钻介质由泡沫基液和空气组成，空气钻介质为空气。气体钻井能够提高坚硬地层机械钻速，延长钻头使用寿命，避免井塌、井漏等复杂情况发生，利于环保。工艺流程是用空压机对空气进行初级压缩后，经过降温、除水，然后再用增压机将空气增压至钻井需要的工作压力，并将增压后的空气和雾化后的泡沫基液（泡沫钻在立管三通处通过雾化泵泵入泡沫基液，与进入立管中的空气混合发泡）从立管三通压入钻具，利用气体介质完成冷却钻头、携带岩屑的任务，在排砂管线上利用岩屑取样器取得砂样，利用水喷淋消除钻屑粉尘。气体钻井工艺技术流程见下图。

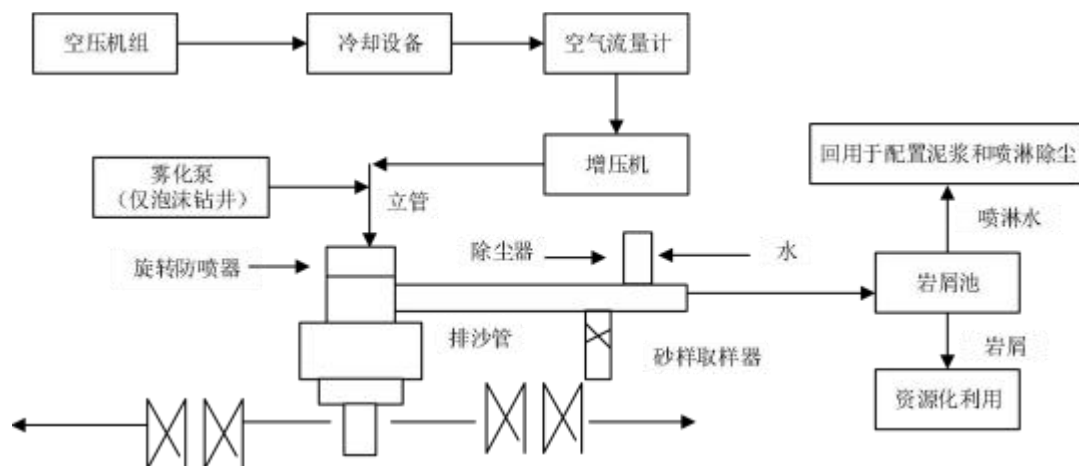


图 4.2-14 空气钻井工艺技术流程图

本项目钻进过程中若发现地层出水，应立即停钻，加大气排量循环观察。若出水量较小，则降低机械钻速钻进观察，确认空气钻进安全后，摸索出合理的钻进参数继续钻进。若出水量较大导致空气钻井不能正常进行，则及时地转换成为钻井液钻井。空气钻转化为其他方式钻井时需严格遵守相关规定，避免发生事故。

③水基泥浆钻进过程

本项目三开、四开、五开采用水基泥浆钻井，其钻井工艺过程与清水钻相同，只是将清水变为水基泥浆。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。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管和固井。钻井作业为24h连续作业。

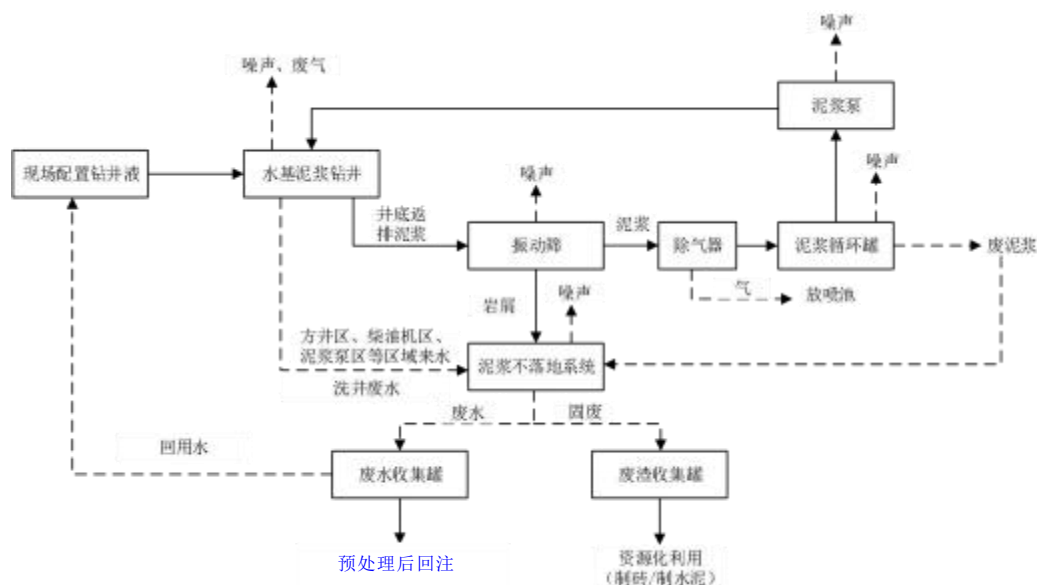


图 4.2-15 水基泥浆钻井工艺流程及产污节点示意图

在振动筛排砂口、振动筛下方安装螺旋传送装置，与泥浆不落地工艺相连。钻井过程中井底排出的岩屑和泥浆混合物经振动筛分离后，筛下物（泥浆）进入泥浆循环罐继续循环配置钻井泥浆，泥浆循环利用率可达 95%，岩屑则通过螺旋传输装置传送至泥浆不落地系统处理。钻井过程中不能回用的泥浆及完钻后的剩余泥浆再由污水管转至泥浆不落地工艺一同处理，进行固液分离。常规水基钻井剩余泥浆经泥浆不落地工艺处理后，经石龙2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，不外排；钻井固废及时拉运至有能力有资质且环保手续齐全的砖厂或水泥厂进行资源化利用。

③油基泥浆钻进过程

本项目造斜点以下段和水平段备用油基钻井液钻井。其钻井工艺过程与水基钻类似，只是将水基泥浆变为油基泥浆。

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。

本项目导管段采用普通水泥浆；一开采用常规水泥浆；二开领浆采用非渗透防漏常规密度水泥浆，尾浆采用非渗透防窜防漏水泥浆；三开采用加重膨胀水泥浆+加重膨胀防气窜水泥浆；四开采用抗盐领浆+胶乳防气窜体系。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

（4）完井作业

当钻井钻至目的层后，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、完井、压裂、测试放喷等过程。

1) 洗井

固井作业完成后首先要进行洗井作业，本项目采用清水对套管进行清洗。该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水。

2) 完井

本项目采用的是衬管完井（备用裸眼）。衬管完井即把油层套管下至生产层顶部进行固井，然后钻开生产层，下入带孔眼的衬管进行生产，此种完井法具有防砂作用；裸眼完井法即套管下至生产层顶部进行固井，生产层段裸露的完井方法。此法多用于碳酸盐岩、硬砂岩和胶结比较好、层位比较简单的油层。优点是生产层裸露面积大，油、气流入井内的阻力小，但不适于有不同性质、不同压力的多油层。

3) 储层改造

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。本项目采用酸化压裂，使用压裂车从地面泵入携带酸液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的。改造方式是目前国内外针对碳酸盐储层应用最广泛改造方式。

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、压裂液组合罐等。井场外，生活区使用钻井工程生活区，利用钻井放喷池进行测试放喷，开井测试压裂返排液收集采用压裂液罐收集暂存（开井测试前将压裂液罐清空）。

本项目压裂作业一般 50-80 米为一段，定向井酸化分段数初步定在 3~6 段，水平井酸化分段数初步定在 8~15 段，每级酸化时长 1h~2h，施工泵压 $\leq 95\text{MPa}$ ，施工排量为 $6\text{--}10\text{m}^3/\text{min}$ ，单段液体量（酸+压裂液） $150\text{m}^3\text{--}200\text{m}^3$ 。平均定向井主体酸和压裂液量约 1200m^3 左右；水平井主体酸和压裂液约 3000m^3 左右。定向井排液时间约 15 天，水平井排液时间约 30 天。

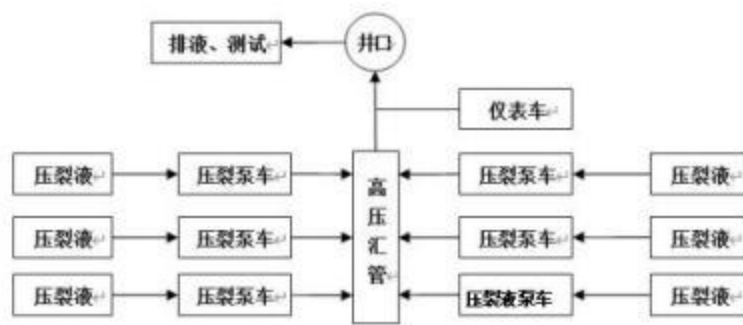


图 4.2-17 压裂作业示意图

4) 测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量。为了解气井的产气量，在完井后，需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。依据测试气量，间歇放喷，单口井测试放喷时间约 1~2 天，每次持续放喷时间约 4~6h，属不连续排放。测试放喷燃烧一般为高度 1m 的地面火炬，放喷池内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。测试放喷阶段的污染物主要为压裂返排液、原料气点火产生的废气、气流噪声以及热辐射影响。

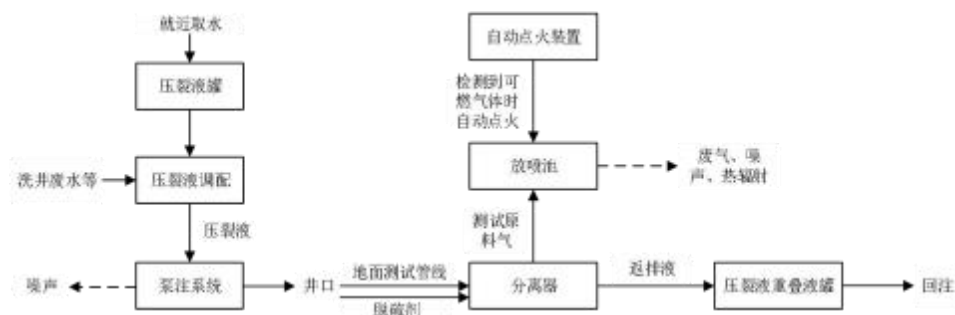


图 4.2-18 压裂、测试放喷工艺及产污环节图

4.2.2.2 主要污染物源强核算及治理措施

本项目采用清水、气体钻、水基泥浆、油基泥浆相结合的方式钻进。不同介质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情况，为便于产排污统计，本次评价按照环境要素分阶段分析核算。

(1) 废气

钻井工程大气污染主要为备用柴油机运行产生的废气，气体钻阶段产生的粉尘、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备用柴油机/发电机废气

本项目优先使用网电作为动力和生产生活用电，正常情况下无燃烧废气产生。

在停电或者电网供应不能满足使用时，井场使用备用发电设备：3 台（2 用 1 备）运行功率 800kw 柴油动力机提供钻井动力，1 台 400kw 柴油发电机组供井场生活区使用，

油耗 208.3kg/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消烟除尘装置处理后 6m 高排气筒排放，由于采用轻质合格柴油做燃料，燃烧废气主要为 NO_x、颗粒物、SO₂。根据《大气污染工程师手册》，当空气过剩系数为 1 时，1kg 柴油产生的烟气量约为 11Nm³，一般柴油发电机空气过剩系数为 1.8，则发电机每燃烧 1kg 柴油产生的烟气量为 11×1.8≈20Nm³；根据环评工程师注册培训教材《社会区域》给出的计算参数，柴油机的烟气量可按 12m³/kg 柴油计，根据类比资料及本项目实际特点，烟气量按 13m³/kg 计。NO_x、SO₂ 的排放情况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，烟尘的排放参考《固定污染物监测质量保证与质量控制技术规划》（HJ/T373-2007）中 5.3.5 提出的方法计算。预测方法如下：

1)NO_x 的产生量

$$G_{NOx}=1.63 \cdot B \cdot (N \cdot \beta + 0.000938)$$

式中：G_{NOx}——氮氧化物排放量，kg；

B——消耗的燃油量，kg；

N——燃料中的含氮量，%，轻质柴油取 0.02%；

β——燃料中氮的转化率，%，轻质柴油取 40%。

2)SO₂ 的产生量

$$G_{SO2}=2 \cdot B \cdot S \cdot (1-\eta)$$

式中：G_{SO2}——二氧化硫排放量，kg；

B——消耗的燃油量，kg；

S——燃料中的全硫份含量，%，轻质柴油取 0.1%；

η——脱硫装置的二氧化硫去除率，%，本项目无脱硫装置。

3)烟尘的产生量

烟尘排放量率（kg/h）=油消耗量率（t/h）×烟尘排放系数（kg/t）×（1-除尘效率）

式中：——烟尘排放率。优质轻质柴油，取 0.56；

——柴油机烟尘处理效率。

通过上述计算公式，预测主要污染物排放情况见下表。

表 4.2-6 柴油机、发电机组废气污染物排放情况

污染源	平均油耗 (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)	排气筒高度 (m)
3 台柴油动力机（2 用 1 备）	185.16	2407.08	NO _x	0.307	127.65	6
			SO ₂	0.370	153.9	
			颗粒物	0.0311	12.92	
1 台柴油发电机	23.14	300.82	NO _x	0.0384	127.65	6
			SO ₂	0.0463	153.9	
			颗粒物	0.003888	12.92	

本项目使用的为合格的轻质柴油成品，燃烧废气经自带的消烟除尘装置处理后由 6m 高排气筒排放，根据其他气田区块已实施的钻井项目，发电时，柴油机废气对项目

周边大气环境较小，并随着钻井施工的结束，污染源消失，施工期间污染物排放浓度低，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划。

②气体钻阶段产生的粉尘

气体钻井过程中井底产生的岩屑粒径一般在 0.2mm 以上，其中粒径<0.2mm 的岩屑将随返排气体气流带至井口地面排砂管，粒径太大的则又落回井底，被钻头重复破碎成小岩屑，直到尺寸小至能被返排气流带出井口为止。因此本项目气体钻压缩空气将井底岩屑等带出地面过程中，会产生一定的粉尘。钻井单井采用气体钻钻井深度约 3102m，预计平均钻速约 15m/h，单井气体钻总计时约 207h（9 口井约 1863h），其中单井泡沫钻时间约 47h（9 口井约 423h），单井空气钻时间约 160h（9 口井约 1440h）。本项目在压缩空气将携带的岩屑带入岩屑池前，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入岩屑池，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。根据川渝地区已实施的空气钻产排污统计资料，水洗除尘后废气量中含尘量较小，仅约（10~30）mg/m³，泡沫钻废气量约 8400m³/h，空气钻废气量平均约 14000 m³/h，则钻井期间粉尘排放速率（84~420）g/h，本项目总计排放量约为（0.24~0.71）t。

②油基泥浆钻井时产生的有机废气

项目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。本项目 1 口井油基泥浆钻井时间见下表，废气的产生随着施工的结束而结束。

表 4.2-7 单井油基钻井周期预测

序号	井型	平均油钻井深（m）	钻速（m/h）	纯钻率%	油基钻天数（d）
1	定向井	800~900	5.5	32.50	21
	水平井	1600~1800	5.5	35.72	39

油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为白油，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)中其他油贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算本项目油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生见下表。

表 4.2-8 本项目油基钻井有机废气产生情况

序号	井型	钻井数（口）	白油用量（t/口）	平均油基钻天数（d）	油贮存月损耗率(%)	单井有机废气产生速率 kg/h	单井有机废气产生（t/口）	有机废气产生总量（t）
1	定向井	2	450	21	0.01	0.063	0.032	0.477
	水平井	7	450	39	0.01	0.063	0.059	

根据上表，单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.063kg/h，本项目油基泥浆钻井无组织有机废气产生总量约 0.477t。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产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求

对基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密闭罐，同时转运过程中应采用密封的储罐罐车进行转运，控制和减少有机物挥发量。

③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，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。事故放喷主要产物是天然气燃烧后产生的 SO_2 、 NO_x 、 CO_2 和 H_2O 。事故放喷时间持续较短，通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，事故放喷排放污染物较少，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响，对环境影响也较小。

④非正常工况下气侵时泥浆携带的 H_2S

钻井进入气层后，可能遇到异常高压气流，尤其是天然气大量侵入井筒，造成钻井完井液气侵等。本项目目的层为含硫化氢气层，进入含硫化氢气层若天然气大量侵入钻井泥浆，则硫化氢会被携带进入大气环境。本项目根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，在钻开含硫化氢油气层前 50m，pH 值维持在高于 10 以上直至完井，因此五开采用高酸溶强封堵聚合物钻井液（烧碱或石灰将钻井液 pH 值维持在高于 10），并且现场储备不少于 7 吨的除硫剂，据实钻情况确定除硫剂加量，确保钻井液中 H_2S 含量不高于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，若钻进过程中硫化氢浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （20ppm）时，立即暂时停止钻进，并采取控制和处理措施，此外井场始终保持足够的储备加重剂，确保硫化氢进入空气中量很少。

⑤测试放喷废气

为了解气井的产气量，在完井后需进行测试放喷，产生的废气量取决于测试方案设计放喷量和测试时间，一般产量大的井其放喷量也较大，单井测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量间歇放喷，每次持续放喷时间约 4h~6h。根据建设单位提供资料，本项目单井预测计算按照 $30\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 计，测试放喷速率为 $1.25\times 10^4\text{m}^3/\text{h}$ 。测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，废气排放属段时间临时排放。由于本项目气井为含硫化氢天然气井，其燃烧主要产物为 NO_x 、 SO_2 等。在放喷前，建设方和当地政府应对距放喷口一定范围内（该距离根据安全预评价预测结果来确定）的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒。环评建议测试放喷撤离距离不小于 500m，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响。

（2）废水

钻井工程产生的废水主要为钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水、初期雨水以及施工人员生活污水。由于本项目一开、二开气体钻备用水基泥浆钻井，因此在钻井阶段钻井废水按照以下 2 种情景计算：①导管段清水钻+一开、二开气体钻+三开、四开、五开水基钻；②导管段清水钻+一开、二开、三开、四开、五开水基钻井。

①导管段清水钻+一开、二开气体钻+三开水基钻

A 气体钻阶段除尘废水

本项目单井气体钻深约 3102m，经验数据表明，钻井工程空气钻阶段每米进尺用水量约 0.4m^3 ，则单井气体钻阶段用水量约为 1241m^3 ，总计新鲜水用量约 9928m^3 。通过回用措施后单井空气钻降尘废水产生量约为 62m^3 ，则本项目气体钻除尘废水总计产生量约 558m^3 。本项目在使用气体钻的过程中，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时向井内注入气体，依靠环空气体的冲力，把岩屑从井底带回地面的排砂管，在排屑管尾喷淋降尘，产生的污水及岩屑进入岩屑池，经简易沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中，回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，除尘废水全部回用于该井场后续井段常规水基泥浆钻井阶段泥浆配置用水，不外运，不外排。

表 4.2-1 单井除尘废水产生量（单位： m^3 ）

预计钻进井深（m）	新鲜水用量	损耗量	废水产生量
3102	1241	1179	62

注：①新鲜水用量=损耗量+井场废水产生量

B、清水钻+水基泥浆钻井废水

水基泥浆钻井，首先进行钻井用水基泥浆的配置，储存于泥浆储备罐中，钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井过程中泥浆回用率不低于 95%。

钻井废水主要包括：①检修设备废水，冲洗钻台、钻具和振动筛以及泥浆循环罐和泥浆储备罐定期清洗废水等；②钻井固废及废泥浆（约 5%）经泥浆不落地工艺（两次压滤）固液分离出来的液体相部分。

根据西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析，得出不同井身范围内常规钻井作业的新鲜水使用量、废水量和废泥浆量，按照《石油天然气勘探开发污染物防治管理办法（西南分公司）》〔2007〕88 计算），该办法中废水排放量标准的规定见下表，本项目平均每米进尺废水产生量均取 0.06m^3 。

表 4.2-2 钻井工程废水排放量标准

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

经验数据表明，采用钻井液循环利用工艺，钻井工程常规钻井阶段每米进尺新鲜水用水量约为 0.2m^3 。本项目钻井时使用水基泥浆，属于环保类泥浆，钻井废水污染程度较低，常规水基泥浆钻井经“泥浆不落地”处理工艺处理后产生的钻井废水暂存于废水收集罐中，经石龙2回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，不外排。项目发生复杂工况的时候废水会明显增量，一般情况下钻井废水具体产生情况见下表。

表 4.2-3 钻井液钻井废水产生量（单位：m³）

序号	井组	井号	水基钻井长度 (m)	新鲜水用量 (m ³)	损耗量(m ³)	废水产生量(m ³)
1	元坝 103-3	元坝 103-3	3730	746	522.2	223.8
2	元坝 11-1H	元坝 11-1H	4530	906	634.2	271.8
		元坝 11-2H	4430	886	620.2	265.8
3	元坝 104-2H	元坝 104-2H	4630	926	648.2	277.8
		元坝 104-3H	4630	926	648.2	277.8
4	元坝 271-2H	元坝 271-2H	4530	906	634.2	271.8
5	元坝 9-2	元坝 9-2	3630	726	508.2	217.8
6	元坝 101-2H	元坝 101-2H	4530	906	634.2	271.8
7	元坝 273-2H	元坝 273-2H	4530	906	634.2	271.8
总计			34540	6908	4835.6	2350.2

由上表可知，水基钻井期新鲜用水量 6908m³；钻井废水产生总量约 2350.2m³。

钻井废水中的污染物主要来自泥浆和柴油机跑冒滴漏的油类，因此废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD。通过查阅“《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准（征求意见稿）》编制说明”，其中对钻井废水浓度未进行明确——“钻井污水的组成、特性与钻井泥浆的组成和性质有关，如采用不同的水基泥浆、油基泥浆和合成泥浆，钻井废水的水质会有较大差异，一般而言，钻井污水主要污染物为油、悬浮物和泥浆添加剂，随着绿色环保类泥浆的逐步推广应用，钻井污水的污染程度会显著降低”。项目参考省内同类项目的源强，最终确定项目钻井废水的主要污染物浓度见下表。

表 4.2-4 钻井废水中主要污染物浓度

废水种类	主要污染物浓度(mg/L,pH 除外)						
	pH	CODcr	SS	石油类	氨氮	氯化物	钡
水基钻井液钻进后废水	7~10	200~5000	50~500	0.5~110	0~60	4000-12000	0.1~3.22

备注:*根据建设单位对部分天然气井钻井作业废水内部监测数据钡浓度约 0.1~3.22mg/L。

②导管段清水钻+一开~五开水基钻井废水

本项目导管段采用清水钻、一开、二开、三开、四开五开均采用水基钻，钻井废水产生量计算如下表所示：

表 4.2-5 钻井液钻井废水产生量（单位：m³）

序号	井组	井号	水基钻井长度 (m)	新鲜水用量(m ³)	损耗量(m ³)	废水产生量(m ³)
1	元坝 103-3	元坝 103-3	6800	1360	952	408
2	元坝 11-1H	元坝 11-1H	7600	1520	1064	456
		元坝 11-2H	7500	1500	1050	450
3	元坝 104-2H	元坝 104-2H	7700	1540	1078	462
		元坝 104-3H	7700	1540	1078	462
4	元坝 271-2H	元坝 271-2H	7600	1520	1064	456
5	元坝 9-2	元坝 9-2	6700	1340	938	402
6	元坝 101-2H	元坝 101-2H	7600	1520	1064	456
7	元坝 273-2H	元坝 273-2H	7600	1520	1064	456
总计			66600	13320	9324	4008

由上表可知，钻井期新鲜用水量 13320m³；钻井完毕钻井废水产生总量约 4008m³。

③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单井洗井废水产生量约 90m³，项目各井组新部署钻井 1-2 口，因此各井组新增洗井废水量约 90~180m³，本项目 9 口井洗井废水总计产生量约 810m³。该部分废水进入集污罐中沉淀，上清液回用于同区域配置压裂液，不外排。经类比调查，洗井废水水质情况见下表。

表 4.2-6 洗井废水中主要污染物浓度

废水种类	单井废水产生量 (m ³)	主要污染物浓度(mg/L,pH 除外)				
		pH	CODcr	SS	石油类	氯化物
洗井废水	90	6.5~9	≤2000	≤200	≤80	500~1500

④压裂返排液

钻井作业钻至目的层，井筒清洗干净后，进行酸压增产压裂工艺，压入地层的压裂液会在排液测试阶段从井底里陆续返排出来（返排液），返排液即为压返液，也叫压裂废水（压裂返排液）。

根据设计方案，定向井主体酸和压裂液量约 1200m³ 左右，单井压裂时间约 5 天，总返排率约 60%（前期集中返排 30%，后期采气过程30%），返排时间约 15d，定向井单井前期集中压裂返排液量约 360m³；水平井主体酸和压裂液约 3000m³ 左右，单井压裂时间为约 10 天，总返排率约 60%（前期集中返排 30%，后期采气过程30%），返排时间约 30d，水平井单井前期集中压裂返排液量约 900m³。本项目压裂返排液，及时收集至压裂液重叠液罐内，加碱液中和预处理后（PH=6~7），经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。

本项目新部署的各井组压裂返排液产生量见下表。

表 4.2-7 各井压裂液用量及返排液量

序号	井组	井号	压裂液用量 m ³	集中返排量 m ³
1	元坝 103-3	元坝 103-3	1200	360
2	元坝 11-1H	元坝 11-1H	3000	900
		元坝 11-2H	3000	900
3	元坝 104-2H	元坝 104-2H	3000	900
		元坝 104-3H	3000	900
4	元坝 271-2H	元坝 271-2H	3000	900
5	元坝 9-2	元坝 9-2	1200	360
6	元坝 101-2H	元坝 101-2H	3000	900
7	元坝 273-2H	元坝 273-2H	3000	900
总计			23400	7020

根据上表，本项目共集中产生压裂返排液 7020m³。压裂返排液中和后呈中性（PH 约为 6-7），离子以 Cl⁻为主，压裂返排液污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主。经类比调查，压裂返排液水质情况见下表：

表 4.2-8 压裂返排液水质

主要污染物浓度(mg/L, pH:无量纲)				
pH	CODcr	SS	石油类	氯化物

6~7	380~2600	50~500	0.5~10	35000~100000

⑤生活污水

本项目钻井工程施工工期分为钻井作业、压裂作业和完井测试作业。各阶段的生活污水产生情况见下表。

表 4.2-9 本项目钻井工程生活污水排放情况表

序号	作业阶段	作业人数/人	每人每天用水/m ³ /d	累积作业天数/d	总用水量/m ³	总污水量 m ³
1	钻井作业	45	0.1	2318	10431	8344.8
2	压裂作业	40	0.1	80	320	256
3	测试作业	20	0.1	240	480	384
总计					11231	8984.8

备注：1.根据设计资料，钻井作业周期按照如下计算：水平井平均钻井周期 262d，定向井平均钻井周期 242d。2.根据设计资料，压裂作业周期按照如下计算：定向井 5d/井，水平井 10 d/井。3.根据设计资料，测试作业周期按照如下计算：定向井 15d/井，水平井 30d/井。

根据上表，本项目钻井工程生活污水产生总量约为 8985m³。主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次大约为 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L，施工现场产生的生活污水不外排，由改进型生态厕所收集后，由罐车拉运至当地生活污水处理厂处理。

⑥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，苍溪县多年平均降雨量 1046.7mm，阆中市年平均降水量 1026.9 毫米，本项目单井方井占地面积约 16m²，水平井平均钻井周期 262d，定向井平均钻井周期 242d，则方井雨水量约为 11.1~12.1m³/单井（降雨量按1050mm 计算），共计约106.9m³，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为200mg/L 和 20mg/L。方井雨水及时泵入泥浆不落地工艺废水收集罐内，回用于水基泥浆调配用水。

⑦初期雨水

计算过程及公式如下：

$$Q = \psi \cdot q \cdot F$$

式中：Q——暴雨雨水流量，L/s；

ψ ——径流系数，经验数值为 0.4（按碎石路面考虑）；

q——设计暴雨强度，L/s.hm²；

F——汇水面积，hm²（取 0.84~1.188hm²，井场汇水面积）；

降雨强度采用广元市暴雨强度公式计算：

$$q = \frac{1645.785(1 + 0.735\lg P)}{(t + 11.0904)^{0.671}}$$

式中：P——设计降雨重现期，a（取 5a）；

t——降雨历时，min（取 15min）。

根据公式计算，考虑 15min 初期雨水收集量为 93.8~132.69m³/次，主要为 SS 和石油类。本项目各井场配备应急池 1000m³ 应急池一座，满足初期雨水的收集要求。雨污

水收集后定期泵入不落地工艺废水收集罐内，回用于水基泥浆调配用水，减少新鲜用水量。

(3) 噪声

① 钻井噪声

钻井过程中，主要有泥浆泵、钻机等机械设备产生的噪声，通常是各种钻井设备协调工作，高、中频噪声叠加形成的复合稳态噪声。同时还有固井作业、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作业噪声，事故放喷时产生的高压气流噪声等。

本项目钻井根据采用 ZJ70 及以上型钻机，根据类比调查，本项目机械噪声源强值见下表。

表 4.2-10 各井场钻井工程主要噪声源设备噪声值表

阶段	噪声设备	数量	单台源强/dB (A) (1m 处)	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	105~110	机械	昼夜连续	以低频噪声为主，60~1000Hz 以内，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点。	固定声源
	泥浆泵	2 台	85~90	机械	昼夜连续		固定声源
	振动筛	2 台	85~90	机械	昼夜连续		固定声源
	离心机	2 台	85~95	机械	昼夜连续		固定声源
	增压机	2 台	85~95	机械	昼夜连续		固定声源
	空压机	2 台	85~95	机械	昼夜连续		固定声源
停电/无网 电	柴油机	3 台	90~100	机械	连续		固定声源
	发电机	1 台	85~95	机械	连续		固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	110	空气动力	测试(4~6)h		固定声源

② 压裂及测试放喷噪声

根据压裂作业工作制度，持续时间约 5~10 天/井，仅昼间进行；测试放喷时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 1~2d，一般安排在昼间进行。

压裂测试主要噪声源设备噪声值见下表：

表 4.2-11 各井场压裂作业噪声源设备噪声值表

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB (A) (1m 处)	噪声特征	排放时间	频谱特性	声源种类
压裂	压裂车	5 台	95~105	机械	连续	以低频噪声为主，60~1000 Hz 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
	管汇车	2 台	85~90	机械	连续		固定声源
	仪表车	1 台	85~90	机械	连续		固定声源
	混配车	2 台	85~90	机械	连续		固定声源
	供液泵	2 台	85~90	机械	连续		固定声源
	发电机	1 台	85~95	机械	连续		固定声源
测试放喷	放喷池	1	95~105	气流噪声	测试 4~6h		固定声源

措施：对于钻井作业过程噪声，目前还没有针对声源的十分经济有效的防治措施，主要是选用低噪声设备，再通过合理的井场布局来减轻噪声的影响。为进一步降低噪声对周边居民的影响，施工期间建设单位应采取如下措施：

a、平面布置时，合理布置主要噪声源，使其尽量远离农户居住地。

b、为办公及生活提供电力的发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫。

c、合理安排施工时间，尽量缩短施工周期。

d、施工方在钻井期间应加强施工管理，钻井设备、泥浆泵等设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；在夜间作业时，应平稳操作，尽量避免敲击噪声；

e、测试放喷期间项目通过在放喷池三面设置 3m 高围墙，可以降低一定的噪声，随着压裂和测试的结束，噪声影响也消失。

e、施工方在施工期间应加强施工管理，压裂设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。

f、在开始施工前，应认真做好当地村委会和周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持；对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，确保钻井工程的顺利进行。

（4）固废

钻井过程中的固体废物主要有钻井固废、油类、废包装材料及生活垃圾等。

①钻井固废

1）气体和水基钻井固废（岩屑和废水基泥浆）

气体钻阶段钻井固废主要为钻井岩屑，水基钻阶段钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等。钻井岩屑和废钻井泥浆经泥浆不落地工艺进行固液分离产生的固相废渣。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于：①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；②在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；③完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；④钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆；⑤钻井完成后剩余的不可回用的废钻井泥浆。废钻井泥浆主要成分为水、黏土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和无铬褐煤。钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆带出至地面。主要成分为岩石、土壤及钻井液，为一般固废。

气体钻和水基钻井过程中会产生废钻井泥浆、岩屑等，项目发生复杂工况的时候固废会明显增量，一般情况下据建设单位统计，单位进尺产生量总量控制在按 $0.28\text{m}^3/\text{m}$ 计算。一般情况下本项目气体和水基钻井固废总计产生量为 18704m^3 （37408t），各井具体产生情况见下表。

表 4.2-12 本项目气体和水基钻井固废产生量统计表

序号	井组	井号	钻深（m）	系数（ m^3/m ）	钻井固废产生量（ m^3 ）
1	元坝 103-3	元坝 103-3	6800	0.28	1904
2	元坝 11-1H	元坝 11-1H	7600	0.28	2128
		元坝 11-2H	7500	0.28	2100
3	元坝 104-2H	元坝 104-2H	7700	0.28	2156
		元坝 104-3H	7700	0.28	2156
4	元坝 271-2H	元坝 271-2H	7600	0.28	2128

序号	井组	井号	钻深 (m)	系数 (m ³ /m)	钻井固废产生量 (m ³)
5	元坝 9-2	元坝 9-2	6700	0.28	1876
6	元坝 101-2H	元坝 101-2H	7600	0.28	2128
7	元坝 273-2H	元坝 273-2H	7600	0.28	2128
总计			66800	/	18704

本项目气体和水基钻井固废属一般固废。钻井岩屑、废钻井泥浆经泥浆不落地工艺进行固液分离，固相收集后交由具有相关处理类别资质且环保手续齐全的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）。

2) 混浆

本项目造斜点以下段和水平段备用油基钻井液,钻进过程中若发生井壁失稳不能满足安全钻进时要及时转换油基钻井液。水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的混浆（又称顶替泥浆），单井产生不可回用的混浆量约 20m³，本项目 9 口井共产生混浆约 180m³（360t），根据《国家危险废物名录》，混浆属于“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”。各井产生的混浆与油基钻井固废一并处理，在场内统一收集在危废暂存间暂存，及时全部交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置。

3) 油基钻井固废（岩屑和废油基泥浆）

本项目造斜点以下段和水平段备用油基钻井液,钻进过程中若发生井壁失稳不能满足安全钻进时要及时转换油基钻井液。根据设计方案，经泥浆不落地工艺进行处理后油基钻井固废（油基岩屑和废油基泥浆）产生量为井身理论计算体积的7 倍，则计算出总计产生量 2970.93 m³（5941.86t），各井组油基钻井固废产生量统计表见下表。

表 4.2- 13 各井组油基钻井固废产生量统计表

序号	井组	井号	油基钻井段长 m	油基段井筒体积(m ³)	油基钻井固废(m ³)
1	元坝 103-3	元坝 103-3	900	33.84	236.90
2	元坝 11-1H	元坝 11-1H	1700	50.96	356.73
		元坝 11-2H	1600	48.82	341.75
3	元坝 104-2H	元坝 104-2H	1800	53.10	371.71
		元坝 104-3H	1800	53.10	371.71
4	元坝 271-2H	元坝 271-2H	1700	50.96	356.73
5	元坝 9-2	元坝 9-2	800	31.70	221.93
6	元坝 101-2H	元坝 101-2H	1700	50.96	356.73
7	元坝 273-2H	元坝 273-2H	1700	50.96	356.73
总计			11900	371.3	2970.93

根据《国家危险废物名录》，油基钻井产生的岩屑及废泥浆属于HW08（072-001-08）危险废物，在场内统一收集在危废暂存间暂存，及时全部交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置。

②废矿物油

本项目钻井作业中废油的主要来源有：

- A. 机械设备(如泥浆泵、转盘、链条等)润滑废油及润滑油泄漏；
- B. 液压控制管线(如液压大钳、封井器及液压表传压管线等)刺露；
- C. 清洗、检修、保养过程(如清洗钻具、套管等)产生的废油。

随着装备技术水平的提高和现场监管力度的加强，钻井施工现场废油产生量总体呈下降趋势，根据类比和现场调查，平均单井废矿物油产生总量约 2m³，钻井期间共计产生 18m³（约 16.2t）。产生的废油部分回用于井场钻井综合利用，无法回用的交有相应危险废物处理资质的单位处置。废油的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）及《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）相关规定。

③废包装材料

本项目钻井过程中产生的废弃包装材料等可进行回收，每个井场产生量约 1t，总计产生量约 7t。废包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理。

④生活垃圾

本项目钻井工程施工期分为钻井作业、压裂作业和完井测试作业。各阶段的生活垃圾产生情况见下表。

表 4.2- 14 本项目钻井工程生活污水排放情况表

序号	作业阶段	作业人数/人	每人每天产生量/kg/d	累积作业天数/d	垃圾产生量/t
1	钻井作业	45	0.5	2318	52.2
2	压裂作业	40	0.5	80	1.6
3	测试作业	20	0.5	240	2.4
总计					56.2

备注：1.根据设计资料，钻井作业周期按照如下计算：水平井平均钻井周期 262d，定向井平均钻井周期 242d。2.根据设计资料，压裂作业周期按照如下计算：定向井 5d/井，水平井 10 d/井。3.根据设计资料，测试作业周期按照如下计算：定向井 15d/井，水平井 30d/井。

根据上表，本项目钻井工程生活垃圾产生总量约为 56.2t。施工作业场地设垃圾收集桶，收集后交环卫部门统一处置。

⑤废油桶、废试剂桶

钻井期间产生的废油桶和废试剂桶约 0.2t/井场，总计产生量约 1.4t。产生的废油桶等含矿物油和废试剂桶废物收集后交有相应危险废物处理资质的单位综合利用或处置。其收集、贮存和运输应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）及《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）相关规定。

综上，本项目钻井工程一般固废产生情况见下表：

表 4.2- 15 钻井工程一般固废汇总表

序号	固废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	污染防治措施
1	空气钻、水基钻井岩屑和泥浆	SW12	072-001-S12	33096	钻井过程	固态、半固体	岩屑、水基泥浆	收集后交由具有相关处理类别资质且环保手续齐全的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）
2	废包装材	SW17	900-003-S17、	7	钻井过程	固态	塑料、废	收集后施工队自己回用部

序号	固废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	污染防治措施
	料		900-005-S17、 900-009-S17				纸、木材	分，剩余部分送当地废品回收站处理
3	生活垃圾	SW64	900-099-S64	49.76	施工过程中	固态	生活垃圾	垃圾桶收集后交环卫部门统一处置

本项目钻井工程危险废物产生情况见下表：

表 4.2-16 钻井工程危险废物汇总表

序号	危废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	混浆	HW08	072-001-08	360	水基转油基	半固态	黏土、白油等	白油	水基转油基约 1d	T	收集后暂存于泥浆不落地工艺区，交有资质单位处理
2	油基钻井固废	HW08	072-001-08	5941.86	油基钻井	半固态	岩石、白油等	白油	8~27d	T	
3	废油	HW08	900-217-08	16.2	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	钻井期间	T、I	收集后暂存于危废暂存间，交有资质单位处理
4	废油桶	HW08	900-249-08	1.4	钻井工序	固态	废润滑油	润滑油	钻井期间	T	
5	废试剂桶	HW49	900-041-49		钻井工序	固态	试剂	试剂	钻井期间	T/In	

4.2.2.3 钻井工程污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.2-17 钻井工程施工污染物产排情况统计表

类别	污染源	主要污染物	产生量	防治措施	排放量
废气	备用柴油机/发电机废气	NO _x 、颗粒物、SO ₂	少量	燃油采用合格的轻质柴油成品，废气经自带的消烟除尘装置处理后由 6m 高排气筒排放	少量
	气体钻井废气	粉尘（TSP）	/	排砂管内喷水除尘	（0.24~0.71）t
	油基泥浆钻井时产生的有机废气	非甲烷总烃	0.477t	无组织排放	0.477t
	事故放喷废气	CO ₂ 、SO ₂ 、水蒸气等	短期排放，点火燃烧处理，主要产物为 CO ₂ 、水蒸气等。		
	测试放喷废气				
废水	非正常工况气侵废气	H ₂ S	根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，五开采用高酸溶强封堵聚合物钻井液，并且现场储备不少于 7 吨的除硫剂，无组织排放		
	空气钻降尘水	石油类、悬浮物、COD 及氯化物等	558m ³	废水暂存于废水收集罐中经沉淀后，上清液回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，回用于该井场后续钻井泥浆配置用水	0
	钻井废水（最大值）		2350.2m ³	经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注	0
	洗井废水		810m ³	废水进入集污罐中沉淀，上清液回用于同区域配置压裂液，不外排	0
	压裂返排液		6120m ³	经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注	0
	生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	8984.8m ³	由改进生态厕所收集后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排	8984.8m ³
	方井雨水	SS 和石油类	106.9m ³	及时泵入泥浆不落地工艺废水收集罐内，回用于水基泥浆调配用水，不外排	0
噪声	初期雨水	SS 和石油类	93.8~132.69m ³ /次		
	机械噪声	/	85~110dB	优选低噪声设备，合理布置了主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；钻井及办公生活用电使用网电；备用发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；	75~100dB

类别	污染源		主要污染物	产生量	防治措施	排放量
					为钻机提供动力的备用柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫；合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持。通过采取这些措施后，噪声影响能降至最低。	
	气流噪声		/	110dB	放喷池三面设置 3m高围墙;夜间不施工；对影响较大的农户可采取临时撤离的措施等	100dB
固废	钻井 固废	气体和水基钻阶段	岩屑和废水基泥浆	37408t	收集后交由具有相关处理类别资质且环保手续齐全的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）	0
			混浆	360t	收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置	360t
		油基钻阶段	含油岩屑和废油基泥浆	5941.86t		5941.86t
	废油桶、废试剂桶		油、试剂	1.4t		
	废矿物油		油类物质	16.2t	废油用于井场钻井综合利用或者交由相应危险废物处理资质的单位综合利用或处置	0
	废包装材料		包装袋等	7t	收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理	0
	生活垃圾		/	56.2t	场地设垃圾收集桶，收集后交环卫部门统一处置	56.2t

4.2.3 完井搬迁及恢复

若完井测试结果若表明该井有工业开采价值，则进入下一阶段的地面集输工程；若该井不产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。

完井搬迁主要包括设备搬迁和设施拆除，设备搬迁完成后即对场地内设施进行拆除，如清除场地碎石、拆除硬化地面、清挖设备基础、拆除改进型生态厕所等。钻井污染物和场地碎石、硬化地面及防渗、改进型生态厕所等设施拆除废物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，废弃的井场应尽可能地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、保留改进型生态厕所等）。建设方依法办理环保手续并按照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。

搬迁期间主要环境影响因素是设备搬迁车辆运输引起的道路扬尘、运输车辆尾气、运输车辆产生的噪声及建筑垃圾、废弃防渗材料等。

(1) 废气

完井搬迁废气主要为放喷池、设备基础及井场等拆除产生的粉尘以及运输作业车辆排放的汽车尾气。施工现场采取设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等措施减少起尘量，运输车辆使用合格燃油、加强保养，控制车速等减少尾气排放。属于短期排放，随着完井搬迁结束，废气影响也消失。

(2) 噪声

完井搬迁噪声主要是载重汽车等运行过程中产生的噪声，由于完井搬迁作业量小，为短期作业，昼间作业，随着完井搬迁结束，噪声影响也消失。

(3) 固体废物

①建筑垃圾

完井搬迁固体废物建筑垃圾主要为放喷池、设备基础、井场等拆除产生的渣土、混凝土块、碎石块、废金属等，外运至指定建筑垃圾场处置。

②废防渗材料

本项目油罐区、放喷池以及泥浆不落地工艺区等重点防渗区域，为防止矿物油等污染土壤和地下水铺设的防渗材料，含有矿物油，属于 HW08 危险废物，每个井场产生量约 0.1t/井场，本项目总计约 0.7t。收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置。

③生活垃圾

施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，产生的少量生活垃圾用垃圾桶收集，交由当地环卫部门统一处理。

本项目完井搬迁及恢复过程一般固废产生情况见下表：

表 4.2-18 完井搬迁工程一般固废汇总表

序号	固废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	污染防治措施
1	建筑垃圾	SW73	502-001-S73 502-099-S73	少量	完井搬迁	固态	渣土、石块、金属	外运至指定建筑垃圾场处置
2	生活垃圾	SW64	900-099-S64	少量	完井搬迁	固态	生活垃圾	垃圾桶收集后交环卫部门统一处置

本项目完井搬迁及恢复过程危废产生情况见下表：

表 4.2-19 完井搬迁及恢复阶段危险废物表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.7t	防渗区拆除	固态	矿物油、防渗材料	矿物油	完井搬迁期间	T, I	桶装收集后，交有危废资质的单位综合利用或处置

本项目完井搬迁及恢复过程污染物产排情况统计见下表。

表 4.2-20 完井搬迁施工污染物产排情况统计表

类别	污染源	污染物名称	产生量	防治措施	排放量
废气	施工场地扬尘	TSP	少量	施工现场设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等	少量
	运输车辆尾气	CO、NO _x 等	少量	使用合格燃油、加强保养、控制车速等	少量
噪声	运输汽车等	机械噪声	80~100dB	避免夜间施工	80~100dB
固废	拆除建构建筑物	废弃建筑材料等	少量	外运至指定建筑垃圾场处置	少量
	施工人员生活垃圾	/	少量	场地设垃圾收集桶，收集后交环卫部门统一处置	/
	防渗区拆除	废防渗材料	0.6t	收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置。	0

4.2.4 站场建设

4.2.4.1 工艺流程及产污节点

站场建设主要为固定设施的建设，建设内容主要为场地三通一平、基础施工、仪表值班室施工、工艺区设备安装及管道安装、设备及管线防腐、试压、验收等，站场建设

将永久改变了土地使用功能，主要为占地对农业生产造成一定影响。具体工艺流程及产污节点如下图所示。

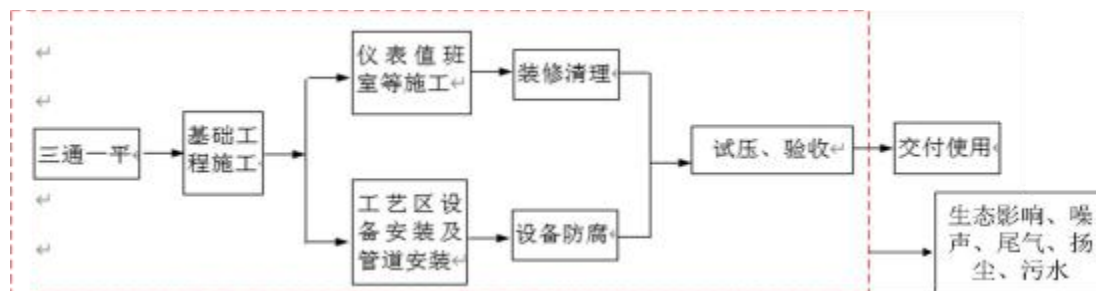


图 4.2-19 施工期工艺流程及产污节点示意图

4.2.4.2 主要污染物源强核算及治理措施

(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。

本项目优先建设场地清污分流截、排水沟，减少施工期水土流失，各站场设备安装完毕后及时进行井场内道路硬化和绿化，减少井场水土流失。

(2) 废气

①施工扬尘和机械尾气

施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 NO_x 和 CO 废气及施工扬尘。为减少机械尾气，采取施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等措施；针对土石方开挖、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，采取施工现场设置围栏或部分围栏、表土和材料采用篷布遮盖、洒水抑尘等多种措施，减少起尘量。

②防腐废气

防腐废气主要是在设备和管道防腐刷漆时产生的，主要污染物为 VOCs ，产生量较少，呈无组织排放。

(3) 废水

施工期污水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

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。

本项目管道全线均采用清水试压，预计每座站场内部工艺管网试压废水约 5m^3 ，总计约 70m^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。试压废水经简易的沉淀池沉淀处理后，用于场地和道路洒水降尘。

每个站场施工人员按高峰时日工人数约20人计，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，上述人员租住在附近农户家中，其产生的生活废水利用农户已有的设施收集后农肥，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、载重汽车等施工机具作业时产生的噪声。由于施工工程量小，且为野外作业，故采用低噪声设备且夜间不施工作业。

表 4.2-21 站场施工机具声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离 (m)	最大声级 (dB (A))	运行方式	运行时间	移动范围或路径
1	装载机	5	90	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
2	推土机	5	85	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
3	挖掘机	5	84	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
4	混凝土罐车	5	85	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
5	重型碾压机	5	86	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
6	电锯	5	93	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
7	载重汽车	5	82	间歇、不稳定	昼间	施工场地内

（5）固废

①废油漆桶

站场建设过程中，设备和管道防腐刷漆会产生少量废油漆桶，产生量约为 20kg/井场，本项目共产生废油漆桶 0.28t。根据《国家危险废物名录》，废油漆桶属于危险废物（类别：HW49，代码：900-041-49），收集后施工结束交由相应危险废物处理资质的单位处置。

②建筑垃圾

施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，外运至指定建筑垃圾场处置。

③生活垃圾

施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用农户已有的设施收集后交环卫部门统一处置。

本项目站场建设过程一般固废产生情况见下表：

表 4.2-22 站场建设过程一般固废汇总表

序号	固废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	污染防治措施
1	建筑垃圾	SW72	900-001-S72	少量	站场建设	固态	渣土、石块、金属、木材等	外运至指定建筑垃圾场处置
2	生活垃圾	SW64	900-099-S64	少量	站场建设	固态	生活垃圾	垃圾桶收集后交环卫部门统一处置

本项目站场建设过程危险废物产生情况见下表：

表 4.2-23 站场建设过程危险废物汇总表

序号	危废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废油漆桶	HW49	900-041-49	0.28	设备、管线防腐刷漆	固态	油漆	有机溶剂	1d/站场	T/In	收集后交有资质单位处理

4.2.4.3 站场建设污染物排放统计

站场建设污染物排放量统计见下表。

表 4.2-24 站场施工污染物产排情况统计表

类别	污染源	污染物类型	污染物名称	产生量	防治措施	排放量
废气	施工场地、公路路面及两侧	扬尘	TSP	少量	施工现场设置围栏或部分围栏、管沟堆土尽量采取遮盖、洒水抑尘、封闭运输等	少量
	施工机械、运输车辆	尾气	CO、NO _x 等	少量	使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等	少量
废水	试压管道	试压废水	SS 等	70m ³	经简易的沉淀池沉淀处理后回用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘	0m ³
	施工人员	生活污水	COD、BOD ₅ 、SS 等	不集中产生	利用当地场镇或农户已有的设施进行收集处置	/
	施工废水	冲洗废水	SS 和石油类等	少量	经池沉淀处理后回用于洒水降尘，不外排	0 m ³
噪声	挖掘机、推土机、运输汽车等	机械噪声		82~93dB	选择低噪声设备，合理安排施工时间、避免夜间施工	82~93dB
固废	设备管线防腐	废油漆桶	废油漆桶	0.28t	收集后施工结束交由相应危险废物处理资质的单位处置	0.34t
	施工人员	生活垃圾	/	少量	经袋装收集后，交由当地环卫部门统一清运处理	少量
	建筑施工	施工废料	废包装材料、废弃建筑材料	少量	外运至指定建筑垃圾场处置	少量

4.2.5 集输管线敷设

4.2.5.1 集输管线施工流程及产污节点

本工程管线施工首先进行作业线路、场地的清理，修筑必要的施工便道，在完成管沟开挖，穿越河流、沟渠、公路等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐，然后下至管沟内，然后对管道进行试压，覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复植被。本项目的施工地处平原、丘陵地带，施工方式以人工为主，机械为辅。尽量地利用机械进行运管、堆管、抬管、吊管、组焊等。同时本项目采用分段开挖分段施工的方式。管线施工作业场地平面布置见图 4.2-20。管线施工作业流程及产污节点见图 4.1-21。

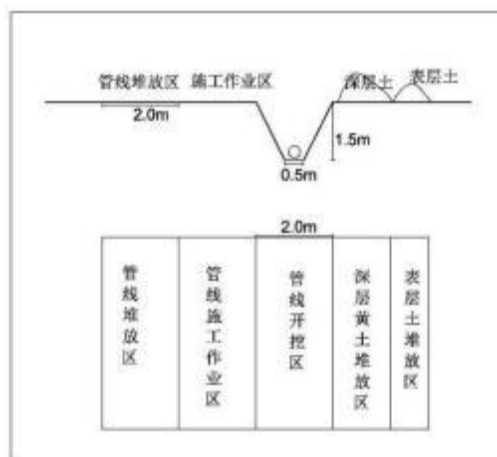


图 4.2-20 管线施工作业场地平面布置图

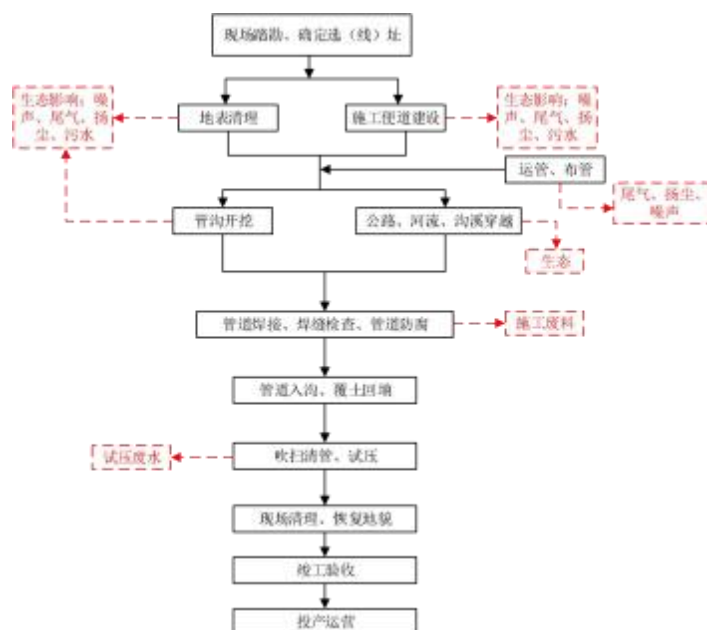


图 4.2-21 管线施工作业流程及产污节点图

作业流程简介:

①施工作业带清理

本项目施工占地作业带宽度一般为 6~8m(本次按照 8m 计), 在范围内影响施工机械通行及施工作业带的石块、杂草、树木、农作物等将清理干净。石方段、有地方要求的规划区、林地、经济作物等特殊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。

②管沟开挖

开挖管沟应达到设计图纸挖深的要求, 沟壁应顺直, 转弯处应圆顺, 沟底应平整, 无石块, 树根或其他坚硬物, 沟壁不得有欲坠的石头。管沟沟底开挖宽度根据施工方法及土壤性质不同而确定。本工程管道施工采用机械与人工相结合的方法。由于本项目集输管线通过的地区主要为一、二级地区, 则其管沟开挖人工为主, 机械为辅。管沟开挖时的土石方堆放在沟两侧, 表层土在下, 底层土在上。一般线路段管道设计埋设深度为

管顶覆土 1.2m。

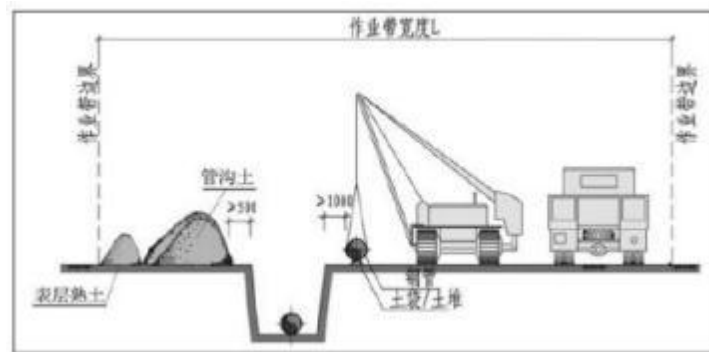


图 4.1-3 一般地段管道施工方式断面示意图

③管道焊接

本项目采用氩电联焊。一般管段采用沟上焊接，大中型沟溪等施工困难地段管段采用沟下焊接。若环境温度低于 -5°C 时，应采取有效的措施以防止焊缝冷速过快，环境湿度应小于 90%RH，若环境风速大于 5m/s，应采取有效防风措施。焊接工艺按照《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2014）、《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）等相关规定、规范要求执行。

本项目所有管道环焊缝均应进行 100%射线检测，在热处理完成后应进行 100%超声检测，对于不能进行超声检测的环焊缝，可选用射线、磁粉、渗透检测方法之一代替。热处理前后的角焊缝应进行 100%磁粉或 100%渗透检测。

④管沟回填

管沟回填先用细土回填至管顶以上 0.3m，再用沙土或粒径大于 100mm 的碎石回填夯实，管沟回填土高度高出地面 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。管线穿越河床、陡坡、陡坎地段，宜以堡坎形式筑固恢复。

为了减小管线施工对环境的影响，在施工过程中，人员、车辆及施工设备进出的道路尽量利用已有的公路及小路，减少对植被、农作物、地貌的破坏。施工过程不得随意践踏沿线的植被及农田，每道工序完工后，做到工完、料尽、场地清。

⑤管沟综合布置

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015），同沟敷设的并行管道，间距应满足施工及维护需求且最小净距不应小于 0.5m，输气管道与其他管道交叉时，垂直净距不应小于 0.3m，当小于 0.3m 时，两管间交叉处应设置坚固的绝缘隔离物，交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷。

⑥清管、试压、干燥、置换

本项目管线的清管、试压及干燥等需严格按照《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）及本工程相关要求执行。

管道投产前清管、测径、试压的一般程序：管段清管→管段测径→管段试压→管段

接头→站间管段清管、测径。

管道应在下沟后进行分段清管、测径和分段试压。如果投产前要求进行站间试压时，管道投产前还应进行站间试压。清管排放口不得设在人口居住稠密区、公共设施集中区。清管排放应符合环保要求。

为了确保试压的安全，采用清水进行强度试压。水压试验的供水水源洁净、无腐蚀性。管道沿线的试压段划分由各标段的施工单位根据地形、管道沿线的地区等级划分、水源等条件而综合确定。试压前施工单位应制定相应试压施工方案和应急预案，做好相应安全试压准备工作，报建设单位和监理单位批准后进行。

A.管道清管

管道安装完毕后，采用清管球（器）进行清管，清管介质采用压缩空气，吹扫时设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端固定，吹扫口流速 $>20\text{m/s}$ ，直到管内无污物排出为合格。

分段清管应设临时清管器收发装置，清管器接收装置应选择在地势较高且 50m 范围内没有建筑物和人口分布的区域内，并应设警示标志。清管选用复合式清管器，清管球充水后直径过盈量应为管内径的 5%~8%。清管时的最大压力不得超过管材最小屈服强度的 30%。清管器应适用于管线弯管的曲率半径。

B.管道试压

吹扫结束后，必须对新安装管线设备进行强度试验和严密性试验，站外管道应执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）中的有关规定。施工期管线试压分段进行，为节约用水，避免水资源的浪费，部分试压用水过滤后可重复使用。

a) 试压介质

本工程管线均采用无腐蚀性洁净水进行强度试压和严密性试压。要求水质清洁，无油污，pH 值 6~9，最大盐分 2000mg/L，最大固态悬浮颗粒不大于 50mg/L，充入管道的水应通过 40 目过滤器过滤，严禁在水中加入化学试剂。试压宜在环境温度 5°C 以上进行，低于 5°C 时应采取防冻措施。

b) 试验压力

试压介质采用洁净水。压力试验宜在管段充满水 24h 后进行，以缩小与地温的差异。采用洁净水试压时，在试验压力下的低点处管道的环向应力不应大于管材最低屈服强度的 0.9 倍。一般线路段强度试验压力三级地区为设计压力的 1.5 倍。严密性试验压力为本工程设计压力。

表4.2- 25 分段水压试验压力值、稳压时间及合格标准

分类		强度试验	严密性试验
二级地区	压力值（MPa）	1.25 倍设计压力	设计压力
	稳压时间（h）	4	24
合格标准	/	无断裂、目测无变形、无渗漏为合格	无渗漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MP 时为合格

c) 试压程序

强度试压:管道强度试压时,应缓慢升压,压力分别升至试验压力的 30%和 60%时,各稳压 30min,检查管道无问题后,继续升至强度试验压力,稳压4h,管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格。

严密性试压:强度试压合格后,将压力降至严密性试验压力,稳压24小时,压降不大于试验压力值的1%且不大于0.1MPa时为合格。

排水:水压试压后,应将管内积水清扫干净,清扫以不再排出游离水为合格。

C.干燥

本项目工程选用干空气干燥法对管道进行干燥。采用干空气干燥法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 4 小时比管道输送条件下最低环境温度低5℃、变化幅度不大于 3℃为合格。

管道干燥结束后,如果没有立即投入运行,宜充入干燥氮气,保持内压大于 0.12~0.15MPa(绝压)干燥状态下的密封,防止外界湿气再度进入管道,否则应重新进行干燥。

D.置换

管道内空气的置换在强度试验、严密性试压、吹扫清管、干燥合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质,站间进行全线置换。氮气注入被置换管道的温度不应低于5℃,置换过程中管道内气体流速不应大于 5m/s,同时,置换管道末端、阀室及站场应配备气体含量检测设备,当置换管道末端放空管口气体含氧量不大于 2%,并持续不小于 5min 即可认为置换合格。天然气置换惰性气体时,当甲烷含量达到80%,连续监测三次,甲烷含量有增无减,则认为天然气置换合格。

⑦投运

管道管理单位应根据《天然气管道运行规范》(SY/T5922-2012)相关规定制定投运方案及相应的安全应急预案,经相关部门批准通过后实施。

4.2.5.2 集输管线施工技术要求

(1) 敷设形式及埋深

根据《气田集输设计规范》及《输气管道工程设计规范》要求,并考虑到管道稳定性等要求综合确定,管道采用埋地敷设为主。本工程集气管道埋深一般地段要求为管顶距自然地面 1.2m。

(2) 管道敷设原则

①管道均采用埋地敷设。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。

②管道穿越干线公路应设保护套管,管道穿越沟渠段应敷设在谷底稳定层以下,并采取相应的稳管措施。

③管道在平坦地区敷设应尽量采用弹性敷设。

④管道应避开地震、活动性构造断裂带等不良工程地质地段。

⑤管道在水平和纵向的转角较小时应优先采用弹性敷设来实现管道方向改变，以减小局部摩阻损失和增强管道的整体柔韧性，弹性敷设的曲率半径 $R \geq 1000D$ (D 为管道外径)。

⑥在弹性敷设受地形、地物及场地限制难以实现，或虽能施工，但土方量过大时，应优先采用曲率半径为 $40D$ 的现场冷弯管，其次采用曲率半径为 $6D$ 的热煨弯管。

(3) 管道敷设要求

①在相邻的反向弹性弯管之间以及弹性弯管和人工弯管之间，应采用直管段连接，直管段长度不应小于钢管的外径，且不小于 500mm ；

②根据管道的稳定性计算结果，确定在出入站、穿越，管道起伏段、出土端、大角度纵向弯头的两侧是否加设固定墩；

③在线路沿线要求设置里程桩、标志桩、测试桩、警示牌等，测试桩与里程桩合并；

④对于公路穿越，原则上路边沟外缘线外 10m 内的穿越段要求采用相同的设计系数(可以根据实际穿越情况适当圆整为整根管段的倍数)，在穿越段内尽量不要出现弯头、弯管；

⑤开挖管沟之前需对施工作业带两侧各 100m 范围内的地下管道、电缆或其他地下建构筑物详细排查；

⑥下沟前应检查管沟的深度、标高和断面尺寸，并应符合设计要求。对管体防腐层应用高压电火花检漏仪进行 100% 检查，检漏电压不低于 20kV ，如有破损和针孔应及时修补。冬季施工时，下沟应选择在晴天中午气温较高时。管沟回填应至少高出地面 0.3m ，管沟挖出土应全部回填于沟上，耕作土应置于回填土的最上层。在管道出土端和弯头两侧，回填土应分层夯实；

⑦为节省占地，应严格控制管道施工作业带宽度。

(4) 特殊地段处理

①人口密集区

管道沿线部分经过人口密集区，为保障人员、周围建（构）筑物以及管道本身的安全，本环评提出以下工程处理措施及技术要求：

a. 对于局部人口密集区及前后 200m 区段的管道强度设计系数比本区段的设计系数提高一级执行，以增加管道壁厚、提高管道自身的强度。

b. 根据现场实际情况，按照不同地段尽量缩减施工作业带宽度。

c. 加大管道埋深，管顶埋深应不小于 1.5m 。人口密集区采用 100% 射线和 100% 超声波进行“双百”探伤，确保焊口质量。

d. 除顶管穿越段以外的管道上方埋设警示带。

e. 设置标志桩、加密桩和警示牌，其中间隔 50m 设置一个加密桩。

f. 管线沿建筑物近距离敷设时加钢筋混凝土板，人口密集区内穿越的道路除顶管穿越外均设置钢筋混凝土板保护。

g. 施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

h. 限定施工作业时间。在通过居民区地段施工时，运输车辆应尽可能减少鸣号，尤其是在晚间和午休时间；夜间悬挂红色警示灯，要减少夜间作业，以防噪声扰民；需要在夜间施工时，必须向主管部门提出申请，获准后方可在指定日期进行，并提前告知附近居民；严格执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），根据施工需要，设置声屏障降噪，建临时围挡，对施工噪声起到隔离缓冲的作用。

i. 加强对施工期噪声的监督管理。建设单位的环保部门应按国家规定的建筑施工场界噪声标准，对施工现场进行定期检查，实施规范化管理，对发现的违章施工现象和群众投诉的热点、重点问题及时进行查处，同时积极做好环境保护法规政策的宣传教育，加强与施工单位的协调，使施工单位做到文明施工。

j. 管道建设后，建设运行单位除按企业规章制度加强对管道定期巡检评估维护、开展全生命周期安全管理等措施外，还应加强与沿线地方政府特别是规划部门的沟通、联系和协调，按法律法规处理好其他后建工程与本工程管道之间安全影响。

②农田、林地管道敷设

本工程管线沿线分布有农田、林地等，该类地段由于其经济价值和生态价值特殊性，其施工要求往往与一般的施工地段不同。因此，对此类地段提出以下具体实施要求和措施。

a. 严格控制作业带宽度，尽量减少对沿线植被的破坏。在能安全行走的情况下，尽量不砍伐林木，对遮挡视线的树木，应只砍去遮挡视线的枝芽，不应整棵树砍伐。

b. 地面附着物清点完、征地赔偿完后，经当地政府林业管理同意后，才能进行施工进行作业带的清理平整。

c. 原则上能移植的尽量移植，能不砍伐的尽量不去砍伐。

d. 作业带清理平整过程，尽量不采用大型机械设备，对不影响履带设备行走的土坎、沟渠等尽量不动。

e. 清理掉农作物、草根、树根及其他障碍物保证设备通过，在施工作业带边界设置防火隔离带，严禁任意砍伐作业带以外的树木。

f. 清除掉的农作物、草丛、树枝等杂物及时清理出作业带，严禁在作业带内乱摆乱放。

g. 农田施工尽量减少对农田防护林的损坏，必要时对林木进行移栽或假植。

h. 作业带平整时，要对农田、林地原有的水利设施修建临时疏通设施，保证原有水

系畅通，避免对灌溉、泄洪及居民用水产生影响。

③水域小型穿越

小型河流、沟渠虽然水量不大，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。

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与高压输电线较近段

线路因受地形、地物及城乡规划等条件限制，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。

（5）水工保护

本项目管线位于山地丘陵地区，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、山哑口汇流等情况，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 $15^{\circ} \sim 50^{\circ}$ 且植被不易生长的山坡坡地，采用浆砌块石或预制混凝土框格等型式护坡。

c、挡土墙：坡度 $>50^{\circ}$ 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

河流、冲沟处管道的危害破坏形式主要有 2 种：河床谷底的下切和河岸谷壁的扩张。

A.河床谷底的下切

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

B.河岸谷壁的扩张

根据河岸的岩土性能不同，采取不同防护方式。对岩质段岸坡，由于河岸较稳定，需解决的主要问题是管沟回填土的流失，一般采用浆砌石等刚性护坡结构；对土质段岸坡，当河岸地质良好时，可采用浆砌石结构型护坡；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型式在管道外侧进行防护。对受到开挖管沟影响的道路的路堤、路堑，可根据实际情况加设重力式或仰斜式浆砌石挡土墙路堤、路堑，以确保管沟及穿越道路的安全。

4.2.5.3 管道穿跨越

(1) 道路穿越施工

①本项目工程管道穿越的乡村道路 21 处，车流量较小，管道穿越公路均采用大开挖加保护套管的方式穿越，穿越使用套管为钢筋混凝土套管。

②开挖公路前，应向交通管理部门申请，经同意后方可开挖。开挖时需在施工点两侧 200m 范围内设置警示标志，要求车辆、行人遵守交通秩序。减速慢行，设置专人临时指挥过路车辆。管沟开挖时，要掌握所穿越公路的车流量情况，根据情况制定挖沟方向，对于穿越点两侧管段较长的，要先将两侧的管沟挖出，最后再破公路，以减少对交通的阻塞时间。

③路面开挖要尽量将对路面的破坏降到最小限度。开挖时，不能采用向上钩，向下

压的方法破路面，首先需要用单斗齿沿表面划痕，破除表面整体粘结力，然后再用单斗慢慢拉起，对于沥青和砼路面切割机进行切割后再开挖。

④开挖后，将穿越保护管套管放入管沟内并进行安装，管沟经测量、检查合格后进行主管穿越。软质土地基公路安装前沟底要用素土回填夯实 300mm 厚，防止管道安装后沉降。

⑤管道安装后经测量、检查合格后进行回填，回填时应分层夯实，防止沉陷，夯实度大于 0.9，每层厚度不应大于 300mm。附件安装完毕后，进行剩余管沟回填、地貌恢复，清理施工现场剩余材料、废料等杂物，设备撤离，需做到工完料尽场地清，把施工时破坏的地貌恢复到原来的形状。

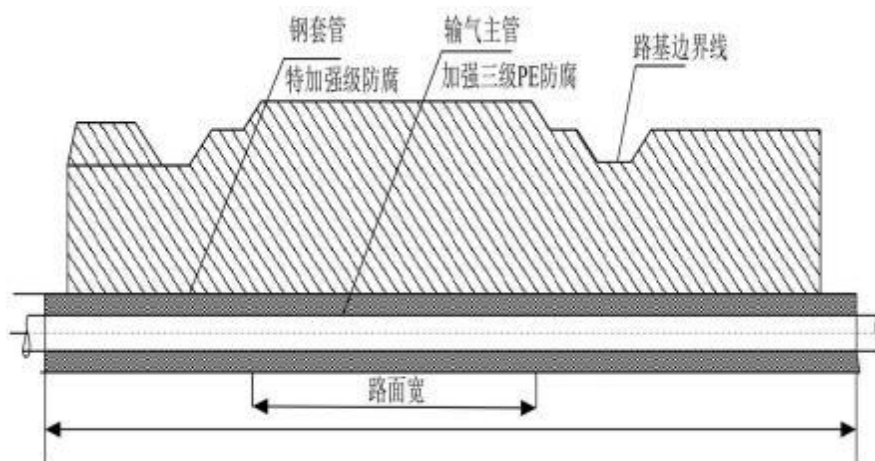


图 4.2-22 大开挖公路穿越施工方式断面示意图

(2) 河流、沟渠穿越施工

本项目穿越河流、沟渠 3 次。拟采用围堰开挖管沟法，施工工艺见下图所示。施工作业一般选在枯水期进行，避开项目所在地雨季或灌溉季节，管道敷设于河床以下 1.2m，对于基岩较浅的河床，采用现浇混凝土的方式进行稳管；对于基岩较深的河床，采用混凝土加重块的稳管方式。

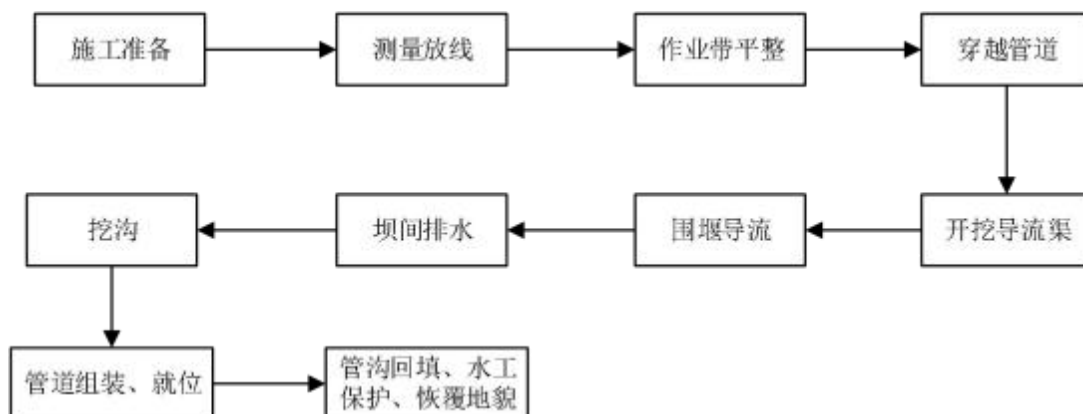


图 4.2-23 穿越河流施工流程示意图

①开挖导流渠

在河流一侧开挖导流渠，导流渠有效宽度的具体尺寸根据施工时现场实际情况确定，

导流渠走向根据地形沿地势较低的路线进行开挖。

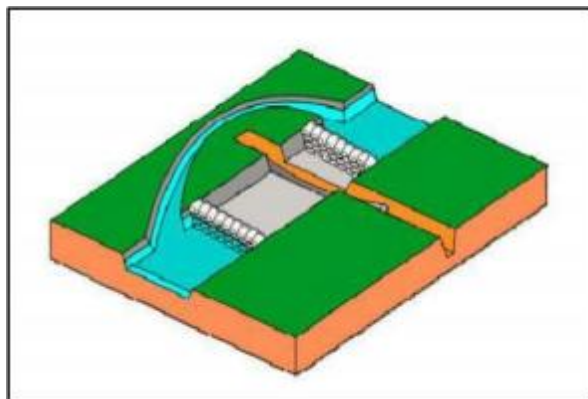


图 4.2-24 导流渠施工工艺示意图

②围堰导流

在河流边缘位置选取合适位置选取导流渠导流，根据河水流速对河道旁的导流渠进行尺寸的界定，保证河道内水流的正常流动。根据现场实际情况，筑坝围堰时预留出导流渠在堰堤穿越处套管安放的位置。

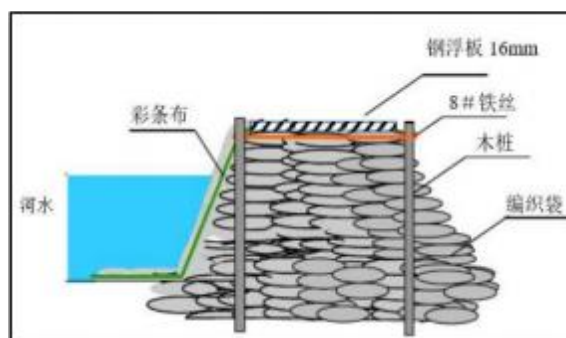


图 4.2-25 围堰施工工艺示意图

③坝间排水

坝筑好后用多台潜水泵连续抽水直至抽净。然后对河床进行降坡，河底清淤；用湿式推土机在河两岸进行降坡，使其平滑过渡，用人工配合挖掘机清理河底淤泥，放至作业带一侧，清淤后用人工在河底作业带两边开挖两条排水沟引至积水坑内用泥浆泵排除渗水。

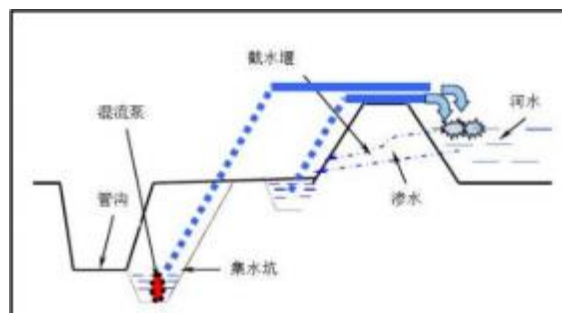


图 4.2-26 排水施工工艺示意图

④挖沟

由于河道内的土质稳定性差，河道管沟开挖将主要分为分阶开挖，并加大坡比度，保证施工安全，所有挖出的弃土尽量堆放到河道上部围堰边侧，可以起到挡水作用。

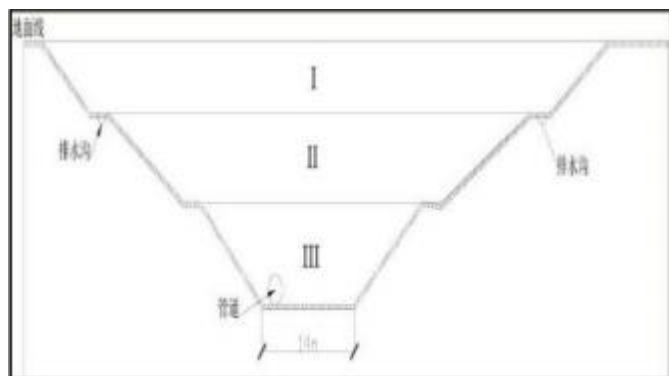


图 4.2-27 挖沟施工工艺示意图

⑤管道组装、就位

在管道组装前需进行管道预制，并进行检测和防腐；预制完成的管段使用钢板将两头进行堵封；管沟开挖成型后，将预制管段整体下沟穿越河道；河道内管道就位并与两头管道进行连接。

管道在开挖、下沟完成后，需先进行管道埋深和防腐检测，合格后包裹胶皮，再进行混凝土的连续覆盖浇筑。管道应埋设于河床或沟床冲淤变化稳定层以下，确保管道安全；同时，可根据地层条件采取现浇混凝土、散抛石笼、大块石或混凝土加重块连续安装的稳管方式。

开挖沟埋方式穿越小型河流时，管沟回填后多余的土方就地平整，不产生弃方问题。

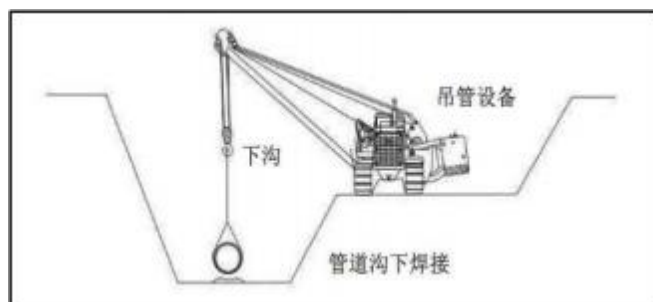


图 4.2-28 管道下沟施工示意图

⑥管沟回填、水工保护、恢复地貌

管沟采用挖掘机进行回填，需严格按照规范、设计修筑护岸和挡土墙；管道施工完毕后应按原貌恢复河床及岸坡地貌，不得改变岸坡自然形态。护岸边缘处应与原河岸平滑连接，河床上不允许出现影响泄洪物体和造成跌水、旋涡等现象和影响水土保持不利因素。管沟回填后应根据设计要求修筑浆砌石护岸，对河床土质不良段，应采用石笼基础加草袋结构护岸，湾道河流应修筑丁字坝引流。

河流穿越采取的安全环保措施：在河流穿越前 10 天由土地征用人员给当地河道管理部门上报河流穿越的报告，征得河道管理部门的同意并获得审批。在施工过程中，由

河道和航道管理部门的有关人员亲赴施工现场监督、检查、协调施工全过程。在管线穿越段安装施工的全过程中，由专人负责巡视渠内的水情和拦水堤坝的情况。施工现场储备一定数量的木桩、袋装土等，防止发生河渠的决口事故。与气象、水利部门保持经常的联系，并根据天气、水文的变化情况及时采取相应的措施。对于流量季节性变化明显的河流，选择有利时机进行施工。

4.2.5.4 主要污染物源强核算及治理措施

(1) 废气

本工程施工期主要的大气污染物是扬尘、施工机械、车辆排放的尾气、管道焊接产生的焊接烟尘以及管道补口补伤时产生的防腐废气。本项目住宿均租用附近农户或旅馆，吃饭均在附近城镇餐馆就餐或餐馆打包就餐，不涉及食堂。

①施工扬尘

井场平整、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井场平整起尘、管沟开挖起尘量、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。由于开挖埋管建设过程为逐段进行，站场和管线敷设施工期较短，西南地区空气潮湿，在施工现场设置围栏或部分围栏、管沟堆土尽量采取遮盖、洒水抑尘、封闭运输等措施减少起尘量的情况下，产生的扬尘较少。

②施工尾气

在管线敷设和站场建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 C_xH_y 、CO、 NO_x 等。由于管线是线性工程，站场和管线敷设施工期较短，同时施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等，最终产生的废气量较小，且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

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少，呈无组织排放。

④防腐废气

防腐废气主要是在管道敷设补口补伤时产生的，主要污染物为非甲烷总烃，产生量较少，呈无组织排放。

⑤放空废气

本项目元坝 103-3 站场管道与现有 1#联通，元坝 271-2H 站场管线与现有 3#联通，新老管线连接前，需对老管线内原料气进行放空。放空作业前逐步降低管道压力正常能进集输管网会优先进管网，减少酸气管线残存原料气和燃料气管线残存天然气，少量管道内实在不能进集输管网的原料气和/天然气依托接入管线下游站场（元坝 102H 和元坝 272）设置的长明火炬系统燃烧后排入大气，排放的废气中主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、烟尘。

（2）废水

集输管道施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水车辆、机械设备的冲洗废水。

①试压废水

本项目酸气管线共计 16.51km，采出水管道 7.15km，燃料气管线 13.71km 均采用清水试压，管道试压分段进行试压。根据管线内体积计算预计本项目产生试压用水约 287.5m³。

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用氮气对全线进行吹扫，直至无污物排出，最后采用清水试压。由于管道试压前进行了清管，试压介质为洁净水，因此施压废水中主要污染物为少量 SS，包括机械杂质和泥沙等。经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘使用严禁随意排放。

②生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，每人每天用水量为 0.1m³，高峰施工人员为 50 人，产污系数为 0.8，因此，生活污水产生量约 4.0m³/d。主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次大约为 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。本项目站场和管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地附近老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

③施工废水

项目施工时会产生车辆设备冲洗废水，施工机具保洁废水和顶管施工废水，但此部分废水的量少、排放较为分散，污染因子以 SS 和石油类为主。本项目在施工现场设置隔油沉淀池，各类施工废水，经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘，不外排；废油交有危废资质的单位综合利用或处置。

（3）噪声

管线敷设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，主要施工机械噪声源强见下表。

表 4.2-20 主要施工机具声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离 (m)	最大声级 (dB (A))	运行方式	运行时间(h)
1	推土机	5	85	移动设备	间断, <4
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断, <2
3	载重汽车	5	85	移动设备	间断, <2
4	电焊机	1	87	移动设备	间断, <4
5	吊管机	5	81	移动设备	间断, <4
6	顶管机械	5	85	固定设备	间断, <4
7	柴油发电机	1	95	固定设备	间断, <4

防治措施:

①合理安排作业时间，避开敏感时段施工，避免大量高噪声设备同时运行；严禁夜间（22:00-6:00）、午间（12:00-2:00）进行施工作业，确保噪声不扰民。若必须连续施工作业的工点，施工单位应视具体情况及时与环保部门取得联系，按规定申领夜间施工

证，同时发布公告最大限度地争取民众支持。

②施工设备尽量采用先进低噪声设备，对产生噪声的施工设备加强维护和维修工作。

③优化运输方案，机械车辆途经居住区时必须减速慢行，禁鸣喇叭。

④合理布置施工场地，适当控制机械作业密度，条件允许时拉开一定距离，避免形成噪声叠加。

⑤对于敏感地点附近的施工作业，修建临时隔声屏障等。

⑥采用集中力量、逐段施工方法，缩短施工周期，减轻施工噪声对局部地段声环境的影响。

（4）固废

管线施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料、顶管废弃泥浆、清管试压废渣。

①生活垃圾

本项目的生活垃圾主要是施工作业人员和工地管理人员在施工现场产生的塑料、废纸和果皮等，高峰时施工场地人数 50 人，生活垃圾按 $0.5\text{kg/d} \cdot \text{人}$ 计算，则施工期生活垃圾产生量约为 25kg/d 。生活垃圾经袋装收集后，交由当地环卫部门统一清运处理。项目采取分段施工，具有较大的分散性，局部排放量很小。

②施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km ，新建集输管线总长约 37.37km ，则管道施工废料产生量为 7.47t 。施工废料由施工单位回收利用。

③清管试压废渣

本项目管道施工完成试运行前对管道进行清管、试压，清管时会产生少量废渣，主要为管道内的少量灰尘和铁锈，累计产生量约为 0.8t 。清管试压废渣均属于一般固废，不得随意扔撒或者堆放，统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。

本项目管线施工过程一般固废产生情况见下表：

表 4.2-26 管线施工过程一般固废汇总表

序号	固废名称	类别	代码	产生量/t	产生工序及装置	形态	主要成分	污染防治措施
1	生活垃圾	SW64	900-099-S64	少量	管线施工	固态	生活垃圾	垃圾桶收集后交环卫部门统一处置
2	施工废料	SW17	900-002-S17、 900-003-S17、 900-005-S17	7.47	管线施工	固态	废管材、 废包装材料、 废焊条、 废边角料等	由施工单位回收利用
4	清管试压废渣	W72	900-001-S72	0.8	管线施工	固体	灰尘、铁锈	统一收集清运至周边合法建筑渣场处置

（5）生态环境

本项目施工过程中，特别是管线施工将对原有地形地貌、土壤植被等产生一定的破坏，导致施工场地附近土壤结构破坏，林地退化，降低了表层土壤的抗蚀性，造成新的水土流失，本工程虽然采取了一系列防护措施，但施工期间还是会对管线周边区域生态环境和自然景观造成一定程度的影响。

建设项目施工临时用地类型以耕地用地为主，其主要临时用地将对土地及地表植物产生短期的直接影响。由于工程影响范围内多为常规广泛生长的物种，植被具有一定的自我恢复能力，工程建设仅导致部分植被面积和常见植物类数量的损失，对建设区域的植被和植物资源影响不大。施工结束后，会对临时占地进行生态恢复，故本项目施工占地对土地及地表植被的影响是暂时的。主要防治措施如下：

①线路方案选择过程中，在确定线路走向时，充分考虑对生态环境的保护，在满足线路走向和工艺要求的同时，线路尽量避开或减少了通过基本农田、林区地段；在无法避免的林地段施工时，要减少施工作业人员，尽量采用人工作业，少用机械，以减少对林木的破坏。不得破坏作业带以外的林木，同时，做好还林、补林和林木移栽工作措施。

②通过农业区时，管道保持足够埋深，不影响耕作。表土开挖采取分层堆放，分层回填，对熟土的保护做到措施到位，尽量不造成熟土养分流失，减少营运期内对农作物生长造成的经济损失。

③管沟开挖产生的多余土石方不随意丢弃，并采取相应的拦挡措施，防止水土流失。管道经过深沟、陡坎地段，做好护坡、堡坎和排泄水设施。穿越河流时，没有护岸的新修护岸，原有护岸恢复。

④施工作业应避开暴雨季节，减少降雨引发的水土流失几率。应尽量避免农作物生长季节，减少农业生产的损失。

⑤管道穿越道路时，要规范施工，严格管理，在施工前应制定出泥浆、土石方处置方案，应限制临时堆放占地面积和远距离转移。

⑥加强施工管理，确保施工期间的环境管理，并接受当地环保、林业和水土保持主管部门的监督；

⑦管沟开挖时对土壤实行分层开挖、分层堆放和分层回填的方法，并保证施工完成后恢复管道沿线的植被和地貌，对作业区外缘被破坏的植被进行复种，其覆盖率不得低于原有水平。

⑧妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对河流和土壤的影响。施工回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以恢复土壤的生产能力。回填后多余的土应平铺在田间或作为田埂等，不得随意丢弃。回填完成后，应立即开展复耕、复植工作，完善相应的水土保持工程。

⑨施工中严格执行 HSE 管理，控制人员车辆行动，减少占地和对环境的破坏，施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，按国务院的《土地复垦规定》进行复垦。凡

受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时恢复原貌，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

⑩加大对作业带有机肥料的投入，增加土壤有机质含量，恢复土壤团粒结构，减轻对土壤的压实效应。

4.2.5.5 集输管线敷设污染物排放统计

集输管线敷设污染物排放量统计见下表。

表 4.2-27 集输管线敷设施工污染物产排情况统计表

类别	污染源	污染物类型	污染物名称	产生量	防治措施	排放量
废气	施工场地、公路路面及两侧	扬尘	TSP	少量	施工现场设置围栏或部分围栏、管沟堆土尽量采取遮盖、洒水抑尘、封闭运输等	少量
	施工机械、运输车辆	尾气	CO、NO _x 等	少量	使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等	少量
	焊接	烟尘	烟尘	间断排放，排放量小		
	防腐	防腐废气	非甲烷总烃	间断排放，排放量小		
	管线放空废气	长明火炬燃烧废气	SO ₂ 、NO _x 、烟尘	依托接入管线下游站场（元坝 102H 和元坝272）设置的长明火炬系统燃烧后排入大气		
废水	试压管道	试压废水	SS 等	287.5m ³	经简易的沉淀池沉淀处理后回用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘	0m ³
	施工人员	生活污水	COD、BOD ₅ 、SS 等	不集中产生	利用当地场镇或农户已有的设施进行收集处置	/
	施工废水	冲洗废水	SS 和石油类等	少量	经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘，不外排；废油交有危废资质的单位综合利用或处置	0 m ³
噪声	挖掘机、推土机、运输汽车等	机械噪声		81~95dB	选择低噪声设备，合理安排施工时间、避免夜间施工	81~95dB
固废	施工人员	生活垃圾	/	25kg/d	经袋装收集后，交由当地环卫部门统一清运处理	25kg/d
	管道建设	施工废料	废管材、废包装材料、废焊条、废边角料等	7.47t	由施工单位回收利用	0t
	清管	废渣	灰尘和铁锈	0.8t	统一收集清运至周边合法建筑渣场处置	0.8t

4.2.6 施工期“三废”汇总表

综上所述，本项目施工期污染物产生量及排放状况见下表所示：

表 4.2-28 本项目施工期“三废”及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施	
废 气	施工扬尘	TSP	少量	少量	施工现场设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等	
	施工机械和运输车辆尾气	CO、NOx 等	少量	少量	选用尾气排放达标车辆，加强保养维护	
	备用柴油机/发电机废气	NOX、颗粒物、SO ₂	少量	少量	燃油采用合格的轻质柴油成品，废气经自带的消烟除尘装置处理后由 6m 高排气筒排放	
	气体钻粉尘	颗粒物	少量	(0.24~0.71) t	向排砂管内加水洗涤降尘	
	油基泥浆钻井时产生的有机废气	非甲烷总烃	0.477t	0.477t	无组织排放	
	非正常工况气侵废气	H ₂ S	根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，五开采用高酸溶强封堵聚合物钻井液，并且现场储备不少于 7 吨的除硫剂，无组织排放			
	事故放喷、测试放喷废气	CO ₂ 、SO ₂ 、水蒸气等	短期排放，点火燃烧处理，主要产物为 CO ₂ 、SO ₂ 、水蒸气等			
	焊接烟尘	烟尘	间断排放，排放量小			
	防腐废气	非甲烷总烃	间断排放，排放量小			
	管道放空废气	NOX、颗粒物、SO ₂	依托接入管线下游站场（元坝 102H 和元坝272）设置的长明火炬系统燃烧后排入大气			
废 水	施工废水	SS 和石油类	少量	/	经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排	
	方井雨水	SS 和石油类	106.9m ³	0	及时泵入泥浆不落地工艺废水收集罐内，回用于水基泥浆调配用水	
	初期雨水	SS 和石油类	93.8~132.69m ³ / 次			
	空气钻降尘水	石油类、悬浮物、COD 及氯化物等	558m ³	0	废水暂存于废水收集罐中经沉淀后，上清液回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，回用于该井场后续钻井泥浆配置用水	
	钻井废水（最大值）		4008m ³	0	经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注	
	洗井废水		810m ³	0	废水进入集污罐中沉淀，上清液回用于同区域配置压裂液，不外排	
	压裂返排液		6120m ³	0	经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注	
	管道试压废水	SS	287.5m ³	0	经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘	
	生活污水	CODCr、BOD5、SS 等	8984.8m ³	8984.8m ³	由改进生态厕所收集后，由罐车拉运至当地生活污水处理厂处理达标外排。	
噪 声	车辆机械、泥浆泵、钻机、测试放喷等设备噪声和气流噪声		优选低噪声设备，合理布置了主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；钻井及办公生活用电使用网电；备用发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的备用柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫；合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持；放喷池设置三面建 3m 的围墙，以减小测试放喷时的影响。通过采取这些措施后，噪声影响能降至最低。			
固	钻井	气体和水基钻阶段	泥浆和岩屑等	37408t	0	经泥浆不落地工艺进行固液分离，固相收集后交由具有相关处理类别资质且环保手续齐全的单

污染源			主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施
废	固废					位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近处理
		油基钻阶段	混浆	360t	0	收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置
			含油岩屑和废油基泥浆	5941.86t	0	
	废油桶、废试剂桶		油、试剂	1.4t	0	
	废矿物油		油类物质	16.2t	0	废油用于井场钻井综合利用或者交有相应危险废物处理资质的单位综合利用或处置
	生活垃圾		/	56.2t	56.2t	场地设垃圾收集桶，收集后交环卫部门统一处置
	废包装材料		包装袋等	7t	0	集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理
	清管试压废渣		灰尘、铁锈等	0.8t	0.8t	统一收集清运至周边合法建筑渣场处置
	施工废料		废包装材料、废焊条等	7.47t	/	由施工单位回收利用
	站场设备管线防腐		废油漆桶	0.28t	0.28t	收集后施工结束交由相应危险废物处理资质的单位处置
	井场工程、道路工程、地面集输工程以及完井搬迁等		建筑垃圾	少量	少量	外运至指定建筑垃圾场处置
	生态	钻前工程、道路、管线等施工、站场地面工程建设		总占地面积约 24.67hm ² ，其中永久占地面积约 2.59hm ² ，临时占地约 22.08hm ² ，地表、植被破坏，水土流失		施工完后，临时占地恢复 原有使用功能，进行植被 恢复工作
风险	钻井期环境风险主要是井喷事故，天然气井喷对附近人群生命财产造成伤害与损失					

4.3 运营期工程分析

本项目正常运行时，对环境的影响主要来自站场工艺过程的排污。集输管线由建设单位调配人员进行巡线，不新增劳动定员，无新增生活垃圾产生。正常集输过程不产生废水、废气、噪声。

4.3.1 站场

4.3.1.1 站场工艺方案

本项目按照区域已建设施进行采气站场工艺的设计、设备与管道的选型，执行标准化、模块化建设模式。元坝 11-1H 站场、元坝 104-2H 站场、元坝 103-2H 站场以及元坝 103-3 站场均采用“湿气加热保温，气液分输”工艺方案；元坝 271-2H 站场、元坝 271-1 站场采用“湿气加热保温，气液混输”工艺方案；元坝 272-3 站场、元坝 272-4H 站场、元坝 101-2H 站场、元坝 273-2H 站场采用“气液混输”工艺方案。采气站场具体工艺方案和流程见下表和下图。

表 4.3-1 新建、扩建站场工艺

站场名称	井数	站场工艺方案	站场污水输送方案	备注
元坝 103-3	1	节流、加热、分离、计量、外输	站内气液分输污水罐车拉运；站外 1#线为气液混输	集气站
元坝 11-1H	2	节流、加热、分离、计量、外输	气液分输	集气站
元坝 104-2H	2	节流、加热、分离、计量、外输	气液分输	集气站
元坝 271-2H	1	节流、加热、分离、计量、外输	气液混输	集气站
元坝 271-1	1	节流、加热、分离、计量、外输	气液混输	集气站
元坝 103-2H	1	节流、加热、分离、计量、外输	气液分输	集气站
元坝 272-3	1	节流、外输	气液混输	采气站
元坝 272-4H	1	节流、外输	气液混输	采气站
元坝 273-2H	1	节流、外输	气液混输	采气站
元坝 101-2H	1	节流、外输	气液混输	采气站

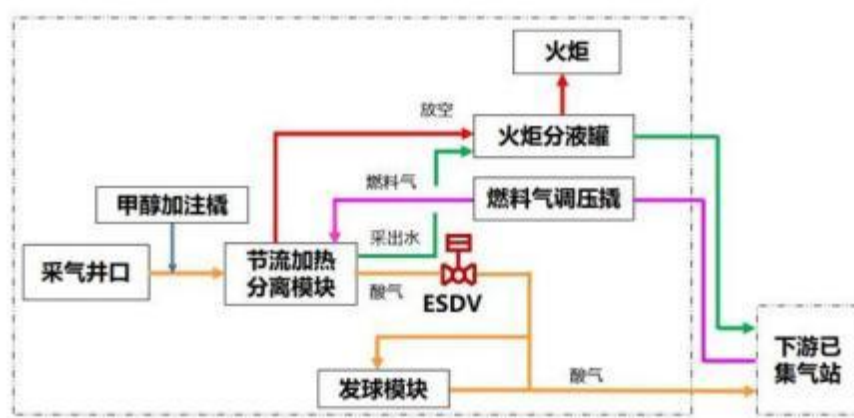


图 4.3-1 站场工艺流程示意图（新建集气站位于上游）

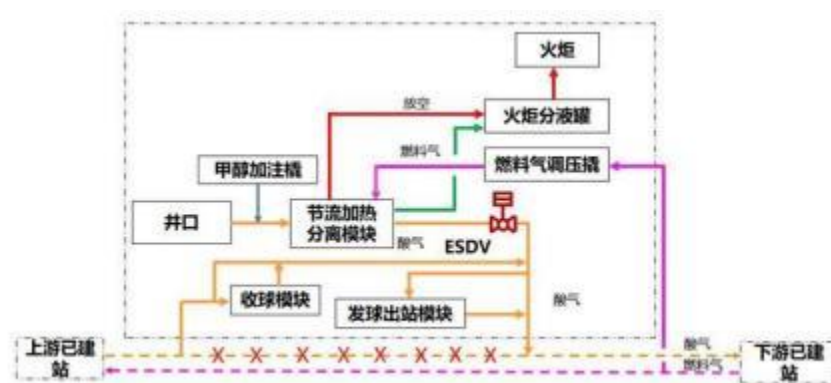


图 4.3-2 站场工艺流程示意图（新建集气站上游下游存在已建站场）

4.3.1.2 站场工艺流程及产排污

本项目站场典型工艺流程及产污节点见下图。

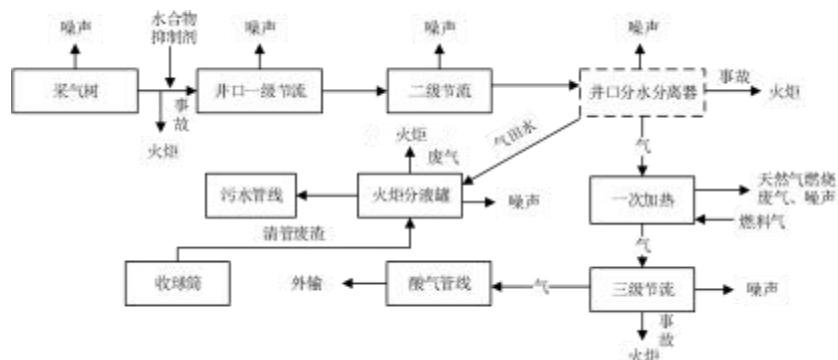


图 4.3-3 站场（集气站）气液分输工艺流程和产污节点图

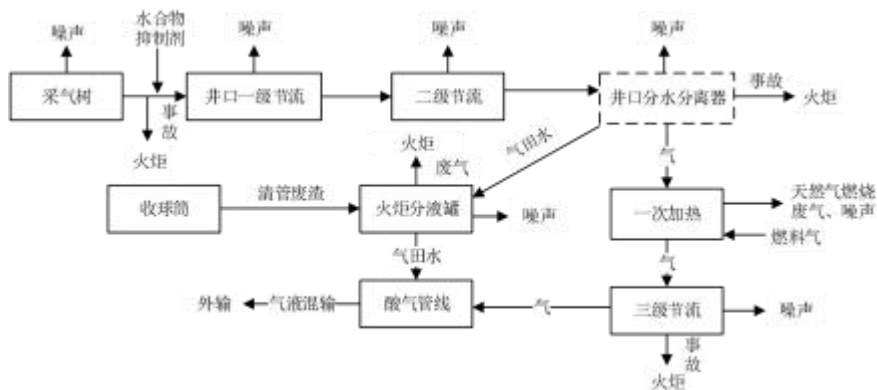


图 4.3-4 站场（集气站）气液混输工艺流程和产污节点图

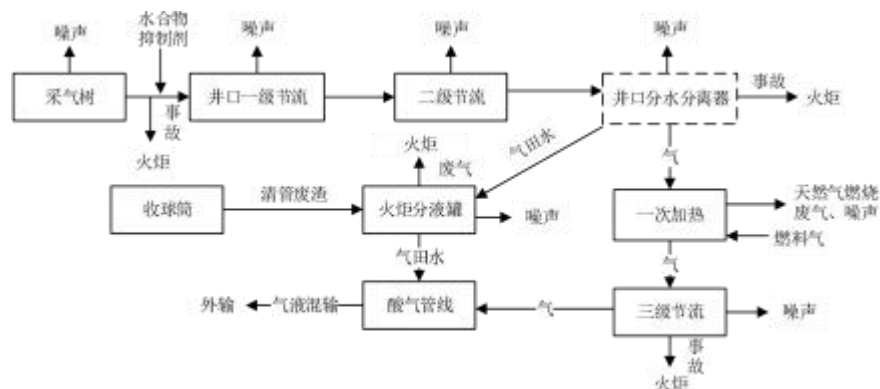


图 4.3-4 站场（采气站）气液混输工艺流程和产污节点图

井口采出原料气经一级节流 25MPa 左右，二级节流降压到 12MPa 左右，进入分水分离器分离出来的气田水排入火炬分液罐，火炬分液罐带有两个污水泵，采出水进行气液分输/混输/罐车拉运，酸气进入水套加热炉加热经三级节流降压到 8.12MPa 后进入酸气管线外输。水套炉用气来自于元坝净化厂通过燃料气管返输过来天然气。另外在站内设备、管道中天然气超压或需要检修时，通过长明火炬将天然气进行燃烧放空。元坝 103-3 站场采出水由罐车拉运，元坝 271-2H、元坝 271-1 站场将采出水泵入酸气管道气液混输，元坝 272-3、元坝 272-4H、元坝 273-2H、元坝 101-2H 站场井口节流后气液混输至下游站场气液分离。

为了防止天然气在节流和输送过程中形成水合物，本项目采用水套炉加热防止水合物形成，水套炉全年使用，采用清水罐车拉运过来的自来水，不使用软化水。

主要污染源为水套炉燃烧废气、火炬燃烧废气、无组织废气、气田水、设备噪声等。

4.3.1.3 主要污染源强核算及治理措施

(1) 废气

项目站场运营期产生的有组织废气主要为水套加热炉燃烧废气，长明火炬燃烧废气；无组织废气主要来源于生产装置区阀门、泵等泄漏的非甲烷总烃和硫化氢；非正常工况下产生的清管、检修及事故废气。

①水套炉燃烧废气

本项目井站采用水套加热炉对管道中的天然气进行加热，然后输去下游管道，水套加热炉使用的燃料为净化后的天然气{元坝净化厂净化后的天然气设计达《天然气》（GB17820-2018）中一类标准}，400kw 水套炉天然气消耗量约 600m³/d，25m³/h 年消耗量约 21.9 万 m³。根据现有工程燃烧废气监测（附件6-1）元坝 273 井站（其水套炉也是 400kw，天然气消耗量约 600m³/d，25m³/h），其 NO_x 排放浓度均值约 37mg/m³，SO₂ 排放浓度小于 3mg/m³，颗粒物排放浓度均值约 10.2mg/m³。标杆流量均值约 1011m³/h。因此项目参考元坝气田现有水套炉监测结果平均值进行核算：NO_x 排放浓度 37mg/m³、SO₂ 3mg/m³、颗粒物 10.2mg/m³、标杆流量 1011m³/h。

表 4.3-1 水套炉相关设计参数

水套加热炉功率	排气筒高度(m)	排气筒内径(m)	耗气量(m ³ /d)	排放时间(h/a)	排放工况	烟气出口温度(℃)
400kw	8	0.20	600	7920 (330d)	连续	130

表 4.3-2 单台水套加热炉产污情况表

污染物	产生情况				排放情况		
	烟气量万 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h	浓度 mg/m ³	排放量 t/a	速率 kg/h	浓度 mg/m ³
颗粒物	800.71	0.082	0.010	10.20	0.082	0.010	10.20
NO _x		0.296	0.037	37.0	0.296	0.037	37.0
SO ₂		0.024	0.003	3.0	0.024	0.003	3.0

表 4.3-3 项目各站场新增水套加热炉产污情况表

采气站场	热负荷 (kw)	天然气年耗量 (万 m ³)	数量 (台)	SO ₂ (t/a)	NO _x 量(t/a)	颗粒物(t/a)
元坝 11-1H 站场	400KW	43.8	2	0.048	0.592	0.164
元坝 271-1 站场	400KW	21.9	1	0.024	0.296	0.082
元坝 103-2H 站场	400KW	21.9	1	0.024	0.296	0.082
元坝 104-2 H 站场	400KW	43.8	2	0.048	0.592	0.164
元坝 271-2H 站场	400KW	21.9	1	0.024	0.296	0.082
元坝 103-3 站场	400KW	21.9	1	0.024	0.296	0.082
元坝 272H 站场	400KW	21.9	1	0.024	0.296	0.082
元坝 273-1H 站场	400KW	21.9	1	0.024	0.296	0.082
合计		219	10	0.24	2.96	0.82

综上所述，本项目水套炉年排放颗粒物约 0.82t/a，NO_x 约 2.96t/a，SO₂ 约 0.24t/a。水套炉废气经 8m 高排气筒排放。由上表可知，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。

（2）长明火炬燃烧废气

①净化天然气燃烧废气

本项目站场设置有长明火炬（H=40m，DN200），火炬燃烧预计耗天然气量约 1200m³/d，年消耗量约 43.8 万 m³，气源同水套炉燃烧天然气（一类天然气），主要污染物为 NO_x、SO₂ 和颗粒物，氮氧化物、颗粒物采用《环境保护实用数据手册》表 2-63（各种燃料燃烧时产生的污染物）中天然气燃烧废气系数计算，废气量、二氧化硫参照《第二次全国污染源普查产排污系数手册》锅炉产排污系数表-燃气工业锅炉确定，污染物产生情况见下表。

表 4.3-4 天然气产污系数一览表

污染物指标	单位	产污系数
工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753
氮氧化物	千克/万立方米-原料	6.3
二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S
颗粒物	千克/万立方米-原料	2.4

注：燃料气为元坝净化厂净化气，能达到一类天然气标准，本次二氧化硫产污系数中 S 取值 20。

表 4.3-5 站场单套长明火炬净化气产污情况表

污染物	烟气量万 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h

污染物	烟气量万 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h
颗粒物	471.958	0.105	0.012
NO _x		0.276	0.032
SO ₂		0.018	0.002

②火炬分液罐闪蒸气

本项目站场内设置有火炬分液罐，分液罐中气田水中溶解有少量的甲烷和 H₂S 会在水中逸散出来进入火炬系统燃烧后排放。根据设计单位提供：经 HYSYS 软件预测本项目火炬分液罐闪蒸汽为 27.21m³/d（0.99×10⁴m³/a），硫化氢含量约 1032kg/a（103.9g/m³）。闪蒸汽燃烧污染物排放情况如下。

表 4.3-6 站场长明火炬分液罐废气燃烧后污染物排放情况表

污染物	产生情况		
	烟气量万 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h
颗粒物	10.668	0.002	0.000
SO ₂		1.943	0.222
NO _x		0.006	0.001

综上所述，本项目新建、扩建站场长明火炬产污情况如下表。

表 4.3-7 站场火炬总体产污情况表

污染物	产生情况				排放情况		
	烟气量万 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h	浓度 mg/m ³	排放量 t/a	速率 kg/h	浓度 mg/m ³
颗粒物	482.626	0.107	0.012	22.27	0.107	0.012	22.27
SO ₂		1.960	0.224	406.14	1.960	0.224	406.14
NO _x		0.282	0.032	58.47	0.282	0.032	58.47

表 4.3-8 新建火炬总体产污情况表

火炬排放源	颗粒物	SO ₂	NO _x
元坝 11-1H 站场	0.107	1.960	0.282
元坝 271-1 站场	0.107	1.960	0.282
元坝 103-2H 站场	0.107	1.960	0.282
元坝 104-2H 站场	0.107	1.960	0.282
元坝 271-2H 站场	0.107	1.960	0.282
元坝 103-3 站场	0.107	1.960	0.282
合计	0.642	11.76	1.692

注：元坝 272-3、元坝 272-4H 站场依托元坝 272H 站场火炬系统。元坝 273-2H 依托元坝 273-1 站场火炬系统、元坝 101-2H 依托元坝 101-1 站场火炬系统。

由上表可知，本项目新建产能站场内长明火炬年排放颗粒物约 0.642t/a，SO₂ 约 11.76t/a，NO_x 约 1.692t/a。NO_x、SO₂ 和颗粒物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源大气污染物排放限值。

（3）检修及事故废气

本项目站场每年 1~2 次定期检修，检修前为保证检修过程的安全，需排空设备及管道内的残留天然气。站场设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量，放空时间约 15min，原料气通过火炬燃烧后排放，燃烧后的污染物主要为 SO₂。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）5.7.3 条要求，对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的应经燃烧后放空，本项目检修及事故原料气燃烧后排放，符合要求。

表 4.3-9 新建、扩建站场检修及事故废气排放情况表

排放源	排放量/（m ³ /a）	排放高度（m）	SO ₂ 量 kg/a	排放方式
元坝 11-1H 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 271-1 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 103-2H 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 104-2 H 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 271-2H 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 103-3 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 272-3 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 272-4H 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 273-2H 站场	200	40	39.12	间歇
元坝 101-2H 站场	200	40	39.12	间歇
合计			391.2	

注：硫化氢浓度按照 103.904 g/m³ 计算；元坝 272-3、元坝 272-4H 站场检修及事故废气依托元坝 272 站场现有火炬燃烧后排放；元坝 273-2H 检修及事故废气依托元坝 273-1 站场现有火炬燃烧后排放、元坝 101-2H 站场检修及事故废气依托元坝 101-1 站场现有火炬燃烧后排放。

（4）备用天然气发电机废气

正常运行时，井站由电网供电，当电网突然断电时采用备用天然气发电机供电。本项目发电机使用的天然气为元坝净化厂净化后的天然气{《天然气》（GB17820-2018）中一类标准}，天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NO_x、SO₂ 和颗粒物，设备使用时间短和频次低，对环境影响较小。

（5）无组织废气

①设备与管线密封点逃逸无组织废气

本项目正常工况下，天然气全过程均处于完全密闭系统内，一般来说，在做好密闭措施情况下无废气产生。站场工艺管道设备区存在一定量的逃逸无组织排放，主要逃逸点为阀门，主要污染物为 NMHC、H₂S。参照《石化行业建设项目挥发性有机物（VOCs）排放量估算方法技术指南（试行）》中对于合成化工含天然气化工气体的筛选范围系数法。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）应开展设备与管线组件密封点泄漏，设备与管线组件泄漏检测达到 2000ppm 应开展修复工作。取 <10000ppmv 的排放系数。年工作时间按照 7920h（330d）计算，计算出站场 NMHC、硫化氢无组织排放量，见下表：

表 4.3-10 新增无组织废气排放情况一览表

排放源	阀门数量	产污系数 (kg/h.源)	逃逸天然 气量 kg/h	硫化氢 质量分 数%	NMHC 质量分 数%	硫化氢无组织排 放量		NMHC 无组织排 放量	
						kg/h	kg/a	kg/h	kg/a
元坝 11-1H	15	0.000131	0.001965	12.91	0.10	2.54×10 ⁻⁴	2.01	1.97×10 ⁻⁶	0.02
元坝 271-1	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10 ⁻⁴	1.34	1.31×10 ⁻⁶	0.01
元坝 103-2H	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10 ⁻⁴	1.34	1.31×10 ⁻⁶	0.01
元坝 104-2 H	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10 ⁻⁴	1.34	1.31×10 ⁻⁶	0.01
元坝 271-2H	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10 ⁻⁴	1.34	1.31×10 ⁻⁶	0.01
元坝 103-3	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10 ⁻⁴	1.34	1.31×10 ⁻⁶	0.01

排放源	阀门数量	产污系数 (kg/h.源)	逃逸天然气量 kg/h	硫化氢 质量分 数%	NMHC 质量分 数%	硫化氢无组织排 放量		NMHC 无组织排 放量	
						kg/h	kg/a	kg/h	kg/a
元坝 272-3	5	0.000131	0.000655	12.91	0.10	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
元坝 272-4H	5	0.000131	0.000655	12.91	0.10	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
元坝 272H	15	0.000131	0.001965	12.91	0.10	2.54×10^{-4}	2.01	1.97×10^{-6}	0.02
元坝 273-1H	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 272-2	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 101-1	10	0.000131	0.00131	12.91	0.10	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 273-2H	5	0.000131	0.000655	12.91	0.10	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
元坝 101-2H	5	0.000131	0.000655	12.91	0.10	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
合计						/	17.42	/	0.16

注：元坝 272H、元坝 101-1、元坝 273-1H、元坝 272-2 站场工艺设备增加，因此对本次改造元坝 272H、元坝 101-1、元坝 273-1H、元坝 272-2 站场进行无组织计算。元坝 102-5、元坝 121H 以及元坝 10-1H 站场工艺设备无增减，本次不进行无组织计算。

②缓蚀剂罐无组织废气

由于本项目元坝 271-2H 和元坝 103-3 站场出站酸气管为碳钢材质，为了减缓碳钢酸气管道的腐蚀速度，元坝 271-2 和元坝 103-3 站场每天在出站管线加注少量缓蚀剂。缓蚀剂主要成分是石脑油，由 C₅-C₁₂ 的烃类（烷烃、环烷烃、芳烃等）组成，暂存于缓蚀剂罐中会产生大小呼吸废气。

A. 大呼吸废气

在向密闭管道加注缓蚀剂以及向缓蚀剂罐体补充缓蚀剂时产生的 NMHC 废气属于大呼吸废气。影响“大呼吸”损耗的因素也很多，最主要除与储存液体性质有关外，还与收发物料的速度快慢、罐内压力等级、周转次数有关。

根据《环境保护计算手册》推荐的罐区大呼吸气计算公式计算出站场缓蚀剂罐（固定顶罐）大呼吸废气产生情况如下：

$$L_w = 4.188 \times 10^{-7} \cdot M \cdot P \cdot K_N \cdot K_C$$

式中：L_w——储罐的工作损失，即年大呼吸损耗量（kg/m³投入量）；

M——储罐内蒸汽的分子量，平均分子量约 100；

P——在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa），石脑油蒸汽压约 1.86-30.89hPa，本项目按 3.0kPa 计算；

K_N——周转因子（无量纲），取值按周转次数确定，即 K≤36，K_N=1；36<K≤220，K_N=11.467×K^{-0.7026}；K>220，K_N=0.26；

K_C——产品因子（石油原油 K_C 取 0.65，其他的有机液体取 1.0）。

表 4.3-11 污水罐大呼吸有机废气主要参数取值和计算结果一览表

序号	站场名称	储罐名称	储存物料	数量 (个)	缓蚀剂 投入量 (m ³ /a)	周转次 数 (次/年)	分子 量 M	P(Pa)	K _N	K _C	L _w (kg/m ³ 投入量)	有机废气 产生量 (kg/a)	排放速率 (kg/h)
1	元坝 271-2H	缓蚀剂罐	石脑油	1 (5m ³)	10	2	100	3000	1	1.0	0.126	1.26	1.60×10^{-4}
2	元坝 103-3	缓蚀剂罐	石脑油	1 (5m ³)	10	2	100	3000	1	1.0	0.126	1.26	1.60×10^{-4}
合计												2.52	/

B. 小呼吸废气

由于外界大气温度昼夜变化而引起的损耗称为储罐的“小呼吸”损耗。小呼吸蒸发损失量和储罐储存液位高度、罐容量、储罐允许承受的蒸汽压力及温度的变化有着密切关系。

根据《环境保护计算手册》推荐的罐区小呼吸气计算公式计算出各采气站污水罐小呼吸挥发性有机废气产生情况如下：

$$L_B = 0.191 \cdot M \cdot \left(\frac{P}{100910 - P} \right)^{0.68} \cdot D^{1.73} \cdot H^{0.51} \cdot \Delta T^{0.45} \cdot F_P \cdot C \cdot K_C$$

式中： L_B ——固定顶罐的呼吸排放量（kg/a）；

M ——储罐内蒸气的分子量，凝析油分子量取其中最易挥发的戊烷的分子量 72；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa），石脑油蒸汽压约 1.86 -30.89hPa，本项目按 3.0kPa 计算；

D ——罐的直径（m）；

H ——平均蒸气空间高度（m）；

ΔT ——一天之内的平均温度差（℃），取 10℃；

F_P ——涂层因子（无量纲），根据油漆状况取值在 1-1.5 之间；

C ——用于小直径罐的调节因子（无量纲），直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9m 的 $C=1$ ；

K_C ——产品因子（石油原油 K_C 取 0.65，其他的有机液体取 1.0）。

表 4.3-12 小呼吸有机废气主要参数取值和计算结果一览表

序号	平台井站名称	储罐名称	储存物料	污水罐数量(个)	分子量 M	P/Pa	直径 D/m	H/m	$\Delta T/^\circ C$	F_P	C	K_C	产生量 /kg/a	排放速率 /kg/h
1	元坝 271-2H	缓蚀剂罐	石脑油	1 (5m ³)	100	3000	1.5	0.7	10	1.25	0.31	1	3.28	4.14×10 ⁻⁴
2	元坝 103-3	缓蚀剂罐	石脑油	1 (5m ³)	100	6000	1.5	0.7	10	1.25	0.31	1	3.28	4.14×10 ⁻⁴
合计													6.56	/

综上，本项目元坝 271-2H 和元坝 103-3 站场 NMHC 废气无组织排放量(大呼吸+小呼吸)见下表。

表 4.3-13 大小呼吸有机废气产生情况汇总表

序号	站场名称	储罐名称	大呼吸		小呼吸		站场总排放量(kg/a)	站场总排放速率(kg/h)
			站场产生量(kg/a)	排放速率(kg/h)	站场产生量(kg/a)	排放速率(kg/h)		
1	元坝 271-2H	缓蚀剂罐	1.26	1.60×10 ⁻⁴	3.28	4.14×10 ⁻⁴	4.54	5.73×10 ⁻⁴
2	元坝 103-3	缓蚀剂罐	1.26	1.60×10 ⁻⁴	3.28	4.14×10 ⁻⁴	4.54	5.73×10 ⁻⁴
合计							9.08	/

综上可知，本项目各站场新增无组织废气产生情况见下表。

表 4.3-14 新增无组织废气总体产污情况表

排放源	硫化氢无组织排放量	NMHC 无组织排放量

	kg/h	kg/a	kg/h	kg/a
元坝 11-1H	2.54×10^{-4}	2.01	1.97×10^{-6}	0.02
元坝 271-1	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 103-2H	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 104-2 H	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 271-2H	1.69×10^{-4}	1.34	5.74×10^{-4}	4.55
元坝 103-3	1.69×10^{-4}	1.34	5.74×10^{-4}	4.55
元坝 272-3	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
元坝 272-4H	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
元坝 272H	2.54×10^{-4}	2.01	1.97×10^{-6}	0.02
元坝 273-1H	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 272-2	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 101-1	1.69×10^{-4}	1.34	1.31×10^{-6}	0.01
元坝 273-2H	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
元坝 101-2H	0.85×10^{-4}	0.67	0.66×10^{-6}	0.01
合计	/	17.42	/	9.24

综上，本项目非甲烷总烃无组织年排放量为 9.24kg/a；H₂S 无组织年排放量为：17.42kg/a。

（2）废水

运营期站场主要产生气田水、检修废水、生活污水。

①气田水

根据建设单位提供资料，本项目预计建产期 5 年，稳产 3 年，进入递减期综合递减率约 12%，预计 20 年末累计产气 $134.82 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

项目初期气田水主要包括凝析液以及残酸废压裂液，约 1 年后主要为气田采出水根据已投产老井生产规律以及结合本次建产井所在礁带位置，按累计产水量与累计产气量计算水气比为 0.41（ $10^4 \text{m}^3/10^8 \text{m}^3$ ），预测产液水气比 1-8 年 0.2 方/万方，9-12 年 0.5 方/万方，13-15 年后 0.8 方/万方，16-20 年后 1.0 方/万方。采气期气田水产生如下表所示。由下表可知本项目气田水最大日产水量约 $162.8 \text{m}^3/\text{d}$ （ $53724 \text{m}^3/\text{a}$ ，2034 年度）。

表 4.3- 15 本项目运营期工程年度（近 20 年）采气水产生量预测

序号	年度	年产气（万 m^3 ）	递减率	累计产气（万 m^3 ）	年产水量（ m^3 ）
1	2026 年	44550	/	44550.00	8910.00
2	2027 年	52800	/	97350.00	10560.00
3	2028 年	62700	/	160050.00	12540.00
4	2029 年	94050	/	254100.00	18810.00
5	2030 年	122100	/	376200.00	24420.00
6	2031 年	122100	/	498300.00	24420.00
7	2032 年	122100	/	620400.00	24420.00
8	2033 年	122100	/	742500.00	24420.00
9	2034 年	107448.00	12%	849948.00	53724.00
10	2035 年	94554.24	12%	944502.24	47277.12
11	2036 年	83207.73	12%	1027709.97	41603.87

序号	年度	年产气 (万 m ³)	递减率	累计产气 (万 m ³)	年产水量 (m ³)
12	2037 年	73222.80	12%	1100932.77	36611.40
13	2038 年	64436.07	12%	1165368.84	51548.85
14	2039 年	56703.74	12%	1222072.58	45362.99
15	2040 年	49899.29	12%	1271971.87	39919.43
16	2041 年	43911.38	12%	1315883.25	43911.38
17	2042 年	38642.01	12%	1354525.26	38642.01
18	2043 年	34004.97	12%	1388530.23	34004.97
19	2044 年	29924.37	12%	1418454.60	29924.37
20	2045 年	26333.45	12%	1444788.05	26333.45
合计	/	/	/	/	637363.84

气田水主要污染物为 COD、SS 和氯化物等。根据类比气田水水质情况见下表。

表 4.3-16 气田采出水主要污染物浓度

主要污染物浓度(mg/L,pH 除外)				
pH	COD _{Cr}	氯化物	硫化物	SS
6~8	3000~5100	26000~28000	300~3000	50~400

本项目气田水进入站内火炬分液罐，火炬分液罐带有两个污水外输泵，采出水通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后再经元坝气田资源化水处理工程深度处理后回用于元坝净化厂。

②设备检修废水

每座站场每年需进行 1~2 次装置设备检修，检修设备时将产生清洗废水，其用水量约 2m³/次，本次新建、扩建站场产生废水 3.6m³/a 座，则本项目总计产生量约 36m³/a，主要污染物有 SS、石油类。本项目设备检修废水暂存于火炬分液罐，火炬分液罐带有两个污水外输泵，采出水通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂。现场无废水外排。

③生活污水

本项目新建、扩建站场为无人值守，但是站内（除元坝 272-4H、元坝 272-3、元坝 273-2H、元坝 101-2H 站场外）均设置有改进型生态厕所一座，用于巡查巡视人员临时使用，各站生活污水产生量约 0.01m³/d（3.65m³/a），总计约 0.06m³/d（21.9m³/a）；主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次大约为 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L，由改进型生态厕所收集后，送地方城镇污水厂处理达标后外排。

(3) 噪声

本项目运营期正常工况时，噪声源主要集中在采气站场的水套加热炉和分离器等设备间。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。据调查，其声

级值见下表。

表 4.3-17 站场主要噪声源及声值

类别	声源名称	声源源强 /dB (A)	声源控制措施	治理后源强 /dB (A)	运行时段	备注
正常工况	分离器	65	选用低噪声设备，隔声及减振等	60	昼夜间 (持续时 间：24h)	/
	水套炉	65		60		/
	气田水转输泵	70		65		/
	燃料气调压分配撬	65		60		/
	临时甲醇加注撬块	70		65	初期使用	开井初期使用
	火炬	50	/	50	昼夜	/
	站内管网	55	/	55	昼夜	/
非正常工况	天然气发电机	85	选用低噪声设备，隔声及减振等	75	偶发	停电时用
	火炬放空	80	/	80	偶发	事故放空

项目通过场内设备合理布局，选用低噪声设备，工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声，同时采取隔声、消声及减振及距离衰减等措施来降低噪声对周围环境的干扰。

(4) 固废

①检修固废

检修废渣主要是场站设备检修产生的废渣，主要成分为钢圈、垫片、金属保护层、废保温材料等，均为一般固废（SW62 900-002-S62/900-003-S62），本次新建、扩建站场每座产生量平均约为 0.5t/a，总计产生量约 5.0t/a；送当地废品回收站资源化回收。

②含油固废

站场设备定期维护保养会产生废油及油桶，每个新建、扩建站场产生含油固废的量约 0.1t/a，则本项目共计产生约 1.0t/a。根据《国家危险废物名录》，废油（类别：HW08，代码：900-217-08）属于危险废物，产生的废油收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存）。

表 4.3-18 运营期站场危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
废油	HW08	900-217-08	1.0t/a	设备	半固态	废润滑油	润滑油	试采期设备维护	T、I	产生的废油收集后及时交由相应危险废物处理资质的单位处置

③ 生活垃圾

本项目站场运营期无人值守，无生活垃圾产生。

4.3.2 集输管线

本项目新建管线由建设单位调配人员进行巡线，不新增劳动定员，无新增生活垃圾产生。在正常集输过程不产生废水、废气、噪声、固废。

（1）废气

①清管废气

本管道工程在正常运营期间，管线每年将进行 1~2 次清管作业，清管作业时收球筒有极少量的原料气产生。清管产生的废气依托站场设置的长明火炬系统燃烧后排放，排放的原料气经 40m 高的火炬燃烧后排入大气，排放的废气中主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物。

②事故状态排放废气

事故状态一般为系统超压情况，系统超压时将排放一定量的天然气。原料气超压放空次数极少，发生的频率约为 2~3 年/次，每次持续时间约 10~30min。超压排放的天然气经站场 40m 高的火炬燃烧排放的废气中主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物。

（2）废水

目管道输送的原料气、气田水，正常情况营运期无生产废水产生。

①生活污水

项目建成后，由运营单位调配人员进行巡线，不新增劳动定员，无新增生活废水产生。

②批处理废液

本项目原料气集输管线中元坝 103-3~1#集输干线附近、元坝 271-2H~3#集输干线这 2 条为 L360QS 材质管道，为控制管道内腐蚀每个月须进行批处理一次，根据元坝气田现有管线运营数据，批处理废液产生量每次约 $1\text{m}^3/\text{km}$ ，本次新建 L360QS 材质管道约 5.9km，批处理废液产生量新增约 $5.9\text{m}^3/\text{次}$ ，总计 $70.8\text{m}^3/\text{a}$ 。批处理废液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注。

（3）噪声

本项目天然气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中管道不会产生噪声污染。

接口处的阀门等会因节流或流速改变造成部件的机械振动而产生一定噪声，其噪声值较低，对环境影响较小。

此外，在检修或清管放空时，放空系统会产生高压气流噪声，其值 90dB（A）左右，但其持续时间较短，一般不超过十分钟，且检修频次低，约 1-2 次/年，因此对环境影响较小。

（3）固体废弃物

①生活垃圾

项目建成后，由运营单位调配人员进行巡线，不新增劳动定员，无新增生活垃圾产生。

②清管废渣

酸气管道根据运营情况每年定期清管 2 次，清管废渣是指站场在清管收球作业时产生的轻微腐蚀产物和由于输气压力变化而产生的液滴组成，主要成分是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等，产生位置未收球筒处。本项目酸气管线清管废渣总计产生量约为 5kg/a，进入各站场火炬分液罐混同气田水进行气液分输/混输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理（HW49 772-006-49）。

4.3.3 运营期“三废”汇总表

综上所述，本项目运营期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表 4.3-19 本项目运营期“三废”汇总表

污染源	主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施
废气	水套炉排气筒	NO _x	2.96t/a	经 8m 高排气筒排放
		颗粒物	0.82t/a	
		SO ₂	0.24t/a	
	长明火炬燃烧废气	NO _x	1.692t/a	经 40m 火炬排放
		颗粒物	0.642t/a	
		SO ₂	11.76t/a	
	检修及事故废气	SO ₂	391.2kg/a	经 40m 火炬排放
	清管废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	少量	经 40m 火炬排放
	备用天然气发电机废气	NO _x 、SO ₂ 和颗粒物	少量	/
废水	无组织废气	非甲烷总烃	9.24kg/a	加强环保管理和装置运行监控
		H ₂ S	17.42kg/a	
	气田水（最大值）	COD、硫化物和氯化物等	53724m ³ /a	气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂
	设备检修废水	SS、石油类	36m ³ /a	
	生活污水	CODCr、BOD ₅ 、SS 等	21.9m ³ /a	由改进型生态厕所收集后，拉运至当地送地方城镇污水厂处理达标后外排
固废	批处理液	COD、硫化物和氯化物等	70.8m ³ /a	批处理废液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注
	分离器、水套加热炉等设备	设备噪声、气流噪声	设备选型时选择低噪声设备，以降低声源声级；对于强声源设备采用室内安装、设置减震基础；站内工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低集气站内噪声；站内设备合理布局。	
	站场检修固废	检修固废	5.0 t/a	送当地废品回收站资源化回收
	含油固废	含油固废	1.0t/a	产生的废油收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存）
固废	清管废渣	少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等	5kg/a	进入各站场火炬分液罐混同气田水进行气液分输/混输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理

4.4 退役期工艺流程及产污环节

4.4.1 退役期工艺流程及产污节点

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终导致天然气井进入退役期。退役期内，将进行井口封固和搬迁，除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复。



图 4.4-1 退役期施工工艺流程图

4.4.2 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（各站场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/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的工作人员将陆续撤离，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。

退役期产生的主要污染物类型及治理措施如下：

（1）废气：

①扬尘及车辆尾气

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，施工操作中注意洒水降尘，文明施工。

②放空废气

地埋集输管道退役后经过清管、吹扫、干燥、置换后，注氮封存，两端管帽焊接封堵。封堵过程会对管线中原料气进行放空，放空作业前逐步降低管道压力正常能进集输管网会优先进管网，减少酸气管线残存原料气和燃料气管线残存天然气，少量管道内实在不能进集输管网的原料气/天然气依托接入管线下游站场设置的长明火炬系统燃烧后排入大气，排放的废气中主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、烟尘。

（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 COD、氯化物、硫化物（酸气管线或废水管线）、SS 等，废水产生量较少，污染物浓度较低，收集后拉运至元坝 29/大坪污水站预处理后再经元坝气田资源化水处理工程深度处理后回用于元坝净化厂，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氮气封堵方式退役，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。

4.5 三本账

结合元坝气田产能建设项目一期、二期、三期、四期产排污情况，计算气田“三本账”，详见下表。

表 4.3-20 元坝气田运营期“三本账”分析

污染物类别	主要污染物	排放量 (t/a)					“以新带老” 消减量 (t/a)	总排放量 /(t/a)	增减情况
		元坝一期	元坝二期	元坝三期	元坝四期	元坝五期（本项目）			
废气	NO _x	39.3	39.2	7.605	4.752	4.356	0	95.213	+4.356
	SO ₂	8.17	8.4	0.387	0.792	11.976	0	29.725	+11.976
	颗粒物	/	/	0.978	0.324	1.38	0	2.682	+1.38
废水	生产废水	42900	93192	44040.6	20012.8	49368（最大）	0	250703.8	+49368
	生活污水	7657.7	6217.2	350.4	547.5	21.9	0	14794.7	+21.9
固废	一般固废	30.09	26.1	4.38	2.19	5.0	0	66.76	+5.0
	危险废物	8.58	/	6.6	0.33	1.0	0	16.31	+1.0

4.6 污染物总量控制指标

本项目为天然气开发产能建设项目，根据《关于做好固定污染源排污许可清理整顿和 2020 年排污许可发证登记工作的通知》（环办环评函〔2019〕939 号），本项目实行登记管理。中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂已于广元市和阆中市进行固定污染源排污登记，无总量控制指标要求。

4.7 本项目产排污总体水平

鉴于本项目按照“总体部署，分区开发，滚动实施”开发方式，计划从 2026 年开始实施，2030 年全部建成投产，为考虑区域资源利用上线、环境质量底线，本评价根据本项目开发时序，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合气田内先期实施的单项工程产排污情况，单项工程废气（主要施工机具废气）

和噪声影响范围小，各井场间无叠加影响，不会改变区域环境空气和声环境功能区划，故本项目环境空气和声环境影响考虑单项工程的环境影响，废水（主要为钻井废水、压裂返排液和气田水）、固废（钻井固废）考虑项目整体产排污水平、区域环境影响和依托的环保工程接收能力。

本项目工程内容由施工期新建钻井井场 7 座，新建井 9 口，运营期新建、扩建站场 9 座站场组成，新增采气井口 11 口，主要针对井场、站场的产排污水平进行分析。

表 4.5-1 产能建设部署一览表(单位：口)

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	小计
开钻井	1	2	3	3	0	9
建成井	1	2	3	3	0	9
投产井	4	1	1	3	3	12

4.7.1 本项目总体废水产排污水平

本项目通过各单项工程各阶段废水产生特点，结合整个项目建设、运行时期各单项工程所处阶段，以整个项目为单位核算废水产排污情况。

(1) 施工期废水

结合本项目施工及投产进度安排，本项目总钻井井组数 7 座，井数 9 口，拟在 2026 年~2029 年内完成。废水年度产生量见下表。

表 4.5-3 本项目年度废水产生量情况表（单位：m³）

序号	项目	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度
1	钻井废水	456	810	1374	1368
2	压返液	900	720	2700	2700
总计		1356	1530	4074	4068

根据上表，本项目是个期间钻井废水和压裂液最大产生量为 2029 年（4068m³/a），平均废水日排量约 11.15m³/d。

(2) 运营期废水

气田水最大日排放量：本次新建站场数 7 座，扩建 1 座，新增采气井口数 9 口，本项目预计建产期 5 年，稳产期 6 年，稳产结束后逐年递减。根据 4.2.2 小节计算结果可知，本项目气田水最大日产水量约 162.8m³/d（53724 m³/a，2034 年度）。

4.7.2 本项目固废产排污水平

根据产排污分析，本项目产生的固废主要为钻前土建施工及管道敷设开挖产生的临时土石方、钻井施工产生的钻井固废、运营期站场内检修固废、清管废渣、含油固废。根据气田内已实施的各单项工程项目实际产排污情况，钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现平衡，无集中弃土产生；运营期站场检修固废送当地废品回收站资源化回收，含油固废（废油及油桶），收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存），清管废渣进入各站场火炬分液罐混同

气田水进行气液分输/混输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理。产生量较大的为钻井固废：水基钻井固废收集后交由具有相关处理类别资质且环保手续齐全的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）就近处理；油基钻井固废在场内统一收集后及时全部交由具有相应危废处置资质单位妥善处置。

据建设单位统计，钻井固废单位进尺产生量总量控制在 $0.28\text{m}^3/\text{m}$ 左右。气体和水基钻井固废年最大产生量为 12824t，油基固废及混浆预计年最大产生量约 2290t。结合本项目开发时序，年度固废产生量见下表。

表 4.5-4 本项目钻井固废产生量（单位：t）

项目	性质	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	总量
水基钻井固废	一般工业固废	4256	7560	12824	12768	37408
油基钻井固废、混浆	危废	753	998	2290	2260	6301

4.7.3 温室气体排放量

（1）排放源识别

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号），从全流程出发对本项目的温室气体产生源进行识别。

表 4.5-5 本项目温室气体排放源识别

工艺过程	排放源	温室气体种类	排放源类别
施工期	钻前施工	施工机械燃油发电机、燃油车辆	燃料燃烧 CO ₂ 排放
	钻井过程	电力钻机、设备耗电	净购入电力隐含 CO ₂ 排放
		柴油机（若用电力钻机则无该项）	燃料燃烧 CO ₂ 排放
		事故、测试放喷天然气燃烧	燃料燃烧 CO ₂ 排放
	压裂	设备耗电	净购入电力隐含 CO ₂ 排放
		柴油机	燃料燃烧 CO ₂ 排放
	完井测试	测试放喷天然气燃烧	燃料燃烧 CO ₂ 排放
运营期	完井搬迁	施工机械燃油发电机、燃油车辆	燃料燃烧 CO ₂ 排放
	采气站场	水套炉燃料燃烧	燃料燃烧 CO ₂ 排放
		长明火炬燃料燃烧	燃料燃烧 CO ₂ 排放
		井口装置	CH ₄ 逃逸排放
		设备、生活耗电	净购入电力隐含 CO ₂ 排放
	集输管道	管线（逆止阀）	工艺放空排放、CH ₄ 逃逸排放

（2）温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）对温室气体排放进行核算，核算结果为项目施工期采用网电钻井碳排放量为 14406.41tCO₂，采用柴油机钻井碳排放量为 20707.63 tCO₂，运营期碳排放量为 15811.81tCO₂/年，详见下表。

5 区域环境概况及环境质量现状

5.1 区域自然环境概况

5.1.1 地理位置

本项目选址位于广元市苍溪县和南充市阆中市境内，项目地理位置见附图 1。

（1）苍溪县

苍溪县地处大巴山南麓，四川盆地北缘，地势由东北向西南倾斜，属丘陵低中山地貌，最高为九龙山主峰，海拔 1377.5 米，最低为涧溪口，海拔 352 米。东与巴中市南江县、恩阳区及旺苍县九龙镇、木门镇接壤，南与南充市阆中市相邻，西接剑阁县，北连昭化区青牛镇、虎跳镇、太公镇、柏林沟镇、王家镇以及旺苍县枣林乡、张华镇、龙凤镇，东西相距 70.5 千米，南北相隔 61.6 千米，幅员面积 2333.62 平方千米。

（2）阆中市

阆中市地处四川东北部，嘉陵江中游，位于东经 105°41′~106°24′，北纬 31°22′~31°51′之间。东靠巴中、仪陇县，南邻南部县，西接剑阁县，北连苍溪县，辖区面积 1875 平方千米，市人民政府驻七里街道。

5.1.2 地形、地貌

（1）苍溪县

苍溪县属丘陵低中山区，境内地势东北高，西南低。1000 米以上之黑猫梁、九龙山、龙干山等高山雄踞北部及东北部，低、中山脉逶迤绵亘，九龙山主峰海拔最高，回水、石门、歧坪一线以南为低山深丘区，山丘多呈桌状及台阶状，沿江可见冲积层阶地。最低百利镇涧溪口。境内江河纵横，切割剧烈，地形复杂，岭陡谷深，平坝、台地、丘陵、低山、低中山及山塬地貌皆有，以低山为主。

（2）阆中市

阆中西北毗连剑门小区，东北紧接大巴山区，由川北低山区逐渐向南过渡到川中丘陵地带，地势从北向南倾斜。剑门山脉在境内呈西北至中南走向，大巴山分支余脉呈东北至西南走向，形成东北、西北部高，中南部低的堰尾槽状地势。嘉陵江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。龙泉镇的马鞍山海拔 888.8 米，为全市最高点；最低处为嘉陵江猫儿井段，海拔 328 米。境内相对高差 560.8 米。

全市大致可分为东北、西北部低山区和中南部丘陵区两大地貌单元，地貌类型以低山为主，丘陵带坝地形为次。东北、西北部低山区地面切割强烈，沟谷密集，包括老观、千佛、二龙、文成、思依区，保宁区大部分和江南、河溪区部分地区，约占全市辖区面积的 60%。该区域以嘉陵江为界，西部属剑门山脉，东部为大巴山脉，多属梁状山地貌，方山乡和老观镇大部为桌状山地貌。

中南部丘陵区高丘、低丘交错，山丘坝具备，包括水观、洪山、柏垭区和江南、河溪、保宁部分地区，约占全市辖区面积的 40%。该区域以宽谷丘陵地貌为主，嘉陵江沿岸有河流侵蚀堆积地貌分布，形成丘陵带坝地形。

5.1.3 水文

5.1.3.1 区域地表水系概况

（1）苍溪县

苍溪县水资源丰富，江河纵横。全县有嘉陵江和东河两大主要河流，插江、深沟河等 12 条较大支流“九曲回肠”结成河网以及 180 多条涓涓细流呈树枝状分布全县的溪沟，共长 648km。绝大部分河流属嘉陵江干流及其支流东河水系，仅县境东河、毛溪河等属嘉陵江另一支流渠江水系。县境内嘉陵江干流流域面积 619km²，长约 103km。东河水系流域面积 954.4km²，插江水系流域面积 392.4km²，渠江水系流域面积 395.6km²。江河过境水流总量达 228.96×10⁸m³。

（2）阆中市

阆中年产水总量约 6.5072 亿立方米，年地表径流总量 6.24 亿立方米。嘉陵江为流经市域的最大河流，左岸较大的支流有东河、构溪河，右岸较大的支流有西河、白溪河（濠）。地下水藏量 0.2672 亿立方米 / 年，多分布在境内嘉陵江干、支流两岸第四系冲积、洪积层中。市内水资源由地表水和地下水构成。地表多年平均径流深约 318 毫米，多年平均径流总量为 6.24 亿立方米；“一江四河”年过境水量 249.73 亿立方米。地下水藏量为 5833 万立方米/年。

5.1.3.2 区域主要河流概况

元坝气田产能建设项目（五期）涉及的主要河流有嘉陵江、东河、构溪河等。

（1）嘉陵江

嘉陵江从北自双女石流入南充市境内，向南依次流经舞凤乡、城市区、新建、火花、文峰、鹧子岩进入南部县境。先后接纳荆溪、螺溪、白溪濠河、泥溪、清水溪等支流，河道蜿蜒曲折。洪水期最大流速为 4.09m/s，枯水期最小流速为 0.38m/s，洪枯季节河道宽 250-2500m，洪枯水位相差 7.19m。多年平均最小流量 115m³/s，洪峰流量为 13500m³/s。洪枯差 117 倍。嘉陵江干流江心洲众多，漏港、岔道纵横，河流稳定。

（2）东河

嘉陵江左岸一级支流。流域位于东经 105°51′~107°03′，北纬 31°37′~32°47′之间。北依米仓山，西靠 212 国道，东邻南江流域，南抵嘉陵江。干流发源于南江县桃园乡东米仓山南麓戴家河坝。省内流经南江县、旺苍县、苍溪县、阆中市等市（县），于阆中市的文成于左岸汇入嘉陵江。河长 307km，流域面积 5191km²（其中四川省内 4271km²）。东河干流十分弯曲，河谷开阔，河床开阔，漫滩与阶地较发育，植被较差；两岸河谷阶地上人类活动频繁。河宽一般在 170~450m，大洪水时可达 300~800m。

（3）构溪河

构溪河为嘉陵江中游左岸一级支流，发源于苍溪县岳东乡青茨村，河源高程 590m，河流由北往西南方向流经苍溪的烟峰、阆中的构溪、千佛、石滩、妙高、扶农等乡，在阆中市河溪镇注入嘉陵江。构溪河全流域面积 854km²，河流全长 97km，天然落差 249m，

平均比降 2.68‰，河口多年平均流量 9.81m³/s。

5.1.4 气候、气象

（1）苍溪县

苍溪县属亚热带湿润季风气候区，热量丰富、雨水充沛、无霜期长、气候温和，四季分明，冬长夏短，春长于秋，有“高山寒未尽，谷底春意浓”的气候特征。

日照：苍溪县境日照尚足，累年平均日照时数为 1490.9 小时，最多 1822.3 小时（1978 年），最少 1154.2 小时（1989 年）。月日照 8 月最多，达 209.3 小时；2 月最少，仅 72.6 小时。

温度：苍溪县境气候温和，累年年平均气温 16.7℃，最高年份为 17.4℃；最低年份仅 15.9℃。累年各旬平均气温最高为 8 月上旬 27.8℃；最低为 1 月上旬 5.9℃。累年极端最高气温 40.9℃，出现在 2022 年 8 月 15 日；最低-4.6℃，出现在 1975 年 12 月 15 日。

降雨：苍溪县境累年年均降雨量，北部山区在 1100~1300mm 之间，东部低山区多在 900~1200mm 之间，西南部深丘地区多在 800~1100mm 之间。县气象站多年平均降雨量 1046.7mm，最多为 1605.1mm，出现在 1981 年；最少为 703.4mm，出现在 1986 年。季降雨多集中在夏季，大部分区域平均降雨量在 460~600mm 之间，占全年总降雨量 46~50%；秋季次之，为 280~350mm 之间，占全年总降雨量 26~32%；春季降雨量为 213.5mm 左右，约占全年总降雨量 20%；冬季最少，平均降雨量 35.4mm，仅占全年总降雨量 3%。全年各月降雨分配不均，最多是 7 月，为 214.3mm；9 月次之，为 185.5mm；最少是 12 月，为 9.8mm。日降雨量在 50.0mm 以上之暴雨多出现在 4~10 月；100.0mm 以上之大暴雨多出现在 5~9 月。

湿度：苍溪县累年各月平均相对湿度在 67~79%之间，年平均相对湿度 73%。极端最小相对湿度 7%，出现在 1983 年 3 月 16 日；最大相对湿度出现在 9 月和 10 月，分别达 80%和 79%；最小相对湿度出现在 3 月和 4 月，均达 68%。

（2）阆中市

阆中市位于四川盆地东北部，嘉陵江中游两岸，属中亚热带季风湿润气候区，气候温和，具有冬暖、夏长、霜期短，风速小，云雾多，四季分明，热量充足，雨量充沛，雨热同季的气候特点，作物四季均能生长。

日照：历年平均日照时数 1129.6 小时。

温度：年平均气温 16.9℃，最热月平均气温 31.3℃，最冷月平均气温 3.6℃，历年极端最高气温 40.6℃，极端最低气温-3.4℃。

降雨和湿度：年平均降水量 1026.9 毫米，其中 5-10 月降水量 860.9 毫米，占全年降水量的 84%，年平均相对湿度 78%。年平均无霜期 347 天。年平均风速 1.0 米/秒，最多风向西北风。年平均蒸发量为 1020.1 毫米。年雷暴日数为 30.6 天。主要气象灾害有干旱、高温、暴雨洪涝、寒潮、低温阴雨、大风、雷暴、冰雹等。2023 年，阆中市总降雨量达 818.2 毫米。全年城区空气质量优良天数为 332 天。

5.1.5 动植物资源

评价区分布有中华蟾蜍、大蟾蜍、峨眉林蛙、黑斑侧褶蛙、泽陆蛙、沼蛙、斑腿泛树蛙以及饰纹姬蛙等两栖动物，分布有蹼趾壁虎、北草蜥、黑眉锦蛇、乌梢蛇等爬行动物，

分布有四川短尾鼯、蒙古兔、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠、小家鼠等小型兽类，分布有白鹭、池鹭、夜鹭、牛背鹭、白腰草鹁、领雀嘴鹁、白顶溪鹁、白头鹁、灰胸竹鸡等鸟类。评价区主要有蜈蚣凤尾蕨、节节草、井栏边草、贯众、满江红、狗脊等蕨类植物，主要有柏木、马尾松等裸子植物，还有苏铁、银杏、水杉、罗汉松等栽培裸子植物，主要有楝、慈竹、枫杨、栓皮栎、桉木、斑茅、桉木、黄荆、马桑、铁仔、黄茅、女贞、棕榈等被子植物。

5.1.6 土壤资源

（1）苍溪县

苍溪县土类及分布：县境土壤分 4 个土类、6 个亚类、10 个土属及 45 个土种。土壤区域分布，由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土，土层由薄增厚，质地由沙到粘。北部中、低山区水冲刷严重，土层薄、质地沙，为石骨子土、沙土、黄沙泥土及夹沙泥土等土种。永宁、五龙等乡镇多冷浸烂泥田。西南部深丘地带为夹沙土、夹沙黄泥土、瘦沙石骨子土、沙土、黄泥土及大土泥等土种。嘉陵江、东河及 12 条较大溪河沿岸为潮沙土、白眼沙土、潮沙泥土、紫潮沙土及紫潮沙泥土等土种。

土壤性状及酸碱度：土壤质地以壤土为主，轻黏土居第二，其次为紧砂土和砂壤土。壤土分重壤土、中壤土、轻壤土，面积分别为 45.91 万亩、6.36 万亩、3.26 万亩。轻黏土面积 9.26 万亩，紧砂土和砂壤土面积分别为 2180.5 亩和 1566.5 亩。团粒状土壤面积 39.49 万亩，粒状土壤面积 10.71 万亩，块状土壤面积 2.99 万亩，碎块状土壤面积 11.96 万亩。土壤 pH<5.5 酸性土壤和>8.5 碱性土壤，前者为 3448.2 亩，后者为 2180.5 亩；pH5.5~6.5 酸性土壤面积 4075.0 亩；pH6.5~7.5 中性土壤面积 18.79 万亩；pH7.5~8.5 微碱性土壤面积 45.41 万亩。

土壤养分：县境土壤养分含量一般有机质低，氮少，磷缺，钾仅够，锌、硼、钼等微量元素不足。养分含量随地形坡度及耕层薄、厚而异。

（2）阆中市

阆中市有 4 种成土母质，4 个土类，六个亚类，十个土属，三十八个土种。影响较大的有三类：一是沿江河新冲积田土，易淹没、冲刷。二是棕紫泥田土的石骨子土、沙土、石骨子夹沙土。三是黄红紫泥田土的瘦沙石骨子、沙土。土壤养分因成土母质，利用方式，管理水平，地形部位的不同差异较大，总的趋势是，土壤中的有机质含量低，氮含量少，50%的土壤缺钾，速效磷含量均在 15ppm 以下，处于中下、低和极低水平。全市土壤以紫色土为主，在老观、西山、鹤峰等地山顶地带带有黄壤片状分布，沿嘉陵江有第四系更新统冰水沉积而形成的老冲积黄壤（黄泥夹卵石），沿江河两岸有少量冲积潮土。

5.1.7 地质地层

红层，是指侏罗系、白垩系及少量三叠系、古近系形成的，以红色为主色调，岩性以泥岩、粉砂岩、砂岩等为主的一套陆相及浅水湖相沉积物。根据《区域水文地质普查报告 1:200000（梓潼幅 H-48-[4]）、仪陇幅 H-48-[5]》》，结合现场调查，项目区域周边出露地层由新到老表述如下：

（1）第四系全新统（Q₄）

地貌上构成漫滩及一级阶地，为近代河流冲积层。一级阶地上部为灰褐色亚黏土，厚 2-5 米；下部为砂砾卵石层，其中砂约占 30%。砾卵石直径一般 3-8 厘米，大者 15 厘米左

右，磨圆较好，多呈次圆状，砾石成分主要为砂岩，次为灰岩、岩浆岩。漫滩均由砂砾卵石组成，有的为沙滩，有一定的开采价值。已知最大厚度 26.50 米。

（2）第四系更新统（Q₃）

在地貌上构成二、三级阶地，为互不连接的两级基座阶地，因而有新老之分。

构成三级阶地的堆积物，为棕红色黏土砂砾卵石层，土石各占一半，虽无明显的二元结构，下部砾卵石明显增多，砾卵石直径一般 5-15 厘米，大者 30-50 厘米，成分以石英砂岩为主，磨圆度较好，总厚 5-8 米。

构成二级阶地堆积物的颜色较浅，为褐黄色亚黏土、黏土及砂砾卵石，二元结构较明显，下部砂含量达 40%，砾石直径 5-10 厘米，大者 20-30 厘米，磨圆度较好，厚 8-14 厘米。

上述堆积物砾卵石直径不大，磨圆度较好。颗粒组合是上细下粗，有一定的分选性。显然是径流水长期堆积的结果。这些堆积物都经过了长期的严重破坏。

（3）白垩系（K）

厚度为 794.5-1050.75 米，航调队重新将白垩系确定分为三段，自下而上命名为苍溪组（K_{1c}）、白龙组（K_{1b}）和七曲寺组（K_{1q}）。据现有资料与过去划分有一定的出入，七曲寺组可能向上提了，按过去划分苍溪组和白龙组（即剑门关组上、下段）是一套韵律，向上砂岩逐渐减少，七曲寺组是新的韵律的开始，砂岩厚度增加。单从岩性讲，仍然是上下两段（K_{1c}、K_{1b}）粒度粗，含砂岩多。总体说来白垩系地层以砂岩为主。砂岩总厚度和泥岩的总厚度为三比一。砂岩为巨厚层状，貌似城墙。砂、泥岩的胶结物含钙量也比侏罗系多，颜色较浅一些。

图区为湖滨—泻湖相沉积。由于沉积环境受地壳升降运动的控制，部分地区相对抬升或沉降，以及气候、补给物质来源的改变等缘故，造成岩相在横向上变化很大。以现有资料看，白垩系苍溪组（K_{1c}）、白龙组（K_{1b}）的总厚度 640-952 米，东厚西薄，以巴中最厚。元坝一带最薄，只有 600 余米。各段的厚度变化也比较大。至于局部变化也是非常悬殊的，在野外常见到一层砂岩延续数十米或百余米即迅速变薄，分叉、合并现象极为普遍。砂岩中有泥岩透镜体，泥岩中也有砂岩透镜体，替换频繁。

5.1.7.1 钻遇地层岩性

5.1.7.2 地质构造

5.1.8 水文地质条件

5.1.8.1 水文地质单元划分

对于整个项目区，按含水介质主要为红层砂泥岩风化带基岩裂隙水。项目区为红层风化带基岩裂隙水水文地质单元，含水层主要为白垩系下统白龙组（K_{1b}）和苍溪组（K_{1c}）砂泥岩风化带基岩裂隙水。岩性为褐灰色、紫灰色、青灰色中~厚层状细粒长石砂岩、岩屑长石砂岩，少量长石石英砂岩和紫红色粉砂岩、泥质粉砂岩及紫红色泥岩、粉砂质泥岩组成向上变细的不等厚旋回层，砂岩总厚度和泥岩的总厚度为三比一。砂岩为主，层状构造，浅表易于形成风化裂隙，互相穿插切割形成密集网状裂隙带，长期的地质作用中形成

了较为稳定的风化带，地下水以风化带基岩裂隙水为主。根据现场调查，拟建场地位于深丘低山地貌区域，主要场地位于平坝区域，丘体呈阶梯状，丘坡 15-25 度，部分大于 25 度。整个评价场地区域地面高程 360~730m，高差 370m，场地呈台阶状，阶宽 15.00~25.00m，阶高约 0.50m。其潜水流动总体按地面坡向流动，潜水分布规律都相似。在结合统计的 16 个特征水位点，根据水位调查分析可作为划分相对地表分水岭作为依据，因此区域上可根据地下水流系统来把项目区块划分为嘉陵江（I 区）、东河（II 区）、构溪河（III 区）水文地质单元分区，既以嘉陵江与东河间分水岭（大致由北到南：白鹤镇古泉村—伏公村—龙凤村—玉女村—云峰镇—紫阳村—东柏村）为界把评价区分成两个相对完整的水文地质单元（I 区与 II 区），以东河与构溪河间分水岭（大致由北到南：白驿镇池口村—雪洞村—老观镇—凤栖山—鱼池梁村—滚经坪村）（II 区与 III 区）。浅层地下水主要来自大气降水补给，局部来自水库渗入补给；以泄流形式排泄到河流，局部以下降泉排泄，地下水埋深分水岭处理深大，河流岸边埋深小。根据项目区中间地下水流系统，可进一步划分成 6 个水文地质单元亚区（I-1、I-2，II-1、II-2、III-1、III-2），按每个井站场区所处的地形地貌位置划分了 10 个局部流动系统，见下表、下图。

I-1 区：嘉陵江右岸水文地质分区，以嘉陵江作为东北侧边界，其他地下水流上游及两侧大致以区块边界为界。区域地下水大致由南西向北东流动，无场区评价区。

I-2 区：嘉陵江左岸水文地质分区，以嘉陵江作为西侧边界，以嘉陵江与东河间的分水岭作为东侧边界，北侧和南侧以区块边界作为边界。区域地下水大致由北东向南西流动，包含元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-2H、元坝 273-1H、元坝 273-2 评价区。

II-1 区：东河右岸水文地质分区，以嘉陵江与东河间的分水岭作为西侧边界，以东河作为东侧边界，其余以区块边界作为边界。区域地下水大致由北西向南东流动，无场区评价区。

II-2 区：东河左岸水文地质分区，以东河与构溪河间的分水岭为东侧边界，以东河作为西侧边界，其余以区块边界作为边界。区域地下水大致由北东向南西流动，包含元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 10-1H、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2 评价区。

III-1 区：构溪河右岸水文地质分区，以东河与构溪河间的分水岭为西侧边界，以构溪河作为西侧边界，其余以区块边界作为边界。区域地下水大致由北西向南东流动，无场区评价区。

III-2 区：构溪河左岸水文地质分区，以构溪河作为西侧边界，其他地下水流上游及两侧大致以区块边界为界。区域地下水大致由北东向南西流动，包含元坝 9-2 评价区。

5.1.8.2 地下水类型

根据地下水赋存条件及水力特征，项目区域地下水分为两类：松散岩类孔隙水、基岩风化带裂隙水。

（1）松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水主要为宽缓沟谷两岸的坡洪积粘质砂土（ Q_4^{dl+pl} ）孔隙水。主要赋存于丘陵沟谷、平坝中的第四系松散堆积层中，地下水具潜水性质，水位埋深较浅，一般小

于 3.0m，含水层厚度小，单井涌水量多小于 5m³/d。

（2）基岩裂隙水

调查区内地下水主要为基岩裂隙水，属构造裂隙水，为项目区域内的主要含水层，由于区内构造微弱，岩层缓倾，仅 5°~20°，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了储集空间，而下部弱风化的岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条件较好。

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

5.1.8.3 含水岩组富水性

（1）松散岩类孔隙水

主要分布于宽缓沟谷底部，由粉质黏土、粘质砂土混合组成，含水层厚度较薄，一般 1~3m，分布零星，水量极贫乏，单井涌水量多<5m³/d，部分不含水。

（2）基岩裂隙水

基岩裂隙水含水层在区内分布面积较广，以白垩系下统白龙组（K_{1b}）和苍溪组（K_{1c}）为主，岩性特征主要为砂岩、泥岩不等厚互层，以砂岩为主，砂岩总厚度和泥岩的总厚度为三比一。由于该地层沉积时代相对晚，受构造影响不明显，经风化作用沿层面及层理面形成风化裂隙构成风化带裂隙水。

泥岩全强风化带呈松软土状，透水性弱；强风化带泥化强烈，裂隙被充填，透水性弱；中等风化带裂隙微张，连通性较好，透水性较强；微风化带裂隙密闭，张开度小，连通性较差，透水性弱。中等风化带下限埋深一般在 30m 以内，局部可达 30m 以上。

含水岩组为风化带泥岩及泥质粉砂岩，含水厚度 15m~30m。地下水富水性具有由坡顶→坡脚→沟谷逐渐增强的特点，上半坡的地下水较为匮乏，单井出水量一般均小于 1m³/d；沟谷区地下水相对较为丰富，单井出水量可达 100m³/d。

5.1.8.4 地下水补给、径流、排泄条件

（1）松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水（Q₄^{dl+pl}）主要接受大气降水入渗补给，也接受基岩裂隙水的补给。由于该含水层分布于宽缓沟谷底部，地下水补给条件相对较好，主要受包气带岩性控制。大气降水通过包气带深入地下后，在粉质黏土、粘质砂土空隙中储存，补给含水层后从地势高处向地势低处径流，多在地形切割强烈的陡坎处出露泉汇入地表水或人工挖掘成井开采地下水，另外地下水均会以蒸发的形式进行排泄。

（2）基岩裂隙水

红层砂泥岩风化带基岩裂隙水主要接受大气降水的补给，其次是水库、水渠和稻田水的补给，就地补给、就近排泄，泄水面受地形起伏限制，支离破碎，没有区域性的联系。

①补给

降雨入渗补给的多少取决于包气带岩性和地形条件。河谷漫滩、阶地区地形平坦，包气带岩性多为砂质黏土、粘质砂土，渗透性较强，补给条件好，大气降水通过包气带直接入渗补给砂卵石孔隙水，补给强烈；区内丘陵区地形起伏相对较小，对大气降水的入渗补给相对有利，浅层地下水接受大气降水入渗后，丘陵坡顶地带多为林地覆盖，减缓了地表水流速，有利于地下水补给。

区内稻田广布，虽然多分布于黏性土区，日渗入量小，但稻田灌水时间长，相当于起到一个较长时间的定水头补给，对浅层地下水的入渗补给非常明显，5 月份稻田一储水，沟内的井水位上升；8 月底稻田水疏干，井水位下降；可见稻田水对红层风化带裂隙水的补给和调节作用较大。

此外，区内池塘分布，多处于中等风化以上基岩或压实黏土之上，起农灌囤水或养殖作用，基本全年有水。除此之外，往往水库附近井水位较稳定，水渠通水期间附近水井水位也有所上升，说明水库、水渠水对其附近及其下的浅层地下水的入渗补给作用较为明显。

②径流排泄

地下水渗流场主要受地形地貌控制，水位埋深与地形切割关系密切，根据本次水井调查的结果，在丘陵地区水井水位埋深一般小于 3 米，低山地形起伏较大，沟谷切割强烈，埋深相应增大，在地形起伏较大且沟谷切割强烈地带，水位埋深可达 10 米以上，一般不存在区域的、统一的地下水位。但是，基岩裂隙水的分布与地表水系的空间分布与流向是基本一致的，有由三级支流流向二级支流，再由二级支流流向一级支流的流向。由于基岩裂隙水径流、排泄受控于地形地貌，深丘、低山区径流、排泄条件较好，浅丘区径流、排泄条件较差。

**

5.1.8.5 地下水动态变化特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给来源，其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受降水和季节的控制，变化较大，风化带基岩裂隙水尤为显著。5~9 月雨季地下水位升高，泉流量增大，为地下水丰水期；而旱季 12~2 月降雨少，井水位显著降低，泉流量减小，为枯水期；3~4 月、10~11 月为平水期。区内不同时期流量差异明显，变幅达 2~4 倍。

从现场调查及相关资料，项目区的丘陵区枯水期沟谷内的水井水位埋深一般 0~1m，丘坡中、下部水井水位埋深一般 2~3m，局部可达 10m 以上。

5.1.8.6 地下水开发利用现状

地下水的开采利用方式与当地居民所居住地的地形地貌条件、地下水资源分布特征及居住密度等因素有着密切的关系。经现场访问、调查和资料收集，集镇、学校及大部分分散式居民等已使用集中供水水源，但还存在部分散居住户用水为分散供水，通过自掘水井、机井或引泉的方式利用地下水，区内无地下水集中供水井。

当地分散式居民主要供水水源来源于地下水，成井方式主要人工浅井和机井为主，人工挖掘浅井深度为 4~10m，机井深度在 30~50m 左右，区内地下水开采利用范围较广，多为分散式开采方式，地下水开采强度较低。

5.1.8.7 各井场水文地质条件

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)6.2.2.3 当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级并按相应等级开展评价工作；8.1.4 对于长输油品、化学品等线性工程，调查评价工作应重点针对场站、服务站等可能对地下水产生污染的地区开展。本项目为元坝气田产能建设项目（五期），主要工程内容为新建井场 6 座，新建井站 7 座；新建集气管线 8 条；新建采出水管线 8 条，采出水管线采取与集气管线同沟敷设方式。依据井场及站场的分布，共划分 10 个评价区，进行重点调查评价。

地形地貌因素是各种控制因素综合反映：即地层岩性、构造变化、地表水文网演变，特别是新构造运动特征的综合反映。汇水地貌形态及汇水范围等地貌条件控制着地下水的补给、径流、排泄及富集特征。区内地下水主要为基岩裂隙水，其地下水储水控制因素主要为地形地貌，尤其是微地貌，影响着地下水的分布与富集是十分明显。因此，各井场水文地质条件主要为浅丘区。

1、深丘地貌储水单元评价区水文地质条件

涉及地下水水流系统分区主要为 I-1 区、I-2 区、II-1 区、II-2 区、III-1、III-2。

（1）地形地貌

各评价区属深丘地貌，地形切割深度为 100-200m。地形坡度较大，顺沟谷两侧形成井场，丘顶为圆弧状。其中元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 101-2、元坝 9-2、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2 场区位于深丘丘坡位置，元坝 272-2H、元坝 273-1H、元坝 273-2、元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 10-1H 位于深丘沟谷位置。

（2）含水层及隔水层特征

岩性特征为泥质粉砂岩及紫红色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩组成向上变细的不等厚互层，偶见紫灰色、青灰色中~厚层状细粒长石砂岩、岩屑长石砂岩夹层，泥质结构，层状构造，浅表易于形成风化裂隙。长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，地下水以基岩裂隙水为主。含水层富水性弱，根据裂隙的发育程度及所处地形地貌位置的不同，还可进一步划分为两个区：

①沟谷底部，补给（汇水）面积大，为地下水的径流排泄区，上覆几乎无水的第四系坡洪积粉质黏土，单井涌水量小于 10m³/d。

②丘坡及丘顶，为地下水的补给径流区，地下水水力坡度相对较大，地下水流速快，不易聚集，含水层相对较薄，单井涌水量小于 5m³/d。

地下水赋存类型主要以浅丘宽谷赋存类型，风化裂隙地下水位埋深一般较浅，沟谷 3m 以内，丘坡 10m 以内。

2、补给、径流及排泄条件

项目区含水层均为基岩裂隙水，径流排泄受地形限制。其地下水主要补给来源于大气降水、农灌水和地表水体（稻田、堰塘），地下水由山坡向沟谷汇集，沟谷地下水沿沟谷向地势低点继续径流汇聚，排泄包括水平径流排泄（河流等）和区内人工开采排泄（主要是分散式地下水水源）。

3、地下水流向

元坝 271-2H、元坝 271-1H 评价区地下水流向总体为由北东向南西流动；元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3 评价区地下水流向总体为向西、向东流动；元坝 11-1H 评价区地下水流向总体为由东向西流动；元坝 104-2H 评价区地下水流向总体为由北西向南东流动；元坝 101-2 评价区地下水流向总体为由北东向南西流动；元坝 9-2 评价区地下水流向总体为由北东向南西流动；元坝 272-2H 评价区地下水流向总体为由南东向北西流动；元坝 273-1H、元坝 101-2 评价区地下水流向总体为由北西向南东流动；元坝 103-3 评价区地下水流向总体为由北西向南东流动；元坝 103-2H 评价区地下水流向总体为由南向北流动；元坝 10-1H 评价区地下水流向总体为由北东向南西流动；元坝 102-5 评价区地下水流向总体为由北西向南东流动；元坝 121H 评价区地下水流向总体为由北东向南西流动。

4、地下水开发及利用现状

各场区周边，少部分居民以地下水作为分散式生活饮用水及禽畜养殖用水水源，未见大型企业用水和集中式地下水水源供水或其他途径。地下水资源开发利用程度小。总体来看各场区周边井水作为饮用水井的居民相对较少。经调查，评价区泉水点较多，人工挖掘浅井较少，仅分布于水库及池塘旁，深度为 3~15m，地下水的开采规模较小，开发利用程度较低。

管线主要连接于各站场之间，评价区主要为管线两侧 200m 范围内，含水层为白垩系下统白龙组（K_{1b}）和苍溪组（K_{1c}）砂泥岩风化带基岩裂隙水含水岩组，整个项目区均以砂岩夹泥岩为主的风化裂隙含水层。深丘低山地貌，管线沿线水井分布较少。

5.1.9 水文地质试验及参数

5.1.9.1 水文地质试验

1、渗水试验

在项目区选取有选择代表性的地段开展渗水试验，目的是测定包气带渗透性能及防污性能。结合该建设项目的实际特征及项目区的水文地质条件，本次工作在项目区新建井站旁布设试坑渗水试验，选取 3 个点共 3 组（依据地貌及包气带岩性选取），采用双环进行渗水试验。

双环渗水试验是在一定的水文地质边界以内，向地表松散岩层进行注水，使渗入的水量达到稳定，即单位时间的渗入水量近似相等时，再利用达西定律的原理求出渗透系数（K）值。试验具体步骤如下：

- ① 选择试验场地，最好在潜水埋藏深度大于 5m 的地方为好。
- ② 双环试坑渗水试验内、外直径分别为 25cm 和 50cm，按同心圆状压入坑底。
- ③ 往内、外铁环内注水，并保持内外环的水柱都保持在同一高度，以 0.1m 为宜。
- ④ 按一定的时间间隔观测渗入水量。开始时因渗入量大，观测间隔时间要短，稍后可按一定时间间隔比如每 10 分钟观测一次，直至单位时间渗入水量达到相对稳定，再延续 2~4 小时即可结束试验。计算公式如下：

$$K = \frac{Ql}{F(H_0 + Z + l)}$$

其中：Q—稳定的渗入水量；

F—试坑（内环）渗水面积（m²），内环渗水面积 0.049m²；

Z —试坑（内环）中水层厚度（m），本次试验保证内环水层厚度 0.1m；

$H' k$ —毛细压力（一般等于毛细上升高度之半）（m）；

l —试验结束时水的渗入深度（m）。

本次渗水试验过程曲线图如下图所示，成果如表、所示。

**

结合实验结果，评价区站场区天然包气带渗透系数 $0.044\sim 0.056\text{m/d}$ ($5.09\times 10^{-5}\sim 6.48\times 10^{-5}\text{cm/s}$) 介于 $10^{-6}\text{cm/s} < K \leq 10^{-4}\text{cm/s}$ 之间，包气带厚度 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，且分布连续、稳定。按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表 6 天然包气带防污性能分级参照表划分，本项目天然包气带渗透性能划分为“中”。

2、抽水试验

根据项目所在区域地层岩性，项目组通过收集 1：20 万区域水文地质普查报告梓潼幅和仪陇幅，相关钻孔抽水试验成果资料。

嘉陵江水文控制单元 I-1 区（无场区及管道）、I-2 区（主要涉及元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-2H、元坝 273-1H、元坝 273-2，元坝 271-2H~3#集输干线，元坝 271-1H~元坝 271-2H，元坝 272-3 至元坝 272 集气站和元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线）主要收集为梓潼幅与本项目同岩性相同富水程度的抽水试验资料 9 组，抽水试验统计成果如表 5.3-5，根据统计数据结果显示区域白垩系裂隙含水层渗透系数在 $0.019\sim 0.1829\text{m/d}$ 之间，渗透系数平均值约为 0.047m/d 。含水层厚度为 $20.83\sim 190.74\text{m}$ 之间，结合现场调查本次含水层厚度取值 30.0m ；

东河水文控制单元 II-1 区（无场区机管道）、II-2 区（主要涉及元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 10-1H、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2，元坝 103-3 至 1#集输干线附近，元坝 103-2H~元坝 10-1，元坝 11-1H 至元坝 102-5 井、104-2 至 YB121H 集气站和元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联通线）和构溪河水文控制单元 III-1、III-2（主要涉及元坝 9-2）主要收集仪陇幅区域同岩性同富水性的白垩系抽水试验资料 2 组，试验统计结果见表 5.3-6，根据试验统计结果显示收集的白垩系红层抽水试验资料渗透系数在 $0.004\sim 0.0965\text{m/d}$ 之间，渗透系数平均值约为 0.05m/d ，含水层厚度本次取值 40.0m 。从收集的抽水试验资料结果显示，总体来说项目区下伏地层含水层渗透性均较差。

5.1.9.2 渗透系数取值

1、包气带渗透系数

通过补充必要的水文地质试验，项目评价区包气带渗透系数取值如下：

表 5.1-10 包气带渗透系数取值

评价区	渗透系数(m/d)	来源
元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、 元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-2H、元 坝 273-1H、元坝 273-2	0.044	双环渗水试验
元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 11-1H、元 坝 104-2H、元坝 10-1H、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2	0.056	双环渗水试验
元坝 9-2	0.051	双环渗水试验

2、含水层渗透系数

项目区下伏含水层为白垩系下统白龙组（K_{1b}）和苍溪组（K_{1c}）砂泥岩风化带基岩裂隙水含水层，水文地质参数主要受岩性、位置的影响较大。通过查阅项目周边区域的 20 万水文地质普查报告，以砂岩为主的基岩裂隙水含水层。

结合收集的区域水文地质资料及项目甲方提供的相关资料，综合分析认为项目场地含水层结构简单、通过水文地质试验及周边水文地质参数的收集，足以支撑对本项目开展地下水环境影响评价。综合分析其取值较为合理，符合区域上水文参数取值范围，可以使用。确定本项目评价区含水层渗透系数取值如下：

表 5.3-11 场区含水层渗透系数

水文控制单元	评价区	地貌	渗透系数(m/d)	来源
嘉陵江水文控制单元	元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-2H、元坝 273-1H、元坝 273-2	主要为深丘低山地貌	0.047	1：20 万区域水文地质普查报告梓潼幅和仪陇幅水文数据
东河水文控制单元	元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 10-1H、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2		0.05	
构溪河水文控制单元	元坝 9-2			

注：评价区场区为白垩系下统白龙组（K_{1b}）和苍溪组（K_{1c}）砂泥岩风化带基岩裂隙水含水层

5.1.10 地下水水位统计

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）8.3.3.6，地下水环境现状监测频率要求，本项目评价等级为二级，项目所处位置属于丘陵山区，故本次地下水水位监测频次为一期。

根据地下水位调查结果，区块所在区域范围内浅层地下水位总体受地形和河流控制，浅层地下水整体上由山坡径流至河流排泄，区块内广泛分布着泉水点和民井。民井平均井深小于 15m，地下水水位埋深平均小于 3m，民井主要分布于宽缓沟谷内，其余主要以泉水点居多。

**

5.2 区块内生态敏感区

本项目区块范围涉及广元市苍溪县和南充市阆中市，根据现场调查和区域环境敏感区资料的收集调查，区块范围内敏感区共 55 处，其中集中式饮用水源保护区 15 处，文物保护单位 34 处，自然保护地 5 处，风景区 1 处。

5.2.1 区块内集中式饮用水水源地

根据调查，区块内总计分布有 15 处集中式饮用水水源地，基本情况见下表。

表 5.2-1 本项目区块范围内集中式水源地一览表

序号	地市名称	区县名称	乡镇名称	水源地名称	级别	水源地类型	保护区范围	与本项目最近距离	批复	备注
1	广元市	苍溪县	云峰镇	东河（王渡社区）	乡镇	河流型	一级保护区：取水口上游 1000 米至下游 100 米的全部水域；水域长度范围内沿岸纵深至最高山脊线以内的陆域。二级保护区：一级保护区上游边界向上延伸 2000 米，下游边界向下延伸 200 米的全部水域；水域长度范围内沿岸纵深至最高山脊线以内的陆域。	距离元坝 102-4H 约 2.45km	广府办函（2015）128 号	/
2			中土镇	东河	乡镇	河流型	一级保护区：从取水点算起，上游 1000 米至下游 100 米的水域及其溪沟两侧纵深各 200 米的陆域。二级保护区：从一级保护区上界起，上溯 2500 米的水域及其河岸两侧纵深各 200 米的陆域。准保护区：二级保护区上界起，上溯 5000 米的水域及其河岸两侧纵深各 200 米的陆域。	距离元坝 103-3 至 1# 集输干线附近约 216m	广府函（2006）248 号	/
3			浙水乡	嘉陵江亭子口水源地	县级	河流型	一级保护区：以取水口为基点半径 500 米的范围内，预留航道左边界线至取水口侧，正常水位线（海拔高程 458 米）以下的水域范围。正常水位线以上，一级保护区水域边界水平纵深至防护堤堤顶的陆域范围。二级保护区：取水口下游 2500 米至上游 2500 米（包括小浙河长 780 米的水域）除一级保护区水域外的水域范围。正常水位线以上，一、二级保护区水域边界纵深 300 米但不超过流域分水岭的陆域范围，其中一级保护区上边界下游的嘉陵江左岸以防护堤堤顶为界。准保护区：亭子口水电站坝址至二级保护区水域下边界和二级保护区上边界上溯 6210 米（包括千夹子沟入河口上溯 200 米和张家沟入河口上溯 2000 米的水域范围）的全部水域范围。准保护区水域两岸纵深至流域分水线的全部陆域范围和二级保护区陆域防护堤堤顶边界纵深至流域分水岭的全部陆域范围。	距离元坝 271-2H~3# 集输干线约 2.1km	川府函（2018）144 号	/

序号	地市名称	区县名称	乡镇名称	水源地名称	级别	水源地类型	保护区范围	与本项目最近距离	批复	备注
4			陵江镇	大洋沟水库	县级	湖库型	一级保护区：大洋沟水库大坝以上，正常蓄水位（562.4 米）以下的全部水域；大洋沟水库大坝及水库蓄水位（562.4 米）以上，海拔 630 米以下的全部陆域。二级保护区：除一级保护区以外，水库集水区域（库周山脊线）以内的水域，主要为水库入库溪沟大洋沟、太平沟两条支沟水域；除一级保护区水域、陆域和二级保护区水域外，水库集水区域（库周山脊线）以内的全部区域。	距离元坝 272H 约 4.7km	川府函（2014）210 号	/
5			石门乡	文家角水库	乡镇	湖库型	/	距离元坝 272H 约 7.1km	/	正 在 进 行 保 护 区 划 分
6			浙水乡	团结水库	乡镇	湖库型	/	距离元坝 271-2H~3# 集输干线 约 3.8km	/	
7			亭子镇	嘉陵江	乡镇	河流型	一级保护区：取水口下游 100 米至取水口上游 1000 米：多年平均水位对应的高程线下，取水口侧的航道边界线到岸边的水域范围。一级保护区水域边界沿右岸纵深 50 米，但不超过村道临河侧的陆域保护范围。二级保护区：一级保护区下边界向下延伸 200 米，一级保护区上边界向上延伸 2000 米，多年平均水位对应的高程线下，取水口侧航道边界线到岸边的水域范围。一级、二级保护区水域边界沿右岸纵深 1000 米但不超过域分水岭的除一级保护区外的陆域范围。	距离元坝 271-2H~3# 集输干线 约 4.7km	广府复（2024）55 号	/
8			浙水乡	嘉陵江	乡镇	河流型	一级保护区：取水口上游 1000 米至下游 100 米的全部水域；水域长度范围内沿岸纵深至最高山脊线以内的陆域。二级保护区：一级	距离元坝 271-2H~3#	广府办函（2015）	/

序号	地市名称	区县名称	乡镇名称	水源地名称	级别	水源地类型	保护区范围	与本项目最近距离	批复	备注
							保护区上游边界向上延伸 2000 米，下游边界向下延伸 200 米的全部水域；水域长度范围内沿岸纵深至最高山脊线以内的陆域。	集输干线约 3.3km	128 号	
9			月山乡	严家沟	乡镇	河流型	一级保护区：水域范围：取水口上游 500 米全部水域；陆域范围：水域长度范围内沿岸纵深至最高山脊线以内的陆域。二级保护区：水域范围：一级保护区上游边界上游 1000 米全部水域；陆域范围：水域长度范围内沿岸纵深至最高山脊线以内的陆域。	距离元坝 10-1H 约 7.6km	广府办函（2015）128 号	/
10			白驿镇 万安社区	方山水库	乡镇	湖库型	一级保护区：水城范围：正常水位线以下的全部水域范围；陆域范围：水库正常蓄水位以上至两侧纵深 100 米范围内的陆域。二级保护区：一级保护区以外水库全部基于范围。	距离元坝 10-1H 约 2.9km	广府办函（2015）128 号	/
11			元坝镇	东河	乡镇	河流型	一级保护区：取水口下游 100 米至取水口上游 1000 米，多年平均水位对应的高程线下的水域范围。一级保护区水域边界沿两岸纵深 50 米陆域范围。其中左岸不超过村道临河侧。右岸不超过元石路（X010）临河侧。二级保护区：一级保护区下边界向下延伸 200 米，一级保护区上边界向上延伸 2000 米，多年平均水位对应的高程线下，取水口侧航道边界线到岸边的水域范围。一级、二级保护区水域边界沿右岸纵深 1000 米但不超过域分水岭的除一级保护区外的陆域范围。	距离元坝 101-2H 约 3.2km	广府复〔2024〕55 号	/
12			亭子镇	亭子口水库	乡镇	湖库型	一级保护区：以取水口为基点半径 500 米，预留航道左边界线至取水口侧，正常水位线(海拔高程 458 米)以下的水域范围。正常水位线以上，一级保护区水域边界水平纵深至防护堤堤顶的陆域范围。二级保护区：取水口下游 2500 米至取水口上游 2500 米(包括小浙河长 780 米的水域)除一级保护区水域外的水域范围。正常水位线以上，一、二级保护区水域边界纵深 3000 米但不超过流域分水岭	距离元坝 271-2H~3# 集输干线约 2.1km	广府〔2018〕37 号	/

序号	地市名称	区县名称	乡镇名称	水源地名称	级别	水源地类型	保护区范围	与本项目最近距离	批复	备注
							的陆域范围，其中一级保护区上边界下游的嘉陵江左岸以防护堤堤顶为界。准保护区：亭子口水电站坝址至二级保护区水域下边界和二级保护区上边界上溯 6210 米(包括千夹子沟入河口上溯 2000 米和张家沟入河口上溯 2000 米的水域范围)的全部水域范围。准保护区水域两岸纵深至流域分水线的全部陆域范围和二级保护区陆域防护堤堤顶边界纵深至流域分水岭的全部陆域范围。			
13	南充市	阆中市	老观镇	东河袁家岩	乡镇	河流型	/	距离元坝 104-2H~元坝 121 约 1.3km	/	正在进行保护区划分
14			博树回族乡	阆中市博树回族乡东河三湾村 2 组集中式饮用水水源保护区	乡镇	河流型	一级保护区：取水口下游 100 米至取水口上游 1000 米，多年平均水位高程线以下的水域范围；一级保护区水域边界两岸纵深 50 米、但不超过流域分水岭的陆域范围。二级保护区：取水口下游 300 米至取水口上游 3000 米，多年平均水位高程线以下（一级保护区水域除外）的水域范围；一、二级保护区水域边界沿两岸纵深 1000 米、但不超过流域分水岭（一级保护区陆域除外）的陆域范围。	距离元坝 104-2H 约 2.7km	南府函（2019）105 号	/
15			千佛镇	阆中市千佛镇构溪河小保宁村集中式饮用水水源保护区	乡镇	河流型	一级保护区：取水口上游 1000 米至下游 100 米范围内的多年平均水位线以下的水域范围；一级保护区水域边界向两岸纵深 50 米、但不超过流域分水岭的陆域范围。二级保护区：取水口上游 3000 米至下游 300 米范围内多年平均水位线以下、除一级保护区外的水域范围；一、二级保护区水域边界沿两岸纵深 1000 米但不超过流域分水岭、除一级保护区外的陆域范围。	距离元坝 9-2 约 4.2km	南府函（2019）105 号	/

							二级保护区水域边界纵深 300 米但不超过流域分水岭的陆 域范围，其中一级保护区上边界下游的嘉陵江左岸以防护 堤堤顶为界。准保护区：亭子口水电站坝址至二级保护区 水域下边界和二级保护区上边界上溯 6210 米（包括千夹 子沟入河口上溯 200 米和张家沟入河口上溯 2000 米的水 域范围）的全部水域范围。准保护区水域两岸纵深至流域 分水线的全部陆域范围和二级保护区陆域防护堤堤顶边界纵深至流域分水岭的全部陆域范围。		

5.2.2 区块内文物保护单位

根据调查，区块范围内总计分布有 34 处文物保护单位，基本情况见下表。

表 5.2-2 本项目区块范围内文物保护单位一览表

区（市） 县	乡（镇）	名称	年代	类别	级别	位置
苍溪县	白驿镇	黎氏宗祠碑	清光绪十一年（1885）	石窟寺及石刻	县级文物保护单位	白驿镇天星村 7 组
		万安寨遗址	明—清	古遗址	县级文物保护单位	白驿镇李子社区 2 组
		张爷庙	清	古建筑	县级文物保护单位	白驿镇李子社区 1 组
		方山村赵家坡摩崖造像	唐	石窟寺及石刻	市级文物保护单位	白驿镇方山村 2 组
	陵江镇	白云寺	唐	古建筑	县级文物保护单位	陵江镇杜里社区 1、5 组
		西武当真武宫	1949	近现代重要史迹及代表性建筑	县级文物保护单位	陵江镇武当社区 2 组
		大洋沟凤台塔墓群	清	古墓葬	市级文物保护单位	陵江镇龙洋村 1 组
		苍溪县委苏式办公楼	1954 年	近现代重要史迹及代表性建筑	市级文物保护单位	陵江镇解放路西段 233 号
		苍溪红四方面军强渡嘉陵江战役指挥部旧址	1935	近现代重要史迹及代表性建筑	省级文物保护单位	陵江镇红军渡社区 5 组
		崇霞宝塔	1935	近现代重要史迹及代表性建筑	省级文物保护单位	陵江镇红军渡社区 5 组
		金洞梁引水渠	1935	近现代重要史迹及代表性建筑	省级文物保护单位	陵江镇红军渡社区 1 组
		大获城遗址	明天启六年(1626)	古建筑	省级文物保护单位	陵江镇红军渡社区 1 组
		临江寺	1970	近现代重要史迹及代表性建筑	省级文物保护单位	陵江镇白观村 1、2 组
		三堆石乡苏维埃政府旧址	清乾隆三十六年（1771）	石窟寺及石刻	省级文物保护单位	陵江镇陵江村 1 组
		烟丛寺	清乾隆三十六年（1771）	石窟寺及石刻	省级文物保护单位	陵江镇陵江村 1 组
	元坝镇	周家大院	清	古建筑	县级文物保护单位	元坝镇店子社区 5 组
		苍溪元坝紫云宫	清道光二十九年（1849）	古建筑	市级文物保护单位	元坝镇望江路 69 号
		云台观道教遗址	1933	近现代重要史迹及代表性建筑	省级文物保护单位	元坝镇桥沟村 1 组
		中土观音寺	清乾隆六年（1741）	古建筑	省级文物保护单位	元坝镇中土社区 3 组
	白桥镇	冒鹤村伏家大院	清	古建筑	市级文物保护单位	白桥镇上马村 5 组
	云峰镇	王渡红三十军造船厂遗址	1934	近现代重要史迹及代表性建筑	省级文物保护单位	云峰镇王渡村 2 组
		红四方面军强渡嘉陵江渡口遗址	宋	古遗址	省级文物保护单位	云峰镇大获城村 3 组
老观镇	老观镇	李如明夫妇墓	清	古墓葬	市、县级文物保护单位	老观镇鱼池梁村 12 社
		老君山红军战斗遗址	1933	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	老观镇倩林坝村 4 社
		洋堂村教堂	1942	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	老观镇联合村 9 社

阆中市		苍溪县苏维埃保卫局旧址	1933	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	老观镇老龙村 1 社
		廖家药房	1928	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	老观镇老龙村 3 社
		老观粮仓	1952	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	老观镇新风村 4 社
		洪山庙红军石刻标语	1933	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	老观镇洪山庙村 3 社
	千佛镇	邵家湾墓群	清	古墓葬	省级文物保护单位	千佛镇九节梁村 7 社
		洞湾观音造像及石刻	宋	石窟寺及石刻	市、县级文物保护单位	千佛镇小保宁村 8 社
		千佛岩摩崖造像	唐	石窟寺及石刻	市、县级文物保护单位	千佛镇小保宁村 7 社
		吴泽夫老院子	1947	近现代重要史迹及代表性建筑	市、县级文物保护单位	千佛镇小保宁村 9 社
	清泉乡	阆中清泉寺	清	古建筑	市、县级文物保护单位	清泉乡清泉村 6 社

5.2.3 区块内自然保护区

5.2.3.1 四川构溪河湿地自然保护区

（1）保护区地理位置和范围

保护区位于阆中市东北部，地处川中盆地向大巴山过渡的低山、深丘地带，由纵贯保护区境内的构溪河干流中下游部分河段及其集水面积大部分区域组成。北面以老观镇、西山乡、千佛镇为界；东面以望垭镇、金子乡为界；南面以凉水乡为界；西面以石滩镇和解元乡为界。地理坐标介于北纬 $31^{\circ}37'12.927''\sim 31^{\circ}45'40.514''$ ，东经 $106^{\circ}20'38''\sim 106^{\circ}8'51''$ 之间，总面积 4866.85hm^2 。

（2）保护区功能区划分

①核心保护区

核心保护区是保护区内湿地生态系统保存最完整，主要保护对象及其原生地、栖息地、繁殖地集中分布的区域，在核心保护区内应保证湿地生态系统的完整和安全及各种野生动植物正常的生长和繁衍，尽量不受人为干扰，能够自然生长和发展，以保持生物多样性。核心保护区在功能区划时主要以满足各个保护对象及其栖息地得到最有效的保护为主要目的。根据上述原则，将人为干扰较小，河流和库塘湿地面积较大，湿地珍稀野生动植物丰富、集中，特别是水鸟、水禽、鱼类和两栖类丰富的区域划分为核心保护区。核心保护区包括了石滩水库和构溪河干流、支流的绝大部分水域及距离水域两岸 30-50m 宽度所形成的带状区域，以及水域两岸地势较为陡峭、生境保存较为完好、人居较为稀少的灌丛、次生林、草坡、溪流、滩涂、库塘等生境。核心保护区总面积 508.34hm^2 ，占保护区总面积的 10.45%。

②一般控制区

一般控制区是连接核心保护区与周边环境的区域。将核心保护区与周边社区相隔，目的是防止和减少外界对核心保护区的影响和干扰。该区域由一部分原生性生态系统、次生性生态系统和少部分人工生态系统组成。一方面可以防止和减少人类、灾害等因子对核心保护区的干扰和破坏；另一方面，在防止湿地生态系统破坏的前提下，可以进行实验性的科学研究和考察；另外，通过必要的植被恢复措施，使湿地生态系统及动植物生境不断改善。西面以解元乡杨家垭-苟家坪-尹家湾-冉家湾-吴家湾-大奎山-寇家岩-白坡子-老观镇为界，东南部与仪陇县界相接；北部从老观场-老君山-竹林河-晏家坪-枫山垭子-罐子咀-王家坪-郑家边-杨家坝-三堆石村-千佛镇止；东部从黄桑坪-殷家沟-梨家坝-冷家咀-陈家沟-白石岩-罗坝岩止；南部从乔家湾-铺垭塘-二郎庙-鸡公咀-罗坝岩为止，整个区域主要沿构溪河及其主要支流分布。一般控制区是除核心保护区以外的区域，面积为 4358.51hm²，占保护区总面积的 89.55%。

（3）主要保护对象

四川构溪河湿地自然保护区是以湿地生态系统为主要保护对象的内陆湿地生态类型自然保护区。保护区内的湿地资源丰富，包括河流湿地、人工库塘湿地、稻田湿地。保护区内蜿蜒曲折的水域，丰富的水生生物和优良的水质，为湿地鸟类提供了良好的栖息、繁殖场所，也是多种候鸟重要的越冬地。主要保护动物：鸳鸯、鹰鸮、斑头鸕鹚和短耳鸮 4 种国家 II 级重点保护鸟类，青鼬和大灵猫 2 种国家 II 级重点保护兽类。

（4）项目与保护区位置关系

本项目元坝 9-2 井场距离四川构溪河湿地自然保护区的一般控制区 1.1km，在保护区范围内无固定建筑物，不占用保护区面积。

5.2.3.2 四川省梨仙湖湿地公园

（1）保护区地理位置和范围

湿地公园位于苍溪县城郊，距苍溪县城 7km，紧邻国家 AAAA 级景区梨博园，主要涉及陵江镇的群岭村、回水村、红旗桥村、船山村、龙寺村；浙水乡的四坪村；白桥镇的上马村，介于东经 105°52'02"—105°56'46"；北纬 31°45'35"—31°48'07"。

湿地公园规划总面积 571.76hm²，最北端为大河坝（嘉陵江大桥西部），最西端为旋头沟，最南端为苍溪航电西部，最东端为白家沿西侧。

（2）保护区功能区划分

四川省梨仙湖湿地公园在水系梳理和湿地生境保护的基础上，将湿地公园划分为三个功能区，即保育区、恢复重建区、合理利用区。其中保育区贯穿整个湿地公园范围，以嘉陵江干流为主体，面积 356.84hm²，占规划区总面积的 62.41%；恢复重建区面积 35.94hm²，占湿地公园总面积的 16.09%，主要包括李家咀、庙子垭两个区域，主要涉及

嘉陵江北岸的大河坝江岸河床区域；合理利用区呈团、带状分布，面积 178.98hm²，占湿地公园总面积的 31.3%。

**

（3）主要保护对象

湿地公园地处亚热带湿润季风气候，水热条件良好，植物种类丰富，湿地公园有维管束植物 82 科 236 种。湿地公园内植被类型丰富，自然环境多样，既有河流、沼泽，又有草甸、灌丛和林地，表现出野生动物栖息生境的多样性，境内动物区系主要为亚热带及温带森林农田动物群。湿地公园内已知的脊椎动物有 64 科 200 余种，其中，兽类 10 余种，鸟类 150 余种，爬行类 10 余种，两栖类 10 余种，鱼类 20 余种。国家Ⅱ级重点保护野生动物有鸳鸯、雀鹰、红腹锦鸡、斑头鸺鹠、大鲵等。

（4）项目与保护区位置关系

本项目在四川省梨仙湖湿地公园内无工程内容，新建元坝 272~2-273-1H 联通线与梨仙湖湿地公园最近直线距离约 977m。

5.2.3.3 四川苍溪国家森林公园

（1）保护区地理位置和范围

四川苍溪国家森林公园位于四川省广元市苍溪县高坡镇、龙洞乡境内，地理坐标为东经 106°20'44"—106°22'25"，北纬 32°08'00"—32°09'40"。海拔 1300 米，面积 2898.86 公顷，方圆千余亩森林覆盖率达百分之九十以上，包括东河、三溪口、红军渡三个景区，是一处集碧水峡江、茂林幽谷、林海古树、红色文化与道教文化于一体的山水型森林公园。

（2）保护区划分

四界范围为帽帽梁—佛爷湾—木竹垭—关门石—周家湾—石桥梁—三十二块田—黑石腔—七个田湾—磨儿梁—段家老坟林—木桥子—朱家坟—烧炭沟水库—汪二—燕儿岩—李家洞—狮子包。包括东河玉带峡景区 356.56 公顷、三溪口 2441.3 公顷、红军渡景区 101 公顷，总面积达 2898.86 公顷。

（3）主要保护对象

森林公园内主要保护对象为中亚热带天然常绿-落叶阔叶混交林、落叶阔叶林、针阔混交林、蕙兰、春兰等国家重点保护野生植物、古树名木、山峰、象形石、岩洞、玉带峡峡谷风光、东河风景河段、七叠瀑布、西武当山庙宇群、古巴人墓遗址、红军长征文化等重要森林风景资源。

（4）项目与保护区位置关系

本项目在四川苍溪国家森林公园内无工程内容，新建元坝 102 阀组区~元坝 28 站至

集气总站联通线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 157m，元坝 103-3 至 1#集输干线管线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 320m。

5.2.3.4 插江国家级水产种质资源保护区

（1）保护区地理位置和范围

保护区位于苍溪县境内东河元坝镇段及支流插江，范围在东经 105°59'05"-106°04'39"，北纬 31°49'43" - 32°06'52" 之间。流经插江雍河场-清水寺-龙王场-两河场-三川场-石门场-插江口，东河元坝镇老旋沱-插江口-元坝场，全长 55 公里。

（2）保护区划分

其中核心区长 27 公里，自插江龙王场（106°00'55"E、32°02'37"N）-两河场（105°59'05"E、32°00'34"N）-三川场（106°00'32"E、31°56'36"N）-石门场（106°01'20"E、31°52'34"N）-插江口（106°01'54"E、31°51'10"N）。实验区长 28 公里，分为二段：第一段为插江雍河场（106°04'39"E、32°06'52"N）-清水寺（106°01'52"E、32°05'07"N）-龙王场（106°00'55"E、32°02'37"N），长 20 公里，面积 75 公顷；第二段为东河元坝镇老旋沱（106°02'55"E、31°51'33"N）-插江口（106°01'54"E、31°51'10"N）-元坝场（106°03'00"E、31°49'43"N），长 8 公里，面积 240 公顷。

（3）主要保护对象

主要保护对象为中华鳖、岩原鲤、黄颡鱼。

（4）项目与保护区位置关系

本项目在插江国家级水产种质资源保护区内无工程内容，元坝 103-3~1#集输干线与保护区最近直线距离为*****。

5.2.3.5 构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区

（1）保护区地理位置和范围

位于四川省阆中市境内，属嘉陵江支流构溪河，范围在东经 105°40'59"-106°28'35"，北纬 31°21'51"-31°50'54"之间。自上游至下游依次经由龙泉镇与苍溪县交界处龙泉场（106°24'32"E,31°50'54"N）、千佛镇千佛河（106°28'35"E,31°46'37"N）、扶农乡罗家沱（106°10'25"E,31°34'54"N）、河溪镇河家坝（105°40'59"E,31°21'51"N）四个拐点的构溪河组成，全长 79 公里。

（2）保护区划分

核心区为石滩镇石滩场（106°15'26"E,31°42'20"N）经扶农乡罗家沱（106°10'25"E,31°34'54"N）至河溪镇河家坝（105°40'59"E,31°21'51"N）的河段，长 45 公里。实验区为龙泉镇龙泉场（106°24'32"E,31°50'54"N）经千佛镇千佛河（106°28'35"E,31°46'37"N）至石滩镇石滩场（106°15'26"E,31°42'20"N）的河段，长 34 公里。

**

（3）主要保护对象

主要保护对象为中华倒刺鲃、四川白甲鱼、中华鳖、鳊、南方大口鲶、黄颡鱼，其他保护对象包括鲤、鲫、乌龟、黄鳝、泥鳅等。

（4）项目与保护区位置关系

本项目在构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区内无工程内容，元坝 9-2 井场与保护区最近直线距离为 3.5km。

5.2.4 区块内风景区

5.2.4.1 亭子湖风景区

（1）保护区地理位置和范围

亭子湖风景区是由嘉陵江亭子口水电站建设形成的湖泊型景区，水域面积 110 平方公里，库容量达 34.68 亿立方米。规划范围覆盖昭化区、剑阁县、苍溪县三地，总面积 425.88 平方公里。

（2）保护区划分

亭子湖是嘉陵江亭子口水电站截流后形成的内陆淡水湖泊，北至兰海高速嘉陵江大桥，南至浙水嘉陵江大桥，西至闻溪河尾水区域，东至兰渝铁路浙水段。2024 年资料显示，其总规划面积 425.88 平方公里，其中核心区占比 15.6%。规划范围划分为一级保护区：覆盖嘉陵江主河道水域，实施严格污染防控，面积 66.45 平方公里；二级保护区：允许有限游览设施建设，重点维护景观完整性，面积 64.69 平方公里；三级保护区：可规划游览设施，但需通过环境影响评价，面积 294.74 平方公里。包含照壁岩、闻溪谷、虎跳湖、龙回滩、青牛峡五大景区。

（3）主要保护对象

景区内记录 321 科 1407 种高等植物；陆生脊椎动物 209 种。一级保护区内禁止工业活动，二级保护区限制开发强度，2024 年供电工程等项目需避开核心景观区。施工项目占用植被面积超过 0.138 公顷时，须实施生态恢复措施。

（4）项目与保护区位置关系

本项目在亭子湖风景名胜区内无工程内容，元坝 271-2H 井场与亭子湖风景区最近直线距离约*****。

5.3 环境质量现状调查与评价

5.3.1 环境空气质量现状

5.3.1.1 区域环境空气质量达标情况

本项目大气评价范围涉及广元市苍溪县和南充市阆中市。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的要求，区域环境质量现状评价优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论，分别对各区县的区域大气环境质量现状进行评价。

根据苍溪县人民政府公开发布的《2024 年苍溪县环境质量公告》，苍溪县空气环境优良天数比例达到 95.1%，区域空气质量达标区判定结果见表 5.3-1。

根据《阆中市 2024 年全年大气例行监测》，2024 年二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物（PM₁₀）、臭氧、一氧化碳年均值均达到环境空气质量二级标准；区域空气质量达标区判定结果见表 5.3-2。

**

综上，本项目所在地区苍溪县和阆中市 2024 年环境空气质量各项指标均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，均属于环境空气质量达标区。

5.3.1.2 环境空气补充监测

（1）监测点位

全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，本次评价委托四川华皓检测技术有限公司于 2025 年 4 月 25 日~5 月 1 日对本项目新建区块域环境空气质量现状进行了现场补充监测，本次评价实际监测设置大气监测点 3 个，分别位于区块西侧（苍溪县）、中间（苍溪和阆中市边界）和东侧（阆中市）位置，对井场所在的环境空气质量现状进行监测，监测结果也能代表项目周围环境空气质量状况。

具体见下表和附图 19。

**

（2）监测项目

（3）监测时间和频率

2025 年 4 月 25 日~5 月 1 日四川华皓检测技术有限公司对项目所在地环境空气进行了监测，每个监测点位连续采样 7 天，其中特征因子每天采样 4 次，基本因子每天采样

1 次。

（4）监测结果

本项目环境空气质量现状监测结果见下表。

（5）评价方法

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018）中 6.4.2.2：补充监测数据的现状评价内容，分别对各监测点位不同污染物的短期浓度进行环境质量现状评价，对于超标的污染物，计算其超标倍数和超标率。

（6）评价标准

硫化氢按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的标准，非甲烷总烃按照《大气污染物综合排放标准详解》中制定的非甲烷总烃小时值标准评价。基本因子按照《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中一级标准评价。

（7）评价结果

本项目环境空气质量现状评价结果见下表。

从上表可知，评价区域非甲烷总烃小时值满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定的非甲烷总烃小时值标准；硫化氢满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）中小时值标准；6 项基本因子均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中日均值一级标准限值。

5.3.2 地表水环境质量现状

5.3.2.1 区域地表水环境质量现状

本项目位于广元市苍溪县、南充市阆中市，本项目所在区域水系为嘉陵江流域及其大型河流和其他小河沟渠。

根据《2024 年苍溪县环境质量公告》，全县 8 个主要河流断面（省控 2 个、市控 6 个）地表水水质优良（I~III 类）比例为 100%；2 个县级集中式饮用水源（嘉陵江亭子口、大洋沟水库）水质达标率为 100%；38 个乡镇集中式饮用水源水质达标率为 100%。

根据南充市生态环境局 2025 年 5 月发布的《2024 年南充市环境质量状况公报》，根据国控、省控监测断面月度例行监测结果，计算年均值并开展水质综合评价，达到 I~III 水质比例为 100%。

5.3.2.2 地表水环境质量现状监测

（1）监测断面

**

（2）监测项目

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、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。

（3）监测时间及频率

现状监测时间2025年4月25日~4月27日，各断面连续监测3天，每天采样1次。

（4）监测结果

地表水监测结果见下表。

**

（5）评价方法

采用标准指数法。模式如下：

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

式中：S_{i,j}——i种污染物的单项指数；

C_{i,j}——i种污染物实测浓度（mg/l）；

C_{si}——i种污染物评价标准（mg/l）。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}, pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, pH_j > 7.0$$

式中：pH_j—pH 实测值；

pH_{sd}—pH 评价标准的下限值；

pH_{su}—pH 评价标准的上限值。

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已经不能满足使用要求；水质参数的标准指数≤1，表明该项水质参数达到或优于规定的水质，完全符合国家标准，可以满足使用要求。

（6）评价标准

三岔溪、陈家河地表水监测断面的评价标准采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准；大坑河、董家河地表水监测断面的评价标准采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅱ类标准。

（7）评价结果

地表水环境质量评价结果见下表。

**

根据以上评价结果，各个地表水监测断面监测因子标准指数 S_i 均小于 1，满足《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）中Ⅲ类水质标准；区域地表水环境质量现状较好。

5.3.3 地下水环境质量现状

5.3.3.1 地下水环境质量现状监测

1、水质调查

（1）监测布点

**

（2）监测因子：pH 值、铁、锰、溶解性总固体、氨氮、汞、镉、铬（六价）、砷、铅、阴离子表面活性剂、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氰化物、总硬度、氟化物、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、钾、钠、钙、镁、钡、碳酸根、重碳酸根、氯化物、高锰酸盐指数（以 O_2 计）、挥发酚、石油类、硫化物。

（3）监测时间及频次：于 2025 年 4 月 25 日~5 月 1 日取样监测，每个点位监测 1 天，每天采样 1 次。

（4）评价标准：《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。

（5）评价方法：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境质量现状评价方法采用标准指数法，根据现状监测数据进行超标率的分析。

（6）监测结果：

表 5.3-12 地下水环境现状监测数据（pH 无量纲，其余 mg/L）

**

根据监测结果显示石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值要求，其他监测因子能满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）Ⅲ类限值要求，评价区内地下水质量现状较好。

5.3.3.2 包气带浸溶检测

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本次评价对可能造成地下水污染的井区内现有工程主要设施附近取包气带土样进行浸溶试验，包气带现状监测结果及评价见下表：

（1）监测布点

具体监测布点情况见下表。

**

(2) 监测因子：pH、硫化物、硫酸盐、石油类、钡、高锰酸盐指数（以 O₂ 计）、氯化物。

(3) 监测频次：每个点位监测 1 天，每天采样 1 次。

(4) 取样时间：2025 年 04 月 25 日、2025 年 04 月 27 日至 2025 年 04 月 29 日。

(5) 监测结果

包气带现状监测结果及评价见下表：

**

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）相关要求方法进行浸溶液制备，参照国家和行业关于固体废物的相关规定执行，由地下水包气带浸溶实验分析结果可知，项目区域的包气土壤浸出液中，和项目有关的特征污染物（石油类、氯化物和硫化物等）浓度较小，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求，监测结果表明场区地下水包气带未受到企业现有工程的明显影响。

5.3.4 声环境质量现状

5.3.4.1 区域声环境现状调查

除本项目声环境影响评价范围内分散居民点生活噪声外，无其他噪声源，区域内居民生活噪声声级小，根据对区域噪声源的调查，未发现明显高噪声源，区域声环境质量良好。

5.3.4.2 声环境现状监测

(1) 监测布点原则

本次声环境现状监测，分别位于项目厂界，以及声环境评价范围内声环境保护目标与项目的远近和高差不同选择一些代表性的区域点位，并兼顾存在高于三层的声环境保护目标，进行垂向监测，满足声环境监测的代表性和相关要求。

(2) 监测布点

**

(3) 监测项目

等效连续 A 声级。

(4) 监测时间及频率

2025 年 4 月 26 日~4 月 27 日，每个监测点位连续监测 2 天，每天昼、夜间各一次。

(5) 评价方法

将监测结果与标准值相比较。

(6) 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；已建站场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。

（7）监测及评价结果

噪声现状监测结果见下表。

**

根据以上监测结果，声环境监测点满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求；已建站场厂界噪声监测点满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，本项目声环境质量现状较好。

5.3.5 土壤环境质量现状

（1）监测点位布置原则

根据国家土壤信息平台中查询中国 1 公里土壤类型图，查询项目评价范围内土壤类型分布及现场调查，本项目评价范围内土壤类型为石灰性紫色土、渗育水稻土和水稻土。本次土壤环境监测布点执行按照土壤环境评价二级相关要求的均布性与代表性相结合的原则，综合考虑本项目区块内的 3 种土壤类型每种土壤类型至少设置了 1 个表层样点和 1 个理化特性点，场地内至少设置 1 个柱状点，在占地范围外上、下游也设置有代表性监测点，同时新建站场和利旧站场均在可能存在污染的位置布设点位，针对管线重点在场站旁监测，并结合管线长度兼顾均匀性布置的原则进行布点监测。故本次监测符合土壤环境监测的代表性和均布性的原则。

（2）监测点位及项目

1) 监测项目

基本因子 1：详见《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的 45 项因子，即：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并【a】蒽、苯并【a】芘、苯并【b】荧蒽、苯并【k】荧蒽、蒽、二苯并【a,h】蒽、茚并【1,2,3-cd】芘、萘。

基本因子 2：详见《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618-2018）

表 1 中的 8 项因子，即镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：PH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡、硫化物等。

土壤理化特性：①现场记录：层次、颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物等；
②实验室测定：PH 值、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率/(cm/s)、土壤容重（kg/m³）、孔隙度。具体调查内容见土壤理化特性调查表和土体构型表。

2) 监测点位

监测布点见下表和附图 18。

**

（3）监测时间和频率

2025 年 4 月 25 日至 2025 年 4 月 28 日，每个点位取一次样。

（4）评价方法

评价采用与标准值对比法。

（5）评价标准

本项目永久占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；临时用地及占地范围外土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准，标准中未涉及的因子参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；钡执行《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023）中第二类用地标准。

（6）监测结果

土壤环境质量现状监测结果见下表。

**

根据监测结果表明，本项目永久占地范围内各土壤监测点位均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；临时用地及占地范围外各监测点位均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准，标准中未涉及的因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；钡满足《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB512978-2023）中第二类用地标准。

6 生态环境影响评价

6.1 总则

6.1.1 生态影响因素和对象识别

6.1.1.1 生态影响因素

1、施工期

本项目施工期主要生态影响因素如下：

（1）钻井井场和管道、放喷池、表土堆场、生活区、道路、堆管场、岩屑池、清水池、应急池等临时施工占地对动植物资源、地表植被、土地性质及用途、景观格局等产生影响。

（2）钻井井场、放喷池、生活区、道路等基础设施的新建和管道敷设施工过程中产生的粉尘、噪声、建渣、废水等对周围环境及动植物产生干扰。

（3）建材、建渣的运输、堆放对生态环境及动植物资源产生影响。

2、运营期

本项目运营期主要生态影响因素如下：

（1）站场和管道运行和维护对区域环境、土地利用、植被及动植物资源产生影响；

（2）站场和管道运营风险事故对区域环境、土地利用、植被及动植物资源产生潜在威胁。

3、服务期满后

本项目服务期满后主要生态影响因素如下：

（1）站场和管道撤走后固体废弃物等对区域环境及动植物资源产生影响；

（2）站场和管道占地区域土地复垦、植被恢复等对区域环境及动植物资源产生潜在威胁。

6.1.1.2 生态影响对象

影响对象识别应包括：

（1）受影响的自然资源：包括土地资源、水资源、动植物资源、植被等；

（2）受影响的生态系统：包括森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统、城市生态系统和湿地生态系统等。

6.1.1.3 生态影响效益

影响效应识别应包括：

（1）影响性质：分有利影响、不利影响，可逆影响、不可逆影响，累积影响、非

累积影响；

(2) 影响程度：影响发生的范围，影响生物因子和非生物因子的种类、时间长短、影响严重程度，对主要保护对象影响等；

(3) 影响几率：根据影响发生的可能性，分极小、可能和很可能三级。

6.1.1.4 生态影响识别结果

结合本项目施工方式、范围等，本次生态影响评价因子筛选情况如下。

表 6.1-1 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子		工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	施工期	分布范围、种群数量、种群结构、行为	施工占地导致动植物分布范围缩小；施工占地导致占地区植物种群数量减少，施工活动对动物产生驱离作用，种群数量减少；管道开挖、井场场地平整等所产生的各种噪音和震动影响会对大中型和食肉型动物的行为活动造成影响，使得它们远离施工干扰的区域活动；直接影响	短期、可逆	弱
	运营期	分布范围、种群数量、种群结构、行为	井场运营产生的噪音，会让一些听觉敏锐的鸟类和兽类避开该区域，迁徙到其他区域；间接影响	短期、可逆	弱
	服务期满后	分布范围、种群数量、种群结构、行为	工程土地复垦、植被恢复使得动植物栖息地恢复，其物种分布又恢复到之前水平，其种群数量增加，动物又回到此区域生活；间接影响	长期、可逆	弱
生境	施工期	生境面积、质量、连通性	工程占地直接占用动植物生境，从整个评价区及周边尺度上看，占用比例较小；施工小幅度降低周边生境质量；新建输气管线为线性工程，多为地理线路，线路工程对两侧生境连通性影响较小；直接影响	短期、可逆	弱
	运营期	生境面积、质量、连通性	运营期临时占地逐渐恢复、对生境质量的影响进一步减缓；间接影响	短期、可逆	弱
	服务期满后	生境面积、质量、连通性	土地复垦、植被恢复使得周围生境面积逐渐恢复至占地前水平，生境连通性逐渐恢复，自然生境质量随之提高；间接影响	长期、可逆	无
生物群落	施工期	物种组成、群落结构	不会造成物种数量的减少，施工活动短期造成施工区附近动物群落结构的变化；直接影响	短期、可逆	弱
	运营期	物种组成、群落结构	对物种组成和群落结构基本无影响；间接影响	短期、可逆	弱
	服务期满后	物种组成、群落结构	对物种组成和群落结构恢复有利；间接影响	长期、可逆	无
生态系统	施工期	植被覆盖度、生物量、生态系统功能	工程占地造成评价区植被覆盖度短期小幅降低；造成生物量的轻微损失；生态系统功能不会降低；直接影响	短期、可逆	弱
	运营期	植被覆盖度、生物量、生态系统功能	运营期临时占地区植被逐渐恢复；生物量随之恢复，生态系统结构进一步稳定；间接影响	短期、可逆	无
	服务期满后	植被覆盖度、生物量、生态系统功能	项目所有占地区植被恢复；生物量有所恢复，生态系统功能进一步恢复；间接影响	长期、可逆	无
生物多样性	施工期	物种丰富度、均匀度、优势度	仅引起部分物种种群数量的轻微变化，不会造成评价区生物多样性变化；直接影响	短期、可逆	无
	运营期	物种丰富度、均匀度、优势度	部分物种种群数量有所恢复，永久占地区影响将依然存在；间接影响	短期、可逆	弱
	服务期满后	物种丰富度、均匀度、优势度	部分物种种群数量进一步恢复并趋于稳定；间接影响	长期、可逆	无
自然景观	施工期	景观多样性、完整性	受施工占地的影响，评价区景观结构将轻微的变化；对景观多样性无影响，项目建设占用部分水域、农业用地等景观斑块，小幅度降低其完整性；直接影响	短期、可逆	弱

受影响对象	评价因子		工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
	运营期	景观多样性、完整性	形成新的建筑物景观斑块；相对施工期对其完整性基本无影响；直接影响	短期、可逆	弱
	服务期满后	景观多样性、完整性	景观逐步恢复至占地前的水平，对景观完整性有利；直接生影响	长期、可逆	弱

6.1.2 生态现状调查时间

生态现状调查时间为 2025 年 3 月、4 月和 5 月，同时收集并整理了近 3 年来评价区及周边生态现状调查结果。

6.1.3 陆生生态调查方法

调查包括实地调查、资料收集、访问当地居民等，具体调查方法分述如下：

6.1.3.1 土地利用现状调查

土地利用现状综合了阆中市和苍溪县“国土三调”数据、“森林资源管理一张图”数据及近年的遥感影像等，结合拟建井场、站场、线性工程沿线调查结果， 基于“3S”技术分析统计评价范围土地利用现状，并制作土地利用类型图。

6.1.3.2 植物、植被调查

（1）资料收集法

主要历史资料有《中国植物志》、《Flora of China》、《四川植物志》、《四川植被》、《西南地区松杉柏科植物地理分布》（2021年）等；主要现状资料有评价区所在市县古树名木调查结果（分布数据）、评价区阆中市和苍溪县天然林、公益林、湿地、基本草原、永久基本农田等分布数据。

（2）现场调查法

采用样线法、样方法、遥感调查等方法开展现场植物群落调查，调查植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种，特别关注重要植物及其生境、受威胁状况。

A. 样线法

根据评价区卫星遥感图，结合地形实况及道路等可到达因素，制定涵盖评价区不同植被类型的调查线路，沿线记录所有植物物种、主要植物群落名称及分布信息。

B. 样方法

在样线调查同时，选取典型植物群落地段布设样方，开展样方调查。样方分成乔木（20m×20m，竹林 10m×10m）、灌木（5m×5m）和草本（1m×1m）3 种类型，样方内清查对应全部植物物种，记录其数量、高度、盖度（冠幅）、胸径（基径）、健康状况等，同时记录样方坐标、海拔、坡位、坡向、坡度等信息。

调查中对不能立即鉴定的植物物种采用单反相机拍摄记录植物形态照片，并采集其标本带回驻地，根据《中国高等植物图鉴》、《中国植物志》、《四川植物志》等参考

文献做进一步，植物的科、属、种名等信息均参考《中国生物物种名录》最新发布版。在路线调查中，根据乔木、灌木、草本的优势种确定群落类型。

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022）：根据植物群落类型（宜以群系及以分类单位为调查单元）设置调查样地，一级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 5 个，二级评价不少于 3 个，调查时间宜选择植物生长旺盛季节，重点调查项目临时、永久占地区、邻近生态敏感区的植被状况，兼顾评价区植被类型的典型性和代表型。本次调查共设置 21 个植物群落样方（见下表），覆盖评价区范围内马尾松林、柏木林、栓皮栎林、桉木林、慈竹林、黄荆+马桑灌丛、白茅草丛等 7 个自然群系，每种自然群落类型（群系）调查样方 3 个，调查样方涵盖项目占地范围内各主要植被类型、间断分布于不同路段，能较全面反映受影响植物种类、植被类型、植物群落基本情况，样方数量满足生态导则二级评价的调查要求。

6.1.3.3 陆生动物调查

野生陆生动物现场调查主要采用样线法。

根据评价区卫星遥感图，结合地形实况及道路等可到达因素，制定涵盖评价区不同动物生境类型的调查线路，沿线调查两栖类、爬行类、鸟类、兽类等类群的种类、数量以及痕迹，同时对观察到的动物采用相机进行影像记录。

两栖类动物由于对潮湿（湿地生态）的生境依赖性强，因此在野外实地考察时主要选取可能有两栖动物生存的环境进行调查，包括溪流、湿地、水塘、耕地等，及其邻近区域；调查的方法主要是样点调查。由于两栖动物多是夜行性，因此白天主要巡视可能有两栖动物生存的生境，并考察幼体或蝌蚪、卵的情况。爬行类动物由于已经基本摆脱对潮湿生境（湿地）的依赖，因此其活动范围比较广泛，在草丛、灌丛、乱石堆、洞穴、水域等都可能见到它们的踪迹。在野外实地考察时主要选取上述可能有爬行动物生存的生境进行调查；调查的方法主要是样点调查。

鸟类的野外调查主要依靠生态习性，主要采用徒步行走样线观察，由于鸟类活动范围广泛，主要通过实际调查和中国观鸟数据中心完成数据收集和整理，确定物种组成、区系构成。

兽类调查采用样线走揽法，记录沿线出现的动物痕迹。对于大型野生动物的野外调查，白昼活动的动物采用直接计数法，对与易捕捉的小型动物，采用一次捕捉或多次捕捉法；通过相关指数转换法，用调查与动物数量相关的间接指标来估测动物的数量，如洞口计数法、巢穴计数法、粪便计数法以及动物留下的足迹、标记、卧迹等；除了常规的样带法、样点法外，对于大中型兽类，辅助采用访问法，即对当地居民进行访问；对于鼠形动物，用铗夜法调查。

确定动物名录时，以野外调查结果为主，在以上调查和收集资料基础上，确定各类脊椎动物名录，分析脊椎动物各大类群物种组成、区系特征、国家和评价区所在省级重

点保护物种，并估计动物的数量和分布特征，汇总陆生脊索动物名录。

野生动物生境类型的划分按照《全国陆生野生动物资源调查与监测技术规程》的 8 种类型划分，即森林、灌丛、草原、荒漠、高山冻原、草甸、湿地及农田 8 大类型。

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022）要求：一级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 5 条，二级评价不少于 3 条，除了收集历史资料外，一级评价还应获得近 1~2 个完整年度不同季节的现状资料，二级评价尽量获得野生动物繁殖期、越冬期、迁徙期等关键活动期的现状资料。

本评价于 2025 年 3 月 18 日~20 日、4 月 21~25 日、7 月 3~5 日进行了陆生动物现状调查。本次调查布设 19 条样线（见下表），每条样线涵盖多个动物生境类型，评价区内的森林、灌丛、草地、农田、城镇、湿地等 6 种动物生境类型每种调查样线在 3 条以上，样线数量满足导则中生态现状二级评价的调查要求。

资料收集：主要历史资料有《中国动物志》、《中国动物地理》、《四川资源动物志》、《四川鱼类志》、《四川鱼类原色图志》、《中国两栖、爬行动物更新名录》（王凯等，2020）、《中国两栖动物及其分布彩色图鉴》（费梁等，2012）、《四川两栖类原色图鉴》、《中国爬行纲动物分类厘定》（蔡波等，2015）、《中国爬行动物图鉴》（中国野生动物保护协会，2002）、《四川爬行类原色图鉴》、《中国鸟类分类与分布名录》、《中国鸟类野外手册》、《四川鸟类原色图鉴》、《四川兽类原色图鉴》，主要现状资料有《中国观鸟记录中心》、《中国数字植物标本馆（CVH）》等。

6.1.3.4 生态系统和景观资源调查

以野外调查为主，施工和运行对景观生态影响分析主要使用“列表清单法”、“图形叠置法”和景观定性描述法、景观动态的定量化分析法等景观生态学法。

1、景观生态体系分布图

评价区内景观生态体系由下列组分组成，这些组分可以是不同的生态系统，也可以是生境。根据野外调查的生态系统情况，归并各类景观类型，制作出主要景观生态体系分布图。

2、建设期和运营期影响分析

首先利用建设前评价区生态体系图，以地理信息系统软件为平台，计算反映评价区各类斑块或生态系统现状的景观指数，识别评价区景观生态体系的斑块、廊道和基质。叠加施工前评价区生态体系图和工程施工布置图，然后用同样的方法计算工程完成后的各类斑块或生态系统的景观指数，预测评价区景观生态体系的斑块、廊道和基质的变化。比较施工前和运营期的各类斑块或生态系统的面积与景观指数，得到各类斑块或生态系统的面积与景观指数变化预测值，并列表表示。

以各类斑块或景观指数的变化预测值为依据，预测施工和运营可能带来的评价区景观生态体系空间结构变化，分析这些变化是否会改变景观生态体系中基质的空间异质性，

是否会破坏“种群源的可持续性和可达性”，是否会破坏景观组织的开放性，是否会显著减少各类斑块或生态系统的生物量及减少比例，从而导致景观基本元素的再生能力是否会下降。

在此基础上，预测和分析工程对评价区景观生态体系完整性、抗干扰稳定性和恢复稳定性的影响。

6.1.4 水生生态调查方法

本项目水生生态为三级评价，调查以收集资料为主，结合现场调查。项目评价区流域包括嘉陵江、东河、插江及其支流河沟，主要湖泊水库有闫家沟水库、三叉沟水库、韩家湾水库及其他小型湖库。水生生物野外调查方法主要依据《淡水浮游生物研究方法》、《内陆水域渔业自然资源调查手册》，同时参照 SL219-98《水环境监测规范》进行。通过收集整理评价区域历史文献记载和近期浮游生物、底栖动物和鱼类资源调查成果，结合现场访问调查，来复核区域内分布的浮游生物、底栖动物和鱼类种类。

6.2 评价区生态环境现状及评价

6.2.1 生态功能区划

根据《全国生态功能区划（修编版）》（2015 年 11 月）、《四川省生态功能区划》（川府函[2006]100 号，2006 年 5 月 31 日），评价区属：I 四川盆地亚热带湿润气候生态区—I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区—I-2-3 嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区。项目区生态功能分区特征见下表。

嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区在四川盆地中部，涉及广元、南充、广安和绵阳市的 14 个县级行政区。面积 1.4 万平方公里。地貌以丘陵为主。年均气温 15.8~17.8℃，≥10℃活动积温 4800~5700℃，年均降水量 980~1150 毫米，河流属嘉陵江水系。森林植被主要为人工或次生马尾松、柏木林，次为杉木林和竹林。

评价区不涉及《四川省生态功能区划》规定的重点生态功能区、禁止开发区域等，符合区域生态功能发展的总体要求，因此本项目与四川省生态功能区划不冲突。

表 6.2-1 评价区生态功能区表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态问题	生态环境敏感性	主要生态服务功能	生态保护与发展方向
I 四川盆地亚热带农业生态区	I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区	I-2-3 嘉陵江中下游农业与土壤保持生态功能区	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。旱灾和洪涝灾害频繁发生	土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感	农产品提供功能，人居保障功能，土壤保持功能	发挥区域中心城市辐射作用，改善人居环境。巩固长江上游防护林成果。加强水利设施建设，增加保水功能，保护耕地。优化农业结构，发展节水型农业，发展绿色食品产业，发展桑蚕养殖及其加工业。改善农村能源结构，发展沼气等清洁能源。建设现代轻纺、食品、石化工业基地和茶叶生产基地。严防资源开发造成的环境污染和生态破坏，限制高耗水产业，防治农村面源污染和水环境污染，保障

6.2.2 土地利用现状

根据林业、国土、遥感影像、现地查验的所获资料，用 ArcGIS 进行数据分析处理，根据土地利用现状分类（GB/T21010-2017）标准，对评价区地类进行面积统计，结果见下表。

*****根据统计结果，评价区内耕地面积最大，约 393.83hm²，占评价区总面积的 42.84%，耕地中水田面积最大，达 292.53hm²，占评价区总面积的 31.82%；林地次之，面积约 373.09hm²，占评价区总面积的 40.58%，林地以乔木林地为主，约 348.16hm²，占评价区总面积的 37.87%；其他类型土地有园地、草地、工业仓储用地、住宅用地、公共管理与公共服务用地、特殊用地、交通运输用地、水域及水利设施用地、其他土地等，面积均较小。

可见，耕地、林地为评价区内最主要的土地利用类型，面积占评价区的 83.42%，奠定了评价区的土地利用基本格局。评价区土地利用格局基本特征为：农业生产活动较发达，林地广布，居民点散布。

6.2.3 植被现状

6.2.3.1 植被类型

（1）植被区划

植被分区在于把各区域的不同植被，结合它们形成的环境因素（气候、地貌、土壤等）划分为不同的植被分布区域。每一分区单位，具有一定的典型植被类型及植被类型组合，并且在空间上是具体的、连续的、不可分割的地段，即在植被分类的基础上，进一步以地理区域为对象而进行分类。

本报告参考《中国植被》、《四川植被》植被分区理论及划分结果，对评价区植被分区归属进行描述。根据《中国植被》，四川省植被属于亚热带常绿阔叶林区，依据《四川植被》中的植被分类系统，评价区东侧的植被区划属于：亚热带常绿阔叶林区—I 川东盆地及西南山地常绿阔叶林地带—IA 川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带—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，评价区西侧的植被区划属于：亚热带常绿阔叶林区—I 川东盆地及西南山地常绿阔叶林地带—IA 川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带—IA3 盆地底部丘陵低山植被地区—IA3（5）川北深丘植被小区。

评价区东侧为川中方山丘陵植被小区，川中方山丘陵植被小区位于华蓥山以西、龙泉山脉以东地区，北部与川北深丘植被小区相接，南邻长江上游低山丘陵植被小区，包括南充、绵阳、内江地区的大部分和宜宾、江津地区的一部分县。境内岩层几近水平，倾角一般小于15°，多为红色砂岩与页岩互层，向北逐渐过渡到低山区，其西北边缘为丘陵台地，其余均为方山丘陵区，海拔一般为500~700米，相对高差50~200米。方山丘陵之间水系发达，河流较多，为渠江、嘉陵江、涪江、沱江及其支流组成。土壤多为紫

色页岩，砂岩发育的紫色土，肥力较好，其次是石骨子土，保水保肥力均差，低山脊地有少量的酸性黄壤。因位于盆地中心，气候深受地形影响，具有春早、伏早、秋雨的特色。气候温和，年平均气温约为17℃，1月平均温6~7.5℃，极端最低温-3℃左右。无霜期300天左右，南部地方可达300天以上。雨量丰富，年降水量900~1000毫米，但分布不很均匀。自然植被组合单纯，主要是马尾松林、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，保存有小片的常绿阔叶林。马尾松林多分布在丘陵顶部或山脊上的酸性黄壤上，为稀疏的纯林。灌木较少，以白栎、枹栎（*Quercus glandulifera*）为主。草本有白茅、黄茅（*Heteropogon contortus*）、细柄草（*Capillipedium parviflorum*）、拟金茅（*Eulaliopsis binata*）和芒萁。局部土层深厚的浅丘或低山半阳坡保存有较好的马尾松林，其中混生有麻栎、栓皮栎。柏木林分布在钙质紫色土上，在土层深厚地段并混生有枫香、黄连木（*Pistacia chinensis*）、棕榈、八角枫（*Alangium chinense*）等植物。在土壤干旱而瘠薄地区，柏木多成疏林，散生有麻栎、栓皮栎等。灌木与草本植物有铁仔、马桑、黄荆、宜昌荚蒾（*Viburnum ichangensis*）、白茅、蜈蚣凤尾蕨（*Pteris vittata*）。在植被进一步遭到破坏后的基质裸露地段上则形成黄荆、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。在靠近平行岭谷和本小区南部局部沟谷地区仍保存有小片常绿阔叶林，由刺果米楮、小果润楠、四川大头茶、黄杞（*Engelhardtia roxburghiana*）、楠木（*Phoebe zhennan*）等组成。河流两岸的河漫滩上，有甜根子草（*Saccharum spontaneum*）、斑茅（*Saccharum arundinaceum*）草本植物群落。栽培植被主要是水稻、玉米、红苕，其中以水稻为主，小春作物主要为小麦、豆类。尽管本区大部分地区水利资源丰富，由于河流下切较深，未能很好开发利用。甘蔗是本区重要经济作物，主产于沱江两岸，占四川东部地区总产量50%，棉花主产于涪江上游，花生主产于沱江，均为重要经济作物。经济林木有桑树、油茶、油桐、乌桕、油橄榄。果树有甜橙、柚子、红桔等。

评价区西侧为川北深丘植被小区，位于盆地中部北侧，是大巴山地区向盆地内部方山丘陵过渡的地带。境内主要属单斜丘陵，海拔高度一般为800米，相对高度100~200米，地层多属白垩纪紫色砂岩与页岩互层，在此母质上发育的为紫色土，海拔1000米以上地区以黄壤为主。年平均温16~17℃，1月平均温5~6℃，比川中方山丘陵区气温低，而年温差较大。年降水量在1000毫米以上，比川中方山丘陵区多，但季节分配不均匀，雾日较少，无霜期约为290天，有春早、秋干、日照时数较多的特点。自然植被主要为马尾松林、柏木林、栎类灌丛、亚热带草丛及其各种过渡类型。在个别海拔1200米左右的地方有柯林、刺叶高山栎（*Quercus spinosa*）林、青冈林。马尾松林多分布在深丘顶部砂页岩发育的黄壤地段上，灌木有米饭花（*Vaccinium sprengelii*）、映山红、米碎花（*Eurya chinensis*）、铁仔，而在干燥生境下，则以映山红、火棘、栎类为主。柏木林多分布在深丘下部的紫色页岩地段上，形成疏林，混有化香、黄连木、油桐。栎类灌丛多分布在山顶，由麻栎、栓皮栎、烟管荚蒾（*Viburnum utile*）、火棘、蔷薇、盐麸木、映山红、铁仔、毛黄栌（*Cotinus coggygria* var. *pubescens*）组成，为马尾松林和落叶栎林砍伐后形成的灌丛类型。柏木林再度砍伐后形成以黄茅、白茅、香茅为主的亚热带草丛，并散生着黄荆、牡荆（*Vitex negundo* var. *cannabifolia*）、马桑、铁仔、枹栎

(*Quercus serrata*) 等植物。另外, 本小区各地还有黑壳楠 (*Lindera megaphylla*)、红果山胡椒 (*L. erythrocarpa*)、云南樟 (*Cinnamomum glanduliferum*)、宜昌润楠 (*Machilus ichangensis*)、山槐 (*Albizia kalkora*)、灯台树等植物。栽培植被中大春作物水田以中稻为主, 旱地以玉米、红苕、棉花为主, 小春作物以小麦、豌豆为主, 深丘上部种有马铃薯, 多为一年二熟类型。经济林木中梨、核桃产量大、质量好、栽培历史长, 如苍溪雪梨和薄壳核桃都很著名, 宜于大量发展。另外桑、油桐也是本小区重要经济林木, 发展潜力很大。

(2) 植被组成

结合实地调查结果和评价区内主要植被现状资料及历史文献, 按照《中国植被》、《四川植被》的植被分类理论, 参考《中国植被分类系统修订方案》(郭柯等)《城市尺度上植被分类体系方案及其在上海市的运用》(达良俊等)的植被分类系统对评价区进行植被类型划分及群系的命名, 本报告中植被分类仅划分到群系一级, 群系以下不再进行细分。植被分类系统序号: 植被型组用I、II、III……, 植被型用一、二、三……, 植被亚型用(一)、(二)、(三)……, 群系用 1、2、3……。

评价区的植被可以划分成 4 个植被型组、6 个植被型、9 个植被亚型、13 个群系。其中, 马尾松林、柏木林、桉木林、栓皮栎林、慈竹林、黄荆+马桑灌丛、白茅草丛等 7 个群系为自然(或近自然)植被类型, 评价区各类群系面积统计情况见下表。评价区植被以稻、小麦、玉米等轮作田占优, 其次有柏木林, 其他植被类型面积较少。

6.2.3.2 植被特征

(1) 柏木林 (Form. *Cupressus funebris*)

柏木林是四川省境内中低海拔地带广泛分布的针叶林之一, 在评价区分布广泛, 评价区内的柏木林多为条块状或与阔叶杂木形成混交林。

群落外貌苍绿, 林冠整齐。林冠郁闭度 0.70~0.90, 以柏木占绝对优势, 株高 7~12m, 胸径 8~30cm, 林内其他常见树中有构 (*Broussonetia papyrifera*)、山槐 (*Albizia kalkora*)、漆 (*Toxicodendron vernicifluum*)、黄连木 (*Pistacia chinensis*)、栓皮栎 (*Quercus variabilis*)、女贞 (*Ligustrum lucidum*)、朴树 (*Celtis sinensis*)、香椿 (*Toona sinensis*)、楝 (*Melia azedarach*)、八角枫 (*Alangium platanifolium*)、棕榈 (*Trachycarpus fortunei*) 和马尾松 (*Pinus massoniana*) 等。

因乔木层郁闭度高, 林下灌木较少, 盖度一般在 5~25%, 灌木层高低相差悬殊, 层次不明显。常见灌木为烟管荚蒾 (*Viburnum utile*)、盐麸木 (*Rhus chinensis*)、木果海桐 (*Pittosporum xylocarpum*)、勾儿茶 (*Berchemia sinica*)、竹叶花椒 (*Zanthoxylum armatum*)、小叶女贞 (*Ligustrum quihoui*)、铁仔 (*Myrsine africana*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、火棘 (*Pyracantha fortuneana*)、单瓣木香花 (*Rosa banksiae* var. *normalis*)、悬钩子蔷薇 (*Rosa rubus*)、红蔗刺藤 (*Rubus niveus*) 等。

草本层物种较少, 层盖度 15~30%, 高度不超过 0.45m。草本多位蕨类、禾本科和

莎草科植物，以荩草（*Arthraxon hispidus*）、金发草（*Pogonatherum paniceum*）、干旱毛蕨（*Cyclosorus aridus*）、十字薹草（*Carex cruciata*）、褐果薹草（*Carex brunnea*）、岩胡子草（*Erioscirus comosus*）、井栏边草（*Pteris multifida*）、竹叶草（*Oplismenus compositus*）等，其他草本有贯众（*Cyrtomium fortunei*）、臭牡丹（*Clerodendrum bungei*）、荩草（*Setaria chondrachne*）、海金沙（*Lygodium japonicum*）、长鬃蓼（*Persicaria longiseta*）等。

（2）马尾松林（Form. *Pinus massoniana*）

马尾松是四川东部地区针叶林的代表树种。在四川东部地区分布极为普遍。评价区东侧马尾松林分布较为广泛。

评价区马尾松林群落乔木层不齐，树高通常在 12~16m 之间，马尾松乔木层占绝对优势地位，但乔木层郁闭度较柏木林低，为 0.5~0.75。其他常见树种有柏木（*Cupressus funebris*）、构、黄连木、桉（*Eucalyptus robusta*）、栓皮栎、麻栎（*Quercus acutissima*）、楝、桤木、枫杨、八角枫、朴树、女贞等。

林下灌木层不发达，常见有小果蔷薇（*Rosa cymosa*）、黄荆、插田蕨（*Rubus coreanus*）、水麻（*Debregeasia orientalis*）、马桑（*Coriaria nepalensis*）、柞木（*Xylosma congesta*）、鞘柄菝葜（*Smilax stans*）、铁仔、勾儿茶、火棘、阔叶十大功劳（*Mahonia bealei*）、菱叶冠毛榕（*Ficus gasparriniana* var. *laceratifolia*）等。

草本层高度多低于 50cm，盖度 30~45%左右，常见种类有黄茅（*Heteropogon contortus*）、金发草、短莛山麦冬（*Liriope muscari*）、野艾蒿（*Artemisia lavandulaefolia*）、蛇莓（*Duchesnea indica*）、三脉紫菀（*Aster ageratoides*）、天名精（*Carpesium abrotanoides*）、路边青（*Geum aleppicum*）、白茅（*Imperata koenigii*）、荩草、岩胡子草以及一些蕨类。

（3）桤木林（Form. *Alnus cremastogyne*）

桤木是一种喜光和喜湿的乔木树种，对土壤湿度要求较高，在水分充足的环境条件下生长发育得最好，故桤木林多见于河流两岸，河滩、田边及地势平坦的地段。桤木种植容易，生长迅速，树干通直，群众乐于栽种，因而多为人工林。

群落外貌呈深绿色，群落结构比较简单。以桤木为单优势种的纯林，生长茂密，郁闭度 0.6 左右，高 12~15 米，胸径 10~20 厘米。除小片纯林外，江河、溪沟边，桤木常与枫杨（*Pterocarya stenoptera*）混生，其他常见乔木还有梧桐（*Firmiana simplex*）、油桐（*Vernicia fordii*）、山麻秆（*Alchornea davidii*）、刺楸（*Kalopanax septemlobus*）、楝、苦木（*Picrasma quassioides*）等。

桤木林常受人类生产活动的影响，林下灌木极少，仅盆地边缘山地，林下有喜阴湿的石海椒（*Reinwardtia indica*）、小果蔷薇、悬钩子蔷薇、红蓼刺藤、宜昌悬钩子、高粱蓼、烟管荚蒾、亮叶忍冬、忍冬、勾儿茶、白筋（*Eleutherococcus trifolius*）、棕榈等灌木生长。

草本植物稍多，主要种类有狗牙根（*Cynodon dactylon*）、马唐（*Digitaria sanguinalis*）、牛筋草（*Eleusine indica*）、酢浆草（*Oxalis corniculata*）、鼠尾粟、长萼堇菜（*Viola*

inconspicua)、车前 (*Plantago asiatica*)、扁竹兰 (*Iris confusa*)、蕺菜 (*Houtthynia cordata*)、龙牙草 (*Agrimonia pilosa*)、紫背金盘 (*Ajuga nipponensis*)、夏枯草 (*Prunella vulgaris*)、臭牡丹等。

(4) 栓皮栎林 (Form. *Quercus variabilis*)

栓皮栎林主要分布于评价区低山、丘陵地区，分布海拔为 300~2100 米。

群落外貌黄绿色，林冠参差不齐，林内结构简单。郁闭度 0.4~0.6，树高 15 米左右，胸径 10~30 厘米，林中经常伴生的树种有麻栎、枹栎 (*Quercus glandulifera*) 等落叶栎类，一般地段常形成 0.1~0.2 的郁闭度。

林内其他常见树种有柏木、榉、红麸杨 (*Rhus punjabensis* var. *sinica*)、构、黄连木、山槐等。

林内灌木种类较少、盖度较低，一般在 5~30，常见物种有铁仔、宜昌胡颓子 (*Elaeagnus henryi*)、竹叶花椒、忍冬、勾儿茶、海金子 (*Pittosporum illicioides*)、小黄构 (*Wikstroemia micrantha*)、鞘柄菝葜、石海椒等。

草本植物盖度约 20~40，高度在 0.5m 以下，常见有白茅、黄茅、褐果薹草、金发草、铁线莲 (*Clematis florida*)、过路黄 (*Lysimachia christinae*) 等。

(5) 慈竹林 (Form. *Neosinocalamus affinis*)

慈竹是评价区内最为常见的一类竹林类型，栽培历史悠久，村落附近、河岸、丘陵等地均有分布。

评价区慈竹林结构单纯，林相整齐。竹林高 5~12m，径粗 4~8cm。经人工管理的竹林，林下灌木和草本植物较少。但在粗放经营的情况下，竹林中常混生有阔叶树和针叶树。主要种类有喜树、枫杨、构、八角枫、榉和柏木等。有时还有其他竹类混生其中。

灌木层盖度一般为 30% 左右，主要种类有菱叶冠毛榕、水麻、枸杞 (*Lycium chinense*)、小果蔷薇、铁仔、石海椒、竹叶花椒、异叶榕 (*Ficus heteromorpha*) 等。

草本植物以土牛膝 (*Achyranthes aspera*)、荇草、竹叶草、马唐、海金沙、鸭跖草 (*Commelina communis*)、欧洲凤尾蕨 (*Pteris cretica*) 等为主，其层高在 5~35cm 之间，盖度为 10~30%。

(6) 黄荆+马桑灌丛 (Form. *Vitex negundo*+*Coriaria napalensis*)

评价区内典型灌丛植被不多，黄荆+马桑灌丛代表性相对较强，主要见于评价区溪沟两岸以及山坡和坡麓等地段的树林林缘、陡坡以及耕地边，呈零星小块状间断分布，随人类生产活动发生变化。

群落外貌绿色，丛状，参差不齐。高度通常在 1.2~3m 之间，盖度 40~65% 左右，除黄荆、马桑外其他常见的灌木有红蔗刺藤、胡枝子 (*Lespedeza bicolor*)、火棘、桑、盐麸木、截叶铁扫帚 (*Lespedeza cuneata*)、大叶醉鱼草 (*Buddleja davidii*)、长叶胡颓子 (*Elaeagnus bockii*) 等。

灌木下草本植物总盖度约 30%，高度在 10~25cm，主要物种有白茅、茅叶荇草、斑茅 (*Saccharum arundinaceum*)、何首乌 (*Pleuropterus multiflorus*)、野艾蒿、金色狗

尾草（*Setaria pumila*）等。

（7）白茅草丛（Form. *Imperata cylindrica*）

白茅草丛是评价区内暖热性灌草丛的代表，呈小块零星分布在耕地和树林边缘地带，群落外貌绿色，总盖度 80~95%。白茅在草丛中常占绝对优势，为群落的唯一建群种，高度 35~120cm。除白茅外，评价区还可见的优势草有小蓬草（*Conyza canadensis*）、白花鬼针草（*Bidens pilosa* var. *radiata*）、斑茅（*Saccharum arundinaceum*）、芒（*Miscanthus sinensis*）、蜈蚣凤尾蕨（*Pteris vittata*）等，这些草丛多分布于河床、耕地边缘和树林及道路边。

6.2.3.3 植物群落物种多样性

根据评价区植物群落样方调查统计数据，计算各类群落植物物种多样性指数，计算结果见下表。结果显示，评价区乔木层物种多样性指数总体较低，灌木层、草本层相对较高，群落结构整体较为简单。通过均匀度指数判断，评价范围内，乔木层、灌木层和草本层均匀度指数均较高，各层物种组成数量占比基本相等。

6.2.4 植物现状

6.2.4.1 植物物种多样性

结合实地调查结果和评价区植物多样性现状相关资料，整理统计出评价区主要植物名录。评价区内主要维管植物有 149 科 441 属 681 种：其中蕨类植物 18 科 29 属 46 种，裸子植物 6 科 12 属 17 种，被子植物 125 科 400 属 618 种（见下表）。

*****评价区地处四川盆地东北侧，农业较发达，是中国著名的农业区。良好的自然条件和温暖湿润的气候环境为农业发展奠定了坚实的基础。耕种历史悠久，频繁的人工活动使得该区域森林植被相对较少，主要是以农田、聚落为主的生态系统。因此，评价区内植物物种多样性相对较低，多以人工栽植的植被为主。

从现场调查来看，蕨类植物常见的种类有节节草（*Equisetum ramosissimum*）、海金沙（*Lygodium japonicum*）、铁线蕨（*Adiantum capillus-veneris*）、野雉尾金粉蕨（*Onychium japonicum*）、井栏边草（*Pteris multifida*）、蜈蚣凤尾蕨（*Pteris vittata*）、蕨（*Pteridium aquilinum* var. *latiusculum*）、狗脊（*Woodwardia japonica*）、贯众（*Cyrtomium fortunei*）、红盖鳞毛蕨（*Dryopteris erythrosora*）等。

裸子植物种类很少，多为人工栽植，以苏铁（*Cycas revoluta*）、银杏（*Ginkgo biloba*）、柏木（*Cupressus funebris*）、水杉（*Metasequoia glyptostroboides*）、马尾松（*Pinus massoniana*）较为常见。

被子植物广泛分布于评价区的各类生境和群落中，极大地丰富了评价区的植物多样性。常见的乔木有黑壳楠（*Lindera megaphylla*）、木姜子（*Litsea pungens*）、慈竹（*Bambusa emeiensis*）、山槐（*Albizia kalkora*）、枇杷（*Eriobotrya japonica*）、榆（*Ulmus pumila*）、紫弹树（*Celtis biondii*）、构（*Broussonetia papyrifera*）、栓皮栎（*Quercus variabilis*）、

枫杨 (*Pterocarya stenoptera*)、桤木 (*Alnus cremastogyne*)、乌桕 (*Triadica sebifera*)、油桐 (*Vernicia fordii*)、桉 (*Eucalyptus robusta*)、盐麸木 (*Rhus chinensis*)、楝 (*Melia azedarach*) 等；常见灌木有鞘柄菝葜 (*Smilax stans*)、阔叶十大功劳 (*Mahonia bealei*)、南天竹 (*Nandina domestica*)、筴子梢 (*Campylotropis macrocarpa*)、枇杷 (*Eriobotrya japonica*)、火棘 (*Pyracantha fortuneana*)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa*)、悬钩子蔷薇 (*Rosa rubus*)、插田蔗 (*Rubus coreanus*)、红蔗刺藤 (*Rubus niveus*)、宜昌胡颓子 (*Elaeagnus henryi*)、桑 (*Morus alba*)、水麻 (*Debregeasia orientalis*)、马桑 (*Coriaria napalensis*)、石海椒 (*Reinwardtia indica*)、盐麸木 (*Rhus chinensis*)、竹叶花椒 (*Zanthoxylum armatum*)、臭牡丹 (*Clerodendrum bungei*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、烟管荚蒾 (*Viburnum utile*)、木果海桐 (*Pittosporum xylocarpum*) 等；常见草本有蕺菜 (*Houttuynia cordata*)、肺筋草 (*Aletris spicata*)、短蕊万寿竹 (*Disporum bodinieri*)、扁竹兰 (*Iris confusa*)、林生沿阶草 (*Ophiopogon sylvicola*)、灯芯草 (*Juncus effusus*)、青绿藁草 (*Carex breviculmis*)、褐果藁草 (*Carex brunnea*)、岩胡子草 (*Erioscirus comosus*)、矛叶荩草 (*Arthraxon prionodes*)、狗牙根 (*Cynodon dactylon*)、马唐 (*Digitaria sanguinalis*)、稗 (*Echinochloa crus-galli*)、黄茅 (*Heteropogon contortus*)、白茅 (*Imperata cylindrica*)、芦苇 (*Phragmites australis*)、早熟禾 (*Poa annua*)、金发草 (*Pogonatherum paniceum*)、斑茅 (*Saccharum arundinaceum*)、狗尾草 (*Setaria viridis*)、紫堇 (*Corydalis edulis*)、毛茛 (*Ranunculus japonicus*)、蛇莓 (*Duchesnea indica*)、酢浆草 (*Oxalis corniculata*)、紫花地丁 (*Viola philippica*)、早开堇菜 (*Viola prionantha*)、铁苋菜 (*Acalypha australis*)、芥 (*Capsella bursa-pastoris*)、白花碎米荠 (*Cardamine leucantha*)、蔊菜 (*Rorippa indica*)、水蓼 (*Persicaria hydropiper*)、长鬃蓼 (*Persicaria longiseta*)、齿果酸模 (*Rumex dentatus*)、繁缕 (*Stellaria media*)、土牛膝 (*Achyranthes aspera*)、点地梅 (*Androsace umbellata*)、琉璃草 (*Cynoglossum furcatum*)、车前 (*Plantago asiatica*)、马鞭草 (*Verbena officinalis*)、筋骨草 (*Ajuga ciliata*)、夏枯草 (*Prunella vulgaris*)、艾 (*Artemisia argyi*)、野艾蒿 (*Artemisia lavandulifolia*)、天名精 (*Carpesium abrotanoides*)、野菊 (*Chrysanthemum indicum*)、中华苦荬菜 (*Ixeris chinensis*)、千里光 (*Senecio scandens*)、蒲公英 (*Taraxacum mongolicum*)、黄鹌菜 (*Youngia japonica*)、接骨草 (*Sambucus javanica*)、少蕊败酱 (*Patrinia monandra*)、野胡萝卜 (*Daucus carota*)、小窃衣 (*Torilis japonica*) 等；常见藤本有三裂蛇葡萄 (*Ampelopsis delavayana*)、崖爬藤 (*Tetrastigma obtectum*)、香花鸡血藤 (*Callerya dielsiana*)、葛 (*Pueraria montana* var. *lobata*)、鹿藿 (*Rhynchosia volubilis*)、葎草 (*Humulus scandens*)、藤构 (*Broussonetia kaempferi*)、地果 (*Ficus tikoua*)、南蛇藤 (*Celastrus orbiculatus*)、扛板归 (*Persicaria perfoliata*)、何首乌 (*Pleuropterus multiflorus*)、过路黄 (*Lysimachia christinae*)、临时救 (*Lysimachia congestiflora*)、六叶葎 (*Galium hoffmeisteri*)、拉拉藤 (*Galium spurium*)、茜草 (*Rubia cordifolia*)、打碗花 (*Calystegia hederacea*)、忍冬 (*Lonicera japonica*)、白筋 (*Eleutherococcus trifolius*)、常春藤 (*Hedera nepalensis* var. *sinensis*) 等。

6.2.4.2 植物区系

植物区系是某一特定地区生长着的全部植物种类。每个种类有各自的生长地域，即分布区，从植物地理学的观点来看，属是研究植物空间分布与演化的重要依据，因为属是由种所构成，它们大多数是自然的类群，在发生上是单源的，并且，属的大小在分类学和地理学上都是适当的。

根据吴征镒等（1991，2006）对种子植物属分布区的划分原则，可将评价区内本土种子植物 455 属划分为 14 个类型（见下表）。评价区内植物地理成分复杂，地处四川盆地北侧，是北亚热带与中亚热带的过渡区域，温带成分占优，而热带成分仍有一定占比接近，占比分别为 45.05%、29.89%。中国特有分布较少，仅 4 个属，占 0.88%。

需指出的是，评价区的面积相对较小，其所处的植物区系表现面积中还有较强人为活动的一部分区域。通常而言，某一具体植物区系的表现面积至少在 100km² 以上，或者至少包含一定的特有成分，评价区的面积远低于该临界面积。评价区地区区系发生与演化历史较为复杂，需在适当的地理尺度上讨论为宜，在此不再对评价区的植物区系特征做进一步分析。*****

6.2.4.3 植物重要物种

评价区植物重要物种调查结果详见下表。

表 6.2-2 植物重要物种调查结果统计表

中文名	拉丁名	保护等级	极小种群	四川极小种群	中国特有种	濒危等级	数据来源	分布区域	工程占用情况
1. 翠云草	(<i>Selaginella uncinata</i>)				是	LC	2	柏木林、马尾松林下	占用约 50 株
2. 贯众	(<i>Cyrtomium fortunei</i>)				是	LC	1、2	柏木林下	占用约 50 株
3. 柏木	(<i>Cupressus funebris</i>)				是	LC	1、2	评价区广布	占用约 6000 株
4. 马尾松	(<i>Pinus massoniana</i>)				是	LC	1、2	评价区东侧区广布	占用约 1200 株
5. 油松	(<i>Pinus tabulaeformis</i>)				是	LC	2	少量分布于评价区阳坡林内	不占用
6. 银木	(<i>Camphora septentrionalis</i>)				是	LC	1、2	少量分布于评价区柏木林、马尾松林内	不占用
7. 香叶子	(<i>Lindera fragrans</i>)				是	LC	1	广泛分布于评价区柏木林、马尾松林内	占用约 200 株
8. 木姜子	(<i>Litsea pungens</i>)				是	LC	1、2	广泛分布于评价区柏木林、马尾松林内	占用约 20 株
9. 岩菖蒲	(<i>Tofieldia tibetica</i>)				是	LC	1	水沟旁石头上	占用约 30 株
10. 野慈姑	(<i>Sagittaria trifolia</i>)				是	LC	2	生于沼泽、沟渠、水田等水域	不占用
11. 盾叶薯蓣	(<i>Dioscorea zingiberensis</i>)				是	LC	1	林内常见	占用约 20 株
12. 短蕊万寿竹	(<i>Disporum bodinieri</i>)				是	LC	1	柏木林、慈竹林下	占用约 150 株
13. 黑果菝葜	(<i>Smilax glaucocchina</i>)				是	LC	2	马尾松林下	占用约 10 株
14. 小叶菝葜	(<i>Smilax microphylla</i>)				是	LC	1、2	林内常见	不占用
15. 野百合	(<i>Lilium brownii</i>)				是	LC	1、2	少量分布于马尾松、柏木林下	不占用
16. 春兰	(<i>Cymbidium goeringii</i>)	二级				VU	1	少量分布于马尾松林下	不占用
17. 扁竹兰	(<i>Iris confusa</i>)				是	LC	1、2	评价区广布	占用约 100 株
18. 禾叶山麦冬	(<i>Liriope graminifolia</i>)				是	LC	2	林下常见	不占用
19. 林生沿阶草	(<i>Ophiopogon sylvicola</i>)				是	NT	1	林下常见	占用约 200 株
20. 密生薹草	(<i>Carex crebra</i>)				是	LC	2	林下常见	不占用
21. 甘青剪股颖	(<i>Agrostis hugoniana</i>)				是	LC	2	田间、路旁	不占用
22. 慈竹	(<i>Bambusa emeiensis</i>)				是	LC	1、2	林缘、房屋旁、溪边	占用约 800 株
23. 水竹	(<i>Phyllostachys heteroclada</i>)				是	LC	2	林缘、房屋旁、溪边	不占用

中文名	拉丁名	保护等级	极小种群	四川极小种群	中国特有种	濒危等级	数据来源	分布区域	工程占用情况
24. 苦竹	(<i>Pleiblastus amarus</i>)				是	LC	1、2	林缘、房屋旁、溪边	不占用
25. 湖北小檗	(<i>Berberis gagnepainii</i>)				是	LC	2	林下	不占用
26. 豪猪刺	(<i>Berberis julianae</i>)				是	LC	1	林下常见	占用约 150 株
27. 金花小檗	(<i>Berberis wilsoniae</i>)				是	LC	2	林下少见	不占用
28. 阔叶十大功劳	(<i>Mahonia bealei</i>)				是	LC	1、2	马尾松林、柏木林下常见	占用约 120 株
29. 十大功劳	(<i>Mahonia fortunei</i>)				是	LC	1、2	马尾松林、柏木林下常见	不占用
30. 打破碗花花	(<i>Anemone hupehensis</i>)				是	LC	1、2	阴坡常见	占用约 30 株
31. 大火草	(<i>Anemone tomentosa</i>)				是	LC	1、2	阴坡常见	不占用
32. 山木通	(<i>Clematis finetiana</i>)				是	LC	1、2	阴坡林缘常见	不占用
33. 金佛铁线莲	(<i>Clematis gratopsis</i>)				是	LC	2	多见于林缘、灌丛	不占用
34. 钝萼铁线莲	(<i>Clematis peterae</i>)				是	LC	2	多见于林缘、灌丛	占用约 30 株
35. 雀舌黄杨	(<i>Buxus bodinieri</i>)				是	LC	2	柏木林下少见	不占用
36. 野扇花	(<i>Sarcococca ruscifolia</i>)				是	LC	1、2	柏木林下常见	不占用
37. 凹叶景天	(<i>Sedum emarginatum</i>)				是	LC	2	石壁常见	占用约 20 株
38. 掌裂草葡萄	(<i>Ampelopsis aconitifolia</i> var. <i>palmiloba</i>)				是	LC	2	林缘，草坡少见	不占用
39. 三裂蛇葡萄	(<i>Ampelopsis delavayana</i>)				是	LC	1、2	广泛分布	占用约 100 株
40. 三叶崖爬藤	(<i>Tetrastigma hemsleyanum</i>)				是	LC	1	阴坡林下多见	占用约 30 株
41. 香花鸡血藤	(<i>Callerya dielsiana</i>)				是	LC	1	多分布于马尾松林缘	不占用
42. 皂荚	(<i>Gleditsia sinensis</i>)				是	LC	1、2	林缘，多为人工栽培	不占用
43. 木帚栒子	(<i>Cotoneaster dielsianus</i>)				是	LC	2	评价区上坡沟谷、草地或灌木中	不占用
44. 湖北山楂	(<i>Crataegus hupehensis</i>)				是	LC	2	评价区上坡沟谷、草地或灌木中	不占用
45. 火棘	(<i>Pyracantha fortuneana</i>)				是	LC	1、2	阳坡灌丛草地及河沟路旁广泛分布	占用约 300 株
46. 全缘火棘	(<i>Pyracantha loureiroi</i>)				是	LC	2	阳坡灌丛草地及河沟路旁，少见	不占用
47. 黄蔷薇	(<i>Rosa hugonis</i>)				是	LC	2	山坡向阳处、林边灌丛	不占用

中文名	拉丁名	保护等级	极小种群	四川极小种群	中国特有种	濒危等级	数据来源	分布区域	工程占用情况
48. 悬钩子蔷薇	(<i>Rosa rubus</i>)				是	LC	1、2	山坡、路旁、草地或灌丛中常见	占用约 350 株
49. 乌蘼子	(<i>Rubus parkeri</i>)				是	LC	1、2	常见于山地疏密林中阴湿处	不占用
50. 黄果悬钩子	(<i>Rubus xanthocarpus</i>)				是	LC	1、2	评价区上坡山坡路旁、林缘、林中	不占用
51. 中华绣线菊	(<i>Spiraea chinensis</i>)				是	LC	2	山坡灌木丛中、山谷溪边少见	不占用
52. 长叶胡颓子	(<i>Elaeagnus bockii</i>)				是	LC	2	多见于向阳山坡、路旁灌丛	不占用
53. 宜昌胡颓子	(<i>Elaeagnus henryi</i>)				是	LC	1	广泛分布于疏林或灌丛	占用约 130 株
54. 披针叶胡颓子	(<i>Elaeagnus lanceolata</i>)				是	LC	1	广泛分布于山地林中或林缘	不占用
55. 勾儿茶	(<i>Berchemia sinica</i>)				是	LC	1、2	常见于山坡、沟谷灌丛或杂木林	占用约 220 株
56. 薄叶鼠李	(<i>Rhamnus leptophylla</i>)				是	LC	2	常见于柏木林下	不占用
57. 藤构	(<i>Broussonetia kaempferi</i>)				是	LC	1	山谷灌丛中或沟边山坡路旁	不占用
58. 菱叶冠毛榕	(<i>Ficus gasparriniana</i> var. <i>laceratifolia</i>)				是	LC	1	常见于路边灌丛中	占用约 80 株
59. 爬藤榕	(<i>Ficus sarmentosa</i> var. <i>impressa</i>)				是	LC	1	偶见于岩石斜坡树上或墙壁上	不占用
60. 包果柯	(<i>Lithocarpus cleistocarpus</i>)				是	LC	2	山地乔木或灌木林中，少见	不占用
61. 桤木	(<i>Alnus cremastogyne</i>)				是	LC	1、2	山坡或岸边的林中，多有栽培	占用约 50 株
62. 亮叶桦	(<i>Betula luminifera</i>)				是	LC	2	阳坡杂木林内，少见	不占用
63. 秋海棠	(<i>Begonia grandis</i>)				是	LC	1、2	山谷潮湿石壁上，少见	不占用
64. 陕西卫矛	(<i>Euonymus schensianus</i>)				是	LC	2	沟边丛林中，少见	不占用
65. 秋华柳	(<i>Salix variegata</i>)				是	LC	1、2	山谷河边，少见	不占用
66. 重阳木	(<i>Bischofia polycarpa</i>)				是	LC	1、2	山地林中，常有栽培	不占用
67. 黄连木	(<i>Pistacia chinensis</i>)				是	LC	1、2	石山林中常见	不占用
68. 青麸杨	(<i>Rhus potaninii</i>)				是	LC	1、2	柏木林、杂木林常见	占用约 30 株
69. 红麸杨	(<i>Rhus punjabensis</i> var. <i>sinica</i>)				是	LC	1	柏木林、杂木林常见	不占用
70. 漆	(<i>Toxicodendron vernicifluum</i>)				是	LC	1	柏木林、杂木林常见	占用约 60 株
71. 复羽叶栎	(<i>Koelreuteria bipinnata</i>)				是	LC	2	多为栽培	不占用

中文名	拉丁名	保护等级	极小种群	四川极小种群	中国特有种	濒危等级	数据来源	分布区域	工程占用情况
72. 小黄构	(<i>Wikstroemia micrantha</i>)				是	LC	1	山谷、路旁、河边及灌丛中常见	占用约 70 株
73. 喜树	(<i>Camptotheca acuminata</i>)		是		是	LC	1、2	林边或溪边，多为栽培	不占用
74. 四川溲疏	(<i>Deutzia setchuenensis</i>)				是	LC	1、2	山地灌丛中常见	占用约 60 株
75. 挂苦绣球	(<i>Hydrangea xanthoneura</i>)				是	LC	1、2	山腰密林或疏林中常见	不占用
76. 野柿	(<i>Diospyros kaki</i> var. <i>silvestris</i>)				是	LC	1	山地自然林或次生林中常见	占用约 50 株
77. 过路黄	(<i>Lysimachia christinae</i>)				是	LC	1、2	广泛分布于沟边、路旁阴湿处和山坡林下	占用约 150 株
78. 小叶珍珠菜	(<i>Lysimachia parvifolia</i>)				是	LC	1	常见于田边、溪边湿地	不占用
79. 中华猕猴桃	(<i>Actinidia chinensis</i>)	二级			是	LC	1、2	偶见于高草灌丛、灌木林或次生疏林中	不占用
80. 六月雪	(<i>Serissa japonica</i>)				是	LC	2	偶见于河溪边或丘陵的杂木林下	不占用
81. 华萝藦	(<i>Cynanchum hemsleyanum</i>)				是	LC	1	多见于山地林谷、路旁或山脚湿润地灌木丛中	不占用
82. 西南附地菜	(<i>Trigonotis cavaleriei</i>)				是	LC	1、2	多见于山地林下或林缘，溪谷湿地或路旁	占用约 20 株
83. 女贞	(<i>Ligustrum lucidum</i>)				是	LC	1、2	评价区林中广泛分布	占用约 200 株
84. 小叶女贞	(<i>Ligustrum quihoui</i>)				是	LC	1、2	沟边、路旁或河边灌丛中，多有栽培	不占用
85. 小叶巧玲花	(<i>Syringa pubescens</i> subsp. <i>microphylla</i>)				是	LC	2	偶见于山谷林下、林缘或河边	不占用
86. 细穗腹水草	(<i>Veronicastrum stenostachyum</i>)				是	LC	1	林下及阴湿处多见	占用约 100 株
87. 筋骨草	(<i>Ajuga ciliata</i>)				是	LC	1	评价区广泛分布	占用约 600 株
88. 细叶香茶菜	(<i>Isodon tenuifolius</i>)				是	LC	1、2	山坡灌丛或路边多见	不占用
89. 三花菰	(<i>Schnabelia terniflora</i>)				是	LC	1	多见于山坡、平地或水沟河边	不占用
90. 大果冬青	(<i>Ilex macrocarpa</i>)				是	LC	1、2	山地林中常见	不占用
91. 猫儿刺	(<i>Ilex pernyi</i>)				是	LC	2	偶见于山坡、路旁灌丛中	不占用
92. 淡黄香青	(<i>Anaphalis flavescens</i>)				是	LC	2	偶见于评价区阳坡、山顶	不占用
93. 蒲公英	(<i>Taraxacum mongolicum</i>)				是	LC	1、2	评价区田边、草坡广泛分布	不占用
94. 烟管荚蒾	(<i>Viburnum utile</i>)				是	LC	1、2	评价区灌丛广泛分布	占用约 300 株
95. 崖花子	(<i>Pittosporum truncatum</i>)				是	LC	1、2	灌丛、林下广泛分布	不占用

中文名	拉丁名	保护等级	极小种群	四川极小种群	中国特有种	濒危等级	数据来源	分布区域	工程占用情况
96. 木果海桐	(<i>Pittosporum xylocarpum</i>)				是	LC	1	灌丛、林下广泛分布	占用约 260 株
97. 前胡	(<i>Peucedanum praeruptorum</i>)				是	LC	1、2	田旁、路边广泛分布	不占用

注 1：保护级别根据国家及地方正式发布的重点保护野生植物名录确定。

注 2：濒危等级、特有种根据《中国生物多样性红色名录》确定。

注 3：资料来源包括环评现场调查、文献记录、历史调查资料及科考报告等。

注 4：涉及占用的应说明具体工程内容和占用情况（如株数等），不直接占用的应说明与工程的位置关系。

注 5：濒危等级、特有种根据《中国生物多样性红色名录》确定。其中：EN 为濒危，VU 为易危，NT 为近危，LC 为无危，DD 为数据缺乏。资料来源：1-现场调查，2-文献。

（1）国家、省重点保护野生植物

根据现场调查、资料收集结果，依据《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）、《四川省重点保护野生植物名录》（川府函〔2016〕27 号），评价区内分布有春兰（*Cymbidium goeringii*）中华猕猴桃（*Actinidia chinensis*）等 4 种国家二级重点保护野生植物物种（栽培物种不计入重点保护植物），无四川省重点保护野生植物。实地调查中发现 1 处春兰分布点，2 处中华猕猴桃分布点。

春兰为兰科兰属草本，生于多石山坡、林缘、林中透光处，海拔 300~200 米，本种为我国著名的观赏草本，人工品种栽培历史悠久，有较高的观赏价值。实地调查中在评价区元坝 103-2H 站场附近马尾松林下发现 1 处分布点，坐标：106.16915965E，31.79796711N，海拔：443.7m；数量为 2 株，记录物候期为生长期，目前长势良好。

中华猕猴桃为猕猴桃科猕猴桃属藤本，一般多出现于高草灌丛、灌木林或次生疏林中，喜欢腐殖质丰富、排水良好的土壤；果实是本属中最大的一种，富含维生素、糖类和各种氨基酸，经济意义较大。实地调查中发现两处分布点，坐标 1：106.10667137E，31.80022368N，海拔 409m，数量为 3 株，记录物候期为生长期，目前长势良好；坐标 2：106.16161634E，31.78849717N，海拔 409.6，数量为 5 株，生长期，长势良好。

本项目建设不占用上述重点保护植物物种的植株及生境。

（2）受威胁植物

根据现场调查、资料收集结果，依据《中国生物多样性红色名录-高等植物卷（2020）》（2023 年 5 月，生态环境部），评价区分布有受威胁植物 1 种，为易危（VU）物种春兰 1 种。上述受威胁植物同时也为国家二级重点保护野生植物，其分布状况见前文。

本项目建设不占用上述受威胁植物物种植株及生境。

（3）植物特有种

根据现场调查、资料收集结果，依据《中国生物多样性红色名录-高等植物卷（2020）》（2023 年 5 月，生态环境部），评价区分布有中国特种植物 96 种。其中，包括柏木、马尾松、油松、慈竹、阔叶十大功劳、火棘、勾儿茶、桉木、黄连木、女贞在内的大部分物种为评价区常见的优势植物。

本项目建设将占用包括柏木、马尾松、香叶子、木姜子、岩菖蒲（*Tofieldia thibetica*）、盾叶薯蓣（*Dioscorea zingiberensis*）、短蕊万寿竹（*Disporum bodinieri*）、黑果菝葜（*Smilax glaucochina*）、扁竹兰、林生沿阶草（*Ophiopogon sylvicola*）、慈竹、豪猪刺、阔叶十大功劳、打破碗花花（*Anemone hupehensis*）、三裂蛇葡萄、三叶崖爬藤、火棘等在内的 38 种中国特有植物少部分植株个体，这些物种为西南地区常见种，工程占用引起其居群数量的整体减幅很小，对其生境无明显的不利影响，且在施工结束后，其数量将随时间逐步恢复至占地前水平，因此本项目施工对上述特有种种群及生境无明显不利影响。

（4）极小种群植物

根据现场调查、资料收集结果，依据《全国极小种群野生植物拯救保护工程规划（2011-2015 年）》（“十一五”）（2011 年 12 月）、《国家公园等自然保护地建设及野生动植物保护重大工程建设规划（2021-2035 年）》（“十四五”）、《四川省极小种群野生植物拯救保护研究》（四川省林业科学研究院，2014 年）、《四川省极小种群野生

植物资源现状及其保护研究》（四川林业科技，2014年）、《四川省野生植物极小种群保护工程规划》《四川省“十二五”野生动植物保护发展规划》等，评价区内分布有喜树（*Camptotheca acuminata*），为中国极小种群植物物种。评价区喜树多为栽培植株，实地调查中未见野生个体。

本项目建设不占用上述极小种群植物物种植株及生境。

（5）古树名木

根据阆中市、苍溪县古树名木相关林业调查资料及实地调查结果，评价区内无古树名木分布。

6.2.4.4 入侵植物

评价区分布的常见入侵植物有白车轴草（*Trifolium repens*）、红花酢浆草（*Oxalis corymbosa*）、空心莲子草（*Alternanthera philoxeroides*）、藜（*Chenopodium album*）、土荆芥（*Dysphania ambrosioides*）、垂序商陆（*Phytolacca americana*）、少花龙葵（*Solanum americanum*）、野胡萝卜（*Daucus carota*）等，常见于乡村道路两侧、农田、果园、荒地等。

6.2.5 陆生动物现状

6.2.5.1 陆生动物物种多样性

据野外实地调查、访问及文献资料（“中国观鸟数据中心”2024年阆中市、苍溪县数据）结果，评价范围内主要有野生陆生脊椎动物24目68科141种，其中以鸟类分布种类为多（见下表）。

*****（1）两栖动物

评价区主要两栖动物有 1 目 4 科 9 种，包括无尾目蟾蜍科的中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）、大蟾蜍（*Bufo bufo*），蛙科的峨眉林蛙（*Rana omeimontis*）、黑斑侧褶蛙（*Pelophylax nigromaculatus*）、泽陆蛙（*Fejervarya limnocharis*）、沼蛙（*Boulengerana guentheri*），树蛙科的斑腿泛树蛙（*Polypedates megacephalus*）以及姬蛙科的饰纹姬蛙（*Microhyla fissipes*）和四川狭口蛙（*Kaloula rugifera*）等。

评价区中分布的9种两栖类中属东洋界的有6种，占评价区两栖类总种数的60.00%。9种两栖类分属于4种分布型，其中喜马拉雅-横断山型1种，东洋型3种，南中国型2种。属古北界的有3种，为季风型，占评价区两栖类总种数的40.00%。

表 6.2-3 评价区两栖类区系组成统计表

区系	分布型（类）	物种数（种）	占比（%）
东洋型	喜马拉雅-横断山型（H）	1	11.11
	东洋型（W）	3	33.33
	南中国型（S）	2	22.22
古北型	季风型（E）	4	33.33

总计	4	9	100.00

水体在两栖类生活史中占了最重要的地位，生境是以水体为中心的，其中幼体对水体的依赖程度又高于成体。评价区河流、鱼塘、溪沟、稻田为两栖类的主要分布区域，分布的具体生活环境见下表。

表 6.2-4 评价区两栖类分布特征表

物种名	种群数量及易见程度	在评价区的栖息环境	数据来源
大蟾蜍	较少，不易见	灌草丛、森林林下等多种生境	资料
中华蟾蜍	较多，易见	灌草丛、森林林下等多种生境	调查
峨眉林蛙	较少，不易见	丘陵、山地的草丛、灌木和森林地带	资料
泽陆蛙	繁殖季节易见	水沟等静水域或其附近的旱地草丛	调查
黑斑侧褶蛙	较多，易见	河流及附近草地、灌木、森林	调查
沼蛙	繁殖季节易见	稻田、池塘或水坑内，常隐蔽在水生植物丛间、土洞或杂草中	资料
斑腿泛树蛙	较少，不易见	灌木、草丛基部和地面的腐叶下	资料
饰纹姬蛙	较少，不易见	水坑、水沟的泥窝或土穴内，或在水域附近的草丛中	资料
四川狭口蛙	较少，不易见	房屋附近及山坡石块下或土穴内	资料

（2）爬行动物

评价区主要爬行动物有 1 目 8 科 14 种，均为有鳞目，常见有蹼趾壁虎（*Gekko subpalmatus*）、北草蜥（*Takydromus septentrionalis*）、翠青蛇（*Ptyas major*）等。

评价区中分布的 14 种爬行类中属东洋界的有 10 种，占评价区爬行类总种数的 75.00%；10 种东洋界爬行类分属于 2 种分布型，其中东洋型 4 种，南中国型 6 种。属古北界的有 4 种，占评价区爬行类总种数的 25.00%，其分布型均为季风型。

根据《四川爬行类原色图鉴》记述，爬行类的生态类型有陆栖类型、树栖类型、半水栖类型和水栖类型 4 种，评价区爬行类生态类型主要为陆栖类型和树栖类型。陆栖类型：北草蜥、铜蜓蜥、翠青蛇、乌梢蛇、原矛头蝮等；树栖类型：蹼趾壁虎。

（3）鸟类

评价区主要鸟类共计 16 目 42 科 89 种。其中，雀形目鸟类有 55 种，约占该区鸟类总种数的 61.80%，非雀形目鸟类 34 种，约占该区鸟类总种数的 38.20%。可见评价区鸟类以雀形目占优。从居留型来看，留鸟 45 种，占总种数的 50.56%；夏候鸟 21 种，占总种数的 23.60%；冬候鸟 16 种，占总种数的 17.98%；旅鸟 7 种，占总种数的 7.87%。可见留鸟在该区域占优。

评价区分布的 89 种鸟类中，东洋界种类 42 种，古北界种类 35 种，广泛分布于古北界和东洋界或者说分布区不易界定的种类 12 种，分别占评价区鸟类总种数的 47.19%，39.33%和 13.48%。评价区鸟类分布型及数量见下表。

由上表中可看出，评价区鸟类以东洋型最多，构成了评价区鸟类区系的主体。

按照生态类群来分，评价区鸟类有涉禽、陆禽、猛禽、攀禽及鸣禽 5 种生态类群。其中，涉禽包含鸕形目鹭科和鸕形目，陆禽包含鸡形目和鸕形目，猛禽包含鹰形目，攀禽包含鸕形目、犀鸟目、啄木鸟目和佛法僧目，鸣禽包含雀形目。

根据评价区内生境特点及鸟类的生活习性，评价区内的鸟类栖息地类型可以划分为以下几种：

民居类型：主要生活于评价区建筑周围，活动的鸟类主要有麻雀（*Passer montaus*）、喜鹊（*Pica pica*）、大嘴乌鸦（*Corvus macrorhynchos*）等。

水域类型：主要包括评价区的河流、鱼塘、溪沟等环境。其间活动的鸟类为涉禽以及伴水生的鸣禽，如白鹭（*Egretta garzetta*）、红尾水鸕（*Phylocornis fuliginosus*）、白顶溪鸕（*Chaimarrornis leucocephalus*）等。

灌草丛类型：在此活动栖息的鸟类有环颈雉（*Phasianus colchicus*）、大山雀（*Parus major*）、柳莺类（*Phylloscopus spp.*）、灰头鸕（*Turdus rubrocanus*）、白颊噪鸕（*Garrulax sannio*）、灰眉岩鸕（*Emberiza godlewskii*）等。

森林类型：包含各类阔叶林和以柏木林为主的针叶林。栖息在其中的鸟类种类较多，如柳莺类、领雀嘴鸕（*Spizixos semitorques*）、白头鸕（*Pycnonotus sinensis*）、棕背伯劳（*Lanius schach*）、长尾山椒鸟（*Pericrocotus ethologus*）、红嘴蓝鸕（*Urocissa erythrorhyncha*）、强脚树莺（*Cettia fortipes*）、普通鸕（*Sitta europaea*）等。

（4）兽类

评价区主要兽类共 6 目 14 科 29 种。其中啮齿目种类最多，共 4 科 13 种，其次是翼手目 4 科 6 种、食肉目 2 科 5 种、劳亚食虫目 2 科 3 种、鲸偶蹄目和兔形目 1 科 1 种。

评价区的 29 种兽类中属东洋界的有 20 种，占评价区兽类总种数的 50.00%；属古北界的有 5 种，占评价区兽类总种数的 37.50%；属广布种的有 4 种，占评价区兽类总种数的 12.50%。

按张荣祖（1999）对兽类分布型的划分，评价区内兽类有 6 种分布型（下表），其中东洋型最多，为 12 种，南中国型次之，为 6 种，再次有古北型、不易归类型，分别为 5 种、4 种，喜马拉雅-横断山型、云贵高原型各有 1 种。

根据评价区生境特点及兽类的生活习性，评价区兽类可以划分为以下生态类型：

森林类型：生活在评价区内森林生境中的兽类。如黄鼬（*Mustela sibirica*）、岩松鼠（*Sciurotamias davidianus*）、隐纹花松鼠（*Tamias swinhoei*）等。

灌丛类型：评价区灌丛生境中活动栖息的兽类。北社鼠（*Niviventer confucianus*）、黄鼬等。

岩洞栖息型：在岩洞、石缝中栖息的中小型兽类，如普通伏翼（*Pipistrellus pipistrellus*）、小菊头蝠（*Rhinolophus pusillus*）和斑蝠（*Scotomanes ornatus*）等。

6.2.5.2 陆生动物重要物种

评价区陆生动物重要物种调查情况见下表。

（1）国家、省重点保护野生陆生动物

根据现场调查、资料收集结果，依据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）、《四川省重点保护野生动物名录》（川府函〔2016〕27 号），评价区及周边分布有国家二级重点保护野生陆生动物 6 种，分别为雀鹰（*Accipiter nisus*）、红腹锦鸡（*Chrysolophus pictus*）、领角鸮（*Otus lettia*）、红喉歌鸲（*Calliope calliope*）、画眉（*Garrulax canorus*）、黄喉貂（*Martes flavigula*）等。评价区无四川省重点保护野生陆生动物分布。

根据实地调查结果，本项目工程施工不占用上述重点保护野生陆生动物生境。

（2）受威胁陆生动物

根据现场调查、资料收集结果，依据《中国生物多样性红色名录-脊椎动物卷（2020）》（2023 年 5 月，生态环境部），评价区分布有受威胁陆生动物 3 种，分别为黑眉锦蛇、乌梢蛇、黄喉貂等，均为易危（VU）物种。

根据实地调查结果，本项目工程施工不占用上述受威胁陆生动物生境。

（3）陆生动物特有种

根据现场调查、资料收集结果，依据《中国生物多样性红色名录-脊椎动物卷（2020）》（2023 年 5 月，生态环境部），评价区内有中国特有陆生动物 15 种，包括中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）、峨眉林蛙（*Rana omeimontis*）、四川狭口蛙（*Kaloula rugifera*）、蹼趾壁虎（*Gekko subpalmatus*）、北草蜥（*Takydromus septentrionalis*）、灰胸竹鸡（*Bambusicola thoracicus*）、红腹锦鸡（*Chrysolophus pictus*）、黄腹山雀（*Pardaliparus venustulus*）、蓝鹀（*Emberiza siemsseni*）、川鹀（*Blarineta quadratacauda*）、中华山蝠（*Nyctalus plancyi*）、小鹿（*Muntiacus reevesi*）、红白鼯鼠（*Petaurista alborufus*）、安氏白腹鼠（*Niviventer andersoni*）、大绒鼠（*Eothenomys miletus*）等。

根据实地调查结果，本项目工程施工不占用上述中国特有陆生动物生境。

6.2.6 生态系统现状

6.2.6.1 生态系统组成

依据《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），可将评价范围内生态系统划分为森林生态系统、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、其他等 7 类 I 级分类系统，和阔叶林、针叶林、阔叶灌丛、草丛、河流、耕地、园地、居住地、工矿交通、裸地等 10 类 II 级分类系统。评价区主要的自然生态系统类型有森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统 4 种类型；人工生态系统类型为城镇生态系统和农田生态系统，其他生态系统面积很少。各生态系统的面积组成见下表。

从上表可知，评价区农田生态系统面积最大，约 444.13hm²，占评价区总面积的 48.31%，农田生态系统中主要为耕地，耕地占评价区总面积的 42.84%；其次为森林生态系统，面积约 357.58hm²，占评价区总面积的 38.90%，森林生态系统中以针叶林为主，占评价区总面积的 25.27%；其他生态系统面积较小。森林生态系统和农田生态系统的面积占评价区总面积的 86.67%，可见这 2 类生态系统在评价区内优势地位显著，其中农田生态系统优势地位明显，表明评价区内人类活动对自然生态系统的改变显著，人为干扰因素十分明显。

6.2.6.2 生态系统结构、特征和功能

各类生态系统结构与功能状况及总体变化趋势概况如下：

（1）森林生态系统

评价区内森林生态系统面积较大，广泛、连片分布于评价区中，主要由柏木林、马尾松林等针叶林和桉木林、栓皮栎林、慈竹林以及楝、枫杨、构、栽培杨树等多种杂木混生的阔叶林组成，其分布面积占整个评价区的38.90%。森林生态系统以柏木、马尾松、杨树、麻栎、栓皮栎、桉木、枫杨、楝等物种为群落优势种，在此构架下形成了乔木层、灌木层、草本层和地被层等几个明显的群落结构层次，这种群落结构为多种乔、灌、草本植物物种提供了分布生境，因此森林生态系统具有较高的植物物种多样性。该生态系统中爬行动物有乌梢蛇、赤链蛇等；常见的鸟类有山斑鸠、红嘴蓝鹊、大杜鹃等。评价区内柏木林、杂木林等多种群落均为人工起源或受到人类活动的明显影响。

森林生态系统与灌丛生态系统关系密切，二者多镶嵌分布，它们之间的物质循环和能量流动联系紧密；同时，森林乔木层被人为砍伐后，生态系统将退化形成灌丛生态系统，这些灌丛或草地在较长时间内将继续存在；人类干扰消失后，灌丛或草地在自然状态下将向森林群落演替。

（2）灌丛生态系统

灌丛生态系统是评价区内面积较小的生态系统类型，面积约 15.51hm²，占整个评价区的 1.69%，主要为阔叶灌丛。灌丛生态系统主要是由森林遭受砍伐或长期受人类活动干扰影响森林退化形成。灌丛生态系统在评价区主要分布在林缘和耕地边缘，多与森林生态系统相邻，与各森林类型互为补充，在物质循环和能量流动过程中有密切联系。

灌丛生态系统一般由灌木层和草本层构成，灌木种类以黄荆、马桑、构、盐麸木、火棘、多种蔷薇、多种悬钩子、铁仔、宜昌胡颓子等物种最为常见，草本多为斑茅、蜈蚣凤尾蕨、牛筋草、白茅、黄茅、菵草等耐旱植物，植物物种多样性总体较低。该生态系统中常有小型啮齿动物、灌丛鸟类分布，动物物种多样性不高。

灌丛生态系统和森林相互依存，对维持评价区生态系统稳定性具有重要作用，发挥了防风、固沙、保土、涵养水源等生态功能，其正处于演替阶段，在受干扰降低的情况下群落稳定性相对较差。

（3）湿地生态系统

评价区及周边有东河、构溪河及其支流等湿地生态系统，附近地带分布有小型堰塘等湿地生态系统，其总面积为 21.03hm²，占整个评价区的 2.29%。拟建输气管线将跨越部分小型河流和沟渠。

湿地生态系统生物组成以河岸植被、鱼类、浮游动植物、底栖动物为主，同时部分以水生生物为食的水禽也属于该生态系统，参与到食物链中。由于评价区地处人口密集、农业生产高度发展的区域，人类生产生活产生的固体垃圾、废水等对河流水质造成一定污染。湿地生态系统为动物生存提供充足的水源，是植物生长和下游地区重要的供水来源。该生态系统中常见的脊椎动物有白鹭、普通翠鸟、白腰草鹛、红尾水鸂、黑斑蛙、泽陆蛙、中华蟾蜍等。

河流与其他生态系统关系密切，一方面表现为气候、植被以及人为干扰等对湿地生态系统都有较大影响；另一方面表现为湿地生态系统在水分分配、补给等方面对其他生态系统的存在和分布有影响和制约作用。因此，虽然评价区湿地生态系统面积较小，但湿地生态系统对其他生态系统类型的分布和演替具有重要作用，其决定着评价区的水流循环和植被分布格局。

（4）城镇生态系统

城镇生态系统是按人类的意愿和需求创建的一种典型的人工生态系统，在评价区主要包括四川省阆中市和苍溪县内的多个乡镇、聚集村落及相关的建筑规划用地，在评价区内分布面积 78.83hm²，占评价区总面积的 8.58%。城镇生态系统是城镇居民与其环境相互作用而形成的统一整体，也是人类对自然环境的适应、加工、改造而建设起来的特殊的人工生态系统，对自然环境产生强烈的干扰。城镇生态系统是人为活动最强烈的生态系统类型，属无自然植被分布区域，其间活动的野生动物有麻雀、白头鹎、珠颈斑鸠、家鼠等与人伴居的动物。

（5）农田生态系统

农田生态系统在评价区内分布面积 444.13hm²，占评价区总面积的 48.31%，主要由评价区内的耕地、园地共同组成。评价区农业种植历史悠久、农田耕地分布广。农田生态系统与其他生态系统的物质和能量交流不多，是一个相对孤立的系统。农田生态系统是评价区的重要组成部分。

农田生态系统是人工建立、经营的生态系统，其主要特点是人在生态系统中的作用非常关键。农田中的动植物种类较少，群落的结构单一。该生态系统大春作物水田以中稻为主，旱地以玉米、红薯、大豆为主，小春作物以油菜、小麦、豌豆、蚕豆为主，多为一年两熟类型。园地植物以桑、核桃、花椒、柑橘和桃、梨、猕猴桃为主。在村落、农宅附近栽有慈竹、香樟、加杨、楝、槐、木樨、银杏、水杉、核桃、樱桃、桃、柚、香椿、喜树等植物。

6.2.6.3 植被覆盖度

通过遥感手段，采用归一化植被指数（NDVI）方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI 计算公式如下：

$$NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$$

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s—完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本次计算采用的遥感影像数据为评价区域 2023 年 5 月哨兵二号（Sentinel-2）L2A 级数据产品，影像分辨率 10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。采用 ENVI 软件平台计算 FVC，并用 GIS 软件制作评价范围内植被覆盖度空间分布图。

依据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统服务功能评估》中涉及不同植被覆盖度（FVC）的分级标准，将 FVC 划分为 6 个等级，植被覆盖度根据 FVC 的计算结果，分别得到项目路段沿线遥感影像在 2024 年的 FVC 均值，项目建设前期沿线遥感影像 FVC 均值的统计结果如下表所示，项目建设前期沿线遥感影像 FVC 值分布情况见附图 19。植被覆盖度均值为 52.08%，该评价区植被覆盖度总体呈现中高水平，植被情况整体良好。*****

6.2.6.4 生态系统生物量、生产力

评价区生态系统平均生物量、净初级生产力数据引用《中国森林生态系统的生物量与生产力》（冯宗炜）、《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等）、《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》（吴鹏等）、《四川盆地浅丘区农林复合系统模式区主要植被类型及生物量研究》（费世民等）、《环境影响评价技术方法》（生态环境部环境工程评估中心）、《交通建设环评中生物量影响评价指标探讨》（匡星等）、《中国陆地植被净初级生产力遥感估算》（朱文泉等）等研究成果。

评价区各陆地生态系统生物量、净初级生产力计算结果详见下表。

*****根据计算结果，评价区陆地生态系统总生物量约 79166.23t，总净初级生产力约 7.82.29t/a。评价区生物量最大的生态系统是针叶林，约为 52318.76t，占评价区总生物量的 66.09%；其次为阔叶林，约 2188.59t，占评价区总生物量的 27.65%；耕地的生物量位于第三，约 3879.19t，占总生物量的 4.90%；阔叶灌丛、草丛、园地等生态系统生物量在评价区占比很小，均在 1%以下。净初级生产力最大的生态系统为耕地，约 4284.84t/a，占评价区总净初级生产力的 60.50%；其次为针叶林，约 1231.03t/a，占评价区总净初级生产力的 17.38%；再次有阔叶林、园地、阔叶灌丛，占比分别为 13.80%、6.30%、1.94%，草丛生态系统的净初级生产力很低。

6.2.7 景观生态体系

景观体系是从较大的空间尺度整体评价一个地区的空间布局、构成景观的各个斑块之间的联系以及该地区内物质和能量流动特征等。美国哈佛大学设计研究生院的 Richard T. T. Forman 教授提出的“斑块（patch）、廊道（corridor）和基质（matrix）”是景观

生态学用来解释景观结构的基本模式，普遍适用于各类景观。基质代表了该景观或区域的最主要的景观类型。斑块意味着景观类型的多样化，是构成景观的结构和功能单位。廊道是线性的景观单元，具有联通和阻隔的双重作用。意味着土地利用系统或生态系统类型之间的联系。这些都是景观或区域土地持续利用的基本格局，这些要素能实现主要的生态或人类目标景观中任意一点或是落在某一斑块内，或是落在廊道内，或是在作为背景的基质内。这一模式为比较和判别景观结构，分析结构与功能的关系和改变景观提供了一种通俗、简明和可操作的语言。现采用这一模式对本次评价区影响评价区的景观组成结构进行分析。

6.2.7.1 斑块

斑块代表景观类型的多样化。在评价区内的斑块类型包括阔叶林、针叶林、阔叶灌丛、草丛、湖泊、河流、耕地、园地、居住地、工矿交通、裸地等合计共 11 种类型。根据野外植被调查结果及评价区林地保护利用规划资料和评价区土地利用现状作出景观分布图。利用 ArcGIS 的统计分析功能可以得到各类景观类型的基础信息。各类景观斑块类型统计见下表。*****

林地斑块有 1586 块，平均斑块面积 $0.55\text{hm}^2/\text{块}$ 。

居住地斑块有 471 块，面积 38.32hm^2 ，平均斑块面积 $0.08\text{hm}^2/\text{块}$ ，是评价区中斑块数量最多、平均斑块面积最小的类型。斑块数量其次有针叶林、耕地斑块，分别为 388、347，平均斑块面积分别为 $0.96\text{hm}^2/\text{块}$ 、 $0.88\text{hm}^2/\text{块}$ ，可见针叶林、耕地斑块在评价区优势明显。阔叶林、阔叶灌丛、园地、工矿交通、河流等斑块数量较少，平均包括面积居于评价区平均水平，草丛、湖泊、裸地等斑块类型数量较少、平均面积很小，在评价区景观中不显著。

6.2.7.2 廊道

廊道是指不同于周围景观基质的线状或带状景观要素，作为线性的景观单元除了具有通道和阻隔的作用之外，还有物种过滤器、某些物种的栖息地功能以及对其周围环境与生物生产影响的影响源的作用。廊道可以分为线状廊道、带状（窄带）廊道和河流（宽带）廊道 3 种基本类型。

评价区内路网系统相对发达，区内的公路廊道主要包括多条乡村道路等。

评价区内河流廊道主要包括陈家河、红庙河以及部分沟渠。

公路廊道作为沿线区域居民外出主要出行运输通道，常年车流量较大，对道路两侧动物（特别是两栖爬行类动物）的交流存在一定的阻隔作用。陈家河、红庙河等是自然形成的廊道，对两岸陆生动物存在一定阻隔作用，但河流为所在区域动植物提供水源，是自然生态系统的重要组成部分。

6.2.7.3 基质

基质是景观中面积最大、连通性最好的类型，对维持景观的结构和功能稳定起着重要作用。判定基质的三个标准是：①相对面积最大；②连通性最好；③控制程度最高。对景观类型优势度的判断借用传统生态学中计算植被重要值的方法。反映某一斑块在景

观中优势的值叫优势度值。优势度值由 3 种参数计算而出，即密度（ Rd ）、频率（ Rf ）和景观比例（ Lp ）。这三个参数对优势度判定中的前两个标准有较好的反映，第三个标准的表达不够明确，但依据景观中基质的判定步骤，当前两个标准的判定比较明确时，可以认为其中相对面积大，连通程度高的斑块类型，即为具有生境质量调控能力的斑块类型，计算公式如下：

- (1) 密度： $Rd = (\text{斑块 } i \text{ 的数目} / \text{斑块总数}) \times 100\%$
- (2) 频率： $Rf = (\text{斑块 } i \text{ 出现的样方数} / \text{总样方数}) \times 100\%$
- (3) 景观比例： $Lp = (\text{斑块 } i \text{ 的面积} / \text{样地总面积}) \times 100\%$
- (4) 优势度值： $Do = 0.5 \times [0.5 \times (Rd + Rf) + Lp] \times 100\%$

由上述公式计算得出评价区内各类斑块的优势度值，结果见表 7.2-29。*****

评价区的各类景观中，耕地斑块的优势度值最高，达到 33.59%，其次为针叶林斑块（28.43%），均明显高于其他景观类型，评价区景观优势度（ Do 值）排序为：耕地 > 针叶林 > 居住地 > 园地 > 工矿交通 > 阔叶林 > 湖泊 > 阔叶灌丛 > 草丛 > 裸地。从计算结果来看，可以判定耕地是评价区的景观基质，在评价区景观格局中具有主导作用，而针叶林也发挥了较突出的作用。

6.2.7.4 景观格局指数特征

景观生态学主要研究宏观尺度上景观类型的空间格局和生态过程的相互作用及其动态变化特征。景观格局是指大小和形状不一的景观斑块在空间上的排列，是各种生态过程在不同尺度上综合作用的结果。景观格局变化对生物多样性产生直接而强烈影响，其主要原因是生境丧失和破碎化。

景观指数是能够反映景观格局特征的定量化指标，分为三个级别，代表三种不同的应用尺度，即斑块级别指数、斑块类型级别指数和景观级别指数，可根据需要选取相应的指标，采用 FRAGSTATS 等景观格局分析软件进行计算分析。

(1) 类型水平

- ① 斑块类型面积（ CA ），单位：ha，范围： $CA > 0$

公式描述： CA 等于某一斑块类型中所有斑块的面积之和（ m^2 ），除以 10000 后转化为公顷（ha）；即某斑块类型的总面积。

- ② 斑块所占景观面积的比例（ $PLAND$ ），单位：百分比，范围： $0 < PLAND \leq 100$

$$PLAND = P_i = \frac{\sum_{j=1}^n a_{ij}}{A} (100)$$

式中： a_{ij} ——斑块 ij 的面积； A ——所有景观的总面积。

公式描述： $PLAND$ 等于某一斑块类型的总面积占整个景观面积的百分比。其值趋于 0 时，说明景观中此斑块类型变得十分稀少；其值等于 100 时，说明整个景观只由一类斑块组成。

- ③ 斑块个数（ NP ），单位：无，范围： $NP \geq 1$

公式描述： NP 在类型级别上等于景观中某一斑块类型的斑块总个数；在景观级别上等于景观中所有的斑块总数。

目前，评价区内水田斑块面积最大，其次为旱地和果园。项目影响评价区人工成分较多，人为活动较为剧烈。而自然景观所占面积较小，原生植被非常少，逐渐被人工植被、次生植被替代。

影响评价区内水田斑块类型面积占据绝对优势，占景观总面积的 37.75 %；其次为果园和旱地，分别占景观总面积的 14.16%和 12.97%。其他斑块类型占景观总面积均小于 10%，位于 1%~10%的主要有农村宅基地、乔木林地、坑塘水面、水浇地、其他园地、农村道路、灌木林地和沟渠。剩余 18 种斑块类型面积共占景观总面积的 5.04%。

④斑块密度（ PD ）

式中： n_i ——第 i 类景观要素的总面积； A ——所有景观的总面积。

斑块密度是景观格局分析的基本的指数，其单位为斑块数/100 公顷，它表达的是单位面积上的斑块数，有利于不同大小景观间的比较。

⑤最大斑块所占景观面积的比例（ LPI ），单位：百分比，范围：0< LPI <=100

$$LPI = \frac{a_{\max}}{A} \times 100$$

公式描述： LPI 等于某一斑块类型中的最大斑块占据整个景观面积的比例。其中： $a_{\max}$ 指景观或某一种斑块类型中最大斑块的面积（ m^2 ）。该指数值的大小可以帮助确定景观中的优势斑块类型，间接反映人类活动干扰的方向和大小。

⑥散布与并列指数（ IJI ），单位：百分比，范围：0< IJI <=100

公式描述： IJI 在斑块类型级别上等于与某斑块类型 i 相邻的各斑块类型的邻接边长除以斑块 i 的总边长再乘以该值的自然对数之后的和的负值，除以斑块类型数减 1 的自然对数，最后乘以 100 是为了转化为百分比的形式； IJI 在景观级别上计算各个斑块类型间的总体散布与并列状况。 IJI 取值小时表明斑块类型 i 仅与少数几种其他类型相邻接； $IJI=100$ 表明各斑块间比邻的边长是均等的，即各斑块间的比邻概率是均等的。

⑦斑块聚合度（ AI ），单位：百分比，范围：0< AI <=100

$$AI = \left[\frac{g_{ii}}{\max \rightarrow g_{ii}} \right] (100)$$

式中： g_{ii} ——相应景观类型的相似邻接斑块数量

AI 基于同类型斑块像元间公共边界长度来计算。当某类型中所有像元间不存在公共边界时，该类型的聚合程度最低；而当类型中所有像元间存在的公共边界达到最大值时，具有最大的聚合指数。

评价区内居住地、耕地、针叶林斑块数量（ NP ）占据一定优势，居住地、耕地、针叶林同样具有较高的斑块密度（ PD ）；在影响评价区内针叶林的最大斑块所占景观面积的比例（ LPI ）最大，为 2.96，其次为耕地、工矿交通，分别为 1.62、1.10，其他景观类型的 LPI 相对较小；从类型水平景观格局指数计算结果来看，耕地、针叶林的聚集指

数 AI 较高，体现出这两种景观分布最为集中、连片。*****

（2）景观水平

①景观面积（TA），单位：ha，范围：TA>0

公式描述：TA 等于一个景观的总面积，除以 10000 后转化为公顷（ha）。

生态意义：TA 决定了景观的范围以及研究和分析的最大尺度，也是计算其他指标的基础。在自然保护区设计和景观生态建设中，对于维护高数量的物种，维持稀有种、濒危种以及生态系统的稳定，保护区或景观的面积是最重要的因素。

②蔓延度（CONTAG）

$$CONTAG = \left[1 + \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^m \left[(P_i) \left(\frac{g_{ik}}{\sum_{k=1}^m g_{ik}} \right) \right] \left[\ln(P_i) \left(\frac{g_{ik}}{\sum_{k=1}^m g_{ik}} \right) \right]}{2 \ln(m)} \right] (100)$$

式中： P_i —— i 类型斑块所占的面积百分比； g_{ik} —— i 类型斑块和 k 类型斑块毗邻的数目； m ——景观中的斑块类型总数目。

CONTAG 可描述景观里斑块类型的团聚程度或延展趋势，包含了空间信息。CONTAG 较大，表明景观中的优势斑块类型形成了良好的连接；反之，则表明景观是具有多种要素的散布格局，景观的破碎化程度较高。CONTAG 与边缘密度呈负相关，与优势度和多样性指数高度相关。

③景观丰度（PR），单位：无，范围：PR>=1

公式描述：PR 等于景观中所有斑块类型的总数。

④香农多样性指数（SHDI），单位：无，范围：SHDI>=0

$$SHDI = - \sum_{i=1}^m (p_i \ln p_i)$$

式中： P_i ——景观斑块类型 i 所占据的比率；

公式描述：SHDI 在景观级别上等于各斑块类型的面积比乘以其值的自然对数之后的和的负值。SHDI=0 表明整个景观仅由一个斑块组成；SHDI 增大，说明斑块类型增加或各斑块类型在景观中呈均衡化趋势分布。

⑤香农均度指数（SHEI），单位：无，范围：0<=SHEI<=1

$$SHEI = \frac{- \sum_{i=1}^m p_i \ln p_i}{\ln(m)}$$

公式描述：SHEI 等于香农多样性指数除以给定景观丰度下的最大可能多样性（各斑块类型均等分布）。SHEI=0 表明景观仅由一种斑块组成，无多样性；SHEI=1 表明各斑块类型均匀分布，有最大多样性。*****

从景观水平来看，评价区景观面积为 873.26hm²，具有 1586 个斑块，具有 11 种景观类型。从景观水平上来看蔓延度 CONTAG 具有较大的数值，反映出评价区的景观中

的优势斑块类型形成了良好的连接。从散布与并列指数（IJI）来看，评价区景观整体上看各类型斑块零散镶嵌在优势景观斑块中。评价区的 *SHDI* 值相对较高，景观丰度较大，反映出评价区的土地利用类型较为丰富，人类活动较强，景观破碎化程度较高。

6.2.8 水生生态现状

6.2.8.1 水生生境质量

（1）水域概况

项目区及周边位于长江流域嘉陵江水系，水资源丰富，江河纵横。周边有嘉陵江、东河、构溪河，由东、西两侧汇入中部的嘉陵江。

嘉陵江自北向南纵贯阆中市全境，流经阆中市长 55.43km，其中与苍溪、南部共有河道长 13.1km，河床大多在第四系全新统近代洪积层上，河道开阔多弯曲，河宽在 240~1600m 之间，大部分为砂卵石河床，易冲淤变化。沿途右岸有白溪濠在江南办事处金银观村龙王潭口汇入，左岸有东河、构溪河汇入，东河在文成镇梁山观村灵山东侧汇入，构溪河在河溪镇河溪关汇入。

构溪河为嘉陵江一级支流，发源于苍溪县龙山地盖寺。自东北向西南经苍溪县乔家河、双河，阆中市花冠、构溪、千佛、石滩、凉水、二龙、红土、妙高、大庆、扶农等乡至河溪关注入嘉陵江。河长 95km，流域面积 854km²，平均比降 1.5%。河床以下切为主，沿岸有少量阶地和近代洪积滩地分布。构溪河年平均径流量约 4.15 亿 m³，平均流量为 13.2m³/s，历史上最大洪水流量 2500m³/s，最枯流量 0.5m³/s。洪水大多与嘉陵江干流同步。

东河是嘉陵江阆中段左岸一级支流，发源于秦岭山西南麓陕西阳平关黎乡镇和四川南江县大巴山南麓，自东向北向西南，经陕西、四川南江、旺苍、广元、苍溪至阆苍交界处袁家岩入阆中境内，经老观、清泉、博树、东兴、五马、在文成镇梁山观村灵山东南侧汇入嘉陵江。流经阆中市河段长 34.5km，其中与苍溪共有河道长 9km。境内段河宽在 80~250m 之间，平均比降为 0.5‰。

本项目不涉及各类大中河流穿越，管道沿线穿越小型河流、沟渠 3 次，穿越的小型河流为陈家河、红庙河。*****

（2）评价区内水生生境

陈家河：位于阆中市土镇板庙村陈家咀至文家沟，该河段河面较窄，约 19m，水流平缓，水体泥沙含量低，较为清澈，无水面漂浮物。河道两岸自然状况一般，受人为因素影响频繁。两岸阶地上分布有大量农田及少量居民聚集区。

红庙河：位于阆中市老关镇石茶坪村、石马村、双庙村等 3 村边界处，该河段河面较窄，约 5m，水质清澈，无水面漂浮物。河道两岸人为影响明显，部分河段修建有防洪堤及桥梁，两岸多耕地及居民聚集区，无水土流失现象。河道两岸多生高大乔木，水生维管束植物分布较为广泛。河道底质以卵石、块石、基岩为主。

沟渠：本项目穿越沟渠段位于老观镇石马村，沟渠内水流较小，调查时几乎断流，水质清澈，无水面漂浮物。沟谷略深，两岸崖壁陡峭，灌木较密，受人为因素影响较小。

6.2.8.2 水生生物物种多样性

（1）水生维管植物

水生维管束植物是生活在水中的维管束植物的总称，包括水生蕨类植物和水生被子植物，是水体中的生产者，能直接利用太阳能，通过光合作用制造有机养分，使之变成可供草食性水生动物的饵料，同时也是众多粘卵的附着物，在水生生态系统中具有重要作用。

在评价区内涉及的小型河流和沟渠中多为淤泥底质，河道中生长有较多的水生维管束植物，常见的沉水植物有金鱼藻（*Ceratophyllum demersum*）和菹草（*Potamogeton crispus*）等；浮水植物有浮萍（*Lemna minor*）；挺水植物有慈姑（*Sagittaria trifolia* var. *sinensis*）、大藻（*Pistia stratiotes*）、凤眼莲（*Eichhornia crassipes*）、问荆（*Equisetum arvense*）、水蓼（*Polygonum hydropiper*）等。

（2）浮游植物

浮游藻类是水体初级生产力最主要的组成部分，是食物链和营养结构的基础环节；也是鱼苗和部分成鱼的天然饵料。有些藻类可以直接用作环境监测的指示生物，而且相对于理化条件而言，其密度、生物量、种类组成和多样性能更好地反映出水体的水质状况。

根据相关资料，评价区水域主要分布有浮游植物 8 门 109 种，其中蓝藻门 16 种，占总种类数的 14.68%；绿藻门 36 种，占总种类数的 33.03%；硅藻门 39 种，占总种类数的 35.78%；甲藻门 3 种，占总种类数的 2.75%；隐藻门 5 种，占总种类数的 4.59%；裸藻门 5 种，占总种类数的 4.59%；金藻门 4 种，占总种类数的 3.67%；眼虫门 1 种，占总种类数的 0.92%。

评价区浮游植物的平均细胞密度和生物量分别为 2.905×10^6 cells/L 和 1.53mg/L。按照浮游植物细胞密度和生物量对水体营养状态进行评价的标准（密度 $\leq 1.0 \times 10^6$ cells/L 为贫营养型、 $< 40 \times 10^6$ cells/L 为中营养型、 $< 99 \times 10^6$ cells/L 为富营养型、 $\geq 100 \times 10^6$ cells/L 为极富营养型；生物量 < 1.0 mg/L 为贫营养型、 < 5.0 mg/L 为中营养型、 < 10.0 mg/L 为富营养型、 ≥ 10.0 mg/L 为极富营养型），评价区水体营养状态处于中营养水平。

*****（3）浮游动物

浮游动物以水生细菌和浮游藻类为食，是属于水生生态系统中的消费者和第二营养级，亦称次级生产力，由于浮游动物摄取大量藻类，所以使水体产生自净作用，它也是所有幼鱼和某些成鱼的饵料基础。

根据相关资料，评价区水域主要分布有浮游动物 122 种。轮虫种类最多，为 40 种，占总种类数的 32.79%；枝角类种类次之，为 39 种，占总种类数的 31.97%；桡足类 29 种，占总种类数的 23.77%；原生动物种类最少，为 14 种，占总种类数的 11.48%。

评价区水域浮游动物密度在 39-51 个/L 之间，平均密度为 46 个/L。种类数量以原

生动物为多，其次为轮虫类。

***** (4) 底栖动物

底栖无脊椎动物是第三营养级的主要组成，是水生生物中生物量较大的类群，为江河中多数鱼类的饵料。

根据相关资料，评价区水域主要分布有底栖动物 3 门 7 纲 74 种。其中，环节动物 3 纲 20 种，节肢动物 2 纲 36 种，软体动物 2 纲 18 种。环节动物中主要是以寡毛类为主，有 17 种；节肢动物主要是以昆虫纲为主，有 30 种；软体动物以腹足纲为主，有 15 种。

评价区水域各采样点的浮游动物密度在 79ind./m²~354ind./m² 之间。

***** (5) 鱼类

根据相关资料，评价区及周边河段和鱼塘中的主要鱼类有 4 目 10 科 48 种。从鱼类组成上看，鲤形目是种类最多的目，计有 4 科 34 种，占总种数的 70.83%；其次是鲇形目，计有 2 科 8 种，占总数的 16.67%，这两个目的种类占阆中地区鱼类总种数的 87.50%；上述科鱼类中，鲤科鱼类为最大的一个类群，计有 29 种，占鲤形目总数的 85.29%，占所有种数的 60.42%，是评价区鱼类组成的主体。

*****评价区域河流和鱼塘分布的 48 种鱼类因鱼种和饵料的不同，所选择的栖息水层就形成了变化，因而形成了不同的生态小类群，是鱼类适应环境、满足自身长期生存需要的一种自然选择。评价区域的鱼类可以分为以下几种生活类型：

①**洞缝隙类群**：这一类群白天主要隐蔽和活动于流水洞缝隙中，夜间则到水底砾石、卵石的表面和缝隙间觅食。若受到惊扰则进入洞缝穴中躲藏。它们适应这种环境和生活习性的主要形态特征是：身体较细长而呈指状，体表无鳞，口须 3~5 对，侧线发达，胸、腹、臀、背、尾鳍发达或比较发达，这些都是适应流水洞缝隙环境和砾石或卵石觅食低等动物为食的钻行生活习性。区域内的一些鳅科、合鳃鱼科鱼类为本类群的代表，如黄鳝（*Monopterus albus*）。

②**静水、缓水底栖类群**：喜欢生活在地势平坦、水流缓慢的环境中，鱼类的特殊适应特点是身体侧扁，头尾均尖，略呈纺锤形，胸、腹、臀、尾鳍都很发达。如麦穗鱼、泥鳅（*Misgurnus anguillicaudatus*）、鲇、南方鲇等。

③**水体中下层类群**：它们身体比较修长而侧扁，被细鳞或无鳞，口横裂或呈弧形或呈马蹄形，有触须 2~3 对或无须，适应于流水水底穿行和觅食，躯干部尾部修长，鳞片退化，尾柄长，各鳍发达或较发达，都是适应水底底层游泳和活动，如草鱼、鲢、鳙（*Aristichthys nobilis*）、子陵吻鰕虎鱼等。

④**广生境鱼类**：该类型的鱼类适应性非常强，不论是深水或浅水、流水或静水、高温水或低温水均能生存，如鲤科的鲤、鲫等。

根据实地调查结果，评价区无典型鱼类“三场”分布。

6.2.8.3 水生生物重要物种

评价区水生生物重要物种调查情况见下表。

表 6.2-5 陆生动物重要物种调查结果统计表

物种	保护级别	是否特有种	濒危等级	资料来源	工程占用情况
1.短体副鳅	<i>Homatulapotanini</i>	是	LC	2	不占用
2.圆吻鲴	<i>Distoechodon tumirostris</i>	是	LC	2	不占用
3.中华鲮	<i>Rhodeus sinensis</i>	是	LC	2	不占用
4.黑鳍鳈	<i>Sarcocheilichthys nigripinnis</i>	是	LC	2	不占用
5.铜鱼	<i>Coreius heterodon</i>	是	DD	2	不占用
6.吻鮠	<i>Rhinogobio typus</i>	是	LC	2	不占用
7.中华倒刺鲃	<i>Spinibarbus sinensis</i>	是	LC	2	不占用
8.犁头鳅	<i>Lepturichthys fimbriata</i>	是	DD	2	不占用
9.中华金沙鳅	<i>Jinshaia sinensis</i>	是	LC	2	不占用
10.四川华吸鳅	<i>Sinogastromyzon szechuanensis</i>	是	LC	2	不占用
11.大口鲶	<i>Silurus meridionalis</i>	是	LC	2	不占用
12.光泽黄颡鱼	<i>Pelteobagrus nitidus</i>	是	LC	2	不占用
13.粗唇鲃	<i>Leiocassis crassilabris</i>	是	LC	2	不占用
14.大鳍鲃	<i>Hemibagrus macropterus</i>	是	LC	2	不占用

（1）国家、省重点保护野生水生生物

根据调查结果，依据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）、《四川省重点保护野生动物名录》（川府函〔2016〕27 号），评价区无国家重点保护野生水生动物分布，评价区无四川省重点保护野生水生生物分布。

（2）受威胁水生生物

根据调查结果，依据《中国生物多样性红色名录-脊椎动物卷（2020）》（2023 年 5 月，生态环境部），评价区无受威胁水生动物分布。

（3）水生生物特有种

根据调查结果，依据《中国生物多样性红色名录-脊椎动物卷（2020）》（2023 年 5 月，生态环境部），评价区内有中国特有水生生物 15 种，包括短体副鳅（*Homatula potanini*）、圆吻鲴（*Distoechodon tumirostris*）、中华鲮（*Rhodeus sinensis*）、黑鳍鳈（*Sarcocheilichthys nigripinnis*）、铜鱼（*Coreius heterodon*）、吻鮠（*Rhinogobio typus*）、长鳍吻鮠、中华倒刺鲃（*Spinibarbus sinensis*）、犁头鳅（*Lepturichthys fimbriata*）、中华金沙鳅（*Jinshaia sinensis*）、四川华吸鳅（*Sinogastromyzon szechuanensis*）、大口鲶（*Silurus meridionalis*）、光泽黄颡鱼（*Pelteobagrus nitidus*）、粗唇鲃（*Leiocassis crassilabris*）、大鳍鲃（*Hemibagrus macropterus*）等。

根据实地调查结果，本项目工程施工不占用上述中国特有水生生物生境。

6.2.8.4 水生生物重要生境

根据实地调查结果，评价区无鱼类“三场”、水产种质资源保护区等水生生物重要生境分布。

6.2.9 其他生态保护目标现状

本报告中的其他生态保护目标指《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中规定的除生态敏感区、重要物种以外的其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间，如天然林、公益林、湿地、永久基本农田、基本草原等。

评价区其他生态保护目标有天然林、公益林、永久基本农田等。

6.2.9.1 天然林

天然林指天然起源的森林，包括自然形成与人工促进天然更新或者萌生所形成的森林。天然林是森林资源的主体和精华，是自然界中群落最稳定、生态功能最完备、生物多样性最丰富的陆地生态系统，是维护国土安全最重要的生态屏障。天然林的生态服务功能有：固定二氧化碳，调节大气组成；改良土壤，提高土壤肥力；净化空气，降低污染；涵养水源，减少自然灾害；保持水土，保障农业生产；结构复杂，保证生物多样化。

根据《天然林保护修复制度方案》（中共中央办公厅 国务院办公厅）：（八）严管天然林地占用。严格控制天然林地转为其他用途，除国防建设、国家重大工程项目建设特殊需要外，禁止占用保护重点区域的天然林地。在不破坏地表植被、不影响生物多样性保护前提下，可在天然林地适度发展生态旅游、休闲康养、特色种植养殖等产业。

经核实，评价区分布有天然林约 107.78hm²，为以柏木林，马尾松林为主的亚热带常绿针叶林，具有涵养水源、减少自然灾害、保持水土、保障农业生产以及维持生物多样化等重要功能。

本项目周边天然林分布较多，受周边地形地貌限制，本项目不可避免占用少部分天然林，临时占用天然林约 15873m²，元坝 101-2H 站场永久占用天然林约 776m²。

6.2.9.2 公益林

生态公益林是指生态区位极为重要，或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的重点防护林和特种用途林。生态公益林包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。生态公益林也是保护和改善人类生存环境、维持生态平衡、保存物种资源、科学实验、森林旅游、国土保安等需要为主要经营目的的森林、林木、林地。

根据《国家级公益林管理办法》第二章第十一条：禁止在国家级公益林地开垦、采石、采砂、取土，严格控制勘查、开采矿藏和工程建设征收、征用、占用国家级公益林地。除国务院有关部门和省级人民政府批准的基础设施建设项目外，不得征收、征用、占用一级国家级公益林地。第三章第十七条：在不破坏森林生态系统功能的前提下，可以合理利用二级国家级公益林的林地资源。

经核实，评价区分布有公益林约 128.91hm²，为国家二级公益林（附图 13）。评价区内公益林为以柏木林，马尾松林为主的亚热带常绿针叶林，具有水土保持、生物多样性维护的作用。

本项目周边公益林分布较多，受周边地形地貌限制，本项目不可避免占用少部分公益林，临时占用公益林约 17610m²，元坝 101-2H 站场永久占用公益林约 758m²。

6.2.9.3 永久基本农田

永久基本农田，是指为确保国家粮食安全，按照一定时期人口和经济社会发展对农产品的需求，依据国土空间规划确定的不得擅自占用或者改变用途，实行永久保护、特殊保护的耕地。

评价区内分布有永久基本农田约 312.72hm²，以种植水稻、小麦、玉米、油菜等粮食作物或粮食作物与非粮作物轮作为主。

本项目管线作业带、表土堆场、泥浆不落地、清水池、岩屑池、应急池等临时工程占用永久基本农田约 18701m²，本项目站场、长明火炬、场内道路等永久占用永久基本农田约 101574m²。

6.2.10 主要生态问题

评价区在四川盆地东北部，主要为农田、森林和河流生态系统。森林覆盖率一般，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。旱灾和洪涝灾害频繁发生。主要问题如下：

1) 农耕地区，无原生植被分布

通过评价区现状调查结果及区域资料分析，该区人为干扰较大，农耕区占地较广，原生植被已破坏殆尽，地带性植被、垂直分布特征均不显著。

2) 森林植被单一，多样性不高

评价区的森林植被以人工或半人工的柏木、马尾松林为主，除农作物、果林、经济林等栽培植被以外的林灌覆盖率较低，从动物种类组成与分布来看，大型兽类与保护种类很少，整体而言，区域的生物多样性不高。

3) 水土流失

评价区易发生水土流失。引起水土流失的自然因素主要包括降雨集中，强度大；岩性松软，岩层破碎等；导致水土流失加剧的人为因素主要有人口多、区域的垦殖率高，过度采伐森林等。

4) 评价区内有大片耕地、零星分布的农居、有林间公路和村道，人为活动引起火灾、盗猎和生物入侵等的生态风险仍然存在，容易对评价区动植物资源、主要保护对象和生态系统产生威胁。

6.3 生态影响预测与评价

生态影响预测内容和方法主要依据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）进行生态影响预测和评价。

6.3.1 施工期

6.3.1.1 对土地利用的影响

（1）占地对土地资源的影响

本项目工程永久占地以占用耕地为主，占用耕地面积约 19003m²，占永久占地总面积的 73.88%，耕地中以占用水田为主，其他永久用地类型有林地、园地、工业仓储用地，交通运输用地等。本项目工程临时占用的土地类型有耕地、园地、林地、草地、工业仓储用地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地等，其中以占用耕地为主，占用耕地面积约 118497m²，占临时占地总面积的 53.63%，其次为林地，占用面积约 46858m²，占用比例为 21.21%，其他土地类型占用比例很小。

永久占地将改变现有土地利用现状，永久占地使得耕地面积减少，建设用地增加。临时占地类型以耕地为主，耕地占用造成占地范围内农作物减产或短期无法耕种。除了水域和林地外，其他地类多为人工干扰较重的区域，水域面积损失，湿地面积减少。但是，临时占地对土地利用的影响为短期可逆的，且临时占地最大的项目为管线工程，分段施工分段恢复，随着管线施工的结束，逐渐恢复原有土地利用类型和面积，对土地利用结构不会产生大的影响。

*****（2）施工活动的影响

工程对土壤的影响主要表现在管线敷设过程中对土壤的碾压和扰动破坏。对土壤具体影响有以下几个方面：

①扰乱土壤发生层、破坏土壤结构。管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复；农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15~25cm，是农作物根系生长和发达的层次，管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分直接受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。

②混合土壤层次，改变土壤质地。集输管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

③改变土壤肥力。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。根据有关资料统计，集输管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度。管道敷设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中

机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度，土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤污染。施工过程中将产生焊渣、废弃外涂层涂料等施工废物，这些固废中可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，一旦进入土壤将影响土壤质量。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。随着施工结束，通过采取一定的措施，土壤质量将逐渐得到恢复。在管道焊接完毕后做好焊条的回收工作及选择合适的试压废水排放地点，可以做到对土壤无污染。

⑥水土流失。因为地形坡度的起伏，堆置的临时挖方容易散落塌陷，造成管沟开挖过程中的水土流失。施工建设期，场地开挖平整、管沟开挖、施工生产生活临时场地的平整与清理等工程建设的挖填活动，将对植被和表层土壤产生破坏，失去固土防冲能力，使各施工场地的水土流失强度较施工前加大。本项目施工场地相对集中，水土流失的形式是以工程的开挖，土壤受侵蚀为主，同时带有重力侵蚀形式；本项目的弃土、弃石量小，对单个工程项目区的自然植被影响较小，其侵蚀强度、侵蚀时间、侵蚀范围及危害远不及自然侵蚀严重。

综上，本项目在落实用地复垦、废弃物及时回收、严格控制用地红线等措施的前提下，不会对评价区及周边土地资源造成污染、不会引起周边地区水土流失加重、不会引起评价区土壤质地、肥力等明显下降。

（3）水土保持的影响

本项目钻前工程及地面集输工程建设水土流失的形成与工程区地形地貌、岩性、地面组成物质、气候等自然因素和人为因素密切相关。水土流失自然因素是导致水土流失的重要条件，人为因素则进一步加剧了水土流失。

本项目在施工期间，造成水土流失的主要因素是钻前工程池体开挖，表土剥离、集输管道沟槽开挖和填筑、对施工作业带内的植被进行清除等将使地表植被、地面组成物质和地貌受到扰动和破坏，使占地范围内的表层土裸露或形成松散堆积体，失去原有植被的防冲、固土能力，形成的边坡若不加以防护容易产生冲刷现象，增加新的水土流失。植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失。同时，开挖的土石方临时堆放和自然恢复期可能产生的水土流失。

6.3.1.2 对植物和植被的影响

（1）对植被的影响

本项目工程占用各类植被情况见下表，本项目工程永久占用的植被类型有柏木林、黄荆+马桑灌丛、其他人工林、柑橘园、稻、小麦、玉米等轮作田、工矿交通、河流等，以占用水稻、小麦、玉米等作物田为主，占用柏木林、黄荆+马桑灌丛等自然植被面积分别为 3529m²、451m²，分别占永久用地总面积的 13.72%、1.75%。

本项目临时占用的植被类型有马尾松林、柏木林、桉木林、栓皮栎林、慈竹林、黄荆+马桑灌丛、白茅草丛、其他人工林、柑橘园、猕猴桃园、稻、小麦、玉米等轮作田、居住地、工矿交通、河流等，以占用作物田为主，临时占用的自然植被有马尾松林、柏

木林、桉木林、栓皮栎林、慈竹林、黄荆+马桑灌丛、白茅草丛等，其中临时占用柏木林面积约 38755m²，占临时占地总面积的 17.54%，其他自然植被占用比例很小。

*****在项目施工期间，永久占地范围内的植被将受到直接影响，原有植被被清除，使所在区域植被面积减少并增加破碎化程度。施工区域的植被也将因材料、器械等的运输和堆放以及施工活动、人员践踏等而受影响，部分物种死亡或生长不好，局部植被盖度会降低。

本项目占用的马尾松林、柏木林、桉木林、栓皮栎林、慈竹林、黄荆+马桑灌丛、白茅草丛等植被类型在评价区内及周边区域都分布广泛，面积较大。工程区所处的自然、气候条件总体优越，这些植物群落中物种生长更新较快、具备较强的自然恢复能力。总体而言，本项目建设不会导致评价区植被类型的变化，引起的植被面积的变化是少量的、短期的、可逆的。

（2）对植物多样性的影响

本项目施工期的工程主要包括钻井工程和集输工程等设施的修建，拟占地区植物分布情况见下表。

表 6.3-1 项目占地区植物调查统计表

工程内容	占地性质	占用植被	占用植物
元坝 103-3	永久、临时	柑橘园、作物田	柑橘、鹅肠菜、苦苣菜、黄鹌菜、蕺菜、小麦、水稻、玉米、油菜、野胡萝卜等
元坝 11-1H	永久、临时	柏木林、马尾松林、白茅草丛、作物田	柏木、烟管茛苳、木果海桐、菱叶冠毛榕、崖爬藤、黄荆、马桑、接骨草、千里光、女贞、忍冬、枇杷、棕榈、悬钩子蔷薇、马尾松、褐果薹草、竹叶花椒、黄茅、白茅、斑茅、竹叶荩草、棕榈、中华苦苣菜、鹅肠菜、蕺菜、一年蓬、油菜、玉米、小麦、鬼针草、野胡萝卜、小窃衣等
元坝 104-2H	永久、临时	作物田	油菜、小麦、繁缕、豌豆、蕺菜、白茅、黄茅、稗、牛筋草、芥、紫堇、卵瓣还亮草、葎草等
元坝 271-2H	永久、临时	柏木林、作物田	柏木、小黄构、黄荆、马桑、斑茅、褐果薹草、干旱毛蕨、蜈蚣凤尾蕨、油菜等
元坝 107-1H	永久、临时	柏木林、作物田	繁缕、鹅肠菜、黄茅、节节草、小苜蓿、苦苣菜、紫堇、臭牡丹、芥、牛筋草、油菜等
元坝 9-2	永久、临时	柏木林、作物田	柏木、红蔗刺藤、褐果薹草、荩草、狗尾草、斑茅、蜈蚣凤尾蕨、黄茅、油菜等
元坝 271-1	永久	柏木林、作物田	柏木、楝、悬钩子蔷薇、异叶榕、铁仔、白茅、荩草、蜈蚣凤尾蕨、干旱毛蕨、崖爬藤、常春藤、褐果薹草、阔叶十大功劳、小麦、繁缕、狗尾草、棕榈、葛、女贞、黄荆、马桑等
元坝 103-2H	永久	作物田	小麦、油菜、繁缕、蕺菜、芥、野胡萝卜、葎草、接骨草、稗、狗尾草、马唐、牛筋草、酢浆草等
元坝 272-3		作物田	稻、油菜、豌豆、斑茅、蜈蚣凤尾蕨、接骨草、野胡萝卜、中华苦苣菜、黄鹌菜、筋骨草、紫背金盘、节节草、葎草、卵瓣还亮草、紫堇、毛茛、繁缕、黄茅等

工程内容	占地性质	占用植被	占用植物
元坝 103-3~1#集输干线附近	临时	柏木林、马尾松林、柑橘园、猕猴桃园、作物田	柏木、马尾松、红蕨刺藤、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐麸木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、苎草、林生沿阶草、铁仔、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、薄叶卷柏、铁线蕨、鞘柄菝葜、烟管荚蒾、慈竹、海金沙、柑橘、繁缕、葎菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝 11-1H~元坝 102-5	临时	柏木林、马尾松林、桉木林、作物田	柏木、马尾松、红蕨刺藤、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐麸木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、苎草、林生沿阶草、铁仔、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、薄叶卷柏、铁线蕨、鞘柄菝葜、烟管荚蒾、慈竹、海金沙、柑橘、繁缕、葎菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝 104-2H~元坝 121	临时	柏木林、马尾松林、栓皮栎林、黄荆+马桑灌丛、作物田	柏木、马尾松、红蕨刺藤、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐麸木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、苎草、林生沿阶草、铁仔、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、薄叶卷柏、铁线蕨、鞘柄菝葜、烟管荚蒾、慈竹、海金沙、柑橘、繁缕、葎菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝271-2H~3#集输干线	临时	作物田	油菜、繁缕、紫堇、葎草、茜草、蜈蚣凤尾蕨、干旱毛蕨、狗尾草、黄茅、白茅、野胡萝卜、节节草、披散问荆、葎菜等
元坝271-1H~元坝 271-2H	临时	柏木林、作物田	柏木、马尾松、红蕨刺藤、烟管荚蒾、忍冬、勾儿茶、短莛山麦冬、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐麸木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、苎草、林生沿阶草、铁仔、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、薄叶卷柏、铁线蕨、鞘柄菝葜、烟管荚蒾、慈竹、海金沙、柑橘、繁缕、葎菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝 103-2H~元坝 10-1	临时	柏木林、马尾松林、慈竹林、白茅草丛、作物田	柏木、马尾松、黄连木、红蕨刺藤、烟管荚蒾、忍冬、勾儿茶、短莛山麦冬、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐麸木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、苎草、林生沿阶草、铁仔、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、薄叶卷柏、铁线蕨、鞘柄菝葜、烟管荚蒾、慈竹、海金沙、柑橘、繁缕、葎菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝 272-3~元坝 272H	临时	作物田	油菜、繁缕、紫堇、葎草、茜草、蜈蚣凤尾蕨、干旱毛蕨、狗尾草、黄茅、白茅等

工程内容	占地性质	占用植被	占用植物
元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	临时	柏木林、黄荆+马桑灌丛、柑橘园、作物田	柏木、马尾松、红蓼刺藤、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐肤木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、荩草、林生沿阶草、铁仔、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、薄叶卷柏、铁线蕨、鞘柄菝葜、烟管荚蒾、慈竹、海金沙、柑橘、繁缕、戴菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线	临时	黄荆+马桑灌丛、柑橘园、作物田	悬钩子蔷薇、单瓣木香花、竹叶花椒、棕榈、栓皮栎、构、马桑、黄荆、盐肤木、楝、宜昌胡颓子、干旱毛蕨、褐果薹草、荩草、林生沿阶草、木果海桐、蜈蚣凤尾蕨、柑橘、繁缕、戴菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝 101-2H~元坝 101-1	临时	作物田	繁缕、戴菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等
元坝273-2H~元坝 273-1H	临时	作物田	繁缕、戴菜、中华苦苣菜、斑茅、黄茅、白茅、金发草、节节草、油菜、小麦、野胡萝卜、鬼针草等

①在本项目施工期间，永久占地范围内的植物物种将受到直接影响，原有植物被清除，群落中的灌木、大径竹类、草本物种植株死亡，施工区域的植物也将因材料、器械等的运输和堆放以及施工活动、人员践踏等而受影响，部分物种死亡或生长不好。本项目占地范围内的植被类型主要为耕地和杂灌丛灌草丛为主，这些植物种群数量较大，在评价区内及周边区域都分布广泛。工程区所处的自然、气候条件总体优越，植物物种生长相对较快、具备较强的自然恢复能力。敷设地埋管道的开挖施工将导致土壤紧实度、含水量等性质发生改变，可能影响植物的生长。如果污水、废渣等污染物不能及时处理，也可能对植物生长带来长期影响，进而影响植物群落的完整性。总体而言，本项目建设不会导致评价区植物物种消失。

②在施工时，机械设备、车辆可能对施工作业带两侧的植物产生短期直接影响，如灌木和乔木物种枝条被折断、叶片脱落。工程开始施工后，工程区内人为活动程度剧烈，车辆的运输会产生一些扬尘、废气、废水，人员的生活或会产生生活废水和废渣。这些活动都会污染周围植被环境，对施工区域及周边的植物植被造成不同程度的影响，可能导致植物植株生长不良、对个体造成损伤，主要表现在：1）废气的排放影响植物的生长体现在改变植物生存区的大气环境，影响植物进行光合作用和呼吸作用，有害废气的排放会使植物被动地调整和改变自身的组织结构与代谢。2）废水的排出主要是给各施工点附近地带的植被带来影响，改变植物根部的吸水与矿物质的吸收过程。3）施工及

车辆经过时产生的粉尘可以飘向远处附着在植物表面特别是堆积在植物气孔处影响植物的光合作用和呼吸作用。

③工程实施过程中，随着人员的进入，人们有意无意的将外来物种带进该区域，若外来物种适应能力很强，则可能会对本地物种的多样性造成威胁，从而导致本土植物群落物种多样性降低。

综上，本项目临时、永久占地占用的植物均为本地常见、居群数量庞大的物种，如柏木、马尾松、楝、黄荆、马桑、黄茅等，其种群恢复能力较强，项目占用仅在短期内造成上述常见物种的生物量减少、不会引起评价区植物多样性现状的变化。在严格控制施工作业范围的前提下，施工活动引起植物入侵的风险较小。

（3）对植物重要物种的影响

本项目施工不占用重点保护野生植物、受威胁植物、极小种群野生植物、古树名木等重要物种植株及生境。

本项目建设将占用包括柏木、马尾松、香叶子、木姜子、岩菖蒲、盾叶薯蓣、短蕊万寿竹、黑果菝葜、扁竹兰、林生沿阶草、慈竹、豪猪刺、阔叶十大功劳、打破碗花花、三裂蛇葡萄、三叶崖爬藤、火棘等在内的 38 种中国特有植物少部分植株个体，这些物种为西南地区常见种，工程占用引起其居群数量的整体减幅很小，对其生境无明显的不利影响，且在施工结束后，其数量将随时间逐步恢复至占地用前水平，因此本项目施工对上述特有种种群及生境无明显不利影响。

6.3.1.3 对陆生动物的影响

工程建设对评价区陆生脊椎动物的影响可概括为以下几个方面：

1）工程永久和临时占地使各类动物的栖息或活动地面积缩小，如原在占地区栖息或活动的两爬类、鸟类、兽类的栖息活动地将被直接侵占，迫使其迁往新的栖息或活动地；

2）施工活动可能直接导致动物巢穴破坏，威胁动物个体生命；

3）破坏工程区内的植被，致使动物觅食地、活动地面积减少或质量降低；

4）工程活动和施工人员产生的废水、废气、固体污染物造成水体或土壤污染，在穿越河流施工对河流水体造成干扰，对鱼类、两栖、爬行类动物等依赖水环境的动物影响较大；

5）施工及施工人员活动产生的噪声惊扰野生动物，影响其正常活动、觅食及繁殖，迫使它们远离项目干扰区活动。

（1）对两栖动物的影响

两栖动物迁徙能力较弱、对水环境的依赖性较强，拟建井场周边及集气管线沿线的两栖动物主要栖息于河流、溪沟、鱼塘、农田及附近的草丛中，受工程影响的主要是栖息于上述环境的中华蟾蜍、泽陆蛙、黑斑侧褶蛙、沼水蛙、饰纹姬蛙等。

在施工过程中，工程施工机械、施工人员进出工地，施工材料的运输、堆放，及施工噪音等都将对两栖类产生影响：

1) 穿越河流和农灌渠管道施工对两栖类的影响：两栖类对水环境依赖较大，河流和沟渠沿岸种群数量相对较大。穿越河流和沟渠管道施工可能伤害到两栖动物个体、侵占两栖类河岸和沟岸栖息地、影响两栖类的正常活动，导致河岸和沟岸施工区域两栖类物种数量降低。

2) 项目井场和集气管道多位于农耕区，农耕人居区施工对两栖类的影响：农耕区生境也较湿润，华西蟾蜍、泽陆蛙也可见在这一生境活动。本项目大部分经过的农耕生活区生境将侵占两栖类的适宜生境，对两栖类正常活动带来干扰。

3) 林区施工对两栖类的影响：评价区内林区生境较为干燥两栖动物分布极少，穿越林区的管道建设对两栖类栖息地及活动影响微弱。

4) 若施工人员捕捉食用蛙类，将造成这些种类在工程区及其周边地区数量减少。

综上所述，工程施工期将使项目占地区及施工干扰影响区两栖动物的种类和数量有所减少，一方面两栖动物将因干扰而减少在项目沿线区域的活动频率，另一方面随着项目完工和生境恢复，两栖动物的种群数量将很快恢复。因此施工期对整个评价区两栖动物的种群数量影响较小。

(2) 对爬行动物的影响

爬行类的活动范围较两栖类大，运动能力更强，能适应的生境类型更多。施工期对爬行动物的影响主要有栖息地破坏和施工粉尘噪音震动的干扰：

1) 施工机械挖掘、材料堆放、运输车辆等均有可能对工程区附近的壁虎类、蜥蜴类及部分蛇类造成损伤或碾压致死。

2) 工程永久和临时占地使评价区爬行动物栖息地面积减少，食物减少，导致它们的种群数量减小。

3) 施工机械运转、运输车辆运行等产生的粉尘、噪音、振动的干扰，壁虎类、蜥蜴类、蛇类等感知后，将使其远离干扰源，降低占地区周边爬行类活动的频率，在井场和集气管线工程区受影响以外的区域寻找相似生境。

4) 评价区内分布的两栖动物中部分有较高食用、经济价值，如黑眉锦蛇、乌梢蛇等，如管理不严，可能遭到施工人员捕食。

由于在评价区蛇类个体极难见到，行动隐蔽，且能及时躲避人为活动的不利干扰，且多为常见种，因此在加强施工人员管理、杜绝捕猎蛇类前提下，本项目建设不会导致评价区爬行类种群数量和分布发生大的波动。

(3) 对鸟类的影响

本项目建设对区域鸟类的影响主要有：

1) 管道开挖、机械振动、车辆运输等产生的干扰，迫使原栖息于井场周边及集气管道沿线的部分鸟类暂时远离施工干扰区域。

2) 施工永久和临时占地直接侵占鸟类栖息及活动地，待施工活动结束后临时占地恢复后鸟类将逐步恢复利用临时占地区栖息地。

3) 施工人员对一些经济和观赏价值高的鸟类的捕捉造成个体消亡，如鸡形目雉类、雀形目噪鹛类等。

集气管线经过区域主要是居民、农耕区、林地、灌丛等生境，从鸟类的生境分析工程建设对其产生的影响：

1) 居民-农耕区生境的鸟类大多是与人类生活密切相关的种类，如麻雀、家燕、珠颈斑鸠、棕背伯劳、白鹭等，这些鸟类基本属于大地域和广生境分布的鸟类，能够适应多种环境，施工期对这类生境分布的鸟类影响微弱。

2) 工程建设会占用一些灌丛和森林生境，这将直接破坏一些小型鸟类的栖息地和繁殖场所，主要受影响的是莺科和山雀科的鸟类，如黄眉柳莺、黄腰柳莺、白颊噪鹛、大山雀、领雀嘴鹀等。

总体而言，鸟类迁徙能力极强，能及时躲避不利影响，在加强施工过程及人员管理前提下，注意对幼鸟进行保护的前提下，评价区施工干扰对鸟类的分布格局影响较小。

(4) 对兽类的影响

评价区兽以小型兽类为主，项目建设对兽类的影响主要体现在施工活动的影响、管道施工阻隔影响、施工人员的干扰。

1) 对小型兽类的影响：

①施工活动侵占和破坏小型兽类栖息地，占地区内的小型兽类向占地区外迁移，改变井场周边及集气管线沿线局部区的小型兽类分布格局；

②施工管道开挖作业带平均宽 8m，在施工期间会对小型兽类形成阻隔效应，但评价区内集气管线设置较为分散，就某一条集气管线而言，长度短，施工期短，管道填埋于地下，施工完毕可快速恢复，兽类亦可绕行避开施工干扰段。因此，集气管线建设对评价区小型兽类的迁移隔离影响较小。

③施工场地的生活废弃物可能会吸引一些原栖息于居民点周围的种类（如褐家鼠、北社鼠等）在施工场地周边逐步定居，充足的食物来源导致小型兽类种群数量上升，疫源疫病传播风险增加。

2) 对大中型兽类主要是噪声及人为活动的干扰影响，评价区内无大型兽类分布，中型兽类以黄鼬为代表，但种群数量极为稀少，现场调查未发现实体，根据历史资料列入评价名录中。黄鼬活动于人类活动干扰较弱的区域，由于数量极少、难以见到，且井场和集气管线多位于水田、旱地生境，涉及林地的区域较少，对其产生的干扰有限。

综上，项目建设和运营对评价区内兽类物种及种群数量影响较小。

(5) 对陆生动物重要物种的影响

1) 对保护动物的影响

评价区及周边分布有国家二级重点保护野生陆生动物 6 种，包括雀鹰、红腹锦鸡、领角鸮、红喉歌鸲、画眉、黄喉貂等，以鸟类为主。评价区无四川省重点保护野生陆生动物分布。由于人为干扰较强，评价区上述重点保护物种极少见，根据现场调查结果，项目施工区及周边无重点保护野生动物生境分布。

根据相关资料，黄喉貂主要分布于评价区周边邻近构溪河湿地自然保护区地段，由于警惕性极高，因而极少在人类活动频繁的施工区活动，在项目施工期间，黄喉貂可能进一步缩减在评价区周边活动范围或远离评价区；

从鸟类的生活习性和生态类群上分析，雀鹰、红腹锦鸡、领角鸮、红喉歌鸲、画眉、等保护鸟类在评价区及周边同样极少见，这些物种活动能力强、活动范围广，能够及时避开施工建设的不利影响。上述保护鸟类的巢域一般位于地势陡峭、外界干扰较小的林区，评价区多为人为干扰较强区域，基本无鸟类巢穴分布，因此项目施工占地对保护鸟类的巢穴影响很小。施工噪音将减少它们在评价区上空活动的频率，但不会导致保护鸟类数量和分布格局发生大幅改变。

2) 对易危野生动物的影响

除前文重点保护物种外，评价区及周边分布有易危物种黑眉锦蛇、乌梢蛇等。

黑眉锦蛇和乌梢蛇皆属于四川地区较为常见的蛇类，分布范围也较广。其中，黑眉锦蛇栖息于山区河边、稻田及住宅附近，乌梢蛇栖息于田野、山边、河岸、水田及林下等处。井场建设和集气管线施工会涉及上述栖息地，在开挖地段可能会对其间栖息的黑眉锦蛇和乌梢蛇个体造成伤害，同时施工人员捕食也将直接威胁黑眉锦蛇和乌梢蛇个体。由于黑眉锦蛇和乌梢蛇运动能力较强，在感受到施工活动干扰威胁时会立即向远离施工区域的生境迁移，因此项目施工直接伤害黑眉锦蛇和乌梢蛇个体的可能性较小。在做好施工人员野生动物保护宣传教育，杜绝施工人员捕食黑眉锦蛇和乌梢蛇的前提下，项目施工不会对黑眉锦蛇和乌梢蛇的种群数量造成大的影响。

3) 对特有野生动物的影响

除前文重点保护物种、受威胁物种外，评价区内有中国特有陆生动物有中华蟾蜍、峨眉林蛙、四川狭口蛙、蹼趾壁虎、北草蜥、灰胸竹鸡、宝兴歌鸲、黄腹山雀、蓝鹇、川鹇、中华山蝠、小鹿、红白鼯鼠、安氏白腹鼠、大绒鼠等。

中华蟾蜍、峨眉林蛙、四川狭口蛙、蹼趾壁虎、北草蜥等两栖、爬行物种在评价区较为多见。四川狭口蛙在评价区内广泛分布，主要分布在林下草丛、水田、水沟及附近草丛；蹼趾壁虎主要栖息在农舍墙壁缝隙内，北草蜥栖息于杂草灌丛中。项目施工占地将临时侵占少量上述中国特有两栖爬行动物的栖息地，使原在占地区域活动的中国特有两栖爬行动物迁往他处。由于上述两栖、爬行动物的活动能力和迁移能力有限，因此在施工过程中，特别是在繁殖季节，可能对其产生碾压等个体伤害。

灰胸竹鸡、宝兴歌鸲、黄腹山雀、蓝鹇、川鹇、中华山蝠、小鹿、红白鼯鼠、安氏白腹鼠、大绒鼠等活动能力较强，项目施工会使得上述物种暂时远离施工区域，评价区及周边上述物种数量略有减少。

综上，项目施工不会使上述中国特有野生动物的种群数量和种群结构产生大的波动，总体影响较小。

6.3.1.4 对生态系统的影响

(1) 对生态系统组成的影响分析

本项目施工占用评价区各类生态系统的情况见下表。

*****本项目施工永久占用的生态系统类型有森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等，其中以占用农田生态系统为主，占用面积约 20987m²，占

永久占地总面积的 81.59%，其次为森林生态系统，占用面积约 3559m²，占永久占地总面积的 13.84%，其他生态系统占用面积很小。总体来说，本项目永久占地面积较小，总计约 25722m²，不会引起评价区生态系统各组分的明显变化。

本项目施工临时占用的生态系统类型有森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等。以农田生态系统占用面积最多，约 118497m²，占临时占地总面积的 67.72%，其中以占用耕地为主；其次有森林生态系统、城镇生态系统，占用面积分别为 48580m²、13573m²，分别占临时用地总面积的 22.99%、6.42%；其他生态系统临时占用面积很小。本项目采取分段施工的方式临时占用农田生态系统、森林生态系统，占用面积相对较小，施工过程中不会引起评价区生态系统组分的明显改变，施工结束后，将及时恢复为占地前生态系统类型，工程建设对评价区各类生态系统的侵占影响将逐步减小和恢复，对生态系统的结构和功能影响有限。

（2）对生态系统生物量、生产力的影响分析

项目对评价区生态系统生物量、生产力的占用情况见下表，根据统计结果，项目永久占用生态系统生物量约 87.01t，引起评价区净初级生产力降低约 23.26t/a，生物量损失以针叶林为主，占 75.26%，生产力损失以耕地为主，占 84.53%。项目临时占地以引起评价区生态系统生物量临时减少约 840.32，引起评价区生态系统净初级生产力临时降低约 24.38t/a，这些生物量、生产力的降低是暂时的，随着评价区植被恢复及耕地的复垦，临时占地区的生态系统生物量、生产力将逐步恢复至占地前水平。整体来看，项目占地占用的评价区生态系统面积较小，不会引起评价区生态系统生物量、生产力的明显变化。

*****（3）对植被覆盖度的影响

本项目工程以占用耕地为主，采取分段施工的方式临时占用农田生态系统、森林生态系统，占用面积相对较小，施工过程中不会引起评价区植被覆盖度的明显改变，施工结束后，植被覆盖度将逐步恢复为占地前水平。

（4）对生态系统结构和功能的稳定性的影响

1) 对生态系统的稳定性评价

主要考虑生态系统是否能够抵抗项目建设带来的各项影响，项目建设完工后是否能够通过自身调控能力逐步恢复。项目建设前后自然生态系统生物量减少 87.01t，占评价区总生物量的 0.11%，生产力减少 23.26 t/a，占评价区总生产力的 0.36%。项目完工后临时占地的植被恢复可进一步减小评价区生物质量的损失。可见，工程建设导致的评价区生物质量损失很小，即工程建设对评价区现有植被的破坏程度轻微，评价区生态系统的群落基础并没有受到大的影响，生态系统仍然可以维持原有的生产力水平和自身调节能力。因此，工程建设对评价区生态系统稳定性影响很小。

2) 对生态系统完整性的影响

生态系统完整性是在生物完整性概念的基础上发展起来的，且因“系统”的特性，其内涵更加丰富。从系统的角度考察完整性，包括三个层次：一是组成系统的成分是否完整，即系统是否具有本身的全部物种，二是系统的组织结构是否完整，三是系统的功能是否健康。

从第一个层次来看，本项目施工在生态系统内多为临时用地，施工后将及时选择当地物种进行植被恢复，生态系统内的物种组成不会发生改变，因此，项目建设前后生态系统组成成分具有完整性。

从第二个层次来看，项目建成后除占地区域内的植物群落发生改变外，生态系统的绝大部分区域原有生境不变，以这一生境为依托的动植物关系、生物与非生物环境关系、食物链及能流渠道都没有发生变化，因此生态系统总体的组织结构仍然完整。

从第三个层次来看，本项目建设仅对评价区生态系统的局部区域带来侵占和干扰影响，直接侵占区域面积占生态系统面积的比重很小，因此不会导致整个生态系统功能的崩溃，生态系统仍然具有良好的自我调控能力。

综上所述，本项目建设不会破坏生态系统的完整性。

3) 对生态系统多样性的影响分析

生态系统多样性指的是一个地区的生态多样化程度，是一个区域不同生态系统类型的总和。

评价区共有 7 类生态系统，项目建设将略微减小各类生态系统的面积，但项目建成后评价区内的生态系统组成类型不会减少，因此项目建设对生态系统多样性没有影响。

6.3.1.5 对景观生态体系的影响

由于本项目施工，各类占地上原有植被消失，这些改变将影响原有景观生态体系的格局和动态，如改变景观斑块类型，使斑块破碎化和异质性程度上升，降低各斑块和廊道的连通性，最终影响和改变组成景观生态体系的各类生态系统的物质、能量和生物群落动态。

(1) 景观要素的变化

景观生态体系结构主要变化是增加了工程用地斑块，林地、农业用地等斑块数改变，各斑块面积相对比例改变。受到工程建设侵占影响，评价区内各类景观面积均有减少，由于施工的侵占使用导致受影响斑块部分破碎，评价区总斑块数增加。因而施工将导致多个景观的平均斑块面积减少，意味着这些斑块的破碎化程度有所增加，但各类景观变化并不显著。

(2) 景观格局和协调性分析

工程在施工期将严重破坏征地范围内的地表植被，形成与施工场地周围环境反差较大、不相融的裸地或建筑景观，影响区域景观协调性。由于对地表植被的完全破坏和工程区土壤的扰动，在雨季松散裸露的坡面易形成水土流失，导致区域土壤侵蚀模数增大，对下游植被和水体产生影响，从而对区域景观环境质量产生影响。涉及评价区域为农村景观和自然景观相混合的区域，大量的施工机械和人员进驻给原有景观增添了不和谐的景色，但钻井井场所在地人口较少，且无重要景点分布，游客很少经过，对于景观的影响也是短暂的，视觉影响在可接受范围。

6.3.1.6 对天然林、公益林的影响

①本项目管线建设不可避免永久占用天然林约 776m²，临时占用天然林约 15873m²

（见附图 30）永久占用国家二级公益林（同为天然林）约 758m²，临时占用国家二级公益林约 17610m²（见附图 31）。铺设直接占用数米宽的带状土地，使天然林、公益林中原本连续的植被出现断裂带，引起生物量、生产力的轻微降低。

②施工过程中的机械作业、人员活动等会对天然林、公益林造成间接破坏。施工机械可能会碾压周边的树木和植被，施工人员的活动也可能会践踏林地，破坏林下植被，影响植被的正常生长和更新。

③由于土壤浅层遭到破坏且运营期内管线周围不宜栽种深根植物，少部分天然林、公益林以柏木林、马尾松林为主，运营期内无法恢复为原有林地。

④天然气开采站场存在一定的火灾和爆炸风险，如果发生事故，可能会蔓延到周边的天然林、公益林，引发森林火灾，对天然林、公益林造成毁灭性的破坏。

⑤项目在运营过程中可能会产生废气、废水和废渣等污染物，如果处理不当，可能会对周边的公益林造成污染。废气中的有害物质可能会影响树木的光合作用和呼吸作用，废水排放可能会污染土壤和水源，影响天然林、公益林植被的生长和健康。

⑥从生态系统连通性看，耕地和林地的优势度远高于其他景观要素，具有最大的面积和相对集中的分布，连通性最好，项目占用天然林、公益林面积较小，对连通性影响不大。

⑦施工作业对天然林、公益林的间接影响：施工场地的材料堆放、施工机械等在降雨淋滤作用下通过下渗对地下水水质有一定影响，但影响范围相对较小，通常都局限于项目所在的水文地质单元内，因此项目场站施工对地下水环境影响较小；管道施工由于管道埋深较浅，通常位于项目区域的地下水稳定埋深以上，因此管道施工不会对项目区域的地下水流场造成影响。由此表明施工作业对地下水影响较小，不会影响天然林、公益林区域植物的生长。

综上所述，本项目建设对评价区内的天然林、公益林影响较小。

6.3.1.7 对永久基本农田的影响

永久基本农田是耕地保护工作的重中之重，直接关系到国家粮食安全、人民生活，尤其是广大农民的切身利益。在当前我国人口持续增加，经济建设不可避免要占用部分耕地，因此，保护耕地特别是保护永久基本农田尤为重要。国务院《关于深化改革严格土地管理的决定》和温家宝总理在电视电话会议上讲话中明确指出，永久基本农田是确保国家粮食安全的基础，必须保证现有永久基本农田总量不减少，用途不改变，质量不降低。

本项目涉及占用永久基本农田。本项目永久占用永久基本农田约 18701m²，临时占用永久基本农田约 101574m²（见附图20）。

（1）井场建设对永久基本农田环境影响分析

本项目施工期各井场建设占用永久基本农田均为临时占用，临时占地不超过两年，转为开采井后站场永久占地依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

各井场临时占地不超过两年，临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目的井场选址占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为因临时占用耕地及永久基本农田而造成经济作物减产，对于临时占地造成的农作物减产，本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏、严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田内的耕地实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目需由省级国土资源部门批准后再进行施工，并编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地及永久基本农田的生产力，确保不降低项目占用的永久基本农田地力。

各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、过程控制”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保施工期各井场实施不会对当地永久基本农田产生不利影响。

（2）站场对永久基本农田环境影响

本项目各站场运营对永久基本农田的影响主要为永久占用永久基本农田，改变其土地利用现状，应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

根据现场调查，项目的各站场占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本项目对农业生产的直接影响主要体现为因永久占用耕地及永久基本农田而造成无法种植经济作物，本次环评要求严格控制占地范围，尽量减小占用永久基本农田的范围，严禁随意扩大占用永久基本农田的范围。若确因实际情况需要扩大占地范围的，应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

各站场采气运营期间针对各站场按照“源头控制、过程控制”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保各站场运营期不会对当地永久基本农田产生不利影响。

（3）管线对永久基本农田的环境影响

本项目管线对永久基本农田的影响主要为穿越永久基本农田的管段在施工期对永久基本农田的影响，施工结束后通过生态恢复及生态补偿，运营期正常情况下不会对永久基本农田产生不利影响。各集输管线建设占用永久基本农田主要为施工作业带临时占用，占用区域呈条带状，施工结束后即可恢复生产。

管沟开挖将对临时占用的永久基本农田开挖，使被开挖区域的土壤层耕层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产，这种影响是临时的；由于管道施工分标段进行，每个标段的施工周期较短，一般不超过 1 个月，因此，施工作业带和施工便道临时占地只影响永久基本农田一季的产出功能。本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏、严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田内的耕地实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目需由省级国土资源部门批准后再进行施工，并编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地及永久基本农田的生产力，确保不降低项目占用的永久基本农田地力。

正常工况下，天然气于管线中密闭输送，正常运营期不会对土壤环境造成影响。本项目站场拟采用“湿气加热保温，气液分输”，即天然气采用管道输送，管道内为分离后的天然气，即使管道泄漏对土壤影响很小。另外，气田水采用污水罐车拉运，若罐车运输过程中发生泄漏事故则气田水进入土壤环境中，污染土壤。本项目制定有严格的污水和固废管理措施、废水、固废转运措施和风险防范措施等，在此前提下，事故状态下对周边永久基本农田影响较小。

6.3.1.8 对水生生态的影响分析

本项目不涉及各类大中河流穿越，管道沿线穿越小型河流、沟渠 3 次，单次跨越长度 4~9m，总跨越长度 18m，采用大开挖+套管方式穿越，弹性敷设及弯管、弯头两端环焊缝严禁穿入套管内，套管内用细砂充填，间隔 2m 加管道隔离保护支架。

本项目管线穿越的 3 条水域皆为小型河流、沟渠，管道穿越时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下 1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。本项目穿越的农灌渠采用大开挖施工方式，施工工艺同一般管段大开挖。

本项目管线穿越的水域，水体功能为泄洪和灌溉，评价范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜区、重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的重要栖息地、重要水生生物典型“三场”以及水产种质资源保护区等。开挖方式施工不会对河流产生较大影响。

（1）对河床稳定性的影响

外输管道采用围堰导流开挖穿越小河、沟渠，即对河道进行围堰，围堰体内抽排水、

围堰体外导流，围堰的同时可用挖掘机械直接开挖成沟，将管线埋入河底，现浇混凝土+上部块石灌浆稳管。施工期，围堰体内挖掘机械开挖成沟，下管现浇混凝土+上部块石灌浆稳管，管沟回填，恢复河床，清除堰体。运行期管线位于河床底下，不影响河流水文情势，对河床稳定性影响较小。

（2）对水文情势的影响

施工期分段围堰会暂时改变河流的水文情势。管沟回填后，清除多余的土石方，施工完成后，严格按环保要求修复河床和河岸，同时管线位于河床底下，不影响河流水文情势。工程对河流水文情势的影响只表现在施工期，运行期不影响河道的水文情势，因此，工程对河流水文情势的影响是暂时的，影响时间较短，施工结束后即恢复河道原来的水文情势。

（3）对浮游生物的影响

施工排污影响浮游生物（藻类和浮游动物）。施工期生活污水、生活垃圾、管道安装完后清管和试压过程排放的废水、施工机械机修及工作时油污跑冒滴漏产生的含油污水等的排放必然会对水质产生一定程度的污染，造成浮游生物种类组成和数量的变化。另外，施工路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，在开挖段破坏浮游生物的生长环境。但由于工程的井场和管线零散分布，仅仅会形成局部的、短时间水土流失。在项目落实泥浆不落地系统、清污分流系统、隔油池、集污池及围堰等环保工程前提下，水土流失能够有效控制，油污能够有效处理。因此，项目施工对浮游生物的影响较小。

（4）对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对井场和管线周边河流、水库的水质的微小破坏，而蜉蝣目幼虫、毛翅目幼虫和鞘翅目幼虫均为适应栖息于较洁净水体的物种，污染必然造成此类物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物将逐渐恢复。因集气管道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，从物种特有性的角度看，工程的建设不会导致这些底栖动物的消亡。

（5）对鱼类的影响

施工将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，施工区域鱼类密度显著降低。其具体影响为：

1）管线穿越河流和沟渠以开挖方式进行施工，对建设区域鱼类造成较大的影响。施工期在水下作业时，搅动水体和河流、沟渠底泥，致使施工区河段和下游水质受到影响，导致施工区域及下游活动的鱼类种类和数量减少；而施工区上游水环境基本不受影响。

2）施工打围将区域内的水体抽干，以便于管道的安装，对打围区域的鱼类影响很

大，干扰区的鱼类将提前向上下游区域迁移，减少在跨河干扰带施工区活动，但部分个体可能因施工干扰和施工污水而死亡。另外，桥墩架设对打围区以外的水域也会产生辐射影响，导致桥墩架设区域的鱼类远离以躲避影响。对于单条河流，由于涉水管线施工扰动的河流区域集中且范围较小，相对于整条河流流域面积来看，扰动的范围较小，影响的程度在可接受范围内。

3）各类施工废物若进入水体，造成对区域水质的影响，随着水质的改变，施工区浮游生物、底栖动物等饵料生物量减少，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，施工区域鱼类密度会明显降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生一定程度的减少。

4）施工人员如在河流中捕鱼，也会对鱼类资源造成不利影响。

5）评价区水域未发现典型鱼类三场，仅有鱼类在区域活动、索饵，因此项目施工不会对鱼类三场产生影响。

项目穿越河段陈家河、红庙河等为小型河流，枯水季节水量较少，仅有少量的泥鳅、高体鳊鲂、鲫鱼等分布，其他鱼类多为评价区内鱼塘内养殖鱼类。

综上，在注重施工阶段对水体的防护措施和施工人员管理的前提下，施工和运营对水生态环境的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

（6）对水生生物重要物种的影响

本项目涉水施工区无水生生物重要物种分布，项目施工对评价区水生生物重要物种无影响。

（7）对水域生态系统的影响

穿越管道埋于河床底部，从河床下穿过，工程在影响水域内没有永久性建筑设施。中河穿越施工对水生生态系统造成的不利影响是临时的，通过采取一定的环保措施后可将影响降低到最低限度，工程对水生生态系统初级生产力和次级生产力的影响有限。运营期，外输管道深埋河床运行，无污染物产生，对河流水质不会产生影响，对浮游植物和浮游动物不会造成影响，对中河生态系统不会产生不利影响。

6.3.2 运营期

6.3.2.1 对土地利用的影响

（1）对耕地、园地等农用地的影响

1）耕地、园地面积损失

永久性占地：耕地永久性变为建设用地后，土地利用属性发生永久改变，耕地面积将缩减，势必潜在影响农业生产。

临时占地：仅在施工期会造成占地范围内栽培作物直接减产或无法耕种，对耕地的影响是短期的、可逆的。施工结束后回填耕植土及时复垦，会在短时间内恢复土地利用功能。

2) 土壤环境的扰动

本工程对土壤的影响主要表现在管线敷设和站场建设过程中对土壤的碾压和扰动破坏。站场建设阶段，对土壤的填挖均集中于建设场地内部，对场地外部影响较小。

临时占地在工程结束后 2~3 年耕作可恢复其原有使用功能。但因重型施工机械的碾压、施工人员的践踏、主体的扰动等原因，施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续 2~3 年，通过科学复垦，可以恢复到原来的水平。

(2) 对林地的影响

1) 林地面积损失

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十三条相关内容，项目管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。因此，运营期管道线路中心线两侧各 5m 范围内施工期受损的林地面积将永久消失。

林地面积的缩减，势必影响对依赖这些生境生存的动物，使得它们受到惊扰，远离施工区，但本项目不占用林地，工程对其影响较小。

2) 立地条件的变化

工程施工会改变施工区周边土壤结构，改变森林水文效应，造成地表径流增加，增加水土流失，进而影响林地养分循环，从而影响下层植被的生长。

6.3.2.2 对植物和植被的影响

工程运营期间，在正常工况下，不会对植被造成影响。本项目永久和临时占地区内分布的植被类型都是评价区常见的植被，没有特有的植被群落类型，预测本项目的建设运营不会改变评价区的植被类型。

进入运营期，各项施工活动结束，植被进行恢复和复耕，植物群落生物质量损失逐渐恢复，对野生植物资源的影响来自采气站场水套炉燃烧和测试放喷和事故放喷时的废气和输气线路维护以及可能出现事故影响。采气站场水套炉燃烧和测试放喷和事故放喷时的废气对植物的影响主要体现在，废气排放影响植物的生长体现在改变植物生存区的大气环境，影响植物进行光合作用和呼吸作用，有害废气的排放会使植物被动地调整和改变自身的组织结构与代谢。

正常工况，站场废水、固废均不外排，不会对陆生植物产生影响。正常工况，长明火炬和水套炉会排放一定量的 SO_2 。 SO_2 对植物的影响主要表现为对植物内部生理活动的抑制作用，影响植物的生长发育及叶面伤害等方面，影响分析如下：

四川省农科院水稻高粱研究所对大气中 SO_2 对水稻扬花结实的影响研究结果表明：外排 SO_2 的浓度超过 $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ 时会对水稻造成伤害。根据 SO_2 对植物急性伤害阈值及 SO_2 对几种主要农作物急性伤害阈值可知：敏感性植物在 30 分钟内，植物 SO_2 的急性伤害阈值浓度在 $2.85\sim 11.4\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，当地主要农作物在 1 小时内的急性伤害阈值在 $2.85\sim 5.77\text{mg}/\text{m}^3$ 之间， SO_2 的落地浓度超过该值就会对当地农作物及植被造成急性伤害。

表 6.3-2 SO_2 对植物急性伤害阈值

暴露时间 h	叶片枯斑率达 5%时所需的 SO ₂ 浓度 mg/m ³		
	敏感植物	中等敏感植物	抗性植物
0.5	2.85~11.4	10.0~28.6	≥25.7
1.0	1.42~7.14	5.71~20.0	≥21.4
2.0	0.86~5.71	4.28~14.3	≥12.8
4.0	0.43~3.57	2.85~10.0	≥8.57
8.0	0.28~2.14	1.43~8.57	≥4.28

说明：引自《21世纪议程·环境保护与综合治理》科学技术文献出版社，2000 北京；下表同

表 6.3-3 SO₂对几种农作物急性伤害阈值

作物种类	叶片枯斑率达 5%时的 SO ₂ 浓度 mg/m ³					
	暴露时间	1.0h	2.0h	4.0h	6.0h	8.0 h
小麦	/	2.85	1.68	1.43	1.00	0.71
大麦	/	5.77	4.05	3.40	3.11	1.46
棉花	/	5.14	3.42	2.85	2.00	1.43
大豆	/	7.71	5.63	4.68	2.85	1.74
菜豆	/	5.74	4.28	3.08	1.43	1.17

经 AERMOD 预测，正常工况下，长明火炬和水套炉排放的 SO₂ 的最大落地浓度为 4.97*10⁻⁶mg/m³。对比上述 SO₂ 对农作物急性伤害研究结果，运营期正常工况时，长明火炬和水套炉排放的 SO₂ 不会对农作物造成急性伤害，不会影响当地农业种植结构。

由于输气采用密闭输送工艺，仅管线清管或在事故状态下有少量的污染物产生，因此运营期对植物资源的影响较小。线路巡检、维护时会有人员再次进入管道沿线，但这种干扰对野生植物资源的影响也较小。

因此，运营期的影响较小。

6.3.2.3 对陆生动物的影响

(1) 对陆生动物多样性的影响

项目施工结束后，施工人员及设备撤离，工程干扰强度将明显降低。项目运营期对陆生脊椎动物的影响主要表现在：井场采气及输气、集气线路的定期维护，会对刚好活动在井场及周边的动物造成惊扰。

运营期，点状工程对陆生动物的影响主要是站场紧急放空时产生的瞬时强噪声对动物造成惊吓。项目所在的站场位于农村地区，野生动物均为常见的啮齿类、爬行类、鸟类动物及人工饲养的畜禽，紧急放空只会在事故时发生，且持续时间短，对动物的影响属于低概率时间。

线性工程破坏的植被属农田生态系统，在工程区分布范围较广，因此，不存在因局部植被破坏而导致野生动物生存环境骤减或消失，管线运营对野生动物生长影响小。另外，输气管线不会产生噪声，进场道路的使用频率也将降低，因此，管道工程在运营期

噪声不会对野生动物造成大的影响。

（2）对陆生动物重要物种的影响

井场采气及输气、集气线路的定期维护产生的噪声强度很低，对雀鹰和普通鵟的正常活动干扰很小。仅站场紧急放空时产生的瞬时强噪声会对其产生惊扰，立即飞往周边区域活动，不会对其个体和种群产生直接伤害，整体影响较低。

集气管道施工完成后进行科学有效的植被恢复，施工期占用的两栖、爬行类动物栖息地大部分将得以恢复。

井场采气及输气、集气线路的定期维护产生的噪声强度很低，对王锦蛇和黑眉锦蛇等与人伴居动物的正常活动干扰较小。在严格管理，杜绝维护工作人员捕食王锦蛇和黑眉锦蛇的前提下，对蛇类的影响较小。

集气管道临时占地进行植被恢复后，特有动物的栖息地将得以恢复，项目永久占用栖息地的面积很小，对特有动物的栖息地影响较小。在井场和集气管道日常运营中，对特有动物的干扰较小。

6.3.2.4 对生态系统的影响

气井停产后按相关要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。工程区逐渐恢复到施工前水平，耕地恢复成耕地，林地恢复成林地，评价区各生态系统面积逐步恢复接近占地前水平，动物数量随之恢复，生态系统结构、功能进一步稳定，因此，运营期对评价区生态系统的影响是正效益。

6.3.2.5 对景观生态体系的影响

站场等临时占用地恢复原有土地利用状况，原有耕作制度已恢复，采取科学人工培肥、土壤熟化措施，临时性占用的农田土壤肥力很快可以恢复。永久占用的耕地变为建设用地，但是永久占用耕地面积较小，不会改变区域农田景观的格局，也不会改变评价范围的农业生产结构。在施工结束后，对区块的景观格局和协调性影响不大。

管道工程在施工结束后，覆土回填，土壤经过 1~2 年的恢复期，农作物产量恢复到施工前的水平，带状斑块效应逐渐减弱甚至消失，农田生态景观几乎不受影响。本项目占用林地较小，因此对林地生态景观影响较小。

管道对景观的切割作用主要是由于管道的阻隔，导致景观体系碎化和景观格局改变；恢复后对农田景观影响基本不存在。总体而言，项目建设后评价区景观组成格局基本不变，对区域景观协调性影响较小。

6.3.2.6 对天然林、公益林的影响

由于管道中心线两侧 5m 范围不能恢复为林地，因此，管道穿越天然林、公益林段在施工结束后将形成条状景观切割带，森林景观连续性、整体性降低。但是，经过一段时间的恢复演替之后，这种带状景观切割会越来越弱，不会切断管道两侧的物质能量流和生物迁徙线路。

6.3.2.7 对水生生态的影响分析

运营期井场（站）及管线工程均不在河道取水，不涉及评价区地表水。在落实管线的安全前提下，项目运营期对水生生态影响较小。

6.3.3 服务期满后

6.3.3.1 对土地利用的影响

项目服务期满后，所有工程撤出评价区，土地复垦后，土地地类会恢复到施工前水平，但是这个过程较为漫长。

6.3.3.2 对植物和植被的影响

气井停产后按相关要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。工程区逐渐恢复到施工前水平，耕地恢复成耕地，林地恢复成林地，此区域长出来的植物也多为常见、较易生长、适应性强的植物，这对植被的影响是正效益。

6.3.3.3 对陆生动物的影响

服务期满后，工程区逐渐恢复到施工前水平，耕地、林地均恢复成占地前土地类型，由于栖息地的恢复，当初因为施工远离的动物又会回到此区域，工程对其影响较小。

项目工程占地主要为临时占地，永久占地面积较小。运营期工程施工干扰已经大大降低，同时对施工临时占地区域及施工迹地进行全面的植被恢复，动物栖息地植被逐步恢复，对野生动物的影响强度大大降低。

6.3.3.4 对永久基本农田的影响

气井停产后按相关要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。

复垦时，首先是要将站场设备基础、站场地面的硬化物等拆除，清理完成的建筑石渣部分重复利用，未被利用的外运至当地建筑垃圾处理场处置。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，也保持了原土地利用功能、面积，也保持了与周围景观协调一致，更有利于生态环境的恢复，同时确保不降低项目区域永久基本农田地力。

6.3.3.5 对水生生态的影响分析

工程撤出评价区后，小型河流及沟渠会慢慢恢复到之前的状态，浮游生物、底栖动物和鱼类等会慢慢回到此区域生活，工程对其影响较小。

综上，在注重施工阶段对水体的防护措施，如采取围堰等，施工和运营对水生态环境的影响较小，故对鱼类产生的影响很小。

6.3.4 对生态敏感区的影响

6.3.4.1 对四川苍溪国家森林公园的影响

（1）位置关系

本项目在四川苍溪国家森林公园内无工程内容，新建元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联通线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 158m，元坝 103-3 至 1#集输干线管线与苍溪国家森林公园最近直线距离约 318m。

（2）政策符合性

本项目占地均不涉及四川苍溪国家森林公园，建设符合《国家级自然公园管理办法（试行）》（林保规〔2023〕4号）的相关要求。

（3）对保护区主要保护对象及功能的影响

森林公园内主要保护对象为中亚热带天然常绿-落叶阔叶混交林、落叶阔叶林、针阔混交林、蕙兰、春兰等国家重点保护野生植物、古树名木、山峰、象形石、岩洞、玉带峡峡谷风光、东河风景河段、七叠瀑布、西武当山庙宇群、古巴人墓遗址、红军长征文化等重要森林风景资源。

①本项目新建元坝102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联通线与苍溪国家森林公园直线距离较近，但施工线路较短，仅有 0.4km，周边道路良好，施工周期很短（一般3-5d）。周边除本次新建管线外目前周边已建有集气总站、元坝净化厂以及多个采气站场，周边区域人为活动频繁，野生动物多为与人伴居的鸟类及小型哺乳动物，这些动物不会受到施工活动的干扰。

②元坝 103-3 至 1#集输干线管线和森林公园相隔 318m，施工期通过划定占地红线及施工活动范围，施工区域的人员无进入森林公园的可能，施工活动理论上对森林公园影响很小。运营期该管线为酸气管线，正常情况下无排污，不会对森林公园产生影响。

综上，本项目建设对四川苍溪国家森林公园主要保护对象及功能影响较小。

6.3.4.2 对盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线的影响

（1）位置关系

本项目在生态保护红线内无工程内容，新建元坝 272~2-元坝273-1H 联通线与生态保护红线最近直线距离约*****，生态保护红线内自然保护地为四川省梨仙湖湿地公园。

（2）政策符合性

本项目占地均不涉及生态保护红线，建设符合《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）的相关要求

（3）影响分析

本项目工程内容均位于生态保护红线区外，在红线内没有地面工程，施工不会破坏红线内植被，不影响土地利用性质。运营期元坝 272~2-元坝 273-1H 联通线为酸气管线，正常情况下无排污，不会对红线内水体造成影响。

在严格施工范围的前提下，工作人员进入生态保护红线，对红线内的保护动物、生境等造成干扰的事件可以杜绝。

因此，本项目对盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线无明显不利影响。

6.3.5 生态环境影响评价结论

本报告在实地调查、资料收集、数据整理和分析基础上，对该建设项目在施工期、运营期和项目期满后对评价区陆生动物、植物和植被、土地利用、生态系统、景观、水生生物及生境、天然林、公益林、永久基本农田等多个方面的影响进行了分析评估，井场和天然气集输工程施工和运营期对周围环境的主要影响有：

（1）钻井井场和管道等设施的修建，多占用农田，永久占地面积较小，临时占地多为管道修建，项目完成后，临时占地会恢复，项目对土地利用影响较小。

（2）钻井井场和管道等设施的修建，这些设施的修建会直接导致此区域植被受到破坏、土地养分改变，植被生长量下降，部分野生动物栖息地破坏，可能影响个体生存。产生的噪音、废气、废水会影响生活在周围的动植物的栖息环境和活动空间。工程外来人员的进入也可能会引进外来入侵物种。但是本次工程建设影响区，多为耕地，这些植被类型中植物物种生长相对较快、具备较强的自然恢复能力。动物本来就有趋利避害的本性，遇到危险，他们本身也会躲避危险。运营期，大多数临时占地会进行复垦复耕，这对动植物影响有所减小。总体而言，工程对影响区内的动植物影响轻微。

（3）项目水生生态评价范围涉及陈家河、红庙河等小河，项目穿越管道沿线穿越小型河流 2 次，单次跨越长度 4~9m，总跨越长度 18m；穿越农灌渠共 1 次，单次跨越长度 9m，其余工程均远离自然河道，工程施工和运行对临近水域的水环境、水生生物和鱼类资源等影响较小，对重点保护对象、珍稀特有鱼类和重要经济鱼类的“三场”及洄游通道不造成明显破坏。

综合以上分析结果，通过采取选址选线优化、施工方案优化、植被恢复、植物复耕复垦、动物繁殖期避让等一系列生态保护措施，可降低工程的施工和运行对临近区域的负面影响，从陆生、水生生态的角度看，工程建设总体可行。

7 环境影响预测与评价

7.1 施工期环境影响预测与评价

7.1.1 施工期大气环境影响分析

施工期对环境空气影响主要是钻井工程中备用柴油发电机废气、油基泥浆钻井时产生的有机废气、测试放喷废气以及各种施工机械和运输车辆的运转产生的尾气对环境空气的影响。另外，各种施工过程（包括钻前工程井场平整、道路建设、站场的建设、管道敷设）、土建施工、器材堆放、开挖、运输活动和水泥搅拌等，这些活动扰动地表，可能会扬起沙尘，从而影响环境空气质量。

7.1.1.1 钻前工程大气环境影响评价

钻前工程大气污染物主要来自施工扬尘及施工机械尾气。

(1) 扬尘

各井场钻前工程内容基本一致，区别仅体现在井场构筑方井数量及挖填方量的多少等方面。施工扬尘为土石方开挖，材料运输、卸放、拌和等过程中产生的粉尘，主要污染物为 TSP。加之在风力作用下，松动的地面及缺少植被覆盖的沙土随风而起漂浮在空气中，使局部空气环境中TSP 浓度增加，甚至随风移动，影响下风向较远距离空气质量。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/m³。苍溪县年平均风速为 2.0m/s，阆中市年平均风速为 1.0m/s，风速小，产生的扬尘量小。施工现场设置围栏或部分围栏，表土和材料采用篷布遮盖、在易产尘施工点采取定点、定时洒水抑尘，可有效降低局部施工产尘点扬尘。

汽车运输过程，不但带起大量的扬尘，而且会造成周围松散沙质土地表层松动，增加了风蚀起沙的可能性，使汽车驶过的道路两边一定范围短时间内TSP 污染较重。

表 7.1-1 不同起尘强度时运输道路下风向扬尘预测结果（单位：mg/m³）

下风向距离 (m)	不同起尘强度 (mg)				
	4.4	5.89	7.24	8.50	9.70
10	1.04	1.40	1.71	2.01	2.30
20	0.92	1.23	1.51	1.77	2.02
30	0.72	0.97	1.19	1.40	1.59
40	0.59	0.79	0.97	1.14	1.30
50	0.50	0.67	0.82	0.97	1.10
60	0.43	0.58	0.72	0.84	0.96
70	0.38	0.52	0.63	0.74	0.85
80	0.35	0.46	0.57	0.67	0.76
90	0.31	0.42	0.52	0.61	0.69

由上表可知，施工期运输道路下风向TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 $0.8\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

表 7.1-2 为一辆载重 10t 的卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁程度下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。因此限制车辆行驶速度及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的最有效手段。

表 7.1-2 不同车速和地面清洁程度时的汽车扬尘（单位： $\text{kg}/(\text{k m}\cdot\text{辆})$ ）

车速 (km/h)	道路表面粉尘量 (kg/m^2)					
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1.0
10	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
15	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
20	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
30	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水4~5次，可使扬尘减少 70% 左右。表 7.1-3 为施工场地洒水抑尘的试验结果，可见每天洒水4~5次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘。

表 7.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m^3)	不洒水	10.14	2.810	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.68	0.60

上述结果表明，有效的洒水抑尘可以使施工扬尘污染控制在 50m 的距离内，大幅度降低施工扬尘的污染程度。

因此，通过限制车辆行驶速度、保持路面清洁及定时洒水可减缓汽车行驶产生的道路扬尘影响。

（2）施工机械尾气

施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为 NO_x 、烟尘及少量 CO 。由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源强较少，故施工期车辆燃料尾气对大气环境影响不大。况且施工期车辆尾气的污染也是短暂的，局部的，施工完成后就会消失，因此其对大气环境的影响也是有限的。

为最大限度的减少施工机械及车辆废气对大气环境的影响，建设单位应加强施工车辆运行管理与维护保养，对施工过程中非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《重型柴油车污染物排放限值及测量方法（中国第六阶段）》（GB17691-2018）及《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）。在此条件下，汽车尾气对环境及敏感点的影响较小。

综上，施工地段应经常洒水以及尽量减少施工场地及运输过程中的粉尘污染，减少对当地居民生活产生的不利影响；由于累计施工工时不长，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响。钻前工程施工人员不多，且大部

分为当地居民，几乎不新增生活燃料烟气，大气影响甚微。总体看来，钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响。

7.1.1.2 钻井工程大气环境影响评价

根据工程分析，正常工况下钻井工程大气污染主要为备用柴油机运行产生的废气，空气钻阶段产生的粉尘、油基泥浆钻井有机废气；非正常工况下大气污染主要为事故放喷废气，遇气侵时泥浆携带的 H_2S 和非甲烷总烃废气。

（1）备用柴油机/发电机废气

钻井期间，一般电力由当地电网提供（备用柴油发动机供电不足或电力不能达到区域使用），并给钻机上的各种设备如泥浆泵、天车、转盘等提供动力，钻井柴油发电机（停电或电力不能达到）燃烧排放的废气主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。虽然柴油机自带排气筒距离地面约 6m，未达到 15m，但由于在设备上升排气筒技术上难实行，设备自身是环保达标设备，自带消烟除尘装置，废气经自带消烟除尘装置处理后通过排气筒排气影响范围小，影响时间短，可不新增措施。

本工程钻井期柴油动力机和发电机废气排放量为 $2707.9m^3/h$ ， NO_x 排放速率约为 $0.345kg/h$ ， SO_2 排放速率约为 $0.416kg/h$ ，颗粒物排放速率约为 $0.035kg/h$ 。本项目柴油机和发电机采用轻质合格柴油，柴油机烟气释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短。考虑到本项目施工中一般不同井场的数口井同时开钻，钻井柴油机等产生烟气中污染物排放量增大，对局部地区环境空气质量有一定影响。但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，不会同时同地进行，且井距在 3.8km 以上，所以本项目钻井期柴油机烟气对大气环境影响是有限的，能为环境所接受。同时根据高庙气田区块已实施的钻井项目，柴油机发电时，柴油机废气对项目周边大气环境较小，并随着钻井工程的结束而消除。因此，实际上钻井过程中，柴油机废气对环境空气的影响很小。

（2）气体钻产生的粉尘

本项目一开、二开为气体钻井（一开泡沫钻、二开空气钻），会产生粉尘，压缩空气将携带的岩屑带入沉砂池前，通过向排砂管内加水喷淋，废水和岩屑进入沉砂池，废气在沉砂池内直接排放，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。粉尘释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短。考虑到本项目施工中一般不同井场数口井同时开钻，气体钻进排放的粉尘量增大，对局部地区环境空气质量有一定影响。但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。气体钻井作业也为流动废气污染源，不会同时同地进行，且井距在 3.8km 以上，所以本项目气体钻井粉尘对大气环境影响是有限的，能为环境所接受。随着气体钻井结束，产生的粉尘将随钻井工程的结束而消除。

*****由上表可以看出，空气钻井过程中厂界外 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

本项目也位于元坝气田内，同元坝 102-4H 井采取一样的空气钻井工艺和防治措施。类比元坝 102-4H 井空气钻井监测数据，本项目空气钻井产生的粉尘对环境空气的影响很小，不会改变敏感点的环境功能，环境影响可接受。

（3）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、油基泥浆和油基钻井固废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。项目油基泥浆暂存时间较短；油基钻井固废由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地区域，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、油基泥浆和油基钻井固废的收集、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 1 口井油基泥浆钻井时间约 21-39d，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。

（4）测试放喷废气

测试放喷废气来自测试放喷过程中天然气燃烧，单井测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量间歇放喷，每次持续放喷时间约 4h~6h，属短期不连续排放，由于本项目为含硫化氢天然气井，其燃烧主要污染物为 SO_2 。项目放喷池内壁由防火砖砌成，外侧设有钢筋水泥墙及钢板。本项目放喷池选址均位于距离井口 100m 外，周边 50m 内无民房，50m 范围内植被以农作物为主，无高大林木，地势空旷便于废气扩散，且放喷池位于周边居民点的侧风向。

在放喷前，建设方会提前疏散井场和放喷口周围 500m 范围内的居民，并在周围设置警戒线，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响。放喷测试在白天进行，现场工作人员佩戴正压式空气呼吸器和便携式硫化氢和二氧化硫监测报警仪。

本次评价认为，由于放喷时间较短，在严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）中关于放喷池选址及放喷撤离要求的前提下，本项目测试放喷废气不会对周边环境和居民健康产生明显不利影响。

（5）事故放喷废气

钻井进入气层后，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关闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，立即点燃放喷并及时疏散周边 500m 范围居民，根据相应应急预案、现场情况可进一步疏散周边居民，放喷至井内压力平衡即可停止，其放喷量同井内压力呈正相关，属可控范围内放喷点燃，其燃烧主要产物为 SO_2 ，属临时排放，环境

影响可以接受。

（6）非正常工况下气侵时泥浆携带的 H_2S 和非甲烷总烃废气

钻井进入气层后，可能遇到异常高压气流，尤其是天然气大量侵入井筒，侵入钻井泥浆，则硫化氢和非甲烷总烃会被携带进入大气环境。本项目根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，在钻开含硫化氢油气层前 50m，pH 值维持在高于 10 以上直至完井，并且现场储备不少于 7 吨的除硫剂，根据实际钻井情况确定除硫剂加量，确保钻井液中 H_2S 含量不高于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，并且井场始终保持足够的储备加重剂、除硫剂，硫化氢和非甲烷总烃进入空气中量很少，环境影响可以接受。

7.1.1.3 完井搬迁及恢复大气环境影响评价

完井搬迁废气主要为放喷池、设备基础及井场等拆除产生的粉尘以及运输作业车辆排放的汽车尾气。施工现场采气设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等措施减少起尘量，运输车辆使用合格燃油、加强保养，控制车速等减少尾气排放。属于短期排放，随着完井搬迁结束，废气影响也消失，不会对当地环境空气造成明显不利影响。

7.1.1.4 地面集输工程施工期大气环境影响评价

（1）扬尘和机具尾气

站场建设及集输管线敷设施工废气为地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的尾气。针对施工扬尘，项目工程施工作业时，设置围栏或部分围栏、管沟堆土尽量采取遮盖、洒水抑尘等措施，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。施工机械、运输车辆排放的尾气中污染物主要为 NO_x 、烟尘及少量 CO 等，施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等，最终产生的废气量较小。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。

（2）焊接烟气

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少。焊接工序随着管道的敷设分段进行，焊接烟尘属于流动源且为间歇式排放。焊接工序为野外露天工作，污染物扩散条件好，且项目管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点。项目焊接烟气经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

（3）防腐废气

防腐废气主要是在管道敷补口补伤时产生的，产生量较少，且为间断性分散状排放，由于管线周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响不大。

7.1.2 施工期地表水环境影响评价

7.1.2.1 钻前工程地表水环境影响评价

钻前工程产生的废水主要是施工废水和生活污水。

（1）施工废水

施工废水主要来自车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁废水等过程，及道路施工遇雨水产生的地表径流，主要污染物为 SS；施工机械设备冲洗维护时将产生少量含油废水，施工单位定期进行检查，避免事故性油类泄漏，减少油类物质对周边土壤的影响。施工期产生的施工废水经隔油沉淀处理后全部回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。对当地地表水环境影响很小。

（2）生活污水

单井场钻前工程施工期约 1 个月，不设施工营地。钻前工程高峰时日上工人数约 25 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集后农肥，施工现场基本不产生生活污水，对区域地表水环境的影响小。

7.1.2.2 钻井工程地表水环境影响评价

（1）工程取水对地表水环境影响分析

本项目工程取水主要为各井场施工期工程用水，工程用水由罐车将项目周边河流、水库水贮存于现场的清水池供给工程用水，项目附近有大河——东河、嘉陵江，小河——陈家河、大坑河及周边水库、堰塘等，地表水资源丰富。本项目工程用水量总计约 5.68 万 m³，平均每口井取水量约 0.63 万 m³。根据资料查询，嘉陵江多年平均流量 2120m³/s，东河多年平均流量 104m³/s 等。因此，项目用水占区域水资源比例很小，不会挤占当地水资源，对当地地表水环境影响可接受。环评要求项目取用地表水前须取得相关主管部门同意方可取水。

（2）场地渗透、外溢对地表水环境影响分析

本项目各井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，定期泵入泥浆不落地系统处理，回用于水基泥浆调配用水。井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑，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污坑抽汲或自流至应急池，后续回用于水基泥浆调配用水，未被污染的雨水由外排沟排入自然水系。泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；清污分流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池壁、各类罐体也可有效避免周边雨水进入废水之中。另外，井场采取防渗措施，泥浆不落地工艺区、井口区域、重浆罐区、柴油罐区、发电

机区、放喷池等均采取防渗处理，有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境中。在采取上述措施后，废水以漏失、渗透、外溢等方式进入地表水环境的量极少，对地表水环境影响很小。预计不会对周边地表水环境造成污染影响。

（3）钻井废水及洗井废水

①气体钻阶段除尘废水

气体钻井阶段产生的喷淋除尘废水其主要污染物为 SS，在岩屑池内简易沉淀去除后，上清液及时回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，除尘废水全部回用于该井场后续井段常规水基泥浆钻井阶段泥浆配置用水，不外排，对周围地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

②水基泥浆钻井废水

本项目钻井废水单井最大产生量约 462m³/井。钻井废水经“泥浆不落地”处理工艺处理后钻井废水所含的 COD_{Cr}、SS、石油类、氯化物浓度较高、pH 值高呈碱性，暂存于废水收集罐（每个井场废水收集罐总容积 360m³ 中），及时拉运至石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后再拉运至各回注站进行回注，不外排。通过上述措施后钻井废水不外排进入地表水体。因此，本项目钻井废水对当地地表水环境影响较小，可接受。

③洗井废水

洗井废水进入集污罐中沉淀，上清液回用于同区域配置压裂液，不外排，对周围地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（4）压裂返排液

本项目压裂返排液，及时收集至压裂液重叠液罐内，加碱液中和预处理后（PH=6~7），经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。通过上述措施可最大限度的减少压裂返排液对当地地表水环境的影响，对当地地表水环境影响可接受。

（5）生活污水

本项目钻井期、压裂以及完井测试期间生活污水产生总量约为 8985m³，平均每口井产生 998m³。主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次大约为 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L，施工现场产生的生活污水不外排，由改进型生态厕所收集后，由罐车拉运至当地生活污水处理厂处理达标外排。对当地地表水环境影响可接受。

（6）方井雨水和初期雨水

由于方井区域以及井场在钻井施工过程会产生一定的散落泥浆，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。方井雨水及时泵入泥浆不落地工艺废水收集罐内，回用于水基泥浆调配用水，不外排，对当地地表水环境影响可接受。

7.1.2.3 地面集输工程地表水环境影响评价

本工程施工期对水环境的影响主要是管道施工的影响、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装完后清管试压水排放对水环境的影响等。河流穿越施工过程中，根据沿线河流的水文、地质和环境特征，主要采用开挖方式穿越，开挖穿越对河流水质有一定影响。

（1）管道试压废水

本项目管道全线均采用清水试压，产生的试压废水主要污染物为少量 SS，包括机械杂质和泥沙等，不含有害物质，经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘，不外排，对地表水环境影响较小。

（2）施工废水

施工时产生的车辆设备冲洗废水，施工机具保洁废水，但此部分废水的量少、排放较为分散，污染因子以 SS 和石油类为主。本项目在施工现场设置隔油沉淀池，车辆、机械设备的冲洗废水，经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘，不外排；废油交有资质单位处置。因此，对地表水环境影响很小。

（3）生活污水

本项目站场和管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣附近民工，施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活污水利用附近农户现有的设施进行收集处置。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。因此，站场及集输管线建设期生活污水对地表水环境影响较小。

（4）管线跨越河流施工方式对地表水的影响分析

本项目不涉及各类大中河流穿越，管道沿线穿越小型河流、沟渠 3 次，单次跨越长度 5~19m，总跨越长度 33m，根据现场情况采取枯水期围堰导流开挖方式穿越。

①开挖对水质的影响分析

本项目管道开挖穿越的河流主要为一些季节性沟渠和河流，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，在地表水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使地表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对水生生物和下游农业用水的影响分析

施工过程中的开挖活动可能阻隔、影响河流的固有水文规律，开挖将使地下水向管沟方向侧渗，可能沿管沟形成水流，造成周围局部高出地段地下水位下降或使管沟两侧

地下潜流受阻，河流的开挖作业一般选在枯水期，一般水量较小，开挖施工对水生生物和下游农业用水量影响较小。若施工期赶在灌溉季节，施工将采用围堰导流的方式，分段施工，不会对水进行截流，另外，小河穿越的施工较短，一般为3~5天，影响是短期的和局部的。

总之，采取大开挖方式施工时，建设单位应该对本项目的线路选择及小河穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，同时要取得规划部门、生态环境部门等相关单位认可，在施工期间尽量使地表水水质的影响降至最低。

③穿越施工对行洪的影响

本项目穿越的小河含有行洪功能，在穿跨越施工过程中，需满足相应的防洪设计标准。本项目开挖穿越小河的水文冲刷线按照50年一遇洪水冲刷线进行设计，确保管道的安全运行。

④采取的环保措施

为了保护地表水，最大限度的减轻开挖施工对穿越水体的影响，在穿越施工期间，要严格执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）相关标准及地方河道管理中有关规定，尽量减少对水工设施的影响；并严格实施关于开挖施工方式的有关环境保护要求及相应保护措施。

a 加强施工期环境管理，管沟开挖、临时道路修建、河流、水渠穿越施工应避开雨季，减少水土流失和对水生生态系统的影响；

b 严格施工组织，优化施工方案，尽量缩短施工时间；

c 严格执行地方河道管理中有关规定；

d 严禁在河流及近岸内清洗施工机械、运输车辆；

e 在穿越河流的两堤不准给施工机械加油或存放油品储罐；施工机械设备防止漏油进入水体，加强设备的维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺设防漏油布，在重点部位设置接油盘等，及时清理漏油。废油等污染物禁止倾倒或抛入水体。

f 设置坑池将管道试压水中的悬浮泥沙沉淀后优先重复利用，然后试压废水用于施工现场洒水降尘；

g 施工结束后，应尽量使施工段河床恢复原貌，管沟回填后多余土石方可均匀堆积于河道穿越区岸坡背水侧，压实或用于修筑堤坝。必须注意围堰土在施工结束后的清理工作，避免阻塞河道，应严格执行河道管理的有关规定。

⑤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。

综上，本项目地面集输工程施工期间采取严格的环保措施后，对地表水的影响是短暂的，局部的，随着施工结束而消失，地表水环境的影响可接受。

7.1.3 施工期声环境影响评价

本项目产生的噪声主要是钻前施工、管道施工与井站建设等基础设施建设施工作业机械噪声、钻井噪声、压裂噪声、完井测试放喷噪声和事故放喷噪声。

7.1.3.1 噪声评价方法

根据《环境影响评价技术导则·声环境》（HJ2.4-2021），本项目采用室外声源在预测点产生的声级计算模型(附录 A 户外声传播衰减基本公示)：

$$L_{A(r)} = L_{A(r_0)} + Dc - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_{A(r)}$ ——预测点处 A 声级, dB(A)；

$L_{A(r_0)}$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级， dB(A)；

Dc ——指向性校正， dB(A)；

A_{div} ——几何发散引起的衰减， dB(A)；

A_{atm} ——大气吸收引起衰减， dB(A)；

A_{gr} ——地面效应引起衰减， dB(A)；

A_{bar} ——障碍物屏障引起的衰减， dB(A)；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减， dB(A)。

点声源在预测点的贡献值计算：

$$L_{A(r)} = L_{A(r_0)} - 20 \lg(r/r_0) - \Delta L_A$$

式中： $L_{A(r)}$ ——距声源 r 处的 A 声级， dB(A)；

$L_{A(r_0)}$ ——参考位置 r_0 处的声级值， dB(A)；

ΔL_A ——各因素引起的噪声衰减量， dB(A)。

多个声源对某预测点声能量叠加模式：

$$L_{A(n)} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

式中： L_A ——评价区内某预测点的总声级值， dB(A)；

n ——某预测点接受声源个数；

L_{Ai} ——第 i 个点声源贡献值， dB(A)。

噪声预测值计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg \left(10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}} \right)$$

式中： L_{eq} ——预测点的噪声预测值， dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值， dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

7.1.3.2 环境数据

通过自流收集和现场调查取得影响声波传播的各类环境数据见表 7.1-7。

表 7.1-5 项目噪声预测环境数据

序号	参数		序号	参数	
1	年平均风速 (m/s)	2 (苍溪) 1 (阆中)	2	主导风向	西北风
3	年平均气温 (°C)	16.7 (苍溪) 16.9 (阆中)	4	年平均相对湿度	80%
5	大气压强 (Pa)	101325	6	声源与预测点的地形、高差	丘陵地形
7	声源和预测点树林、灌木林分布情况	部分方位有树林	8	地面覆盖情况	耕地、林地

备注：*地形数据来源于地理空间数据云，分辨率 30 米。

本项目产生的噪声主要是钻前施工、管道施工与站场建设等基础设施建设施工作业的机械噪声、钻井噪声、完井测试放喷噪声和事故放喷噪声。

7.1.3.3 基础设施建设声环境影响分析

基础设施建设包括井场、集输管线、道路、井站等需要进行土石方填挖作业的工程。这部分噪声主要来自于土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声。基础设施建设噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

在此对基础设施建设噪声进行分析评价，以便更好的制定相应的施工管理计划，保护项目施工井场、管线和道路等沿线地区居民良好的居住声环境。

(1) 噪声源分布

根据项目基础设施的施工特点，对噪声源分布的描述如下：

- ① 推土机、挖掘机主要用于土地平整、管线、道路修建范围内；
- ② 载重汽车主要集中在土石方调用地区；
- ③ 吊管机、电焊机主要集中在管线修建范围内；
- ④ 自卸式运输车主要行走于施工便道及项目区的周边现有道路。

(2) 施工期噪声预测模式

施工机械的噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算距离声源不同距离处的噪声值，预测模式如下

$$L_2 = L_1 - 20 \lg (r_2/r_1)$$

其中： L_1 、 L_2 ——距离声源 r_1 、 r_2 处的噪声值，dB(A)；

r_1 、 r_2 ——预测点距声源距离。

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级迭加：

$$L = 10 \lg \sum 10^{0.1L_i}$$

（3）噪声计算结果

根据预测模式，下表列出了距施工机械不同距离处的噪声值。

表 7.1-6 主要施工机械不同距离处的噪声级 单位 dB(A)

序号	机械名称	1m	10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	标准限值
1	挖掘机	94	74	68	62	56	54	48	42	昼间：70 dB(A)； 夜间：55 dB(A)
2	吊管机	90	70	64	58	52	50	44	38	
3	电焊机	87	67	61	55	49	47	41	35	
4	切割机	100	80	74	68	62	60	54	48	
5	推土机	92	72	66	60	54	52	46	40	
6	载重汽车	85	65	59	53	47	45	39	32	
7	顶管机械	85	65	59	53	47	45	39	32	
8	混凝土振捣棒	105	85	79	73	67	65	59	53	

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 40m 处施工机具对声环境的贡献值为 53~73dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 39~59dB（A）。

本项目各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，在临近厂界40m范围内使用混凝土振捣棒等可能造成施工厂界噪声不能满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间70dB（A）限值要求，需采取适当措施降低环境影响。钻前工程施工过程中，应尽可能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。

（4）基础设施建设噪声影响分析

此类噪声存在无规则、强度大、暂时性等特点，由于噪声源为流动源，不便采取工程降噪措施。只能加强施工管理，加快施工进度，缩短村庄附近道路的施工工期，降低运输车辆车速。在施工前，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到周边农户的理解和支持。

整体来看，井场、集输管线、道路、井站等工程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，但是由于这些施工作业全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近农户产生影响。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农户午间休息时间，最大程度避免噪声扰民。同时，各施工场地周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用。项目在开始前，应认真做好周围居民的协调和沟通工作建设单位应在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，争取得到受噪声影响农户的理解和支持，采取上述措施后，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

综上，尽管基础设施建设机械噪声将对附近村民等声环境敏感点造成一定影响，但伴随着施工期结束，其影响将会消失，再采取措施后，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

7.1.3.4 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源

钻井工程在正常情况下优先采用当地电网供电，停电或者确实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。本项目设备柴油动力机 3 台，考虑停电情况下钻井作业对周围人居环境产生的影响。钻井噪声主要来源于柴油发电机、钻机、泥浆泵、振动筛等设备产生的机械噪声，空压机和增压机产生空气动力噪声。

对环境影响大的主要为钻井过程中柴油发电机、泥浆泵和钻机等设备的运行产生较大的连续性噪声。主要包括有柴油机 3 台、发电机 1 台、钻机 1 台、泥浆泵 2 台、振动筛 3 台、离心机 2 台、增压机 2 台、空压机 2 台。本项目钻井过程降噪前后噪声源强见下表。本项目钻井过程降噪前后噪声源强见下表。

表 7.1-8 项目钻井过程主要噪声源设备降噪后噪声值

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB（A） （1m 处）	采取的 降噪措施	降噪后源强 dB （A）	排放时间	声源种类
正常 工况	钻机	1 套	100~110	置于钻井平台内，基础 安装减振垫层	90~100	昼夜 连续	固定声源
	泥浆泵	2 台	85~90	安装减震垫层	80~85		固定声源
	振动筛	3 台	85~90	位于泥浆不落地装置 内，安装减震垫层	80~85（89.77）		固定声源
	离心机	2 台	85~95		80~90		固定声源
	增压机	2 台	85~95	安装在房间内，隔声并	80~90		固定声源
	空压机	2 台	90~100	安装减震垫层	85~95		固定声源
停电	柴油机	3 台（2 用一备）	90~100	排气筒上自带高质量 消声器	80~90	连续	固定声源
	发电机	1 台	85~90	设置发电机房，减震、 吸声	75~85	连续	固定声源
非正常 工况	放喷高压 气流	/	110	/	/	短时间	固定声源

(2) 噪声预测

①噪声源清单

元坝 103-3、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 271-2H、元坝 9-2、元坝 273-2H、元坝 101-2H 钻井期的噪声源清单见下表。

②各井场钻井期噪声贡献值等声级图

本项目噪声通过各种降噪措施后，钻井期间噪声影响预测结果见下图所示根据预测结果，绘制等声级线图如下。

③厂界噪声贡献值

根据预测结果，钻井期厂界噪声贡献值情况见下表。

表 7.1-16 项目钻井过程主要噪声源设备降噪后噪声值

序号	预测项目	井场编号	最大贡献值/dB(A)	最大贡献值相对位置	最小贡献值/dB(A)	最大超标程度/dB(A)		标准限值/dB(A)
						昼间	夜间	
1	厂界噪声	元坝 103-3	77.07	X:51.76;Y:-9.16	47.97	7.07	22.07	昼间 70; 夜间 55;
2		元坝 11-1	78.49	X:-58.34; Y:25.81	43.11	8.49	23.49	
3		元坝 104-2H	76.59	X:-49.88; Y:-19.51	47.55	6.59	21.59	
4		元坝 271-2H	76.33	X:56.90; Y:-42.16	60.79	6.33	21.33	
5		元坝 9-2	73.22	X:30.13; Y:-25.07	56.31	3.22	18.22	
6		元坝 273-2H	77.07	X:-73.05; Y:20.39	59.46	7.07	22.07	
7		元坝 101-2H	75.64	X42.11;Y51.14	47.22	5.64	20.64	

备注：各井场井口为坐标原点（x=0，y=0，z=0）。

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。根据上述预测结果表明：钻井工序昼、夜间厂界最大贡献值噪声均超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，厂界噪声最大超标程度昼间约 3.22~8.49dB(A)，夜间约 18.22~23.49dB(A)。

④敏感目标处噪声预测

本项目井场钻井期间各敏感点处噪声预测结果见下表：

综上，通过预测和类比分析，本项目井场钻井作业期间厂界噪声昼间、夜间都不同程度超标；敏感点噪声昼间未出现超标，夜晚皆出现不同程度的超标。

本次环评要求：

a.在开始施工前，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持。

b.对超标范围内的农户可采取临时撤离的措施，确保钻井工程的顺利进行。在实际施工时，对于噪声源较大的设备设施加装隔音板，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，正常情况下本项目区块内电网情况较好，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。

c.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。

7.1.3.5 压裂作业声环境影响分析

压裂作业中产生的噪声主要为压裂设备噪声和备用柴油发电机噪声。压裂作业周期为 5~10d，仅白天压裂，压裂作业过程降噪前后噪声源强见下表。

（1）噪声预测

①噪声源清单

元坝 103-3、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 271-2H、元坝 9-2、元坝 273-2H、元坝 101-2H 压裂期主要噪声源清单见下表。

②各井场压裂期等声级线图

根据预测结果，绘制等声级线图如下。

图 7.1-2 压裂期间噪声贡献值等声级线图（仅昼间）

③厂界噪声贡献值

通过预测，本项目井场压裂作业期间厂界噪声昼间最大超标距离为 105m，夜间不作业，敏感点噪声无超标。

本次环评要求：

a. 在开始施工前，应认真做好当地村委会和周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持。

b. 施工期间，夜间不进行施工作业。

c. 对于噪声源较大的设备设施加装隔音板；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，确保压裂工程的顺利进行。

7.1.3.6 完井测试声环境影响分析

天然气测试放喷过程的噪声为连续噪声，仅在完井时测试中进行放喷，每次持续放喷时间约 4~6h，噪声源强度约为 95-105dB（A）。测试放喷期间项目通过在放喷池设置三面建 3m 的围墙，可以降低一定的噪声；同时由于每次测试放喷时间较短，仅 4~6h，并选择在昼间进行测试，随着测试的结束，噪声影响也消失。同时，根据本项目的外围应急疏散方案，放喷测试前组织临时疏散周边居民。因此，测试放喷时产生的噪声对周围居民的影响较小。

7.1.4 施工期固废环境影响评价

本项目由各单项工程组成，各单项工程的施工期和运营期彼此重叠，本次评价按各单项工程各阶段固废产生情况，汇总统计。固体废物在施工期主要是钻井固废、废油、返排砂、生活垃圾、包装材料、施工废料等。

7.1.4.1 钻井固废环境影响分析

（1）一般工业固废

气体钻井岩屑主要成分为岩屑不添加其他添加剂，经泥浆不落地工艺对固液分离后产生的固相废渣，属于第 I 类一般工业固体废物；水基泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，水基钻井固废为经泥浆不落地工艺对钻井泥浆及岩屑等进行固液分离后产生的固相废渣，属于第 II 类一般工业固体废物。本项目废渣收集罐所在区地面防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ，并且井场内也进行了雨污分流，满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》GB18599-2020 中对第 I 类和第 II 类一般工业固体废物贮存场防渗和雨污分流要求。

本项目钻井固废（水基+气体）预计最大产生量约 37408t，属于一般固废。水基钻井固废暂存于废渣收集罐后及时转运至具有相关处理类别资质和能力的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近处理，不会对区域环境造成影响。

（2）危险废物

本项目水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的混浆、油基钻井时产生含油钻井岩屑和废泥浆。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆以及混浆属于“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”。本项目共产生油基钻井固废和混浆共约 6301t，各井场现场按照危废进行管理（HW08 072-001-08 危险废物），现场由废渣收集罐临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理），及时交由具有相应危废处置资质单位妥善转运和处置，现场无油基固废排放，油基泥浆钻井固废及混浆的环境影响控制在当地环境可接受范围内。

7.1.4.2 废油、废油桶、废试剂桶环境影响分析

井场内产生的废油、废油桶和废试剂桶属于危险废物（废油：HW08，900-217-08；废油桶 HW08，900-249-08；废试剂桶 HW49，900-041-49）。按照《危险废物贮存污染控制标准（GB18597-2023）》要求，在危废暂存间内集中收集贮存，地面设防渗，防渗系数要求 10^{-10}cm/s ，危废暂存间废油存放区设 20cm 高围堰，并按相关要求设置危险废物标识标牌。废油部分回用于井场钻井综合利用，无法回用废油、废油桶和废试剂桶的交由相应危险废物处理资质的单位处置，对周围环境的影响较小。

7.1.4.3 生活垃圾和包装材料环境影响分析

一般情况下，生活垃圾对环境影响不大，但在管理不严特别是大风天气时，轻质垃圾如废纸、塑料等随风移动，散乱在地或悬挂灌木，影响环境卫生；再者，遇到大雨时，如果垃圾没有堆放好，可能会被水冲走，影响周围土壤环境；若垃圾不能及时清运，则

容易经风吹雨淋而腐烂变质，不但会影响周围环境的卫生和美观，而且产生的恶臭、淋液可能影响局部地下水。生活垃圾重在管理，施工作业场地设垃圾收集桶，生活垃圾依托当地环卫部门对生活垃圾进行定期清运在统一外运至当地垃圾处理厂所进行处置后，对环境的影响较小。

废弃包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理，对周围环境的影响也较小。

7.1.4.4 清管试压废渣环境影响分析

管道清管、试压时产生的试压废水经沉淀后外委处置，临时沉淀池内剩有少量灰尘和铁锈等废渣，产生量为 0.8t，属于一般固体废物，统一收集清运至周边合法建筑渣场处置，对周围环境的影响较小，但是要加强管理，不得随意扔撒或者堆放。

7.1.4.5 废油漆桶环境影响分析

站场设备管线防腐刷漆会产生少量废油漆桶，产生量为 0.28t，属于危险废物（类别：HW49，代码：900-041-49），收集后施工结束交由相应危险废物处理资质的单位处置，对周围环境的影响较小。

7.1.4.6 施工废料环境影响分析

本项目施工废料主要是焊接作业中产生的废焊条、焊接废渣及施工过程中产生的废混凝土等。施工废料由施工单位回收利用，对周围环境的影响较小。

7.1.4.7 建筑垃圾环境影响分析

本项目井场工程、道路工程、地面集输工程以及完井搬迁等产生少量的建筑垃圾，产生点比较分散，统一收集清运至政府指定地点，对周围环境的影响较小。

7.1.4.8 拆除的防渗材料环境影响分析

完井拆迁时拆除的防渗材料为危险废物（HW08，900-249-08），委托有相应危险废物处理资质的单位综合利用或处置，对周围环境的影响较小。

综上所述，项目施工期固废均得到妥善处置，对周围环境的影响较小。

7.1.5 施工期地下水环境影响分析

根据区域水文地质资料及现场调查，本项目涉及调查评价范围广，本次总体评价思路是：根据评价区水文地质状况，将模拟区划分为嘉陵江水文控制单元、东河水文控制单元和构溪河水文控制单元三大地下水系统，通过合理概化各水文地质单元边界条件、地下水渗流特征及含水层系统结构，建立评价单元的水文地质概念模型，评价项目建设及运行对周边地下水水质的影响范围与程度。

1、施工期地下水环境影响情景分析及设定

井场建设施工分为钻前工程、钻井工程、储层改造、完井测试和完井搬迁等，下面对井场建设施工期地下水影响进行分析。

（1）钻前工程

钻前工程主要是场地的平整和井场内外环沟开挖，钻前工程的废水主要施工废水以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等）。钻前工程高峰时日上工人数约 25 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集处置，施工现场基本不产生生活污水，总体来说对地下水环境影响较小；钻前施工同时有一些施工机械，施工机械若保养维护不当，可能存在极少量的跑冒漏滴，油污的跑冒漏滴对地下水环境影响较小，加强施工机械的保养维护，可以杜绝对地下水环境的污染影响。总体来说钻前工程对地下水环境的影响较小。

（2）钻井工程、储层改造、完井测试

钻井工程、储层改造和完井测试产生的废水主要为除尘废水（气体钻阶段）、钻井废水、洗井废水、压裂返排液以及施工人员生活污水等。施工人员生活污水由改进型生态厕所收集后，由罐车拉运至当地生活污水处理厂处理，不会对地下水环境产生较大影响。钻井期主要对地下水产生的影响主要可能来自于钻井期设置的池体、罐体以及钻进中钻井液漏失对地下水环境产生影响。钻井过程按照正常和非正常工况分析如下：

1) 正常状况

地下水污染源主要为废水收集罐、集污罐、废渣收集罐、放喷池、油罐、应急池及其他辅助工程，正常状况下，各生产环节按照设计参数运行，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀等措施，原辅料、废水及钻井泥浆等不会对地下水产生污染。同时，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本工程参照《石油化工工程 防渗技术规范》（GB/T50934-2013）实施地下水污染防治措施，由于防渗层对废水的阻隔，钻井平台在正常状况下，对地下水环境影响较小，可不进行正常状况下的预测。

2) 非正常工况

钻井过程非正常工况对地下水污染主要会表现在以下几个环节：

①套管破损泄漏：在天然气开采的钻井过程中，非正常状况下，由于下入的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可以，污染源可概化为瞬时排放。根据钻井工程施工工艺井漏处理方案，由于本项目钻遇的浅层含水层均为砂泥岩地层，井漏时钻井液进入含水层的漏失量一般小于 $3\text{m}^3/\text{h}$ ，在保守估计的基础上，结合区块内及周边已成果实施井漏封堵处理时间，约 2~7 小时，按最不利影响计算，在发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 21m^3 。

②设备机油泄漏、固废以及钻井所需化学品堆放不当，在雨季产生地面溢流等都有可能造成不同程度的地下水污染。

③物料跑冒滴漏：钻井过程中物料管理不严格、堆放不当、泄漏等，物料的跑、冒、滴、漏不同程度的污染地下水。

④罐体渗漏：废水基泥浆和岩屑将会排入集污罐中，压返液将会排入到重叠罐中，钻井废水和洗井废水将会收集到废水收集罐中，柴油罐将临时储存钻井用柴油。若罐体发生外力作用出现裂缝，会造成液体泄漏。集污罐中会有废水基泥浆和岩屑属于固液混合的状态，不易概化源强，故不考虑泄漏污染影响预测，但仍应该加强巡检等措施，减少废水基泥浆中的液体泄漏溢出而污染地下水环境，故此次针对罐体主要考虑重叠液罐、柴油罐和废水收集罐泄漏对地下水环境的影响。

⑤池体渗漏：应急池、放喷池，因防渗不到位或其他外力导致池体破裂，出现废水渗漏情形，可能对地下水造成不同程度的污染。

故根据上述分析，结合《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“9.2.1 重点分析和评价废水池防渗措施失效泄漏、油类和废水等输送管道泄漏、套管破损泄漏等对地下水水质和地下水环境保护目标的影响”。本项目钻井工程对地下水的影响预测主要考虑套管破损泄漏和应急池池体非正常工况下发生泄漏对地下水环境的污染影响。

故施工期对地下水的环境影响预测主要考虑套管破损泄漏和应急池池体非正常工况下发生泄漏对地下水环境的污染影响。

2、预测井场选取

本项目各井场施工工艺一样，本项目井场所处地层岩性均为白垩系基岩地区，场地区岩性具有一定的共同相似特征，故针对各个大的水文控制单元范围内选取部分典型井场和管道进行预测分析，下游最大预测距离（纵向距离）按照各个水文地质单元内井场、污水管道至下游排泄区距离最大值计算，并以预测分析的结果对其他相类似的井场和管道进行类比分析。根据本章节对水文控制单元的划分，此次对预测分析选取如下：

表 7.1-28 预测点位选取

水文控制单元	井位选取
嘉陵江水文控制单元	元坝 271-2H 井场
东河水文控制单元	元坝 104-2H 井场
构溪河水文控制单元	元坝 9-2 井场

3、地下水环境影响预测源强

（1）钻井套管破裂泄漏

在天然气开采的钻井过程中，非正常状况下，由于下入的套管发生破损，井筒内的

钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可以，污染源可概化为瞬时排放。根据钻井工程施工工艺井漏处理方案，由于本项目钻遇的浅层含水层均为砂泥岩地层，井漏时钻井液进入含水层的漏失量一般小于 $3\text{m}^3/\text{h}$ ，在保守估计的基础上，结合区块内及周边已成果实施井漏封堵处理时间，约 2~7 小时，按最不利影响计算，在发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 21m^3 。

（2）应急池破裂泄漏

根据设计，本项目设置有规格为 1000m^3 应急池，底面积为 800m^2 ，预留空高 0.3m ，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污坑抽汲或自流至应急池和应急使用。假定最大容积单池产生裂缝，污水通过裂缝逐渐泄漏到地下含水层中，对地下水水质造成污染，染源类型为短时源强。根据应急池对地下水的影响途径来设定主要污染源的分布位置，选定优选控制的污染物，预测事故工况下污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和迁出场区后浓度变化。

根据类比防渗池体泄漏情况，一般泄漏面积因池子面积大小而不同，参考中石化、中石油应急池检修过程中池子破损的面积统计数据， 1000m^3 应急池破损面积在 0~1% 之间，大于 1% 的池体破损还未发现过。假定应急池泄漏面积为池底总面积的 1%（约 8m^2 ），池中存储有废水，废水进入地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

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

式中：Q—为渗入到地下水的污水量（ m^3/d ）；

K—为地面垂向渗透系数（ m/d ），参照试验结果元坝 271-2H 井场取 $0.044\text{m}/\text{d}$ ；元坝 104-2H 井场取值 $0.056\text{m}/\text{d}$ ；元坝 9-2 井场取值 $0.051\text{m}/\text{d}$ 。

H—为池内水深（ m ），参照设计，本次取值 1.2m ；

D—为地下水埋深（ m ），依据项目周边水位调查，因此本次取值 1.5m ；

A—为池体的泄漏面积（ m^2 ），本次取 8m^2 。

根据达西公式计算，本项目元坝 271-2H 井场泄漏废水量为 $0.63\text{m}^3/\text{d}$ ；元坝 104-2H 井场泄漏废水量为 $0.81\text{m}^3/\text{d}$ ；元坝 9-2 井场泄漏废水量为 $0.73\text{m}^3/\text{d}$ 。要求建设单位定期对池体防渗层完整性进行检查，若池体泄漏能及时发现，从而减少对地下水环境的影响，本次设置应急池持续泄漏时间为 30d。

表 7.1-29 钻井废水中主要污染物浓度及标准指数

污染因子	单位	浓度	标准值	标准指数 (max)
pH	-	7~10	6.5~8.5	2
COD _{Mn}	mg/L	67~1667	3	556
石油类	mg/L	0.5~110	0.05	2200
SS	mg/L	50~500	-	-
氯化物	mg/L	4000-12000	250	48
氨氮	mg/L	0~60	0.50	120
钡	mg/L	0.1~3.22	0.7	4.6

注：污染物按照最大浓度计算标准指数，石油类参考《地表水环境质量标准》的III类限值，工程分析中COD_{Cr}最大值为 5000mg/L，因地下水中 COD_{Cr} 无质量标准，根据研究成果，废水中 COD_{Mn} 一般为 COD_{Cr} 的 1/3，换算成 COD_{Mn} 浓度为 67~1667mg/L。

表 7.1-30 压裂返排液中主要污染物浓度及标准指数

污染因子	单位	浓度	标准值	标准指数 (max)
pH	-	2~8	6.5~8.5	0.67
COD _{Mn}	mg/L	127~867	3	289
石油类	mg/L	0.5~10	0.05	200
SS	mg/L	50~500	-	-
氯化物	mg/L	35000~100000	250	400

注：污染物按照最大浓度计算标准指数，石油类参考《地表水环境质量标准》的III类限值，工程分析中COD_{Cr}最大值为 2600mg/L，因地下水中 COD_{Cr} 无质量标准，根据研究成果，废水中 COD_{Mn} 一般为 COD_{Cr} 的 1/3，换算成 COD_{Mn} 浓度为 127~867mg/L。

表 7.1-31 非正常状况下污染物预测源强

井场	泄漏位置	特征污染物	浓度(mg/L)	泄漏量(kg)	泄漏时间	泄漏污水量
元坝 271-2H 井 场	应急池破裂泄漏	氯化物	100000	1890	30d	18.9m ³
		石油类	10	0.19	30d	
		COD _{Mn}	867	16.39	30d	
	钻井套管破裂泄漏	氯化物	12000	252.0	10min	21m ³
		石油类	110	2.31	10min	
		COD _{Mn}	1667	35.01	10min	
		钡	3.22	0.07	10min	
元坝 104-2H 井 场	应急池破裂泄漏	氯化物	100000	2430	30d	24.3m ³
		石油类	10	0.24	30d	
		COD _{Mn}	867	21.07	30d	
	钻井套管破裂泄漏	氯化物	12000	252.0	10min	21m ³
		石油类	110	2.31	10min	
		COD _{Mn}	1667	35.01	10min	
		钡	3.22	0.07	10min	
元坝 9-2 井 场	应急池破裂泄漏	氯化物	100000	2190	30d	21.9m ³
		石油类	10	0.22	30d	
		COD _{Mn}	867	18.99	30d	

	钻井套管破裂泄漏	氯化物	12000	252.0	10min	21m ³
		石油类	110	2.31	10min	
		COD _{Mn}	1667	35.01	10min	
		钡	3.22	0.07	10min	

4、地下水环境影响预测模型概化

(1) 预测模型

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。预测方法参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式预测分析。当取平行地下水流动的方向为 x 轴正方向时，则污染物浓度分布模型如下：

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；π为圆周率；

C (x，y，t) —t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度M；外泄污染物质量 m_M；岩层的有效孔隙度n；水流速度u；污染物纵向弥散系数DL；污染物横向弥散系数 DT。这些参数主要由本次工作的调查资料以及类比区最新的勘察成果资料来确定。

(2) 参数选取

按照场地地下水环境影响评价的工作等级，对场地水文地质条件及可能的环境污染状况进行简化处理。由于环境污染的敏感性，做模型概化时，按照最不利组合原则设置解析模型的相关参数。

①含水层厚度 M：含水层组为基岩裂隙水，区内含水层的厚度根据风化带厚度确定

为嘉陵江水文控制单元含水层厚度为 30m，东河水文控制单元和构溪河水文控制单元含水层厚度为 40m。

②瞬时注入的示踪剂质量 mM ：进入地下水的污染物质量。

③含水层的平均有效孔隙度 n ：根据相关经验结合项目区地质与水文地质条件，本次有效孔隙度统一取值 0.065。

④水流速度 u ：根据水位调查水力坡度 $I=dH/ds$ ；因此地下水的实际流速 $u=v/n=KI/n$ ；

⑤纵向 x 方向的弥散系数 D_L ： $D_L=u \times aZ + D_0$ ， D_0 为分子孔散系数，由于此值很小，不做考虑，本次评价的弥散度按照偏保守的评价原则，取纵向弥散度 aZ 为 6m。

⑥横向 y 方向的弥散系数 D_T ：根据经验一般 D_T ： $D_T/D_L=0.1$ 。

下表列出了场区所在地的水文地质条件参数。

表 7.1-32 评价区水文地质参数

井场名称	M(m)	I	u(m/d)	D_L (m ² /d)	D_T (m ² /d)	K
元坝 271-2H 井场	30	0.17	0.12	0.72	0.072	0.047
元坝 104-2H 井场	40	0.22	0.17	1.02	0.10	0.05
元坝 9-2 井场	40	0.13	0.10	0.60	0.06	0.05

5、预测时间

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ 610-2016）要求，地下水环境影响评价预测时段应包括项目建设、生产运行和服务期满后三个阶段。预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时刻，施工期单井平均钻井周期为 15~135 天，故施工期预测时段包括污染发生后的 30d、100d、1000d 和 3650d。

6、预测结果

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）10.1.2“地下水环境影响预测未包括环境质量现状值时，应叠加环境质量现状值后再进行评价”，本次预测过程中，因污染物石油类、氯化物和硫化物在现状监测中未检出，故石油类、氯化物和硫化物叠加现状值为 0， COD_{Mn} 和钡根据地下水现状检测报告数据应叠加现状值进行模拟预测。

表 7.1-33 模拟污染物水质标准限值

模拟预测因子	标准限值 (mg/L)	参考标准
石油类	0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002） 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准
氯化物	250	
COD_{Mn}	3	
钡	0.7	

①应急池破裂泄漏

(1) 元坝 271-2H 井场应急池泄漏

根据前述水文地质分区元坝 271-2H 井场嘉陵江左岸（I-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.1-34 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
石油类	30	20	251.2	1.13	/
	100	35	505.54	0.34	
	1000	/	/	0.03	
	3650	/	/	0.009	
COD _{Mn}	30	24	386.22	97.92	2.34
	100	45	1036.2	29.37	
	1000	185	4082	2.94	
	3650	483	1796.08	0.80	
氯化物	30	21	274.75	11291.81	/
	100	39	678.24	3387.54	
	1000	149	819.54	338.75	
	3650	/	/	92.81	

非正常状况下应急池废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水环境的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的 COD_{Mn} 对地下水环境影响最大，在 3650 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 483m 处，超标范围 1796.08m²，污染物最大浓度值为 3.14mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

(2) 元坝 104-2H 井场应急池泄漏

根据前述水文地质分区本井场属东河左岸（I-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.1-35 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
石油类	30	20	259.05	1.43	/
	100	36	527.52	0.43	
	1000	/	/	0.04	
	3650	/	/	0.01	
COD _{Mn}	30	23	367.38	125.88	1.61
	100	42	847.8	37.76	
	1000	173	2662.72	3.77	
	3650	/	/	1.03	
氯化物	30	22	290.45	14518.04	/
	100	40	703.36	4355.41	
	1000	159	1469.52	435.54	

	3650	/	/	119.32	

非正常状况下应急池废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水环境的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的 COD_{Mn} 对地下水环境影响最大。在 1000 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 173m 处，超标范围 2662.72m²，污染物最大浓度值为 5.38mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

（3）元坝 9-2 井场应急池泄漏

根据前述水文地质分区本井场属构溪河左岸（III-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.1-36 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
石油类	30	18	188.4	1.18	/
	100	31	395.64	0.35	
	1000	/	/	0.03	
	3650	/	/	0.01	
COD _{Mn}	30	22	298.3	104.51	2.40
	100	40	847.8	33.03	
	1000	162	3698.92	5.46	
	3650	419	2712.96	3.23	
氯化物	30	19	251.2	11775.74	/
	100	35	549.5	3532.72	
	1000	128	703.36	353.27	
	3650	/	/	96.78	

非正常状况下应急池废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水环境的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的 COD_{Mn} 对地下水环境影响最大。在 3650 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 419m 处，超标范围 2712.96m²，污染物最大浓度值为 3.23mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

（4）元坝 271-2H 井场套管破损泄漏

根据前述水文地质分区本井场属于区块西侧嘉陵江左岸（II-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.1-37 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
石油类	30	25	405.06	13.80	/
	100	47	1099	4.14	
	1000	198	5878.08	0.41	
	3650	530	8088.64	0.11	
COD _{Mn}	30	25	405.06	211.5	2.34

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
	100	48	1243.44	65.09	
	1000	199	5953.44	8.61	
	3650	535	9137.4	4.06	
氯化物	30	16	113.04	1505.57	/
	100	25	163.28	451.67	
	1000	/	/	45.16	
	3650	/	/	12.37	
钡	30	/	/	0.44	0.02
	100	/	/	0.15	
	1000	/	/	0.03	
	3650	/	/	0.023	

非正常状况下套管破损泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、钡、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的 COD_{Mn} 对地下水环境影响最大。在 3650 天时超标范围最大，超标范围 9137.4m²，为泄漏点下游 535m 处，污染物最大浓度值为 0.11mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

（5）元坝 104-2H 井场套管破损泄漏

根据前述水文地质分区本井场属区块中部东河左岸（II-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.1-38 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
石油类	30	29	527.52	7.38	/
	100	56	1469.52	2.21	
	1000	247	5802.72	0.22	
	3650	674	2687.84	0.06	
COD _{Mn}	30	28	505.54	113.44	1.61
	100	53	1243.44	35.16	
	1000	229	3334.68	4.97	
	3650	/	/	2.53	
氯化物	30	17	108.33	805.0	/
	100	/	/	241.50	
	1000	/	/	24.15	
	3650	/	/	6.61	
钡	30	/	/	0.23	0.01
	100	/	/	0.08	
	1000	/	/	0.017	
	3650	/	/	0.012	

非正常状况下管道破损泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、钡、氯化物和石油类）对地下水的影响情况

及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的石油类对地下水环境影响最大。石油类在 3650 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 674m 处，超标范围 2687.84m²，污染物最大浓度值为 0.06mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

（6）元坝 9-2 井场套管破损泄漏

根据前述水文地质分区本井场属区块东侧构溪河左岸（III-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.1-39 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
石油类	30	22	298.3	12.42	/
	100	42	1004.8	3.72	
	1000	169	4549.86	0.37	
	3650	444	5953.44	0.10	
COD _{Mn}	30	23	376.8	190.65	2.40
	100	43	1036.2	58.87	
	1000	173	5042.84	8.05	
	3650	456	8000.72	3.94	
氯化物	30	14	103.62	1355.02	/
	100	20	94.2	406.51	
	1000	/	/	40.65	
	3650	/	/	11.14	
钡	30	/	/	0.37	/
	100	/	/	0.11	
	1000	/	/	0.01	
	3650	/	/	0.003	

非正常状况下管道破损泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、钡、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的 COD_{Mn} 对地下水环境影响最大。COD_{Mn} 在 3650 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 456m 处，超标范围 8000.72m²，污染物最大浓度值为 3.0mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

7、保护目标影响分析

（1）分散式饮用水源影响

根据各情景预测结果分析可知，施工期井场设置的应急池体破裂，池体中的废水在发生泄漏后，影响地下水潜水含水层，结合本次调查的各保护目标点与项目的相对位置关系，分析了在 10a 内，各钻井工程中对可能影响到的分散式饮用水水源的影响程度详见下表。在含水层中污染物石油类、COD_{Mn}、氯化物、钡的最大超标迁移距离内，本项目井场在预测值内下游有饮用水源水井分布，可能会受到项目建设影响地下水水质。

根据预测结果分析，非正常状况下两种情景污染物泄漏后，I 区嘉陵江流域元坝 271-2H 井场污染物特征因子 COD_{Mn} 迁移距离最远为地下水流下游 535m 处，调查时场区地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S58（112m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；通过类比元坝 271-2H 井场预测结果，元坝 273-2H 井场地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S166（184m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响。

II 区东河流域元坝 104-2H 井场污染物特征因子石油类迁移距离最远为地下水流下游 674m 处，调查时场区地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S22（307m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；通过类比元坝 104-2H 井场预测结果，元坝 103-3 井场地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S3（300m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 11-1H 井场地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S13（194m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 104-2H 井场地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S22（307m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 101-2H 井场地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S71（473m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响。

III 区构溪河流域元坝 9-2 井场污染物特征因子石油类迁移距离最远为地下水流下游 518m 处，调查时场区地下水流下游距本井场最近的保护目标为 S75（115m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响。

根据预测结果，污染物迁移距离内有水井、泉水点可能会受到影响。本项目所处的位置，地下水径流速度慢，含水层有效孔隙度小，污染物扩散速度较慢，污染影响范围小，一旦事故发生后可以有足够的时间来处理，并可达到良好的效果，对周边居民水井、泉水点造成影响较小。

钻井期间，一旦发生井漏、废水泄漏等地下水污染事故，应立即停钻并启动应急预案，应帮助受项目建设造成水质影响的居民在地下水流上游寻找新的水源，也可利用其他未受到影响的水井点、接用已安装自来水的农户取水或送水车应急供水解决群众饮水问题，其他在使用水井已安装自来水的农户可直接使用自来水替换水井水源。

非正常工况下，未经任何处理的钻井废水中污染物浓度较高，进入地下水将造成一定影响，因此，在施工过程中应注重应急池的施工质量，杜绝非正常工况的发生，同时还应制定废水泄漏风险防范措施。发生风险事故后，通过及时处理，工程建设对地下水环境影响可接受。

表 7.1-40 应急池破裂泄漏对保护目标影响情况一览表

泄漏位置	下游最近保护目标距离（m）	污染物超标最大距离（m）		是否对保护目标造成影响
元坝 271-2H 井场	112	石油类	35	否
		COD _{Mn}	483	是
		氯化物	149	是
元坝 273-2H 井场	184	石油类	35	否
		COD _{Mn}	483	是
		氯化物	149	否
元坝 103-3 井场	300	石油类	36	否
		COD _{Mn}	173	否
		氯化物	159	否
元坝 11-1H 井场	194	石油类	36	否
		COD _{Mn}	173	否
		氯化物	159	否
元坝 104-2H 井场	307	石油类	36	否
		COD _{Mn}	173	否
		氯化物	159	否
元坝 101-2H 井场	257	石油类	31	否
		COD _{Mn}	419	是
		氯化物	128	否
元坝 9-2 井场	115	石油类	31	否
		COD _{Mn}	419	是
		氯化物	128	是

表 7.1-41 钻井套管破裂泄漏对保护目标影响情况一览表

泄漏位置	下游最近保护目标距离（m）	污染物超标最大距离（m）		是否对保护目标造成影响
元坝 271-2H 井场	112	石油类	530	是
		COD _{Mn}	535	是
		氯化物	25	否
		钡	/	否
元坝 273-2H 井场	184	石油类	530	是
		COD _{Mn}	535	是
		氯化物	25	否
		钡	/	否
元坝 103-3 井场	300	石油类	674	是
		COD _{Mn}	229	否
		氯化物	17	否
		钡	/	否
元坝 11-1H 井场	194	石油类	674	是
		COD _{Mn}	229	是
		氯化物	17	否
		钡	/	否
元坝 104-2H 井场	307	石油类	674	是
		COD _{Mn}	229	否
		氯化物	17	否
		钡	/	否
元坝 101-2H 井场	473	石油类	444	否
		COD _{Mn}	456	否
		氯化物	20	否
		钡	/	否
元坝 9-2 井场	115	石油类	444	是
		COD _{Mn}	456	是
		氯化物	20	否
		钡	/	否

（2）对潜水含水层的影响分析

根据工程分析，结合项目建设特点，本次选取了在施工期在非正常状况下，设置的

应急池和钻井套管破裂发生泄漏后对地下水的影响分析。

根据上述预测结果，废水泄漏会对区内地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，其超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。

经预测应急池破裂泄漏污染物在 3650 天内的含水层中迁移情况如下，石油类最大超标距离为 31-36m，氯化物最大超标距离为 128-159m，COD_{Mn} 最大超标距离为 173-483m，其中污染物迁移最远的情景为元坝 104-2H 井场应急池泄漏。

钻井套管破裂泄漏污染物在 3650 天内的含水层中迁移情况如下，石油类最大超标距离为 444-674m，氯化物最大超标距离为 17-25m，COD_{Mn} 最大超标距离为 229-535m，其中污染物迁移最远的情景为元坝 104-2H 井场钻井套管破损泄漏。选取标准指数最大的石油类在最不利影响情景下影响范围，其中水文地质分区 II-2 区受到影响面积最大，为 0.023km²，各水文地质单元亚区影响具体如下表。

表 7.1-42 钻井工程对潜水含水层影响情况一览表（石油类）

水文地质单元亚区			污染影响
编号	井场名称	面积（km ² ）	最大影响范围（km ² ）
I-2 区	元坝 271-2H 井场	约 160.26	0.016
II-2 区	元坝 103-3 井场、元坝 11-1H 井场、元坝 104-2H 井场	约 191.64	0.023
III-2 区	元坝 9-2 井场	约 45.88	0.008

7.1.6 施工期土壤环境影响分析

7.1.6.1 建设期土壤环境影响识别

本项目建设期土壤环境影响识别如下：

表 7.1-43 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

不同时段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
建设期	泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统（废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、集污罐）	钻井泥浆循环及废钻井泥浆的固液分离	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子、钡、硫化物等	氯离子、石油烃、钡	事故
	油罐区	备用柴油	地面漫流、垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
	放喷池、应急池	放喷、压裂返排液、废水暂存	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子、钡等	氯离子、石油烃、钡	事故
	方井周边	钻井作业	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子、钡等	氯离子、石油烃、钡	事故
	泥浆料台区	泥浆储备	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子、钡等	氯离子、石油烃、钡	事故

不同时段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
	重浆罐区	重浆储备	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子、钡等	氯离子、石油烃、钡	事故
	危废暂存间	废油、油基泥浆	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
	发电机房	发电	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
	柴油机组区	发电	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

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。

7.1.6.2 土壤环境敏感目标

本项目运营期调查评价范围内分布有居民区、耕地等，项目土壤环境敏感目标见 1.9 小节表 1.9-7。

7.1.6.3 区域土壤环境现状

(1) 土壤类型

根据国家土壤信息平台中查询中国 1:1km 土壤类型图，查询项目所在地土壤类型分布及现场调查，本项目评价范围内土壤类型为渗育水稻土、石灰性紫色土、水稻土（见附图 11）。

(2) 土壤理化特性

本项目井场、站场和管线涉及苍溪县和阆中市、中江县及绵阳市涪城区，评价区内地貌属丘陵，根据现场调查，本项目井场和管线主要位于耕地、林地内。

表 7.1-44 土壤理化特性调查结果

点位	T2 元坝 271-2H 占地范围内 S2	T12 元坝 103-3 占地范围内侧 S12	T23 元坝 04-2H-YB121H 管线沿线 S23
经纬度	105.900032°E; 31.81389°N	106.107286°E; 31.800742°N	106.116984°E; 31.732347°N
层次(m)	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m
采样时间	2025 年 04 月 25 日	2025 年 04 月 28 日	2025 年 04 月 28 日
现场记录	颜色	黄棕	黄棕
	结构	块状结构体	块状结构体
	质地	壤土	壤土
	氧化还原电位 (mV)	386	416
	砂砾含量 (%)	10%	7%
	其他异物	无	无
实验室测定	pH (无量纲)	7.49	8.11
	阳离子交换量 (cmol(+)/kg)	12.1	11.6
	渗滤率 (cm/s)	5.21×10 ⁻³	5.22×10 ⁻³
	土壤容重 (g/cm ³)	1.48	1.43
	孔隙度 (%)	61.5	41.0

7.1.6.4 施工期土壤环境影响分析与评价

本项目施工期污染物主要通过大气沉降、地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

①大气沉降

天然气开发过程中主要的大气污染物有甲烷、SO₂、NO_x 及挥发性有机物等，主要来源于场地施工机械、柴油发电机、压裂车、放喷燃烧等。大气污染物通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。

根据对已建天然气项目的调查，通过施工单位严格施工管理，天然气开发过程中周边大气中一般不会出现重金属、挥发性有机物以及 SO₂ 等酸性氧化物超标的情况，通过大气污染土壤的可能性较小。

②地面漫流、垂直入渗

各井场均采取了分区防渗详见 11.6.1.2 小节。

对于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、放喷池、应急池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流和垂直入渗，进一步污染土壤。

在施工过程中使用施工材料采取防雨、防水措施，不会因淋溶入渗土壤环境；钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺，在导管单采用清水钻井以避免重点关注的表层含水层和浅层土壤受污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其他流体或钻井泥浆污染，在导管段至 3102m 以内采用气体钻井，3102m 以下采用较清洁的水基泥浆，造斜点以下段和水平段备用油基钻井液，此外还采用套管和水泥固井防止地下水污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入地下水或土壤环境；井场设置了清污分流和分级分区防渗，钻井废水经石龙 2 废水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，不会进入土壤环境；空气钻井和水基钻井固废利用泥浆不落地工艺现场处理后，暂存于废渣收集罐内，定期转运至有资质有能力的公司（砖厂或水泥厂）资源化利用，油基钻井固废收集后及时交由具有相应危废处置资质单位妥善处置；生活垃圾由专用生活垃圾桶收集、生活污水改进型生态厕所收集后拉至当地生活污水处理厂处理达标后外排，禁止现场垃圾和污水随意乱排乱放，固废不会直接暴露于项目空地和外环境，项目因污染物撒漏进入土壤环境的可能性小且能及时发现和处理，因此项目对土壤环境造成影响很小。

③分析评价

本项目钻井井场采取了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，同时设置有排水沟和应急池，可有效的收集场内的雨污废水，正常情况下不会发生废水漫流情况，对周边土壤环境影响较小。

本项目施工期土壤影响采取类比法进行分析，类比对象为元坝气田同地区的已建、在建钻井项目。根据“2.4.2.5 施工期对土壤环境影响的回顾”章节，通过查阅元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井、元坝 103-2H、元坝 2-2H 钻井过程日常监测以及《元坝 2-1H 井地面建设工程竣工环境保护验收调查报告》、《元坝 272-2 井钻采工程竣工

环境保护验收调查报告》《元坝 102-5H 钻采工程竣工环保验收监测报告》，结果表明占地范围内的土壤环境满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值和《四川省建设用土壤污染风险管控标准》DB51/2978-2023 中筛选值第二类用地标准限值，周边耕地监测指标满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，建设前后特征因子监测值变化不大，并满足相关要求，钻井工程及采气工程对土壤环境影响较小。

元坝气田已建、在建项目元坝 102-4H、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井、元坝 103-2H、元坝 2-2H、元坝 102-5 井、元坝 2-1H 等与本项目采取相同或相近的钻井工艺、钻井物质、钻井设备、泥浆不落地工艺及其他污染防治措施。

同时，根据现场调查和资料收集，元坝气田中石化西南油气分公司天然气钻采项目，均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，采取严格的措施后天然气开采项目施工期对土壤环境的影响很小。

*****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；完钻后对临时占地进行污染治理后恢复，并进行生态修复，临时占地还耕前进行土壤监测，确保无污染后再用作耕地复耕。

7.2 运营期环境影响预测与评价

7.2.1 运营期大气环境影响分析

本项目大气环境影响评价等级为二级，无需进行进一步预测，只分析对大气环境的影响，并对污染物排放量进行核算。

（1）水套加热炉、长明火炬燃烧废气

根据现有工程燃烧废气监测，其 NO_x 排放浓度均值约 $37\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 排放浓度小于 $3\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物排放浓度均值约 $10.2\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，根据估算模式水套加热炉废气和火炬燃烧废气所产生的污染物最大占标率均小于 10%，项目正常排放状态下，废气污染物对大气环境影响很小。项目水套加热炉、长明火炬使用的燃料为净化后的天然气，达一类天然气标准，天然气硫含量很低，燃烧产生 NO_x 、 SO_2 及颗粒物。

（2）清管、检修及事故废气环境影响分析

本项目站场每年 1~2 次定期检修，管线每年将进行 1~2 次清管作业，站场设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放散气量，项目各站场检修及事故废气最大量约 $200\text{m}^3/\text{a}$ ，

燃烧产生的 SO_2 为 39.12kg/a，排放量很少，项目清管及检修时间很短，废气通过 40m 高火炬燃烧排放，对环境影响很小，随着清管、检修结束，影响消失。

（3）备用天然气发电机废气影响分析

正常运行时，站场由电网供电，当电网突然断电时采用备用天然气发电机供电。本项目发电机使用的为净化天然气，天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NO_x 、 SO_2 和颗粒物，设备使用时间短和频次低，对环境影响较小。

（4）站场无组织废气排放环境影响分析

本项目站场工艺管道密闭，原料气全过程均处于完全密闭系统内，一般来说，在做好密闭措施情况下无废气产生，能有效控制非甲烷总烃和硫化氢的无组织排放。结合 2.4.2.1 小节现有站场采气过程厂界无组织监测结果，下风向监控点与上风向对照点浓度差异不大，无组织排放的非甲烷总烃满足《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377—2017）控制要求， H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级厂界标准对环境影响很小。

（5）大气污染物排放量核算

本项目正常工况大气污染物排放量核算情况见下表。

表 7.2-1 本项目有组织大气污染物排放量核算表

序号	排放口名称	污染物	核算排放浓度 (mg/m^3)	废气量 (万 m^3/a)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
1	元坝 11-1H 站场水套炉排气筒 1	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO_x	103.00		0.037	0.296
		SO_2	3.00		0.003	0.024
	元坝 11-1H 站场水套炉排气筒 2	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO_x	103.00		0.037	0.296
		SO_2	3.00		0.003	0.024
	元坝 11-1H 站场长明火炬	颗粒物	22.27	482.626	0.012	0.107
		SO_2	406.14		0.224	1.960
		NO_x	58.47		0.032	0.282
2	元坝 271-1 站场水套炉排气筒	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO_x	103.00		0.037	0.296
		SO_2	3.00		0.003	0.024
	元坝 271-1 站场长明火炬	颗粒物	22.27	482.626	0.012	0.107
		SO_2	406.14		0.224	1.960
		NO_x	58.47		0.032	0.282
3	元坝 103-2H 站场水套炉排气筒	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO_x	103.00		0.037	0.296
		SO_2	3.00		0.003	0.024
	元坝 103-2H 站场长明火炬	颗粒物	22.27	482.626	0.012	0.107
		SO_2	406.14		0.224	1.960
		NO_x	58.47		0.032	0.282

序号	排放口名称	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	废气量（万 m³/a）	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
4	元坝 104-2 H 站场水套炉排 气筒 1	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO _x	103.00		0.037	0.296
		SO ₂	3.00		0.003	0.024
	元坝 104-2 H 站场水套炉排 气筒 2	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO _x	103.00		0.037	0.296
		SO ₂	3.00		0.003	0.024
	元坝 104-2 H 站场长明火炬	颗粒物	22.27	482.626	0.012	0.107
		SO ₂	406.14		0.224	1.960
		NO _x	58.47		0.032	0.282
5	元坝 271-2H 站场水套炉排 气筒	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO _x	103.00		0.037	0.296
		SO ₂	3.00		0.003	0.024
	元坝 271-2H 站场长明火炬	颗粒物	22.27	482.626	0.012	0.107
		SO ₂	406.14		0.224	1.960
		NO _x	58.47		0.032	0.282
6	元坝 103-3 站 场水套炉排 气筒	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO _x	103.00		0.037	0.296
		SO ₂	3.00		0.003	0.024
	元坝 103-3 站 场长明火炬	颗粒物	22.27	482.626	0.012	0.107
		SO ₂	406.14		0.224	1.960
		NO _x	58.47		0.032	0.282
7	元坝 272H 站 场水套炉排 气筒	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO _x	103.00		0.037	0.296
		SO ₂	3.00		0.003	0.024
8	元坝 273-1H 站场水套炉排 气筒	颗粒物	10.20	800.71	0.010	0.082
		NO _x	103.00		0.037	0.296
		SO ₂	3.00		0.003	0.024
有组织排放合计		颗粒物				1.462
		NO _x				4.652
		SO ₂				12.0

表 7.2-2 本项目无组织大气污染物排放量核算表

序号	排放口名称	产污环节	污染物	主要污染防治措施	年排放量/kg/a	备注
1	元坝 11-1H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.02	非甲烷总烃执行排放标准:《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51 2377-2017); H ₂ S 执行《恶臭
			硫化氢		2.01	
2	元坝 271-1	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢		1.34	
3	元坝 103-2H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢		1.34	
4	元坝 104-2 H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢		1.34	
5	元坝 271-2H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	4.55	
			硫化氢		1.34	
6	元坝 103-3	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	4.55	
			硫化氢		1.34	
7	元坝 272-3	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行	0.01	

序号	排放口名称	产污环节	污染物	主要污染防治措施	年排放量/kg/a	备注
			硫化氢	行监控	0.67	污染物排放标准》 (GB14554-93) 二级 厂界标准
8	元坝 272-4H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢	行监控	0.67	
9	元坝 272H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.02	
			硫化氢	行监控	2.01	
10	元坝 273-1H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢	行监控	1.34	
11	元坝 272-2	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢	行监控	1.34	
12	元坝 101-1	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢	行监控	1.34	
13	元坝 273-2H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢	行监控	0.67	
14	元坝 101-2H	天然气采输站场	非甲烷总烃	加强环保管理和装置运行监控	0.01	
			硫化氢	行监控	0.67	
无组织排放总计			硫化氢		17.42	/
			非甲烷总烃		9.24	/

表 7.2-3 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	NO _x	4.652
2	颗粒物	1.462
3	SO ₂	12.0
4	非甲烷总烃	9.22×10^{-3}
	硫化氢	1.74×10^{-2}

(6) 大气环境保护距离

根据 HJ2.2-2018：对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物浓度短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域。根据预测结果，项目污染物贡献值能够满足环境质量标准，厂界外贡献值外无超标区。

综上所述，本次评价无须设置大气环境保护区域。

7.2.2 运营期地表水环境影响分析

本项目正常工况下，天然气和气田水于管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，正常运营期对穿越水域不会造成影响。

营运期废水主要包括气田水、生活污水、设备检修废水以及批处理液。气田水和设备检修废水通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪污水处理站预处理后再经元坝气田资源化水处理工程深度处理后回用于元坝净化厂；生活污水由改进型生态厕所收集后，送地方城镇污水厂处理达标后外排；批处理液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注。

综上所述，正常情况下在严格落实各项污染防治措施的前提下，本项目建设对周围地表水环境影响较小。

7.2.3 运营期声环境影响分析

7.2.3.1 正常工况声环境影响分析

(1) 噪声评价方法

采气期噪声评价方法同 7.1.3.1 章节。

(2) 环境数据

同表 7.1-7。

(3) 预测结果

①噪声源清单

运营期的噪声源清单见下表。*****

②各井站等声级线图

根据预测结果，绘制等声级线图如下：

*****图 7.2-1 运营期噪声贡献值等声级线图

③厂界噪声贡献值

根据预测结果，采气期厂界噪声贡献值情况见下表。

表 7.2-17 采气期厂界噪声预测结果表

序号	预测项目	站场编号	最大贡献值 /dB(A)	最大贡献值相对位置	最小贡献值 /dB(A)	达标情况		标准限值 /dB(A)
						昼间	夜间	
1	厂界噪声	元坝 103-3	36.25	X:-24.65, Y:-51.94	25.01	达标	达标	昼间：60；昼 间：50
2		元坝 11-1H	41.59	X:26.77, Y: -38.40	29.79	达标	达标	
3		元坝 104-2H	38.95	X:17.78, Y:59.73	27.68	达标	达标	
4		元坝 271-2H	40.19	X:-41.90, Y:46.47	30.44	达标	达标	
5		元坝 271-1	37.53	X:9.55, Y:13.64	23.93	达标	达标	
6		元坝 103-2H	39.23	X:-40.56, Y:-47.11	26.91	达标	达标	
7		元坝 272-3	43.28	X: -6.53, Y:-11.96	28.04	达标	达标	
8		元坝 272-4H	30.84	X: -19.88, Y:18.64	23.65	达标	达标	
9		元坝 272H	33.73	X: 30.84, Y:49.43	11.71	达标	达标	
10		元坝 273-1H	45.95	X: -33.23, Y:-27.46	19.14	达标	达标	
11		元坝 273-2H	39.79	X:2.10,Y:14.44	30.52	达标	达标	
12		元坝 101-2H	38.65	X:-6.21,Y: 6.54	19.83	达标	达标	
13		元坝 101-1	33.88	X:-4.49,Y:-60.54	9.25	达标	达标	

备注：各站井口为坐标原点（x=0，y=0，z=0）。

采气期井站为昼夜连续运行。根据上述预测结果表明：采气期间厂界噪声最大贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。

④敏感目标处噪声预测

本项目站场采气期间敏感点处噪声预测结果见下表。

*****根据预测结果，本项目站场运营期周边农户处昼间、夜间噪声值皆能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。由此可见，运营期项目对区域声学环境和敏感点（农户）影响较小。

7.2.3.2 非正常工况声环境影响分析

本项目运营期非正常情况下，站场产生放空燃烧噪声，放空噪声在 100~110 dB（A）之间。由于放空噪声属于偶发噪声，发生频率低、时间短，对周围的环境影响是短暂的，因此非正常情况下自动放空的噪声对声环境的影响是可接受的。

7.2.4 运营期固废环境影响分析

（1）生活垃圾

本项目站场运营期无人值守，管线由运营单位调配人员进行巡线，不新增劳动定员。因此，无生活垃圾产生。

（2）检修固废

检修废渣主要是场站设备检修产生的废渣，主要成分为钢圈、垫片、金属保护层、废保温材料等，均为一般固废（SW62 900-002-S62/900-003-S62），本次新建、扩建站场每座产生量平均约为 0.5t/a，总计产生量约 5.0t/a；送当地废品回收站资源化回收，对环境影响小。

（3）清管废渣

酸气管道根据运营情况每年定期清管 2 次，清管废渣是指站场在清管收球作业时产生的轻微腐蚀产物和由于输气压力变化而产生的液滴组成，主要成分是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等，产生位置未收球筒处。本项目酸气管线清管废渣总计产生量约为 5kg/a，进入各站场火炬分液罐混同气田水进行气液分输/混输/罐车拉运，最终输送至大坪污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理（HW49 772-006-49），对环境影响小。

（2）含油固废

站场设备定期维护保养会产生废油及油桶，共计产生约 1.0t/a，属于危险废物（HW08, 900-217-08），产生的废油收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存），对环境影响小。

综上，项目产生的固废经过分类收集后，严格按照固废的暂存管理，并采取有效的固废处置措施，固废均得以妥善处置，对环境影响较小。

7.2.5 运营期地下水环境影响分析

根据区域水文地质资料及现场调查，本项目涉及调查评价范围广，本次总体评价思

路同比施工期：根据评价区水文地质状况，将模拟区划分为嘉陵江水文控制单元、东河水文控制单元和构溪河水文控制单元三大地下水系统，通过合理概化各水文地质单元边界条件、地下水渗流特征及含水层系统结构，建立评价单元的水文地质概念模型，评价项目建设及运行对周边地下水水质的影响范围与程度。

7.2.5.1 运营期地下水环境影响情景分析及设定

1、集输管道

本项目建设有采出水管道、酸气管道、燃料气管道和气液混输管道。根据建设方案，燃气管道和酸气管道主要是天然气，泄漏后对地下水的影响环境影响较小，混输管道是气液混输，主要输送的是含硫天然气，因含有一定量的采出水。故运营期对地下水的污染主要可能由气液混输管道和采出水管道破损引起。

采出水管道中有井场采气过程中带出的采出水，采出水中主要含有 COD、硫化物、SS 和氯化物等。采出水管道采用连续增强型复合管，运营期采出水管道正常情况下为全密闭输送，不会对地下水造成污染。事故工况下，可能由于管道材质不达标、管道腐蚀、人类活动或自然灾害等原因导致采出水发生小孔泄漏或断裂泄漏，一旦发生采出水泄漏，将对泄漏处周围土壤、地表水和地下水环境造成一定污染。

2、采气工程

（1）生活污水

本项目新建、扩建站场为无人值守，产生的生活污水由改进型生态厕所收集预处理后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。总体来说运营期生活污水对地下水环境影响较小。

（2）采出水

根据现场对采气场站调查，运营期采气场站会有一部分采出水从地层中带出地面，气田水进入站内火炬分液罐，通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂，故运营期站场主要考虑由火炬分裂罐泄漏对地下水的影响。

1) 正常状况地下水环境影响

根据工程分析，本项目运营期各井场均为无人值守井场，无生活用水需求，亦无生活污水产生，仅检修废水及返出的采出水，气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂。一般情况下，只要对各种地下水污染源及时采取回用、输送、防渗等方式处理，能有效地

保护浅层地下水，对地下水环境影响较小，不予考虑。并且，站场选址于地质稳定地带，也不受当地河水洪灾危险，正常状况下废水泄漏下渗造成地下水污染的可能性极小。

2) 非正常状况地下水环境影响

本项目新建的站场工程，对地下水可能产生的不利影响途径主要有以下几个方面：

①地面的罐体底部及围堰因防渗不到位或防渗层破裂出现废水泄漏，有可能造成不同程度的地下水污染；

②因防渗不到位出现废水泄漏，设备机油、固废以及所需化学品堆放不当，在雨季产生地面溢流等都有可能造成不同程度的地下水污染；

③新建站场产生的废水主要为站场分离器分离出的采出水，暂存于火炬分液罐中，若发生破裂后，会污染地下水；

故运营期对地下水的环境影响预测主要考虑气液混输管道和采出水管道的破损泄漏和火炬分液罐非正常工况下发生泄漏对地下水环境的污染影响。

7.2.5.2 预测井场选取

本项目各井场施工工艺一样，本项目井场所处地层岩性均为白垩系基岩地区，场地区岩性具有一定的共同相似特征，故针对各个大的水文控制单元范围内选取部分典型井场和管道进行预测分析，下游最大预测距离（纵向距离）按照各个水文地质单元内井场、采出水管道的下游排泄区距离最大值计算，并以预测分析的结果对其他相类似的井场和管道进行类比分析。根据本章节对水文控制单元的划分，此次对预测分析选取如下：

表 7.2-19 预测点位选取

水文控制单元	典型井场选取	管道选取
嘉陵江水文控制单元	元坝 271-2H 井场	元坝 271-1H~元坝 271-2H
东河水文控制单元	元坝 104-2H 井场	元坝 104-2H~元坝 121H
构溪河水文控制单元	/	/

7.2.5.3 地下水环境影响预测源强

(1) 火炬分液罐破裂泄漏

根据工程分析，本项目运营期每个井场设置 1 个火炬分液罐，火炬分液罐兼做分离采出水缓冲罐，内部约一半体积储存为采出水。针对罐体一般来说多个罐体同时泄漏发生的几率较小，单个罐体泄漏发生的概率相对较大，故此次针对同一类型的罐体泄漏按照单个罐体泄漏进行计算。

本次污染泄漏假设罐体储满液体，源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ

169-2018) 中液体泄漏的伯努利方程计算, 废水泄漏速率按下式计算:

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

式中: Q_L —液体泄漏速度, kg/s;

C_d —液体泄漏系数, 本次取值0.65;

A —裂口面积, m^2 , 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)

中附录E确定, 取值0.0000785;

P —容器内介质压力, Pa, 取值101325;

P_0 —环境压力, Pa, 取值101325;

g —重力加速度, m/s^2 , 取值9.81;

h —裂口之上液位高度, 取值2.0;

ρ —泄漏液体密度, kg/m^3 , 取值 1000。

经计算, 火炬分液罐泄漏速率为 0.32kg/s, 由于一些罐体下方设有防渗围堰, 假定罐体泄漏时下方围堰也发生了一定的破损, 进入含水层的量按照泄漏量的 25%计算, 其余泄漏废水被及时清理, 泄漏时间参考 HJ169-2018 中未设置紧急隔离系统的30min 计算。非正常状况下源强确定见下表:

表 7.2-20 火炬分液罐污染物泄漏量表

工况	泄漏位置	破损面积 (cm^2)	有效深度 (m)	泄漏速率 (kg/s)	泄漏时间 (min)	入渗 比例	模拟量 (kg)	泄漏量 (m^3)
非正常工况	火炬分液罐 破裂泄漏	0.785	2.0	0.32	30	0.25	144.0	0.144

(2) 采出水管道泄漏

此次地下水泄漏概率参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 E 泄漏频率表查询, 计算泄漏孔径为 10%孔径模式时泄漏事故的概率计算和全管径泄漏模式时泄漏事故的概率计算见下表。一般来说发生概率小于 10^{-6} /年的时间是极小概率时间, 而本项目选取的 2 条代表采出水管道发生泄漏的概率均大于 10^{-6} , 所以采出水管道发生孔径泄漏和全管径泄漏属于可能发生的事故。

表 7.2-21 各段采出水管道泄漏事故的发生概率

序号	管道名称	管径	长度 (m)	泄漏孔径为 10%孔径		全管径泄漏	
				单位长度 泄漏频率	管道泄漏 频率	单位长度 泄漏频率	管道泄漏频 率
1	元坝 271-1H~元坝 271-2H	$\Phi 114.3 \times$ (10+3)	460	$2.0 \times 10^{-6}/$ ($m \cdot a$)	$0.92 \times 10^{-3}/a$	$3.0 \times 10^{-7}/$ ($m \cdot a$)	$1.38 \times 10^{-3}a$

2	元坝 104-2H~元坝 121H	DN80	2600		$5.22 \times 10^{-3}/a$		$7.8 \times 10^{-4}/a$

根据《典型建设项目地下水污染源识别与源强计算（刘国东、黄玲玲、邢冰、徐涛）》中的石油管道泄漏情景分析，该情景分析中设定管道断裂在岩溶区和断裂带处，而本次采出水管道敷设地区均为基岩山区，周边无岩溶溶洞发育区也无断裂带，管道全管径断裂发生泄漏进入地层原则因考虑地层渗透情况和泄漏位置上段水头压力状况，由于管段泄漏位置不同，将会因为泄漏点水头不一致而导致源强会有差别，此次为了便于概化，本次模拟采出水管道泄漏量按照管道最大在线量计算，由于管压与闸阀联动控制，当采出水管道发生泄漏时，站场出口闸阀自动关闭，并同时对其进行检修，故泄漏按照瞬时源强进行概化。

气液混输管道（元坝 271-1H~元坝271-2H），依据同类项目采出水产生量与集气规模进行类比，每万方天然气含采出水量最大为 1m^3 。经前述工程分析，本项目天然气非正常状况泄漏，假设本项目 0.46km 的管道（规格 $\Phi 114.3 \times 10$ ）在线量全部泄漏，保守估计所产生的泄漏采出水量为 0.0004m^3 。排放形式概化点源瞬时排放，下表为泄漏源强：

表 7.2-22 气液混输管道、采出水管道污水在线量

采出水管道名称	管段起点位置	管段终点位置	长度 (km)	污水在线量 (m^3)
元坝 271-1H~元坝 271-2H (气液混输管道)	元坝 272-1H	元坝 271-2H	0.46	0.04
元坝 104-2H~元坝 121H (采出水管道)	元坝 104-2H	元坝 121H	2.60	13.06

表 7.2-23 采出水主要污染物浓度及标准指数

污染因子	单位	浓度	标准值	标准指数 (max)
pH	-	6~8	6.5~8.5	0.67
COD _{Mn}	mg/L	1000~1700	3	567
SS	mg/L	50~400	-	-
氯化物	mg/L	26000~28000	250	112
硫化物	mg/L	300~3000	0.02	150000

注：因为初期采出水主要包括气田采出水以及残酸废压裂液，约 1 年后主要为气田采出水，工程分析中 COD_{Cr} 最大值为 3000~5100mg/L，因地下水中 COD_{Cr} 无质量标准，根据研究成果，废水中 COD_{Mn} 一般为 COD_{Cr} 的 1/3，换算成 COD_{Mn} 浓度为 1000~1700mg/L。

表 7.2-24 非正常状况下污染物预测源强

井场/管道	泄漏位置	特征污染物	浓度(mg/L)	泄漏量(kg)	泄漏时间	泄漏污水量
元坝 271-2H 井场	火炬分液罐破裂 泄漏	氯化物	28000	4.03	30min	0.144m ³
		COD _{Mn}	1700	0.24	30min	
		硫化物	3000	0.43	30min	
元坝 104-2H 井场	火炬分液罐破裂 泄漏	氯化物	28000	4.03	30min	0.144m ³
		COD _{Mn}	1700	0.24	30min	

		硫化物	3000	0.43	30min	
元坝 271-1H~元 坝 271-2H	管道破裂泄漏	氯化物	28000	0.01	/	0.0004m ³
		COD _{Mn}	1700	0.00068	/	
		硫化物	3000	0.001	/	
元坝 104-2H~元 坝 121H	管道破裂泄漏	氯化物	28000	365.68	/	13.06m ³
		COD _{Mn}	1700	22.20	/	
		硫化物	3000	39.18	/	

7.2.5.4 地下水环境影响预测模型概化

(1) 预测模型

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。预测方法参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式预测分析。当取平行地下水流动的方向为 x 轴正方向时，则污染物浓度分布模型如下：

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；π为圆周率；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度M；外泄污染物质量 m_M；岩层的有效孔隙度n；水流速度u；污染物纵向弥散系数DL；污染物横向弥散系数 DT。这些参数主要由本次工作的调查资料以及类比区最新的勘察成果资料来确定。

(2) 参数选取

按照场地地下水环境影响评价的工作等级，对场地水文地质条件及可能的环境污染状况进行简化处理。由于环境污染的敏感性，做模型概化时，按照最不利组合原则设置解析模型的相关参数。

①含水层厚度 M ：含水层组为基岩裂隙水，区内含水层的厚度根据风化带厚度确定为嘉陵江水文控制单元含水层厚度为 30m，东河水文控制单元和构溪河水文控制单元含水层厚度为 40m。

②瞬时注入的示踪剂质量 mM ：进入地下水的污染物质量。

③含水层的平均有效孔隙度 n ：根据相关经验结合项目区地质与水文地质条件，本次有效孔隙度统一取值 0.065。

④水流速度 u ：根据水位调查水力坡度 $I=dH/ds$ ；因此地下水的实际流速 $u=v/n=KI/n$ ；

⑤纵向 x 方向的弥散系数 D_L ： $D_L=u \times aZ + D_0$ ， D_0 为分子孔散系数，由于此值很小，不做考虑，本次评价的弥散度按照偏保守的评价原则，取纵向弥散度 aZ 为 6m。

⑥横向 y 方向的弥散系数 D_T ：根据经验一般 $D_T: D_L \frac{D_T}{D_L} = 0.1$ 。

下表列出了场区所在地水文地质条件参数。

表 7.2-25 评价区水文地质参数

泄漏位置	含水层厚度 (m)	水力坡度 I	地下水流速 u (m/d)	纵向弥散系数 (m^2/d)	横向弥散系数 (m^2/d)	K (渗透系数)
元坝 271-2H 站场	30	0.17	0.12	0.72	0.072	0.047
元坝 104-2H 站场	40	0.22	0.17	1.02	0.10	0.05
元坝 271-1H~元坝 271-2H	30	0.25	0.18	1.08	0.11	0.047
元坝 104-2H~元坝 121H	40	0.22	0.17	1.02	0.10	0.05

7.2.5.5 预测时间

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求，地下水环境影响评价预测时段应包括项目建设、生产运行和服务期满后三个阶段。预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时刻，运营期包括污染发生后的 100d、1000d、3650d 和 7300d。

7.2.5.6 预测结果

结合区块内环境保护目标调查结果，本次评价污染物以各检测指标的地下水质量标准Ⅲ类限值为判别依据，当预测结果小于标准限值时即可视为污染物未对地下水产生超

标污染。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）10.1.2“地下水环境影响预测未包括环境质量现状值时，应叠加环境质量现状值后再进行评价”，本次预测过程中，因污染物氯化物、硫化物在现状监测中未检出，故氯化物、硫化物叠加现状值为0，COD_{Mn}、钡根据地下水现状监测报告数据应叠加现状值进行模拟预测。

表 7.2-26 模拟污染物水质标准限值

模拟预测因子	标准限值（mg/L）	参考标准
硫化物	0.02	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准
氯化物	250	
COD _{Mn}	3	
钡	0.7	

（1）元坝 271-2H 站场火炬分液罐破裂泄漏

根据前述水文地质分区本站场属嘉陵江左岸（I-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.2-27 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值（mg/L）
氯化物	100	/	/	7.22	/
	1000	/	/	0.72	
	3650	/	/	0.19	
	7300	/	/	0.1	
COD _{Mn}	100	/	/	2.77	2.34
	1000	/	/	2.38	
	3650	/	/	2.35	
	7300	/	/	2.34	
硫化物	100	44	1004.8	0.77	/
	1000	182	3698.92	0.08	
	3650	438	/	0.02	
	7300	/	/	0.01	

非正常状况下应急池废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的石油类对地下水环境影响最大，其次为 COD_{Mn}。石油类在 1000 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 35m 处，超标范围 376.8m²，污染物最大浓度值为 0.16mg/L；COD_{Mn} 在 365 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 16m 处，超标范围 98.91m²，污染物最大浓度值为 7.28mg/L，此后随着污染物在含水层中迁移稀释，至 3650 天时污染物最大浓度值降至 0.72mg/L。具体预测结果见

上表及下图。*****

（2）元坝 104-2H 站场火炬分液罐破裂泄漏

根据前述水文地质分区本站场属东河左岸（I-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.2-28 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
氯化物	100	/	/	3.86	/
	1000	/	/	0.39	
	3650	/	/	0.11	
	7300	/	/	0.05	
COD _{Mn}	100	/	/	1.84	1.61
	1000	/	/	1.63	
	3650	/	/	1.61	
	7300	/	/	1.61	
硫化物	100	52	1099	0.41	/
	1000	224	2712.96	0.04	
	3650	/	/	0.01	
	7300	/	/	0.006	

非正常状况下采出液罐废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的石油类对地下水环境影响最大，其次为 COD_{Mn}。石油类在 1000 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 34m 处，超标范围 376.8m²，污染物最大浓度值为 0.18mg/L，至 3650 天时污染物最大浓度值降为 0.049mg/L；COD_{Mn} 在 1000 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 15m 处，超标范围 94.2m²，污染物最大浓度值为 8.19mg/L，至 3650 天时污染物最大浓度值降为 0.81mg/L。具体预测结果见上表及下图。

（3）元坝 271-1H~元坝 271-2H 管道破裂泄漏

根据前述水文地质分区本井场属东河左岸（II-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.2-29 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
氯化物	100	/	/	0.01	/
	1000	/	/	0.001	
	3650	/	/	0.0003	
	7300	/	/	0.0001	
COD _{Mn}	100	/	/	1.61	1.61

	1000	/	/	1.61	
	3650	/	/	1.61	
	7300	/	/	1.61	
硫化物	100	/	/	0.001	/
	1000	/	/	0.0001	
	3650	/	/	3.24×10^{-5}	
	7300	/	/	1.62×10^{-5}	

非正常状况下采出液罐废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的石油类对地下水环境影响最大，其次为 COD_{Mn}。石油类在 1000 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 41m 处，超标范围 376.8m²，污染物最大浓度值为 0.12mg/L，至 3650 天时污染物最大浓度值降为 0.03mg/L；COD_{Mn} 在 365 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 17m 处，超标范围 59.66m²，污染物最大浓度值为 5.46mg/L，至 1000 天时污染物最大浓度值降为 1.99mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

（4）元坝 104-2H~元坝 121H 管道破裂泄漏

根据前述水文地质分区本井场属于区块西侧嘉陵江左岸（I-2 区），深丘丘坡地貌。

表 7.2-30 污染物预测统计表

污染物种类	时间(d)	最大超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	污染晕最大浓度 (mg/L)	背景值 (mg/L)
氯化物	100	32	188.4	467.25	/
	1000	/	/	46.72	
	3650	/	/	12.80	
	7300	/	/	6.40	
COD _{Mn}	100	55	1450.68	30.71	2.34
	1000	246	5488.72	5.18	
	3650	620.5	3.14	3.12	
	7300	/	/	2.73	
硫化物	100	73	2989.28	50.06	/
	1000	325	22505.95	5.01	
	3650	872	61474.92	1.37	
	7300	1565	10173.6	0.68	

非正常状况下采出液罐废水泄漏，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果。结果显示，标准指数最大的石油类对地下水环境影响最大，其次为 COD_{Mn}。石油类在 3650 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 45m 处，超标范围

367.38m²，污染物最大浓度值为 0.09mg/L；COD_{Mn} 在 1000 天时超标迁移距离最远，为泄漏点下游 17m 处，超标范围 94.2m²，污染物最大浓度值为 5.98mg/L，至 3650 天时污染物最大浓度值降为 1.63mg/L。具体预测结果见上表及下图。*****

7.2.5.7 保护目标影响分析

（1）分散式饮用水源影响

根据各情景预测结果分析可知，运营期站场设置的火炬分液罐破裂，罐体中的废水在发生泄漏后，影响地下水潜水含水层，结合本次调查的各保护目标点与项目的相对位置关系，分析了在 20a 内，各站场运营中对可能影响到的分散式饮用水水源的影响程度详见下表。本项目各井场在预测值内下游均未有饮用水井分布，也不会对各场区上游及两侧上游的水井造成影响。

根据预测结果分析，非正常状况下两种情景污染物泄漏后，I 区嘉陵江流域元坝 271-2H 站场污染物特征因子石油类迁移距离最远为地下水流下游 438m 处，调查时场区地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S58（112m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；通过类比元坝 271-2H 站场预测结果，元坝 271-1H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S62（188m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 272-4H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S105（349m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 272H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S146（277m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 272-3 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S110（149m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 272-2H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S154（523m），污染物迁移距离内没有水井分布；元坝 273-1H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S166（48m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 273-2H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S166（184m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响。

II 区东河流域元坝 104-2H 站场污染物特征因子石油类迁移距离最远为地下水流下游 1565m 处，调查时场区地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S22（307m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；通过类比元坝 104-2H 站场预测结果，元坝 103-3 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标为 S3（300m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 11-1H 站场地下水流下游距本站场最近的保护目标

为 S13（194m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 104-2H 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S22（307m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 103-2H 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S97（241m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 10-1H 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S202（291m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 102-5 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S203（195m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 121H 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S214（134m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 101-2H 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S71（473m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响；元坝 101-1 站场地下水水流下游距本站场最近的保护目标为 S70（671m），污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响。

根据预测结果，污染物迁移距离内有水井分布可能会受到影响。本项目所处的位置，地下水径流速度慢，含水层有效孔隙度小，污染物扩散速度较慢，污染影响范围小，一旦事故发生后可以有足够的时间来处理，并可达到良好的效果，对周边居民水井造成影响较小。

运营期间，一旦发生废水泄漏等地下水污染事故，应立即启动应急预案，应帮助受项目建设造成水质影响的居民在地下水流上游寻找新的水源，也可利用其他未受到影响的水井点、接用已安装自来水的农户取水或送水车应急供水解决群众饮水问题，其他在使用水井已安装自来水的农户可直接使用自来水替换水井水源。

非正常工况下，未经任何处理的废水中污染物浓度较高，进入地下水将造成一定影响，因此，在施工过程中应注重应急池的施工质量，杜绝非正常工况的发生，同时还应制定废水泄漏风险防范措施。发生风险事故后，通过及时处理，工程建设对地下水环境影响可接受。

表 7.2-31 站场运营期对保护目标影响情况一览表

泄漏位置	下游最近保护目标距离（m）	污染物超标最大距离（m）		是否对保护目标造成影响
元坝 271-2H 站场	112	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	438	是
元坝 271-1H 站场	188	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	438	是
元坝 272-4H 站场	349	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否

		硫化物	438	是
元坝 272H 站场	277	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	438	是
元坝 272-3 站场	149	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	438	是
元坝 272-2H 站场	523	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	438	否
元坝 273-1H 站场	48	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	438	是
元坝 103-3 站场	300	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	否
元坝 103-2H 站场	241	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	否
元坝 11-1H 站场	194	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	是
元坝 104-2H 站场	307	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	否
元坝 10-1H 站场	291	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	否
元坝 102-5 站场	195	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	是
元坝 121H 站场	134	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	是
元坝 101-2H 站场	473	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	否
元坝 273-2H 站场	184	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	是
元坝 101-1 站场	671	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	224	否

表 7.2-32 管线运营期对保护目标影响情况一览表

泄漏位置	最近保护目标 距离（m）	污染物超标最大距离（m）		是否对保护目标造成 影响
元坝 271-1H~元 坝 271-2H	36	氯化物	/	否
		COD _{Mn}	/	否
		硫化物	/	否
元坝 104-2H~元	48	氯化物	32	否

坝 121H 管道		COD _{Mn}	55	是
		硫化物	1565	是

(2) 对潜水含水层的影响分析

根据工程分析，结合项目建设特点，本次选取了在运营期在非正常状况下，设置的火炬分液罐、采出水管线发生泄漏后对地下水的影响分析。

根据上述预测结果，各预测情景下废水泄漏会对区内地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，其超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。火炬分液罐泄漏情景下污染物在 7300 天内的含水层中迁移情况如下，氯化物和 COD_{Mn} 未发生超标的现象，硫化物最大超标距离为 224~438m，其中污染物迁移最远的情景为元坝 271-2H 站场火炬分液罐硫化物泄漏。

管线泄漏情景下污染物在 7300 天内的含水层中迁移情况如下，氯化物最大超标距离为 32m，COD_{Mn} 最大超标距离为 55m，硫化物最大超标距离为 1565m。选取标准指数最大的硫化物在最不利影响情况下影响范围，其中水文地质分区 II-2 区受到影响面积最大，为 61474.92m²，I-2 受到影响面积较小，为 3698.92m²，各水文地质单元亚区影响具体如下表。

表 7.2-33 站场运营期对潜水含水层影响情况一览表（硫化物）

水文地质单元亚区			污染影响
编号	站场名称	面积 (km ²)	最大影响范围 (m ²)
I-2 区	元坝 271-2H、元坝 271-1H、元坝 272-4H、元坝 272H、元坝 272-3、元坝 272-2H、元坝 273-1H、元坝 273-2H 站场	约 160.26	3698.92
II-2 区	元坝 103-3、元坝 103-2H、元坝 11-1H、元坝 104-2H、元坝 10-1H、元坝 102-5、元坝 121H、元坝 101-2H、元坝 101-1	约 191.64	79039.18

7.2.6 运营期土壤环境影响分析

7.2.6.1 运营期土壤环境影响识别

根据附录 B 分析，项目运营期土壤环境影响识别如下：

表 7.2-34 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

不同时段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
运营期	储液罐区、污水管线	采气废水	垂直入渗	pH、COD、氯离子、石油类、硫化物等	pH、氯离子、硫化物、石油类、钡等	事故
	工艺区	采气作业	垂直入渗	pH、COD、氯离子、	pH、氯离子、	事故

不同时段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
				石油类、硫化物等	硫化物、石油烃、钡等	

7.2.6.2 运营期土壤环境敏感目标

本项目运营期调查评价范围内分布有居民区、耕地等，项目土壤环境敏感目标见 1.9 小节表 1.9-7。

7.2.6.3 运营期土壤环境影响预测与分析

本项目运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。对于火炬分液罐在事故情况下会造成污染物的泄漏，通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

本项目采气运营期对井身固井合格后运行，地层水不会从井筒泄漏进入土壤环境；井场设置了清污分流，火炬分液罐和方井设置了围堰拦截污水罐事故状态下泄漏的污水；井场四周设置有排水沟与自然沟渠连接，便于疏导场地雨水。此外，本项目运营期对方井周边、工艺区采取重点防渗，地层水及时转运，污水发生泄漏进入土壤环境可能性较小；污水管线按照规范要求选择规范的管材并落实管道防腐要求，并对管道进行每天巡查、定期检测（壁厚、腐蚀点等检测）等措施。在加强土壤环境的跟踪监测在后，采气期不会对土壤环境造成不利影响。

根据本项目环境质量现状检测报告，四川华皓监测技术有限公司对本项目拟扩建、改造的井站（已建井站）元坝 272-1 站场、元坝 272H 站场、元坝 272-2 站场、元坝 273-1H 站场、元坝 102-5 站场、元坝 121H 站场、元坝 10-1H 站场进行井站内外进行的土壤采样检测报告，监测结果表明：土壤监测点位土壤监测因子能满足《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值、《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中筛选值要求。因此，已运营的暂未出现对土壤较大的污染影响。

综上，同类项目在运营期未对土壤环境造成不利影响。同时，根据现场调查和资料收集，元坝气田未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，采取严格的风险防范措施、加强土壤环境的跟踪监测后，项目对土壤环境的影响很小。

7.3 退役期环境影响预测与评价

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终将进入服役期满。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的天然气开发工作人员将陆续撤离井场，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

服役期满的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工过程中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

7.4 对项目周边其他环境敏感区环境影响分析

7.4.1 对项目周边地表水集中式饮用水源地环境影响分析

根据收集资料及现场调查，区块内共分布有集中式水源及保护区 15 处，无地下水型水源地，均为地表水型水源地，详见表 5.9-1。本项目采取绕避措施，确保本项目所涉及的井场、井站、集输管线占地等均不在饮用水源保护区范围内。根据附图6 可知：项目与周边集中式水源及保护区较近或位于水源地汇水范围的项目主要有元坝 271-2H 井场/井站、元坝 271-1H 井站、元坝 103-3H 井场/井站、元坝 104-2H 井场/井站、元坝 11-1H 井场/井站。本次重点分析上述项目对周边地表水集中式饮用水源及保护区的影响

（1）元坝 271-2H 井场/井站、元坝 271-1H 井站及配套管线对周边集中式水源及保护区环境影响分析

①与饮用水源保护区的位置关系

本项目元坝 271-2H 井口距离亭子口饮用水水源保护区准保护区最近约 2.19km，元坝 271-1H 井口距离亭子口饮用水水源保护区准保护区最近约 2.35km，元坝 271-2H 井站和元坝 271-1H 井站配套管线距离亭子口饮用水水源保护区准保护区最近约 2.10km。由图 7.4-2 和图 7.4-3 可以看出，本项目所在地不位于亭子口水源地汇水范围，与水源地及保护区中间有山相隔，与该水源地无水力联系。详见下图所示。

*****②政策符合性

本项目不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》相关规定。

③对饮用水源地的影响分析

根据上述分析，元坝 271-2H 井场/井站和坝 271-1H 井站及配套管线不处于亭子口水源地汇水范围内与该水源地无水力联系。事故状态下，污水流出井场，将顺着山体流入井场西侧沟渠地势较低处后汇入嘉陵江，汇入位置处于亭子口水源地的下游，不会对该集中式饮用水源保护区水质造成影响。因此，本项目对亭子口集中式饮用水源保护区环境影响可接受。

（3）元坝 103-3H 井场/井站及配套管线对周边集中式水源及保护区环境影响分析

①与饮用水源保护区的位置关系

本项目元坝 103-3H 井场距离中土镇东河河流型饮用水源地最近距离约 562m，新建配套管线距离中土镇东河河流型饮用水源地最近距离约 216m。由图 7.4-4 和图 7.4-5 可以看出，本项目站场/井站以及管线所在地位于中土镇东河水源地汇水范围内，未采取事故废水进入外环境措施时当遇暴雨时井场雨污废水项目废水不会直接进入准保护区陆域和水域内，会通过地面漫流进入项目东侧沟渠，进而汇入水源地所在河流（大坑河），进而对水源地水质产生一定影响，与该水源地有水力联系，详见下图所示。

②政策符合性

本项目不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》相关规定。

③对饮用水源地的影响分析

A、正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，施工期间：施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；气体钻降尘水经岩屑池沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中回用于空气钻喷淋除尘，待空气钻钻井完毕后，回用于该井场后续钻井泥浆配置用水；方井雨水、初期雨水及时泵入集污罐中沉淀，回用于钻井液配制；钻井废水、压裂返排液收集后，拉运至石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注；洗井废水回用于同区域配置压裂液，不外排；管道试压废水经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘。运营期间气田水进入站内火炬分液罐通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后再经元坝气田资源化水处理工程深度处理后回用于元坝净化厂，不外排。因此，正常工况下，井场/井站产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对集中式水源地无影响。

B 事故状况下对饮用水源的影响

a、井场废水外溢影响分析

元坝 103-3 井场内进行了分区防渗措施，液体罐区均设置有围堰，井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，定期泵入泥浆不落地系统内处理，回用于水基泥浆调配用水；井场外四周修建双环沟，双环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），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/自流至应

急池（1000m³），未被污染的雨水由外环沟排入自然水系；泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；放喷池、岩屑池、清水池、应急池池壁高于地面约 0.5m，防止暴雨时雨水大量进入造成废水外溢。根据计算元坝 103-3 井场事故废水总量最大约 493m³，完全能被应急池全部容纳；因此，在落实事故废水进入外环境的控制封堵措施后（详见图 7.4-5），事故废水外溢对饮用水源保护区几乎无影响。



图 7.4-5 施工期防止场内事故废水进入外环境的控制、封堵措施（示意图）

b、站场废水外溢影响分析

元坝 103-3 站场内进行了分区防渗措施，液体罐区均设置有围堰，进行了重点防渗，场内火炬分液罐最大存储量约 25m³，污水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，可被围堰收集，进一步降低废水泄漏进入保护地的风险概率。井站在落实事故废水进入外环境的控制封堵措施后站场事故废水外溢对饮用水源保护区几乎无影响。

此外，元坝 103-3 井场/站场与东侧沟渠之间分布有大量的农田和林地，当废水泄漏进入场外时，应堵住汇流缺口，挖坑收集，防止进入沟渠影响水体；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入水源地时应首先最大限度减少泄漏量，应及时通报当地生态环境等相关部门和下游用水村落（周边以分散水井作为水源的居民），并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现水源地或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对该水源地的影响程度可接受。

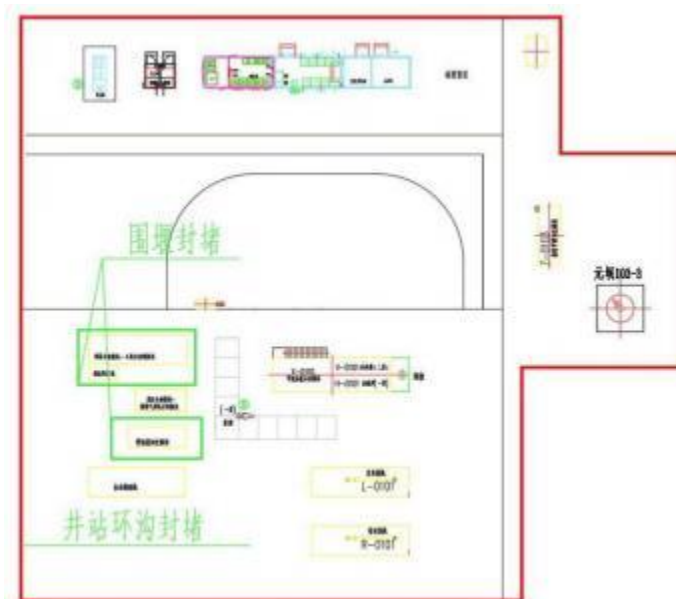


图 7.4-6 运营期防止场内事故废水进入外环境的控制、封堵措施 (示意图)

c、管线泄漏影响分析

元坝 103-3 站场污水为罐车拉运，但是元坝 103-3 站场外接 1#主干线（元坝 1-1~元坝 102H）为气液混输管线，管线也位于中土镇东河水源地汇水范围内（图 7.4-6），根据计联通 1#主干线后，进出管线内天然气在线量最大约 1 万方，按照最大气液比 1.0 方/万方，管线内气田水量最大约 1m^3 ，因本次建设管线距离水源地准保护区河流最近约 221m，并且管线与水源地准保护区河流之间分布有大量的农田，因此，本次新建管线泄漏所含气田水（ 1m^3 ）不可能进入水源地，不会对水源地水质造成影响。

*****整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，本项目发生风险事故对该水源地的影响程度可接受。

(4) 元坝 104-2H 井场/井站及配套管线对周边集中式水源及保护区环境影响分析

①与饮用水源保护区的位置关系

本项目元坝 104-2 井场/站场及配套管线距离博树回族乡饮用水源地二级保护区陆域最近距离约 2.45km，距离二级保护区水域最近距离约 3.27km。由下图可以看出，本项目所在地位于该水源地保护区上游河段汇水范围，未采取事故废水进入外环境措施时当遇暴雨时井场雨污废水会通过地面漫流进入项目西侧东河，顺流直下进入水源地，进而对水源地水质产生一定影响，本项目与该水源地有水力联系。详见下图所示。

*****②政策符合性

本项目不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》相关规定。

③对饮用水源地的影响分析

A、正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，井场产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对集中式饮用水源地无影响。

B 事故状况下对饮用水源的影响

a、井场废水外溢影响分析

本项目元坝 104-2H 井场位于该水源地保护区上游河段汇水范围，根据 8.8.3.4 小节预测分析可知，本项目井场废水泄漏后，会造成该水源地准保护区 COD 持续超标时间约 1.4min。

元坝 104-2H 井场同元坝 103-3 井场内进行了分区防渗措施和废水进入外环境的控制封堵措施后（详见图 7.4-5），事故废水外溢对饮用水源保护影响较小。

b、站场废水外溢影响分析

元坝 104-2H 站场内进行了分区防渗措施和事故废水进入外环境的控制封堵措施（见图 7.4-6）后站场事故废水外溢对饮用水源保护区几乎无影响。

此外，元坝 104-2H 井场/站场与西侧东河之间分布有大量的农田和林地，当废水泄漏进入场外时，应堵住汇流缺口，挖坑收集，防止进入沟渠影响水体；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入水源地时应首先最大限度减少泄漏量，应及时通报当地生态环境等相关部门和下游用水村落（周边以分散水井作为水源的居民），并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现水源地或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对该水源地的影响程度可接受。

c、管线泄漏影响分析

元坝 102-4 站场配套污水管线，该配套管线部分位于东河汇水范围内长约 270m，气田水在线量约 1.4m^3 ，因配套管线距离项目西侧东河汇入区域最近约 993m，并且之间分布有大量的农田、林地。因此，配套管线泄漏气田水（ 1.4m^3 ）太少，不可能进入东河，进而不会对水源地水质造成影响。

整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，本项目发生风险事故对该水源地的影响程度可接受。

（5）元坝 11-1H 井场/井站及配套管线对周边集中式水源及保护区环境影响分析

①与饮用水源保护区的位置关系

本项目元坝 11-1H 井场/井站及配套管线距离东河王渡社区（云峰镇）水源地二级保护区最近约 3.0km。由下图可以看出，本项目所在地不位于该水源地汇水范围，井场/

井站及管线泄漏后汇入东河处也位于该水源地取水口下游，与该水源地无水力联系。详见下图所示。

*****②政策符合性

本项目不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》相关规定。

③对饮用水源地的影响分析

根据上述分析，元坝 11-1H 井场/井站及配套管线不处于水源地汇水范围内与该水源地无水力联系。事故状态下，污水流出井场/井站，将顺着山体流入井场西侧地势较低处陈家河后汇入东河，汇入位置处于该水源地取水口的下游，不会对该集中式饮用水源保护区水质造成影响；污水管线河流穿越点泄漏后进入陈家河最终汇入东河，汇入位置也处于该水源地取水口的下游，不会对该集中式饮用水源保护区水质造成影响。因此，本项目对该水源保护区环境影响可接受。

7.4.2 对项目周边文物的环境影响分析与评价

根据调查，本项目占地范围内均不涉及文物古迹，距离本项目最近（500m 内）的文物点为跃进桥化石出土点距离约 465m；距离本项目最近的文物保护单位为洪山庙红军石刻标语，距离约 558m；详情见下表。重点对这处文物保护点进行影响分析。

表 7.4-1 本项目周边较近的文物保护单位/文物点

序号	名称	年代	类别	地址	面积 m ²	与本项目的最近距离	级别
1	跃进桥化石出土点	第四纪	其他	四川省广元市苍溪县陵江镇回水社区，回水社区北 1800 米处	180	距离元坝 272-2 站场边界最近约 465m；距离元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线最近约 545m。	文物点
2	洪山庙红军石刻标语	近现代	近现代重要史迹及代表性建筑	阆中市老观镇洪山庙村 3 社	200	距离元坝 121H 站场边界最近约 558m	文物保护单位

(1) 位置关系

文物点跃进桥化石出土点位于本项目元坝 272-2 站场边界西侧最近约 465m，元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线最近约 545m 处。

***** (2) 文物级别、保护内容及保护范围

①跃进桥化石出土点

根据走访苍溪县文物保护管理所得知，文物点跃进桥化石出土点为文物保护点；保护内容为化石出土区域，类别为其他；该文物点未划定保护范围，保护要求同《中华人民共和国文物保护法》相关要求，控制范围为化石出土区域 180m² 的占地范围。



图 7.4-12 跃进桥化石出土点现场照片及化石照片（资料图）

②洪山庙红军石刻标语

根据走访阆中市文物保护管理所得知，洪山庙红军石刻标语为市级文物保护单位，保护内容包括碑 5 块，该文物保护单位保护面积为文物区域所占面积约 200m²。保护要求同《中华人民共和国文物保护法》相关要求。



图 7.4-12 洪山庙红军石刻标语现场照片（资料图）

（3）政策符合性

根据《中华人民共和国文物保护法》（2017 修正）第十七条“文物保护单位的保护范围内不得进行其他建设工程或者爆破、钻探、挖掘等作业。”本项目建设地点未处于跃进桥化石出土点控制范围内和文物保护单位范围，本项目的建设不违背《中华人民共和国文物保护法》的相关要求。

（4）影响分析

元坝 272-2 站场和元坝 121 站场本次仅在站内新增部分设备，原井场施工、钻井和压裂过程及后期的采气运营过程中，目前均未对文物造成不利影响。本次站场扩建施工期和运营期间，建设单位须加强人员管理，严禁工作人员进入文物保护单位，采取以上措施的情况下，不会对文物点及文物保护单位造成不利影响。

7.5 区域开发积累环境影响分析

根据本项目开发方案，项目部署的井场/站场将在 5 年内实施建成，故本项目实施过程中，各单项工程将对区域产生一定的累积影响。

7.5.1 水环境污染积累影响分析

（1）建设施工期

本项目建设施工期废水主要来源于钻前施工、钻井施工、储层改造测试工程施工、采气站场施工及集输管线等施工过程，废水种类包含施工人员生活污水、土建施工废水、管线试压废水、压裂返排液、钻井废水、井场方井雨水及井场初期雨水等，此外，管线穿越施工期将短期增加河流沟渠水中泥沙含量。

本项目各单项工程均无废水外排。施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；气体钻降尘水经岩屑池沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中回用于空气钻喷淋除尘，待空气钻钻井完毕后，回用于该井场后续钻井泥浆配置用水；方井雨水、初期雨水及时泵入泥浆不落地工艺废水收集罐内，回用于水基泥浆调配用水；钻井废水、压裂返排液经石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，不外排；洗井废水回用于同区域配置压裂液，不外排；管道试压废水经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地洒水降尘；生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排；施工期管线穿越地表水体，施工结束后原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。通过采取上述措施，本项目施工期对区域的地表水环境累积影响很小。

另外，由于施工期压裂返排液回用量较大，在区域开发建设过程中，应加强区域压裂返排液回用的总体协调。

（2）生产运营期

本项目运营期间气田水进入站内火炬分液罐通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后再经元坝气田资源化水处理工程深度处理后回用于元坝净化厂，不外排；生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排；批处理液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注；现场无废水外排，对地表水影响较小现场无废水外排，对地表水影响较小。

根据对废水处理站等各阶段废水处理设施的处理、接纳能力等情况的调查统计结果可知，本项目各阶段产生的各类废水依托处理处置的污水处理站等设施均有足够能力接收本项目各阶段产生的各类废水，确保本项目各阶段产生的各类废水处理处置及时、有效，不会产生二次污染，对区域的地表水环境不会产生较大影响。

根据井区内已实施工程的现场调查，通过采取上述污染防治措施，站场生产运营期

对区域地表水环境累积影响很小。

7.5.2 大气环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期大气污染物主要来自钻井井场柴油发电机废气，管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘、测试放喷废气，以及管道焊接烟尘等，各井场/井站距离较远，管线施工分段进行，因此建设施工期对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围较小，不会出现叠加的大气环境影响，且施工期结束后大气环境影响消失，不会改变区域环境空气功能区划，建设施工期对区域大气环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期大气污染物主要来自水套炉废气、长明火炬燃烧废气以及无组织废气等。清管/检修及事故排放的少量天然气，通过采气站场长明火炬燃烧后排放，为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，长明火炬以及水套加热炉以净化天然气为燃料，本项目通过采取上述措施后，不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境累积影响可接受。

7.5.3 声环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期噪声主要来自钻前施工、钻井施工、储层改造测试工程施工、井站、集气总站施工及集输管线等施工过程中，其中钻井施工和储层改造测试工程施工的噪声影响范围一般在 300~400m 范围内，其余施工过程噪声影响范围相对较小。区块内各相邻井场的距离较远，管线施工分段进行，因此建设施工期噪声对区域噪声环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 300-400m 范围内，不会出现叠加的噪声环境影响，且施工期结束后噪声环境影响立即消失，不会改变区域声环境功能区划，建设施工期对区域声环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期噪声主要来自各采气站场工艺设备运行噪声。各采气站场之间相隔较远，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且各单项工程影响范围不会出现叠加影响。单项工程通过选用低噪声设备、优化平面布置等减振降噪措施，对周围环境影响较小。

根据已建站场的现场调查，井场和管线施工期、采气站场运营期通过采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，项目生产运营期对区域声环境累积影响可接受。

7.5.4 固体废物环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期固体废物主要来自钻前工程、钻井工程、储层改造测试工程、集输管线施工等过程，主要固废污染物包括剥离的表土、生活垃圾、施工废料、废包装材料、水基/空气钻井固废、油基钻井固废及含油固废（危险废物）等。各单项工程相距较远，且由施工队分别进行施工，对区域的影响主要表现为单个项目的影响。

本项目产生的上述固体废弃物，将采取表土剥离单独推荐、生活垃圾集中收集交环卫部门处置；施工废料和包装厂家回收；水基/空气钻井固废综合利用；油基岩屑和含油固废规范暂存交有危废资质的单位综合利用或处置等措施处置本项目建设期间产生的固体废物。本项目通过采取上述固体废物污染防治措施，井区建设施工固体废物对区域环境累积影响很小。

同时，由于施工期水基/空气钻井固废和油基钻井固废集中产生，产生量较大，在区域开发建设过程中，应加强井区固体废物处置的总体协调。

（2）生产运营期

本项目生产运营期生活垃圾设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置；危险废物（含油固废、清管废渣等），收集后于位于区块内部的大坪污水站的危废暂存间暂存，定期交由有危险废物资质的单位处置。项目通过采取上述固体废物污染防治措施，运营期固废得到了妥善处置，井区生产运营期固体废物对区域环境累积影响较小。

本项目建设及运行过程中产生的固体废物经以上方式处理后对项目所在区域的土壤、植被及地下水环境造成的影响很小，在当地环境可接受范围内。

7.5.5 土壤环境影响累积影响

根据土壤影响识别结果，本项目属于污染影响型项目，污染影响一般在 0.2km 范围内，本项目各相邻井场的距离较远，因此建设运行期对区域土壤环境影响以各单项工程项目环境影响为主，不会出现叠加的土壤环境影响。

本项目土壤环境的影响主要为跑、冒、滴、漏污染物漫流以及垂直下渗影响，各井场/井站通过采取雨污分流制、分区防渗、池体预留空高、罐区设置围堰等措施，减少项目建设运营对周边土壤环境的影响。根据井区已建工程的现场调查，通过采取上述措施后，本项目对区域土壤长期累积影响很小。

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证各单项工程施工对施工区周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复，采取措施后，项目建设活动对周边土壤环境影响小。

7.5.6 地下水环境污染累积影响

本项目各井场建设合理安排开采时序，且井场在区块内较为分散，从区块开发角度而言，项目若发生地下水污染影响表现为点状影响特征且污染影响范围有限，由井场建设施工工艺可知，本项目实施运行采取了一系列的地下水保护措施，因此本项目建设对区块内的地下水环境扰动较小。

7.5.7 生态环境累积影响

根据开发时序安排，2026年~2030年度需全部完成建产，随着后续开发项目的不断实施，可能会对区域内的陆生生态影响将存在一定累积性影响。

根据现场调查，区块内已实施钻井工程项目，均落实了相应的环保措施和生态恢复补偿措施，区块范围内现阶段开发活动未对区域生态环境造成较大程度的破坏。根据项目占地分析，项目后续开发项目会新增部分永久占地和施工临时占地，用地类型主要为耕地、林地等，不占用和穿越自然保护区及生态红线等，占用的植被及耕地在区域内广泛分布，随着施工完成后的植被恢复，工程实施后对区域生物多样性、景观结构、生态系统结构和功能的影响较小，不会对区域生态环境造成永久性破坏。总体来说，在滚动开发、分段施工结束后，分阶段对临时占地及施工迹地及时进行生态恢复后，区块范围内后续产能开发建设活动造成的累积性影响较小，项目后续实施不会对区域生态环境造成长期累积性影响。

7.5.8 退役期累积影响

区块进入退役期后各站场井下气压大幅降低，井下储量逐渐减少，采气开发接近尾声。随井口来气量的减少，井站和集气总站各种生产设施将停止运行。退役期单项工程产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

7.6 环境影响小结

7.6.1 大气环境影响小结

本项目各单项工程项目施工期及运营期正常工况下产生的废气主要有扬尘、CO、NO_x、SO₂、颗粒物、非甲烷总烃等，经影响分析，在采取相应的环保措施后，对周围环境空气影响较小，不会改变项目所在区域环境功能区划，本项目大气环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

7.6.2 地表水环境影响小结

本项目施工期、运营期产生的废水均得到有效处理，正常工况下本项目建设对当地

地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

7.6.3 声环境影响小结

施工期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，随着工程的完工，噪声影响消失。通过对井场周围居民的影响预测可知，在采取合理措施（临时撤离）后，钻井噪声对井场周围的居民影响能达到可接受程度。运营期间，厂界噪声能实现达标排放，敏感点噪声能达到《声环境质量标准》中 2 类标准要求，对周围居民的影响较小。

7.6.4 固废环境影响小结

项目产生固体废物经分类收集，严格做好固体废物的暂存管理，并采取有效的处置措施，使固体废物均得以妥善处置，对环境不会造成污染影响。

7.6.5 土壤环境影响小结

施工期和运营期采取严格的土壤防治措施后，本项目对周围土壤环境影响较小。

7.6.6 对环境敏感区的环境影响小结

正常工况下，产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对周边环境敏感区（文物点、集中式饮用水源地等）影响较小。事故状态下，严格落实污染防治措施、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后，本项目建设对周边环境敏感区的环境影响可接受。

8 环境风险影响评价

8.1 评价原则

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

8.2 预测评价原则

本次评价工作程序见下图。

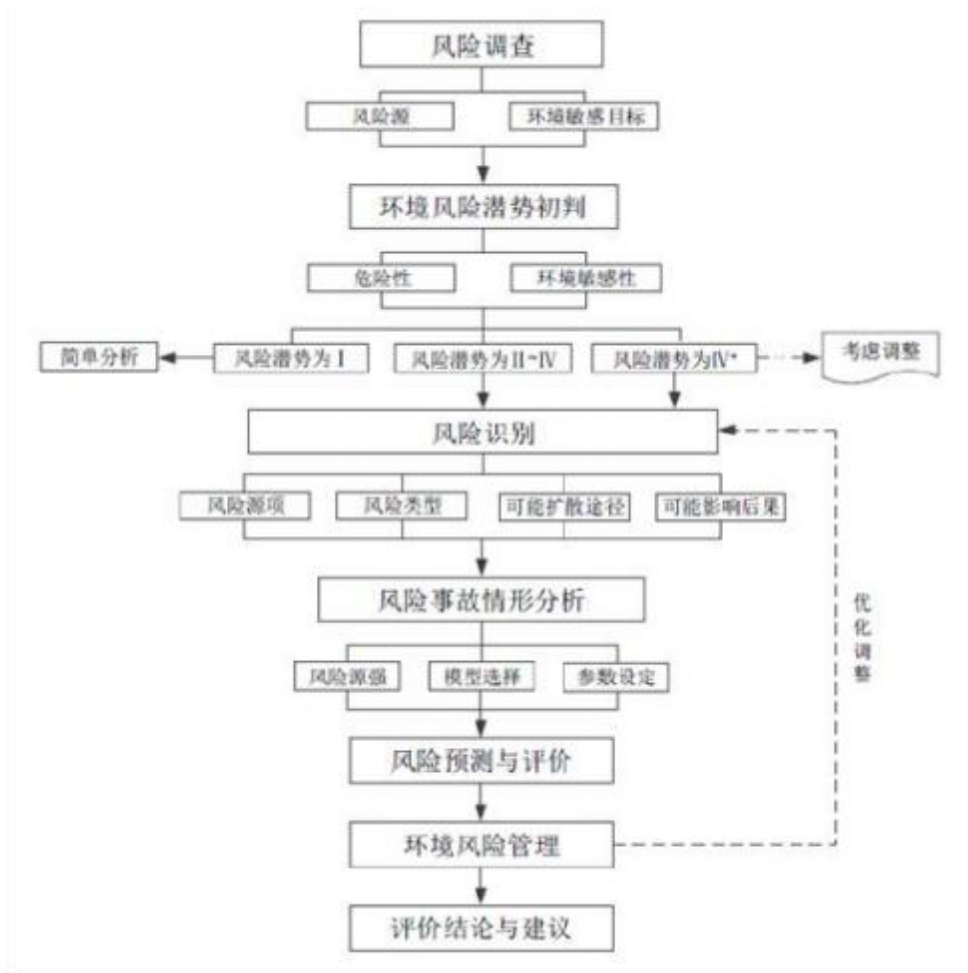


图 8.2-1 环境风险评价流程图

8.3 风险调查

8.3.1 风险源调查

本项目为天然气（含硫化氢）钻井、开采及天然气管线集输工程。根据工艺生产特点，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、压裂液（含稀盐酸）、开采的天然气（含硫化氢）、柴油发电机用柴油、卡钻情况下采用的油基钻井液（白油）、站场运营期由工艺系统分离产生的气田水。因本项目新建井场/井站以及新建管线涉及危险物质数量及分布情况见下表。

表 8.3-1 本项目涉及危险物质数量及分布情况（各单项工程）

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置
1	施工期 (钻井期)	水基泥浆、固井水泥及添加剂	约 300 m ³	各井场泥浆循环系统和泥浆不落地工艺区
2		钻井废水	462m ³ （最大）	各井场废水收集罐
3		柴油	16t	各井场柴油罐区
4		白油	450t	井场（现场不储存，仅在紧急情况下临时调用）
5		甲烷	8.76t	单井井喷失控
6			（按井喷 15min 计算）	
7		硫化氢	1.3t	单井井喷失控
8		（按井喷 15min 计算）		
8	施工期 (储层改造期)	碱式碳酸锌	7t	材料房
9		酸液（含盐酸 20%）	150m ³	井场
11		压裂液（含压裂返排液）	1200m ³	各井场压裂液重叠液罐
12	运营期 (采气期)	柴油	16t	各井场柴油罐区
13		甲醇	4m ³	开井初期使用
14		甲烷、硫化氢	甲烷：0.455t（在线量）	元坝 103-3 站场
15			硫化氢：0.067t（在线量）	
16			甲烷：0.698t（在线量）	元坝 11-1H 站场
17			硫化氢：0.104t（在线量）	
18			甲烷：0.455t（在线量）	元坝 104-2H 站场
19			硫化氢：0.067t（在线量）	
20			甲烷：0.552t（在线量）	元坝 271-2H 站场
21			硫化氢：0.082t（在线量）	
22			甲烷：0.455t（在线量）	元坝 271-1 站场
23			硫化氢：0.067t（在线量）	
24			甲烷：0.455t（在线量）	元坝 103-2H 站场
25			硫化氢：0.067t（在线量）	
26			甲烷：0.406t（在线量）	元坝 272-3 站场
27			硫化氢：0.060t（在线量）	

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置
28			甲烷：0.650t（在线量）	元坝 272-4H 站场
29			硫化氢：0.096t（在线量）	
30			甲烷：0.903t（在线量）	元坝 272H 站场
31			硫化氢：0.134t（在线量）	
32			甲烷：0.336t（在线量）	元坝 272-2 站场
33			硫化氢：0.05t（在线量）	
34			甲烷：0.203t（在线量）	元坝 273-1H 站场
35			硫化氢：0.03t（在线量）	
36			甲烷：0.306t（在线量）	元坝 102-5 站场
37			硫化氢：0.053t（在线量）	
38			甲烷、硫化氢：0t（在线量）	元坝 121 站场（长停井）
39			甲烷：0.406t（在线量）	元坝 101-2H 站场
40			硫化氢：0.06t（在线量）	
43			甲烷：0.406t（在线量）	元坝 273-2H 站场
44			硫化氢：0.06t（在线量）	
45			甲烷：0.271（在线量）	元坝 101-1 站场
46			硫化氢：0.04t（在线量）	
47			甲烷：0.220t（在线量）	元坝 10-1H 站场
48			硫化氢：0.033t（在线量）	
49			甲烷：8.39t（在线量）	元坝 103-3~1#集输干线附近酸气管线（上游）
50			硫化氢：1.24 t（在线量）	
51			甲烷：0.36 t（在线量）	元坝 103-3~1#集输干线附近燃料气管线（上游）
52			甲烷：7.39 t（在线量）	元坝 103-3~1#集输干线附近酸气管线（下游）
53			硫化氢：1.10 t（在线量）	
54			甲烷：0.31t（在线量）	元坝 103-3~1#集输干线附近燃料气管线（下游）
55			甲烷：1.57 t（在线量）	元坝 11-1H~元坝 102-5 酸气管线
56			硫化氢：0.23 t（在线量）	
57			甲烷：0.15 t（在线量）	元坝 11-1H~元坝 102-5 燃料气管线
58			甲烷：1.67 t（在线量）	元坝 104-2H~元坝 121 酸气管线
59			硫化氢：0.25 t（在线量）	
60			甲烷：0.18t（在线量）	元坝 104-2H~元坝 121 燃料气管线
61			甲烷：5.45 t（在线量）	元坝 271-2H~3#集输干线酸气管线（上游）
62			硫化氢：0.81 t（在线量）	
63			甲烷：0.14 t（在线量）	元坝 271-2H~3#集输干线燃料气管线（上游）
64			甲烷：9.05 t（在线量）	元坝 271-2H~3#集输干线酸气管线（下游）
65			硫化氢：1.34 t（在线量）	
66			甲烷：0.23t（在线量）	元坝 271-2H~3#集输干线燃料气管线（下游）
67			甲烷：0.54（在线量）	元坝 271-1H~元坝 271-2H 酸气管线
68			硫化氢：0.08t（在线量）	
69			甲烷：0.07（在线量）	元坝 271-2H~3#集输干线燃料气管线

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置
70			甲烷：1.45（在线量）	元坝 103-2H~元坝 10-1 酸气管线
71			硫化氢：0.22t（在线量）	
72			甲烷：0.16（在线量）	元坝 103-2H~元坝 10-1 燃料气管线
73			甲烷：0.71（在线量）	元坝 272-3~元坝 272H 酸气管线
74			硫化氢：0.10t（在线量）	
75			甲烷：0.06（在线量）	元坝 272-3~元坝 272H 燃料气管线
76			甲烷：4.11（在线量）	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线酸气管线
77			硫化氢：0.61t（在线量）	
78			甲烷：0.46t（在线量）	元坝 101-2H~元坝 101-1 酸气管线
79			硫化氢：0.07t（在线量）	
80			甲烷：0.06（在线量）	元坝 101-2H~元坝 101-1 燃料气管线
81			甲烷：0.46（在线量）	元坝 273-2H~元坝 273-1H 酸气管线
82			硫化氢：0.07t（在线量）	
83			甲烷：0.06（在线量）	元坝 273-2H~元坝 273-1H 燃料气管线
85		气田水	20 m ³	各站场火炬分液罐
86			9.8 m ³	元坝 11-1H~元坝 102-5 采出水管线
87			13.06m ³	元坝 104-2H~元坝 121 采出水管线
88			11.05m ³	元坝 103-2H~元坝 10-1 采出水管线
89			2.0m ³	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线采出水管线
90		缓蚀剂	5m ³	元坝 271-2 站场
91		缓蚀剂	5m ³	元坝 103-3 站场
92		硫溶剂	/	元素硫沉积时使用

备注：元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）为管线元坝 1-1~元坝 103-3；元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）为管线元坝 103-3~元坝 102-2；元坝 271-2H~3#集输干线（上游）为管线元坝 271-元坝 271-2H；元坝 271-2H~3#集输干线（下游）为管线元坝 271-2H~元坝 272；

本项目涉及的主要危险物质物理化学特性及毒性如下：

（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）钻井废水、洗井废水

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、洗井废水不属于 HJ169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1 无临界量规定，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）压裂液危险性分析

压裂液主要成分为清水，主要添加成分为稠化剂、杀菌剂、助排剂、酸性混合交联剂等。本项目采用的压裂液不含有重金属和其他有毒物质，呈酸性，影响环境的主要成分是有機物类、无机盐类。有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。压裂液及返排液不属于 HJ169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1 无临界量规定，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）。

（4）气田水危险性分析

气田水溶有氯离子（来自盐类）、氢离子和其他矿物质，当与金属表面接触时，会发生电化学反应，导致管道、设备腐蚀，丧失承载能力。气田水腐蚀破坏主要表现为裂缝腐蚀，孔蚀，磨损腐蚀，水线腐蚀等形状的局部腐蚀。Cl⁻可降低金属材质表面钝化膜形成的可能或加速钝化膜的破坏。由于 Cl⁻具有离子半径小、穿透能力强，并且能够被金属表面较强吸附的特点，Cl⁻浓度越高，水溶液的导电性就越强，电解质的电阻就越低，Cl⁻就越容易到达金属表面，加快局部腐蚀的进程。同时 Cl⁻对缝隙腐蚀还具有催化作用，从而加剧设备、管道的腐蚀。

气田水在暂存和输送过程中，一旦发生泄漏，溶解的硫化氢气体溢散出来或气田水随地表水和地下水渗流至人畜水源地，可能引起中毒和环境污染事故。

（5）甲烷危险性分析

从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组分的甲烷属于《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》(GB50183-2015)将使用或产生甲烷(CH₄)的生产列为甲类火灾危险性生产。

表 8.3-2 CH₄ 的物理化学特性

标识	中文名：天然气、甲烷	英文名：Natural Gas
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	危险货物包装标志 4
	国标编号：21007	CAS 号：74-82-8
理化特性	主要组成：低分子量烷烃混合物	外观：无色无臭气体。
	相对密度(水=1)：0.45(液化)	危险类别：甲
燃爆特性	沸点(℃)：-160	闪点(℃)：-190
	爆炸极限(%)：5~14	聚合危害：不聚合
	燃烧性：易燃	禁忌物：强氧化剂、卤素
	自燃温度(℃)：482~632	

	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。
健康危害	侵入途径：吸入。毒性：急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触含硫天然气者可出现神经衰弱综合征。
物料特性	①易燃性：天然气中各组分的爆炸下限均小于 10%，其火灾危险性分类属于甲类。 ②易扩散性：天然气的密度比空气小，泄漏后不容易聚集在低洼处，有较好的扩散性。尤其在有风的季节，极易飘散，造成危险。 ③易爆性：天然气的爆炸下限低，爆炸极限范围比较宽，若泄漏到空气中，容易与空气形成爆炸性混合气体，遇火源或高热能，有发生爆炸的危险。 ④毒性：天然气为烃类混合物，属于低等毒性物质，长期接触可出现神经衰弱综合征。天然气中有一定硫化氢，硫化氢的含量在标准以内，不会使人发生急性中毒，但操作人员长期接触微量硫化氢气体，其健康也会受到危害。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。应急处理人员戴正压式空气呼吸器，穿化学防护服。切断气源。
防护措施	工程控制：密闭操作，提供良好的自然通风条件。呼吸系统防护：高浓度环境中，佩戴正压式空气呼吸器。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。防护服：穿工作服。手防护：必要时戴防护手套。其他：工作现场严禁吸烟，避免高浓度吸入。

（6）硫化氢危险性分析

硫化氢与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有裂开和爆炸的危险。本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为 70~150mg/m³ 时，可引起结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为 700mg/m³ 时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为 1000mg/m³ 以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而死亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神衰症候群及植物神经紊乱等症状。

表 8.3-3 硫化氢理化性质及危险特性表

标识	中文名称：硫化氢	英文名称：HydrogenSulfide
	分子式：H ₂ S	CAS 号：7783-06-4
物化特性	沸点：-60.4℃	饱和蒸气压（KPa）：2026.5（25℃）
	饱和蒸气压（kPa）：4053（16℃）	熔点（℃）：-85.5
	蒸气密度（空气=1）：1.19	溶解性：溶于乙醇、水
	外观与气味：无色有恶臭气味	
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）：<-50	爆炸极限：4.0%-46.0%
	灭火剂：雾状水、泡沫	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有裂开和爆炸的危险。	
反应活性数据	稳定性：不稳定	避免条件：受热
	禁忌物：强氧化剂、碱类	燃烧（分解）产物：氧化硫
健康危害	侵入途径：吸入、皮肤	急性毒性：LD50：无资料；LC50:444ppm（大鼠吸入）
	本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为 70~150mg/m ³ 时，可引起结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为 700mg/m ³ 时，可引起急性支气	

	管炎和肺炎；浓度为 1000mg/m ³ 以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而死亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神衰症候群及植物神经紊乱等症状。		
泄漏紧急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，注意收集并处理废水。抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。		
储运注意事项	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过30℃。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。		
防护措施	职业接触限值：中国 MAC：10mg/m ³		
	工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风和全面排风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，必须佩戴防毒面具。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。		
其他	眼防护：戴化学安全防护眼镜	手防护：戴防化学品手套	身体防护：穿防静电工作服
	工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		

(7) 二氧化硫危险性分析

硫化氢燃烧产物为二氧化硫，有毒、具有强刺激性，易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。

表 8.3-4 二氧化硫理化性质及危险特性表

标识	中文名	二氧化硫		英文名	Sulfur dioxide		危规号		23013						
	分子式	SO2		分子量	64.06		危险性类别		第 2.3 类有毒气体						
理化特性	熔点（℃）		-75.5		沸点（℃）		-10		燃烧热（KJ/mol）		无意义				
	饱和蒸汽压（KPa）			338.42(21.1℃)			临界温度（℃）			157.8		临界压力（MPa）		7.87	
	相对密度		（水=1）1.43 （空气=1）2.26						建规火险分级			乙			
	外观特性		无色气体，特臭				溶解性		溶于水、乙醇						
	禁配物		强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物						燃烧产物			氧化硫			
	主要用途		用于制造硫酸和保险粉等						稳定性			稳定			
燃爆特性	燃烧性		不燃，有毒、具有强刺激性						闪点（℃）			无意义			
	引燃温度(℃)			无意义		爆炸下限(V%)		无意义		爆炸上限(V%)			无意义		
	危险特性		不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。												
	灭火方法		本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。												
毒性及健康危害	侵入途径		吸入		急性毒性		LD50：无资料；LD50：6600mg/m³,1 小时（大鼠吸入）								
	健康危害：易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。														
急救	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。														

措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
泄漏 应急 处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储存	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。
运输 注意 事项	本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
防护 措施	工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。眼睛防护：呼吸系统防护中已作防护。身体防护：穿聚乙烯防毒服。手防护：戴橡胶手套。其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。

（8）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。

表 8.3-5 柴油理化性质及危险特性表

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil; Diesel fuel			危险货物编号		
	分子式	CxHy	分子量	190~220	UN 编号		CAS 编号	68334-30-5	
理化性质	性状	稍有黏性的棕色液体			溶解性		与水混溶，可混溶于乙醇		
	熔点（℃）	-18			临界压力（Mpa）				
	沸点（℃）	282～338			相对密度（水=1）		0.87～0.9		
	饱和蒸汽压（ kpa）	无资料			相对密度（空气=1）		3.38		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	可燃		闪点（℃）		38	爆炸极限（%）		0.7 ～5.0
	危险性特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性。							
	灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。							
	禁忌物	氧化剂			稳定性		稳定		
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳			聚合危害		不聚合		
毒性及健康危害	急性毒性	LD50（mg/kg，大鼠经口）			无资料		LC 50（mg/kg）		无资料
	健康危害	车间卫生标准 侵入途径：吸如、食入；皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。							
急救	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用大量清水冲洗；眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟，就医；吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧；如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医；食入：饮足量温水，催吐，就医。								

防护	工程控制：密闭操作，注意通风；呼吸系统防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿一般作业防护服；手防护：戴橡胶耐油手套；其他：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其他惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
储运	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其他物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。

(9) 白油危险性分析

钻井进入沙溪庙组、须家河组等易发生卡钻，因此本项目钻井过程若遇到井下复杂工况（卡钻或地层复杂）情况下会使用油基泥浆。油基泥浆的成分主要为白油、3%~5%有机土、4%~5%主乳化剂、3%~4%辅乳化剂、2%~3%润湿剂、1%~2%生石灰、氯化钙溶液(20%~30%)、4%~5%降滤失剂、1%~2%流型调节剂、适量的加重剂(按密度需要)等。危险性主要表现在油性物质的可燃性。油基泥浆现场不储存，仅在紧急情况下临时调用。

表 8.3-6 白油理化性质及危险特性表

标识	中文名	白油		分子量	250～450
	主要成分	C16～C31的正异构烷烃的混合物			
理化特性	相对密度（水=1）	0.831～0.883			
	外观与性状	无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性。			
	溶解性	不溶于水和乙醇。			
燃爆特性	闪点，℃	≥130℃	爆炸极限，%(V/V)		
	引燃温度，℃		临界压力，MPa		
	火灾危险类别		爆炸危险组别/类别		
	危险特性	温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。			
	灭火方法	灭火剂：二氧化碳、干化学粉末、泡沫、砂、泥土或水雾(不可用水喷射)。			
毒性及健康危害	急性毒性	LD50(mg/kg,大鼠经口)	——	LC50（mg/m3，大鼠吸入）	——
	健康危害	吸入：吸入大量挥发气体会感觉眩晕。 眼接触：有刺激感，损伤视力。			
	操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止容器及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄			

		漏应急处理设备。
	急救措施	皮肤接触：建议使用脂枪加脂，如意外注射使皮肤受伤，应送医治疗。 眼接触：张开眼皮，以洁净清水冲洗，如刺激持续，建议看医生。 食入：用清水洗胃稀释，毋须诱发呕吐，如大量入肚确感不适，需立即就医。
泄漏 应急 处理		迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源，防止火花产生，除处理备油人员外，从速撤离现场，避免吸入油雾；小量泄漏：用砂泥土或木屑，吸收溢出的油，然后移至安全地点。根据有关法例处理，后以大量水冲洗被沾污的地方；大量泄漏：以砂或泥土截溢油蔓延，防止溢油流入下水道。如有可能，将溢油以槽罐截起，随后处理，或按“小量泄漏”方法处理。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运 注意 事项		储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。储存容器必须加盖密封，减少挥发量；避免日光照射，置于低处放置；使用：轻拿轻放，使用者戴手套。特殊注意事项：避免过多接触，工作完毕后沐浴更衣。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。

(10) 盐酸

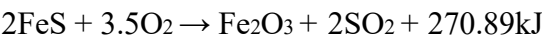
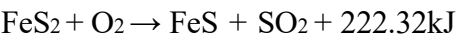
本项目压裂主体酸中含 20%的盐酸，盐酸理化性质详见下表。

表 2.1-6 盐酸理化性质及危险特性表

标识	中文名	盐酸
	英文名	Hydrogenchloride
	分子式	HCl
	分子量	36.46
	UN 号	1789/8183/8-03/700
	危险货物编号	81013
理化 性质	外观与性状	澄清无色或微黄色发烟液体。
	相对密度（水=1）	1.19（37~38%） 1.15（30%） 1.13（25%）
储运 注意事项	一般采用塑料储罐、塑料桶包装，也可用内涂橡胶的储罐，塑料罐装必须防止老化，应与氧化剂、金属粉末、氰化物、发孔剂等分开存放。搬运时要轻装、轻卸，防止包装及容器损坏。	
毒性 危害	接触限值	空气中最大容许浓度为 15mg/m ³ 。
	侵入途径	吸入、皮肤接触。
	毒性	具有强刺激作用。
防护 措施	工程控制	注意通风。
	呼吸系统防护	带过滤式防护口罩。
	眼睛防护	戴安全防护眼镜。
	防护服	穿耐酸工作服。
	手防护	戴防护手套。
泄漏处理		应急处理人员戴好防毒面具和胶手套，穿防护服。将地面洒上苏打石灰，再用水冲洗。

(11) 硫化亚铁

检修期间从设备或管线清扫出的呈疏松状的硫化亚铁极易自燃，且其自燃属自热氧化自燃类型，自燃的主要原因是常温下的氧化反应：



这些氧化反应所产生的热量如果不能及时散发掉，则将积聚使堆积的 FeS 温度上升，达到其自燃点温度及以上，就会剧烈地燃烧，可引燃可燃气体甚至引发爆炸事故。

硫化铁自燃在清管时容易发生。

另外，硫化亚铁在酸性环境中可能反应释放出硫化氢。

硫化亚铁自燃案例：某天然气集气站（设计生产能力 $400\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，压力 7.75MPa）在正常生产期间因法兰意外失效破裂，压力为 5.8MPa 的天然气从破口喷出，并夹带着大量的硫化亚铁，当硫化亚铁与空气接触时，发生氧化放热反应，引燃天然气，形成一条细长的喷射火焰，距该站约 50m~70m 处的数名村民被烧伤。

(12) 甲醇

开井初期，由于管线温度较低，每口井井筒内需一次加入甲醇抑制剂 1m^3 左右的来防止初期水合物的生成，然后等 2~4h 开井。甲醇抑制剂现场不储存，仅在开井时调用加注。

甲醇是一种无色、透明、高度挥发、易燃液体。略有酒精气味。分子量 32.04，相对密度 0.792(20/4℃)，熔点-97.8℃，沸点 64.5℃，闪点 12.22℃，自燃点 463.89℃。蒸汽与空气混合物爆炸下限 6%~36.5%。能与水、乙醇、乙醚、苯、酮、卤代烃和许多其他有机溶剂相混溶。遇热、明火或氧化剂易着火。遇明火会爆炸。

甲醇具有毒性，对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道黏膜和视力。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，黏膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。

表 8.3-7 甲醇理化性质及危险特性表

标识	中文名	甲醇，木精	英文名	Methyl alcohol; Methanol	危险性类别	第 3.2 类闪点易燃液体
	分子式	CH ₄ O	分子量	32.04	CAS 号	67-56-1
	UN 编号	1230	危规号	32058	化学类别	醇
理化性质	外观与形状：无色澄清透明液体，有酒香刺激性气味			溶解性：微溶于水，可混溶与醇、醚等多数有机溶剂		

	临界温度（℃）：240	临界压力（MPa）：7.95
	相对密度：（水=1）0.79	相对密度：（空气=1）1.11
	熔点（℃）：-97.8	自燃点（℃）：464
	燃烧值（KJ/mol）：727.0	爆炸极限：5.5%~44.0%
	沸点（℃）：64.8	水溶液 pH 值：6.8~7.0
	饱和蒸气压（KPa）：1333（21.2℃）	
燃烧爆炸危险性	燃爆危险：本品易燃、有毒、具有刺激性，在氧气中能燃烧分解	
	引燃温度（℃）：385	闪点（℃）：11
	爆炸下限（V%）：5.5	爆炸上限（V%）：44.0
	最小点火能（mj）：0.215	最大爆炸压力（MPa）0.580
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。	
	禁忌物:酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属。有害燃烧产物:一氧化碳。	
毒性及健康危害	消防措施：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。	
	侵入途径：吸入、食入、经皮吸入。属中度危害毒物，对中枢神经系统有麻醉作用；对呼吸道及胃肠道黏膜有刺激作用，对血管神经有毒作用，引起血管痉挛，形成瘀血或出血；对视神经和视网膜有特殊选择作用	
	，使视网膜因缺乏营养血坏死;可致代谢性酸中毒。急性中毒:表现以神经系统症状、酸中毒和视神经炎为主，可伴有黏膜刺激症状。短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状(口服有胃肠道刺激症状);经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、眼痛、复视或视物模糊等，对光反应迟钝，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性中毒：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，黏膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，抽排(室内)或强力通风(室外)。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	
急救措施	皮肤接触：脱去被污染衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。	
操作注意事项	严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、酸类、卤素接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。	
接触控制与个体防护	最高容许浓度：中国 MAC(mg/m³)：50；美国 TVL-TWA OSHA：200ppm，262mg/m；ACGIH：200ppm，262mg/m³(皮)。工程控制：生产过程密闭，全面通风，提供安全沐浴和洗眼设备。呼吸系统控制：可能接触蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，佩戴空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其他：工作现场严禁吸烟、进食和饮水，工作完毕，淋浴更衣，实行就业前和定期的体检。	

(13) 元素硫

含硫气井有时会出现元素硫沿着生产管柱沉积的现象。硫沉积形成一般受气质组成、流体物性和流速等因素影响。对于高含硫气田，在井底条件下硫在含气体中的溶解度接近或处于饱和状态，由于硫在气体中的溶解度是温度、压力、硫化氢及其他化学成分的函数，在 10~60MPa 和 100~160℃ 区间，硫在气体中的溶解度只有 0~5g/m³。在开发过程中，硫随着天然气从储层进入油管 and 沿着油管往上流向井口时，由于温度和压力条件的改变，硫在含硫天然气内的溶解度随着局部温度和压力的降低而下降，致使经常发

生元素硫及固体的高级多硫化物析出，沉积在井筒及设备表面，导致气井、设备和管道堵塞，增加材料的 SSC 敏感度，加重气井、设备和管道的腐蚀，严重影响气田的正常生产。

（14）硫溶剂

常用硫溶剂为二甲基二硫（DMDS），即 $\text{CH}_3\text{-S}_2\text{-CH}_3$ ，分子量 94.19，为淡黄色透明液体。DMDS 易燃，闪点：24.4℃，熔点 -85℃，沸点 109.7℃，比重：1.065(20℃)。能溶解于醇、醚，不溶于水。遇热或接触酸或酸雾能分解产生有毒硫氧化物气体。误服或吸入可引起中毒。接触后可引起头痛、恶心和呕吐。其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。蒸气比空气重，能在较低处扩散到远处，遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

8.3.2 环境敏感目标

详见 1.9.2.2 章节。

8.4 环境风险潜势初判及等级判断

本项目施工期部署 7 个井场，运营期新建、扩建、改造 17 个站场、新建 12 条酸气管线、4 条污水管道，11 条燃料气管线，各单个项目之间有自动切断阀门，本次分别判定评价等级并按照相应评价等级开展环评。

8.4.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中，在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当企业只涉及一种环境风险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当企业存在多种环境风险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种环境风险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种环境风险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目由于各井场、站场为独立钻井施工和建站作业，管网（采、集气、排水）为分段建设，各施工单位为相对独立施工单元，井场内各单井通过井口切断阀实现单元控制，站场与站场之间输气管道通过站场进出站阀组切断阀实现单元控制，故本项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应

临界量的比值确定 Q。

1、钻井期 Q 值

根据《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）和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。比对《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的主要危险物质包括 CH₄（易燃易爆）、油类物质（柴油和白油）、20%盐酸、硫化氢。本项目压裂阶段使用的主体酸为 20%稀盐酸，而《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中所列第 334 项为浓度≥37%的盐酸的危险物质临界量，因此本项目所使用的含 20%HCl 的酸液（质量密度约为 1.1kg/L）折算成 37%盐酸计算 Q 值，压裂阶段井场酸液最大暂存量约 150m³。由于各井场各井钻井工程依次实施，井场先实施一口井钻井作业，再依次实施下一口井，因此，同一时间，一个井场仅一口井实施钻井作业，因此钻井作业天然气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。钻井阶段现场柴油罐中柴油储存量约 16t，三开使用的油基泥浆基础油为白油现场贮存量约 450t。钻井施工期还涉及钻井废水、洗井废水、压裂返排液的暂存和转运，钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，因此不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。本次天然气密度按 0.8048kg/m³ 计。

表 8.4-1 各井场钻井期井场单元 Q 值计算结果表

序号	风险单元	单井无阻流量(万 m3/d)	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	元坝 103-3 井场	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（折算 37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07
该风险单元 Q 值Σ							13.55
2	元坝 11-1H 井场	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（折算 37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07
该风险单元 Q 值Σ							13.55
3	元 坝 104-2H 井场	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（折算 37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07

序号	风险单元	单井无阻流量(万 m3/d)	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
该风险单元 Q 值Σ							13.55
4	元坝 271-2H 井场	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（折算 37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07
该风险单元 Q 值Σ							13.55
5	元坝9-2 井场	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07
该风险单元 Q 值Σ							13.55
6	元坝 101-2H	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07
该风险单元 Q 值Σ							13.55
7	元坝 273-2H	120	甲烷（井喷事故状态 15 分钟释放）	74-82-8	8.76	10	0.88
			硫化氢（井喷事故状态 15 分钟释放）	7783-6-4	1.30	2.5	0.52
			柴油	68334-30-5	8	2500	0.01
			白油	8012-95-1	450	2500	0.18
			盐酸（37%）	7647-01-0	89.2	7.5	11.89
			碱式碳酸锌	5263-02-5	7	100	0.07
该风险单元 Q 值Σ							13.55

2、采气期 Q 值

①站场单元

根据本项目建设内容，本项目开采、集输的主要产品为含硫天然气，项目运营期间站场及集输管线涉及采气工艺系统分离产生的天然气、采气废水等。本项目新建、扩建、改造 17 个站场。各站场通过阀组撬实施紧急截断，站场采气工艺天然气存在量为管道设备在线量（酸气管线长度按照20MP 和 9.6MP 压力管线各 100m 计算）和 2min 的输气量，其中元坝 271-2 和元坝 103-3 站场涉及缓蚀剂，属于 HJ169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别2）。改造的元坝 121H 为长停井，站场内无采输气。各集输管线天然气存在量根据管道容积进行天然气存量计算。各站场储液罐暂存的采出水主要

污染物为 COD、SS、氯离子等，采出气田水不属于危险物质，无临界量规定，因此，仅对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

采气期站场单元 Q 值计算结果见下表。

表 8.4-2 采气期站场单元 Q 值计算结果表

序号	风险单元	配产/实际采气产量 (万 m³)	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质Q 值
1	元坝 103-3	30	甲烷	74-82-8	0.455	10	0.046
			硫化氢	7783-06-4	0.067	2.5	0.027
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
			缓蚀剂	/	4.5	50	0.090
该风险单元 Q 值Σ							0.478
2	元坝 11-1H	55	甲烷	74-82-8	0.698	10	0.070
			硫化氢	7783-06-4	0.104	2.5	0.042
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.427
3	元坝 104-2H	30	甲烷	74-82-8	0.455	10	0.046
			硫化氢	7783-06-4	0.067	2.5	0.027
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.388
4	元坝 271-2H	40	甲烷	74-82-8	0.552	10	0.055
			硫化氢	7783-06-4	0.082	2.5	0.038
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
			缓蚀剂	/	4.5	50	0.090
该风险单元 Q 值Σ							0.499
5	元坝 271-1	30	甲烷	74-82-8	0.455	10	0.046
			硫化氢	7783-06-4	0.067	2.5	0.027
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.388
6	元坝 103-2H	30	甲烷	74-82-8	0.455	10	0.046
			硫化氢	7783-06-4	0.067	2.5	0.027
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.388
7	元坝 272-3	25	甲烷	74-82-8	0.406	10	0.041
			硫化氢	7783-06-4	0.06	2.5	0.024
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.381
8	元坝 272-4H	50	甲烷	74-82-8	0.650	10	0.065
			硫化氢	7783-06-4	0.096	2.5	0.038
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.419
9	元坝 101-2H	25	甲烷	74-82-8	0.406	10	0.041
			硫化氢	7783-06-4	0.06	2.5	0.024
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.381
10	元坝 273-2H	25	甲烷	74-82-8	0.406	10	0.041
			硫化氢	7783-06-4	0.06	2.5	0.024
			甲醇	67-56-1	3.16	10	0.316
该风险单元 Q 值Σ							0.381
11	元坝 272H	76*	甲烷	74-82-8	0.903	10	0.090
			硫化氢	7783-06-4	0.134	2.5	0.056
该风险单元 Q 值Σ							0.146
12	元坝 272-2	17.8	甲烷	74-82-8	0.336	10	0.034

序号	风险单元	配产/实际采气产量 (万 m³)	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
			硫化氢	7783-06-4	0.05	2.5	0.020
			该风险单元 Q 值Σ				0.054
13	元坝 273-1H	4.1	甲烷	74-82-8	0.203	10	0.020
			硫化氢	7783-06-4	0.03	2.5	0.012
			该风险单元 Q 值Σ				0.032
14	元坝 102-5	20.2	甲烷	74-82-8	0.360	10	0.036
			硫化氢	7783-06-4	0.053	2.5	0.021
			该风险单元 Q 值Σ				0.057
15	元坝 10-1H	5.9	甲烷	74-82-8	0.220	10	0.022
			硫化氢	7783-06-4	0.033	2.5	0.132
			该风险单元 Q 值Σ				0.154
16	元坝 101-1	11.1	甲烷	74-82-8	0.271	10	0.027
			硫化氢	7783-06-4	0.04	2.5	0.016
			该风险单元 Q 值Σ				0.043

注：“*”包含元坝 272 井和元坝 272-3 井以及 272-4 井来气

②集输管线单元

项目新部署 12 条酸气管线、11 条燃料气管线、4 条污水管线。各集输管线单元 Q 值按照整条管线天然气（如：元坝 103-3 与 1#已建集输管线联通，元坝 271-2H 与已建 3#集输管线联通；本次按照联通后原管线+本次新建管线根据截断阀所在位置按照上下游分别计算 Q 值；）的在线量以及 2min 输气量计算，污水管线涉及的采出水主要污染物为 COD、SS、氯离子等，采出气田水不属于危险物质，无临界量规定，因此，仅对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。各集输管线单元 Q 值计算结果见下表。

表 8.4-3 运营期集输管线单元 Q 值计算结果表

序号	管线名称		危险物质名称	CAS 号	长度 /km	管径	设计压力 /Mpa	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	元坝 103-3~1 #集输干线附近	燃料气管线（上游）	甲烷	74-82-8	5.87	DN50	4.0	0.36	10	0.04
			该风险单元 Q 值Σ							0.04
		酸气管线（上游）	甲烷	74-82-8	5.87	DN150	9.6	8.39	10	0.84
			硫化氢	7783-06-4	5.87	DN150	9.6	1.24	2.5	0.50
		该风险单元 Q 值Σ							1.34	
		燃料气管线（下游）	甲烷	74-82-8	5.03	DN50	4.0	0.31	10	0.03
			该风险单元 Q 值Σ							0.03
		酸气管线（下游）	甲烷	74-82-8	5.03	DN150	9.6	7.39	10	0.74
			硫化氢	7783-06-4	5.03	DN150	9.6	1.10	2.5	0.44
该风险单元 Q 值Σ							1.18			
2	元坝 11-1H~元坝 102-5	燃料气管线	甲烷	74-82-8	1.95	DN50	4.0	0.15	10	0.02
			该风险单元 Q 值Σ							0.02
		酸气管线	甲烷	74-82-8	1.95	DN100	9.6	1.57	10	0.16
			硫化氢	7783-06-4	1.95	DN100	9.6	0.23	2.5	0.09
		该风险单元 Q 值Σ							0.25	
3	元坝 104-2H ~元坝 121	燃料气管线	甲烷	74-82-8	2.6	DN50	4.0	0.18	10	0.02
			该风险单元 Q 值Σ							0.02
		酸气管线	甲烷	74-82-8	2.6	DN100	9.6	1.67	10	0.17
			硫化氢	7783-06-4	2.6	DN100	9.6	0.25	2.5	0.10
		该风险单元 Q 值Σ							0.27	
4	元坝	燃料气管线	甲烷	74-82-8	1.66	DN50	4.0	0.14	10	0.01

序号	管线名称		危险物质名称	CAS 号	长度 /km	管径	设计压力 /Mpa	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
	271-2H ~3# 集输干线	(上游)	该风险单元 Q 值Σ							0.01
		酸气管线 (上游)	甲烷	74-82-8	1.66	DN200	9.6	5.45	10	0.55
			硫化氢	7783-06-4	1.66	DN200	9.6	0.81	2.5	0.32
			该风险单元 Q 值Σ							0.87
		燃料气管线 (下游)	甲烷	74-82-8	3.36	DN50	4.0	0.23	10	0.02
			该风险单元 Q 值Σ							0.02
		酸气管线 (下游)	甲烷	74-82-8	1.66	DN200	9.6	9.05	10	0.91
			硫化氢	7783-06-4	1.66	DN200	9.6	1.34	2.5	0.54
			该风险单元 Q 值Σ							1.44
5	元坝 271-1H ~元坝 271-2H	燃料气管线	甲烷	74-82-8	0.46	DN50	4.0	0.07	10	0.01
			该风险单元 Q 值Σ							0.01
		酸气管线	甲烷	74-82-8	0.46	DN100	9.6	0.54	10	0.05
			硫化氢	7783-06-4	0.46	DN100	9.6	0.08	2.5	0.03
			该风险单元 Q 值Σ							0.09
6	元坝 103-2H ~元坝 10-1	燃料气管线	甲烷	74-82-8	2.2	DN50	4.0	0.16	10	0.02
			该风险单元 Q 值Σ							0.02
		酸气管线	甲烷	74-82-8	2.2	DN100	9.6	1.45	10	0.15
			硫化氢	7783-06-4	2.2	DN100	9.6	0.22	2.5	0.09
			该风险单元 Q 值Σ							0.23
7	元坝 272-3~ 元坝 272H	燃料气管线	甲烷	74-82-8	0.2	DN50	4.0	0.06	10	0.01
			该风险单元 Q 值Σ							0.01
		酸气管线	甲烷	74-82-8	0.2	DN100	20	0.71	10	0.07
			硫化氢	7783-06-4	0.2	DN100	20	0.1	2.5	0.04
			该风险单元 Q 值Σ							0.11
8	元坝 272-2~ 元坝 273-1H 联通线	酸气管线	甲烷	74-82-8	2.8	DN150	9.6	4.11	10	0.41
			硫化氢	7783-06-4	2.8	DN150	9.6	0.61	2.5	0.24
			该风险单元 Q 值Σ							0.66
9	元坝 101-2H ~元坝 101-1	燃料气管线	甲烷	74-82-8	0.2	DN50	4.0	0.06	10	0.01
			该风险单元 Q 值Σ							
		酸气管线	甲烷	74-82-8	0.2	DN100	9.6	0.46	10	0.05
			硫化氢	7783-06-4	0.2	DN100	9.6	0.07	2.5	0.03
			该风险单元 Q 值Σ							0.08
10	元坝 273-2H ~元坝 273-1H	燃料气管线	甲烷	74-82-8	0.2	DN50	4.0	0.06	10	0.01
			该风险单元 Q 值Σ							
		酸气管线	甲烷	74-82-8	0.2	DN100	9.6	0.46	10	0.05
			硫化氢	7783-06-4	0.2	DN100	9.6	0.07	2.5	0.03
			该风险单元 Q 值Σ							0.08

备注：元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）为管线元坝 1-1~元坝 103-3；元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）为管线元坝 103-3~元坝 102-2；元坝 271-2H~3#集输干线（上游）为管线元坝 271-元坝 271-2H；元坝 271-2H~3#集输干线（下游）为管线元坝 271-2H-元坝 272。

根据表 8.4-1~表 8.4-3 可知，钻井期各井场单元 $10 < Q < 100$ ；采气期各站场单元 $Q < 1$ ；采气期集输管线中元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）、元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）、元坝 271-2H-元坝 272（下游） $1 < Q < 10$ ，其余集输管线 $Q < 1$ 。

本次对 $Q > 1$ 的单元进一步进行风险潜势判断。

8.4.2 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D 环境敏感程度（E）的分级，依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表 8.4-4 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据大气环境敏感程度分级原则，本次项目大气环境敏感等级见下表：

表 8.4-5 大气环境敏感程度分级

分级单元	分级依据	大气环境敏感分级
元坝 103-3 井场	500 米范围内 280 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 11-1H 井场	500 米范围内 131 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 104-2H 井场	500 米范围内 106 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 271-2H 井场	500 米范围内 183 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 9-2 井场	500 米范围内 194 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 101-2H	500 米范围内 172 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 273-2H	500 米范围内 512 人，5 公里范围内大于 1 万人，小于 5 万人	E2
元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	管线周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人	E2
元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	管线周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人	E2
元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	管线周边 200m 范围内，每千米人口数小于 100 人	E2

（2）地表水环境

根据《广元市地表水水域环境功能划类管理规定》和《南充市一级、二级水功能区划分成果表》，本项目周边水体东河、嘉陵江和构溪河（包括董家河）水环境功能为 III 类水域；周家河、陈家河、石滩沟、三岔溪、马鞍河、大坑河参照 III 类水体执行。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 D 中表 D.3 判定事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性分区（F）和表 D.4 判定环境敏感目标分级（S），然后表 D.2 判定环境敏感程度分级（E）。

本项目风险情况涉及地表水环境敏感程度分级见下表。

表 8.4-6 地表水环境敏感程度分级一览表

序号	地表水风险点名称	事故情况下，泄漏到的内陆水体名称及距离	水域环境功能	受纳水体下游汇入主流水体情况	地表水功能敏感性分区	泄漏排放点下游 10km 内环境风险受体情况	敏感目标分级	地表水敏感程度分级
1	元坝 103-3 井场	沟渠/204m	III 类	下游 890m 汇入大坑河，4.5km 汇入东河	F2	有，下游 840m 处为中土镇东河集中式饮用水水源保护区	S1	E1
2	元坝 11-1H 井场	陈家河/342m	III 类	下游 3.9km 汇入东河	F2	有，下游 6.8km 处为博树回族乡集中式饮用水水源保护区	S1	E1
3	元坝 104-2H 井场	石滩沟/735m	III 类	下游 2.8km 汇入东河	F2	有，下游 2.8km 处为博树回族乡集中式饮用水水源保护区	S1	E1
4	元坝 271-2H 井场	三岔溪/230m	III 类	下游 3.6km 汇入嘉陵江	F2	有，下游 3.6km 处为四川苍溪梨仙湖省级湿地公园	S1	E1
5	元坝 9-2 井场	沟渠/663m	III 类	下游 4.3km 汇入三叉河	F2	有，下游 3.7km 处为四川构溪河自然保护区	S1	E1
6	元坝 101-2H	项目周边水体为先锋水库，项目事故情况不会泄漏到该水库	/	/	F3	/	S3	E3
7	元坝 273-2H	沟渠/30m	III 类	下游 1.4km 汇入嘉陵江	F2	有，下游 1.4km 处为四川苍溪梨仙湖省级湿地公园	S1	E1
8	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	项目周边水体为东河，项目事故情况不会泄漏到该河流①	/	/	F3	/	S3	E3
9	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	大坑河（穿越）	III 类	下游 4.5km 汇入东河	F2	有，管线穿越中土镇东河集中式饮用水水源保护区	S1	E1
10	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	项目周边水体为三岔溪，项目事故情况不会泄漏	/	/	F3	/	S3	E3

序号	地表水风险点名称	事故情况下，泄漏到的内陆水体名称及距离	水域环境功能	受纳水体下游汇入主流水体情况	地表水功能敏感性分区	泄漏排放点下游10km内环境风险受体情况	敏感目标分级	地表水敏感程度分级
		到该沟渠 ^②						

备注：①元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）为气液混输管线管道内气田水最大在线量约 1.2m³，管线距离东河大于 100m 之间有道路、树林、农田等阻隔不会进入地表水体；②元坝 271-2H-3#集输干线（下游）为气液混输管线管道内气田水最大在线量约 1.3m³，管线距离最近沟渠三岔溪约 241m 之间有道路、树林、农田等阻隔不会进入地表水体。

由上表可知，以上单元地表水敏感程度分级为 E1 和 E3。

（3）地下水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 D 中 D.3 地下水环境，本项目地下水敏感程度为较敏感 G2，包气带防污性能分级为 D2，地下水环境敏感程度为 E2（环境高度敏感区）。分级原则见表 10.4-3。

表 8.4-7 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2 (✓)	E3
D3	E2	E3	E3

综上，本项目大气环境敏感程度为 E2，地表水环境敏感程度为 E1 或 E3，地下水环境敏感程度分级为 E2。

8.4.3 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险物质及工艺系统危害性（P）应根据危险物质数量与临界量的比值（Q）和行业及生产工艺（M）确定。

（1）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 C，本项目 M 值确定具体见下表。

表 8.4-8 本项目 M 值确定

行业	评估依据	分值	企业情况	得分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/每套	\	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/每套	\	0
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/每套（罐区）	\	0
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	\	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10	涉及	10

行业	评估依据	分值	企业情况	得分
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	\	0
项目M值Σ				10

注：^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（p） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

由上表可知，本项目行业及生产工艺 M 值总计为 10，即本项目为 M3。

（2）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》（HJ169-2018）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 10.4-8 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 8.4-9 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

序号	风险单元	危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M 值）	危险物质及工艺系统危险性（P）
1	元坝 103-3 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
2	元坝 11-1H 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
3	元坝 104-2H 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
4	元坝 271-2H 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
5	元坝 9-2 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
6	元坝 101-2H 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
7	元坝 273-2H 井场	$10 \leq Q < 100$	M3	P3
8	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	$1 \leq Q < 10$	M3	P4
9	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	$1 \leq Q < 10$	M3	P4
10	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	$1 \leq Q < 10$	M3	P4

8.4.4 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。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 2 划分依据，确定本项目环境风险潜势见下表。

表 8.4-10 大气环境风险潜势划分结果表

风险点名称	环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）	风险潜势
元坝 103-3 井场	E2	P3	III
元坝 11-1H 井场	E2	P3	III
元坝 104-2H 井场	E2	P3	III
元坝 271-2H 井场	E2	P3	III
元坝 9-2 井场	E2	P3	III
元坝 101-2H 井场	E2	P3	III

风险点名称	环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)	风险潜势
元坝 273-2H 井场	E2	P3	III
元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	E2	P4	II
元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	E2	P4	II
元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	E2	P4	II

表 8.4-11 地表水环境风险潜势划分结果表

风险点名称	环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)	风险潜势
元坝 103-3 井场	E1	P3	III
元坝 11-1H 井场	E1	P3	III
元坝 104-2H 井场	E1	P3	III
元坝 271-2H 井场	E1	P3	III
元坝 9-2 井场	E1	P3	III
元坝 101-2H 井场	E3	P3	II
元坝 273-2H 井场	E1	P3	III
元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	E3	P4	I
元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	E1	P4	III
元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	E3	P4	I

表 8.4-12 地下水环境风险潜势划分结果表

风险点名称	环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)	风险潜势
元坝 103-3 井场	E2	P3	III
元坝 11-1H 井场	E2	P3	III
元坝 104-2H 井场	E2	P3	III
元坝 271-2H 井场	E2	P3	III
元坝 9-2 井场	E2	P3	III
元坝 101-2H	E2	P3	III
元坝 273-2H	E2	P3	III
元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	E2	P4	II
元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	E2	P4	II
元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	E2	P4	II

8.4.5 评价等级和评价范围

本项目钻井期各井场大气环境风险评价范围不低于 5km，当大气毒性终点浓度预测到达距离超出 5km 时，应根据预测到达距离调整评价范围；运营期各站场环境风险评价进行简单分析，可不划定评价范围，但根据项目特点，重点关注项目站场周边 5km 范围；输气管线大气环境风险评价范围为距中心线不低于 200m，当大气毒性终点浓度预测到达距离超出 200m 时，评价范围调整为大气毒性终点浓度预测到达距离。大气风险评价范围详见下表。

表 8.5-1 本项目各单元大气风险评价等级及评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围（调整前）	评价范围（调整后）
1	元坝 103-3 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
2	元坝 11-1H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
3	元坝 104-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
4	元坝 271-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 5km
5	元坝 9-2 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 7.4km
6	元坝 101-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
7	元坝 273-2H 井场	III	二级	边界外延 5km	边界外延 12.6km
8	元坝 103-3 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
9	元坝 11-1H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
10	元坝 104-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
11	元坝 271-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
12	元坝 271-1 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
13	元坝 103-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
14	元坝 272-3 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
15	元坝 272-4H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
16	元坝 101-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
17	元坝 273-2H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
18	元坝 272H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
19	元坝 272-2 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
20	元坝 273-1H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
21	元坝 102-5 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
22	元坝 121H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
23	元坝 10-1H 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
24	元坝 101-1 站场	I	简单分析	/	边界外延 5km
25	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	II	三级	中心线两侧 100m	中心线两侧 859m
26	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	II	三级	中心线两侧 100m	中心线两侧 941m
27	元坝 11-1H~元坝 102-5	I	简单分析	/	中心线两侧 682m
28	元坝 104-2H~元坝 121	I	简单分析	/	中心线两侧 823m
29	元坝 271-2H~3#集输干线（上游）	I	简单分析	/	中心线两侧 1270m
30	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	II	三级	中心线两侧 100m	中心线两侧 1860m
31	元坝 271-1H~元坝 271-2H	I	简单分析	/	中心线两侧 623m
32	元坝 103-2H~元坝 10-1	I	简单分析	/	中心线两侧 430m
33	元坝 272-3~元坝 272H	I	简单分析	/	中心线两侧 652m
34	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	I	简单分析	/	中心线两侧 1260m
35	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线（污水管线）	I	简单分析	/	/
36	元坝 101-2H~元坝 101-1	I	简单分析	/	中心线两侧 435m
37	元坝 273-2H~元坝 273-1H	I	简单分析	/	中心线两侧 499m

根据环境风险导则确定各生产单元各要素评价等级及评价范围，各单元地表水环境的评价等级及评价范围见下表。

表 8.5-2 本项目各单元地表水风险评价等级及评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围
1	元坝 103-3 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
2	元坝 11-1H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
3	元坝 104-2H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
4	元坝 271-2H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
5	元坝 9-2 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
6	元坝 101-2H 井场	II	三级	（事故时）排放点下游 10km
7	元坝 273-2H 井场	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
8	元坝 103-3 站场	I	简单分析	/
9	元坝 11-1H 站场	I	简单分析	/
10	元坝 104-2H 站场	I	简单分析	/
11	元坝 271-2H 站场	I	简单分析	/
12	元坝 271-1 站场	I	简单分析	/
13	元坝 103-2H 站场	I	简单分析	/
14	元坝 272-3 站场	I	简单分析	/
15	元坝 272-4H 站场	I	简单分析	/
16	元坝 101-2H 站场	I	简单分析	/
17	元坝 273-2H 站场	I	简单分析	/
18	元坝 272H 站场	I	简单分析	/
19	元坝 272-2 站场	I	简单分析	/
20	元坝 273-1H 站场	I	简单分析	/
21	元坝 102-5 站场	I	简单分析	/
22	元坝 121H 站场	I	简单分析	/
23	元坝 10-1H 站场	I	简单分析	/
24	元坝 101-1 站场	I	简单分析	/
25	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	I	简单分析	/
26	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	III	二级	（事故时）排放点下游 10km
27	元坝 11-1H~元坝 102-5	I	简单分析	/
28	元坝 104-2H~元坝 121	I	简单分析	/
29	元坝 271-2H~3#集输干线（上游）	I	简单分析	/
30	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	I	简单分析	/
31	元坝 271-1H~元坝 271-2H	I	简单分析	/
32	元坝 103-2H~元坝 10-1	I	简单分析	/
33	元坝 272-3~元坝 272H	I	简单分析	/
34	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	I	简单分析	/
35	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站 联络线（污水管线）	I	简单分析	/
36	元坝 101-2H~元坝 101-1	I	简单分析	/
37	元坝 273-2H~元坝 273-1H	I	简单分析	/

表 8.5-3 本项目各单元地下水风险评价等级及评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围

序号	工艺单元	风险潜势	评价等级	评价范围
1	元坝 103-3 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
2	元坝 11-1H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
3	元坝 104-2H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
4	元坝 271-2H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
5	元坝 9-2 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
6	元坝 101-2H 井场	II	三级	评价范围同地下水评价范围
7	元坝 273-2H 井场	III	二级	评价范围同地下水评价范围
8	元坝 103-3 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
9	元坝 11-1H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
10	元坝 104-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
11	元坝 271-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
12	元坝 271-1 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
13	元坝 103-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
14	元坝 272-3 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
15	元坝 272-4H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
16	元坝 101-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
17	元坝 273-2H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
18	元坝 272H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
19	元坝 272-2 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
20	元坝 273-1H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
21	元坝 102-5 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
22	元坝 121H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
23	元坝 10-1H 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
24	元坝 101-1 站场	I	简单分析	评价范围同地下水评价范围
25	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	II	三级	管线两侧 200m
26	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	II	三级	管线两侧 200m
27	元坝 11-1H~元坝 102-5	I	简单分析	管线两侧 200m
28	元坝 104-2H~元坝 121	I	简单分析	管线两侧 200m
29	元坝 271-2H~3#集输干线（上游）	I	简单分析	管线两侧 200m
30	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	II	三级	管线两侧 200m
31	元坝 271-1H~元坝271-2H	I	简单分析	管线两侧 200m
32	元坝 103-2H~元坝 10-1	I	简单分析	管线两侧 200m
33	元坝 272-3~元坝272H	I	简单分析	管线两侧 200m
34	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	I	简单分析	管线两侧 200m
35	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气 总站联络线（污水管线）	I	简单分析	管线两侧 200m
36	元坝 101-2H~元坝 101-1	I	简单分析	管线两侧 200m
37	元坝 273-2H~元坝273-1H	I	简单分析	管线两侧 200m

综上，本项目施工期各井场环境风险潜势均为 III 类，综合评价等级为二级；采气期各站场 $Q < 1$ ，风险潜势为 I 类，进行简单分析；采气期集输管线中元坝 103-3~1#集

输干线附近（上游）、元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）、元坝 271-2H-元坝 272（下游），风险潜势为 III 类和 II 类，综合评价等级为二级和三级，其余管线 $Q < 1$ ，风险潜势为 I 类，进行简单分析。

本项目环境风险潜势综合等级为 III，综合评价等级为二级。

8.5 风险识别

8.5.1 典型事故案例资料统计

根据国家安全生产监督管理总局的统计资料，与天然气钻采、运输、使用有关事故统计结果见下表。

表 8.6-1 与天然气有关的重大事故统计

序号	事故时间	事故过程	事故类型	伤亡人数
1	2010.07.23	2010 年 7 月 23 日 23 时 15 分，陕西延长石油（集团）有限责任公司位于延安市延长县七里村镇杨旗村的延 332 井进行勘探钻井作业时，发生井喷事故（以下简称“7.23”井喷事故）。事故发生后，延安市委、市政府高度重视，立即组织当地消防、安监、石油、环保等多个部门迅速赶到现场，对事故进行处理。事故发生当天，为了防止意外发生出事井口周围 5 个村 1500 多人被迅速转移，事故未造成任何人员伤亡和重点环境污染。	井喷	无人伤亡
2	2003.12.23	2003 年 12 月 23 日 21:55 罗家 16H 井发生井喷失控事故，24 日 15:55 点火成功，27 日 11:00 压井成功，压井时间 84h。	井喷	243 人死亡，2142 人受伤
3	2006.10.1	2006 年 10 月 1 日 19 时，云南省陆良县境内发生天然气井喷事故，至 10 月 3 日 10 时成功压井，压井时间 39h。	井喷	无人伤亡
4	2015.03.26	2015 年 3 月 26 日凌晨，长庆气田第九采气厂起二增到吴一转之间的管线破损，破损管道半径 114mm，泄漏天然气初步估计在 20m ³ 左右。现场天然气顺山坡林地流下总长约 800m，包括一段 50m 长的涵洞，平均宽度为 50cm。由于泄漏点均在沟谷内，附近都是干沟，无地表水体，所以泄漏天然气没有对地表水产生影响。抢险队员通过采取筑堤、挖坑，设置草袋、吸油毡等措施逐级收集渗透在沟谷土壤表面的天然气，减缓天然气进一步向下游蔓延。	管道天然气泄漏	无人伤亡
5	2010.08.28	2010 年 8 月 28 日下午，第四采气厂车道湾集油站输气管线因腐蚀破裂，致泄漏天然气沿红石沟河道流了 4km 长。接到泄漏报告后，生态环境局和第四采气厂连夜组织 300 余人排污抢险，29 日将泄漏天然气清理完毕。	管道天然气泄漏	无人伤亡
6	2008.10.22	8 时 0 分，中石油天然气运输公司海南分公司的一辆气罐车，过滤网发生堵塞，在海南澄迈县琼城汽车修理部进行维修过程中，由于缺氧一名修理工倒在罐内，其他人在施救过程中，不慎碰到气罐上方的 380V 电线，引爆气罐内残留的液化气爆炸，造成 3 人死亡，5 人受伤。	爆炸	3 人死亡，5 人受伤
7	2008.07.10	4 时 30 分，安徽合肥市由合肥建工集团承建的安徽中油洁能燃气有限公司合肥市龙塘天然气加气站工程，在挖孔桩井下施工时，发生不明气体中毒事故，造成 3 人死亡。	中毒	3 人死亡
8	2007.07.07	15 时 0 分，中国冶金建设集团第八冶建设安装工程有限公司兰州分公司（建筑施工一级资质），承接安装兰州天然气管道工程，在天然气兰州东岗门站外管线准备试压，安装试压接头时，1 人被不明气体熏倒。随后又有 2 人下井施救，均被熏倒。这起事故共造成 3 人死亡，2 人受伤。	泄漏	3 人死亡，2 人受伤

序号	事故时间	事故过程	事故类型	伤亡人数
9	2002.07.13	1 时 40 分，辽宁营口市煤气公司渤海大街东段维修天然气管道过程中，发生火灾事故，当场死亡 4 人，轻伤 4 人。	火灾	4 人死亡，4 人轻伤
10	2002.06.07	长庆第一采气厂陕西靖边县乔沟湾集气管道主干线被一施工铲车挖出像胳膊一样粗的缺口，导致天然气大量泄漏，307 国道交通中断达 3h。通过紧急关闭泄漏点两侧管道阀门等手段，天然气才停止继续泄漏。	泄漏	无人伤亡

8.5.2 风险物质识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，识别本项目涉及的风险物质主要是开采的天然气（含硫化氢），备用柴油发电机用柴油，卡钻情况下使用的白油（油基泥浆主要成分），井喷事故含硫化氢气体燃烧后产生的 SO₂ 等。危险物质基本情况一览表见表 10.6-2。

表 8.6-1 危险物质基本情况一览表

序号	所属风险单元	事故情形	危险物质	物质形态	CAS 号
1	钻井期各井场	井喷（泄漏）	甲烷	易燃气体	74-82-8
			硫化氢	有毒有害气体	7783-6-4
		柴油、白油泄漏	油类物质	可燃液体	/
		主体酸泄漏	盐酸	危险液体	7647-01-0
		压裂液及压裂返排液	氯化氢、	液体	/
			COD、石油类、氯化物		
2	钻井期各放喷池	放喷未点燃	二氧化硫	有毒有害气体	7446-09-5
			一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0
3	运营期各站场	天然气泄漏	甲烷	易燃气体	74-82-8
			硫化氢	有毒有害气体	7783-6-4
		废水泄漏	COD、氯化物、硫化物、钡	液体	/
		甲醇泄漏	甲醇	液体	67-56-1
		缓蚀剂泄漏	主要成分石脑油	液体	64742-94-5
		火灾/爆炸	一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0
			二氧化硫	有毒有害气体	7446-09-5
4	运营期各酸气管线（含气液混输管线）	天然气泄漏	甲烷	易燃气体	74-82-8
			硫化氢	有毒有害气体	7783-6-4
		火灾/爆炸	二氧化硫	有毒有害气体	7446-09-5
			一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0
		废水泄漏	COD、氯化物、硫化物、钡	液体	/
5	运营期各燃气管线	天然气泄漏	甲烷	易燃气体	74-82-8

序号	所属风险单元	事故情形	危险物质	物质形态	CAS 号
		火灾/爆炸	一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0
6	运营期采出水管线	废水泄漏	COD、氯化物、硫化物、钡	液体	/

以上物质的危险特性见下表。

表 8.6-2 本项目风险物质危险特性表

危险物质	危险特性	分布
甲烷	①毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。 ②危险性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。	本项目各天然气井、各站场及天然气管线（输入、输出）
硫化氢	①毒性：是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为 70~150mg/m ³ 时，可引起结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为 700mg/m ³ 时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为 1000mg/m ³ 以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而死亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神经衰弱症候群及植物神经紊乱等症状。 ②危险性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有裂开和爆炸的危险。	本项目含硫天然气井及其酸气管线
柴油	①毒性：可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 ②危险性：属于闪点在 28℃与 60℃之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	本项目施工期（钻井期、压裂期）各井场内
白油	①毒性：吸入大量挥发气体会感觉眩晕；眼接触有刺激感，损伤视力。 ②危险性：温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。	钻井期卡钻情况下应急使用
二氧化硫	①毒性：易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。 ②危险性：不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	本项目钻井期含硫天然气井，火灾爆炸产生的次生污染
一氧化碳	①毒性：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷；重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便失禁等；深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。 ②危险性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	火灾爆炸产生的次生污染

8.5.3 生产系统风险识别

项目涉及的危险单元主要为井场、站场和集输管道等。各个生产系统风险性分析如下：

（1）钻井过程主要危险及有害因素分析

表 8.6-2 钻井过程中主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致事故

序号	主要危险、有害因素	可能导致事故
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	闸板与闸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，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) 运营期天然气开采危险及有害因素分析

表 8.6-3 天然气开采中主要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	火炬分液罐、污水管线	污水罐阀门腐蚀，连接管道质量不合格等；污水管道连接质量不合格，管道破裂等	气田水泄漏，污染土壤、地下水和地表水

8.5.4 常见事故类型

（1）井喷失控造成含硫天然气释放

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响。本项目井场为含硫气井，井喷将产生 H_2S 气体泄漏，通过点燃装置将含 H_2S 的天然气点燃，生产危害性较小的 SO_2 气体。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

②遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

③压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

④操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

（2）放喷未点燃导致天然气泄漏

本项目钻井期有两种情况下会进行放喷作业：事故放喷和测试放喷。事故放喷为当钻井进入气层后，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关闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷天然气立即点火烧掉；测试放喷为当钻井钻至产气层完井后，对气井进行储层改造，储层改造完毕后进行测试放喷，以确定产能。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可确保按要求在 2min 内成功实施点火作业。若发生意外情况不能成功点火，系统会在 2min 内关闭放喷管线，从而少量含硫天然气外逸至大气中。

（3）气侵导致含硫天然气逸散

钻井过程中，当钻自气层后，如预防措施不当，可能产生气侵。可能产生气侵的途径和方式有以下三种：

①钻进气层时，随着气层岩石的破碎，岩石孔隙中含有的气体侵入钻井液。钻到大裂缝或溶洞气藏，有可能出现置换性的大量气体突然侵入钻井液。

②气层中的气体通过钻井液(含泥饼)向井内扩散。

③当井底压力小于地层压力时，井下处于较大的欠平衡状态，气体由气层以气态或溶解气状态大量地流入或侵入钻井液。

侵入钻井液的含硫天然气随着钻井液返出井口而逸散到空气中。

（4）井漏导致泥浆泄漏

当井下泥浆压力大于地层压力会发生井漏事故；水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失等。井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层。

（5）柴油、白油泄漏

柴油、白油在使用、储运过程中的风险主要来自于柴油罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。柴油、白油泄漏可能污染河流、地表水和地下水，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。

（6）钻井泥浆、压裂液泄漏

钻井泥浆、压裂液在施工过程中的泄漏风险主要来自设备老化、管道破损或人员误操作等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。钻井泥浆、压裂液泄漏可能污染地表水、地下水及土壤，影响农作物生长发育和产量。

（7）压裂主体酸泄漏

各井场单井井下压裂作业采用酸压增产工艺，主体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；地表水和地下水污染。

（8）井场、站场废水泄漏

项目废水泄漏包括钻井期废水收集设施泄漏，采气期站场污水罐泄漏及气田水管线泄漏。废水泄漏原因可能为罐体老化、管道破损或人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。泄漏废水可能污染地表水、地下水及土壤，影响农作物生长发育和产量。

（9）废水转运过程泄漏

本项目施工期钻井废水、压裂返排液经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后进行回注；采气期气田水通过气液混输、管输或罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂。废水转运过程中可能存在罐体泄漏、运输车侧翻导致污水外溢的风险。如途径集中式饮用水水源地等特别敏感区域时发生泄漏，将产生一定的影响。

（10）采气站场及集输管线天然气泄漏

本项目天然气泄漏情形包括采气站场内部的管线或设备泄漏及集输管线泄漏。采气站场内部管线为井口~水套炉~外输截止阀，井场可能存在天然气泄漏的设备为分水分离器和临时分酸分离器。集输管线分为净化天然气管线（输入，不含硫）、酸气管线（输出，含硫）。管线和设备破裂原因为内、外腐蚀作用，母体材料缺陷或焊口缺陷隐患，

意外重大的机械损伤或地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。管线或设备破裂会造成天然气泄漏，含硫天然气管线中的硫化氢泄漏。不含硫天然气泄漏对空气影响较小，含硫天然气泄漏对空气污染影响较大。

（11）火灾爆炸引发次生污染

本项目发生火灾爆炸情形有如下几种：①钻井过程发生井喷失控，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，产生污染物 CO、SO₂ 进入大气；②施工期柴油、白油泄漏后，遇明火燃烧产生污染物 CO 进入大气；③采气过程站场或集输管线发生天然气泄漏后，遇明火燃烧产生污染物 CO、SO₂ 进入大气。

8.5.5 危险物质向环境转移的途径识别

通过以上物质识别、生产系统危险性识别过程可以看出，本项目涉及危险物质的向环境转移的途径主要有：

- （1）井场发生井喷后，含硫天然气进入大气对环境空气的影响；
- （2）放喷未点燃情况下，含硫天然气进入大气对环境空气的影响；
- （3）井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层；
- （4）柴油、白油泄漏可能污染土壤、地表水和地下水；
- （5）钻井泥浆、压裂液、压裂主体酸泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；
- （6）井场、放喷池、站场废水泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；
- （7）废水转运过程发生泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；
- （8）采气站场及集输管线发生含硫天然气泄漏对环境空气的影响；

（9）天然气、柴油或白油泄漏后，遇明火燃烧次生污染物 CO、SO₂ 进入大气对环境空气的影响。

8.5.6 风险识别结果

根据项目各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本项目按照不同建设时期和风险单元分为钻井期井场、钻井期放喷池、采气期站场和采气期管道几个功能单元。各个功能单元存在的危险因素见下表。

表 8.6-3 各功能单元潜在的危害分析

风险单元	风险事故	产生原因	环境风险类型	扩散途径	可能受影响的敏感目标
钻井期井场	井喷和井喷失控	钻井进入高压流体的地层后，因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故	泄漏	烃类、硫化氢逸散到大气中导致人员中毒，火灾废气和烃类废气污染空气，喷出钻井泥浆等对局部土壤和生态环境造成破坏	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标；井场周边的耕地、林地等土壤环境敏感目标
	火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸；现场存放	火灾、爆炸等引		井场周围的居民、

风险单元	风险事故	产生原因	环境风险类型	扩散途径	可能受影响的敏感目标
		的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故	发的伴生/次生污染物排放		学校等大气环境敏感目标
	井漏	水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失	泄漏	钻井液污染深层地下水	地下含水层
	柴油、白油泄漏	油类物质装卸操作失误导致柴油、白油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油、白油泄漏等	泄漏	污染地表水、土壤和地下水，影响农作物生长发育和产量	井场周边的地表水、土壤和地下水
	钻井液、压裂液、压裂主体酸、废水泄漏	泥浆罐或压裂液罐漏失导致钻井液、压裂液泄漏，暴雨导致废水外溢，转运过程泄漏等	泄漏	污染地表水、土壤和地下水，影响农作物生长发育和产量	井场周边的地表水、土壤和地下水
钻井期放喷池	事故放喷、测试放喷	放喷未点燃	泄漏	烃类、硫化氢逸散到大气中导致人员中毒	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	压裂返排液泄漏	放喷过程天然气会携带少量的压裂返排液于放喷池内暂存，放喷池底部防渗层破坏可能导致池内压裂返排液渗漏，暴雨天气可能导致放喷池满溢	泄漏	放喷池底部防渗层破坏压裂返排液渗漏可能污染地下水，放喷池满溢可能污染地表水、地下水和土壤	放喷池周围的地表水、土壤和地下水
采气期站场	天然气泄漏	管材不合格、腐蚀穿孔、法兰、阀门、盘根等漏气	泄漏	烃类气体、硫化氢泄漏导致中毒	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	火灾、爆炸	天然气泄漏导致的火灾、爆炸	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放	火灾爆炸废气和烃类废气污染空气	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	气田水泄漏	污水罐阀门腐蚀，连接管道质量不合格等，输送管线破裂等	泄漏	气田水外溢，污染土壤、地下水和地表水	井场周边的地表水、土壤和地下水
采气期管道	天然气泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂	泄漏	而天然气泄漏引发火灾爆炸会严重影响周围大气环境，引起人员伤亡	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	火灾、爆炸	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误，导致带压的天然气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放	火灾爆炸废气和烃类废气污染空气	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标
	气田水泄漏	气田采出水输送管线因事故	泄漏	气田水外溢，污染土	井场周边的地表

风险单元	风险事故	产生原因	环境风险类型	扩散途径	可能受影响的敏感目标
		发生破裂，导致采出水泄漏		壤、地下水和地表水	水、土壤和地下水

8.6 风险事故情形分析

8.6.1 风险事故情形设定

8.6.1.1 大气环境风险事故情形设定

(1) 事故树分析

①井喷

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，井喷失控可能引发系列环境风险事故，井喷失控事故树分析见图 8.7-1。井喷点火后产生的主要污染物为 SO₂，虽然持续时间可能较长，但国内外目前并没有发生过含硫气田井喷释放的 SO₂ 致死的情况，因此从井喷的角度考虑，SO₂ 的危险程度远低于 H₂S，含硫化氢天然气的扩散中毒对环境的危害最大，本评价确定井喷失控后含硫化氢天然气的扩散引起居民中毒为最大可信事故。



图 8.7-1 天然气勘探开发钻井井喷失控事故树

②管道天然气泄漏事故树分析

由于设备因素和自然灾害和社会环境危险因素，可能造成天然气输气管道的腐蚀、破裂，造成高含硫天然气泄漏。对周围环境造成一定影响，管线泄漏事故树见下图。

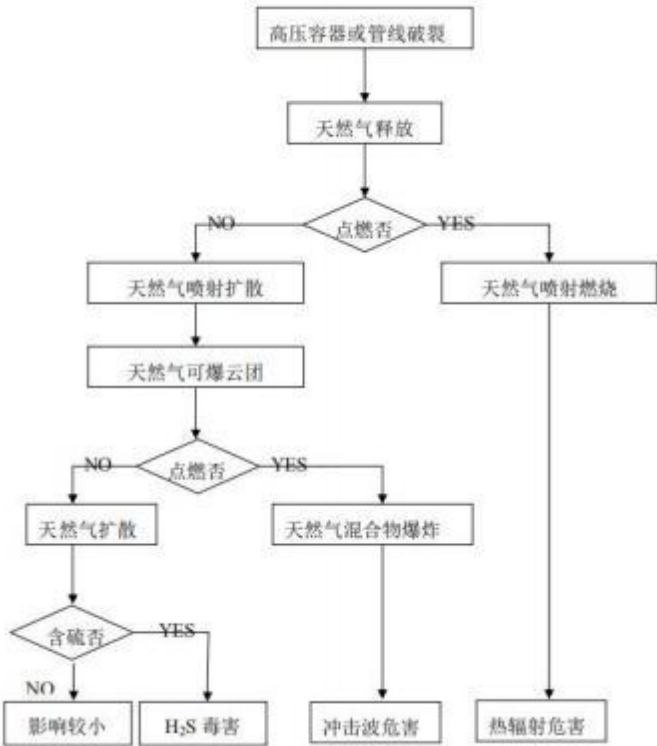


图 8.7-2 天然气管道泄漏事故树

(2) 最大可信事故及概率分析

①井喷

钻井过程中最大的风险事故是井喷失控事故，井喷失控造成含硫天然气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。在钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 1m³ 时报警，达到 2m³ 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。由此看出，井喷不是突如其来，从发生溢流开始一直到天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60min。在发生井涌开始，井下阀门自动关断时间大约在一分半至三分钟左右，因此可以说，在工程上，天然气从井口喷出后即可通过井场的自动点火装置立即点火，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火，从井涌至井喷至少要 20min，足够井场工作人员安全撤离并且做好远距离点火准备。

井喷失控可能引发系列环境风险事故。在钻井或修井过程中，若出现井喷失控，气藏内的天然气在地层压力作用下，将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H₂S 毒性云团。天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于井的最大无阻流量。井喷点火后产生的主要污染物为 SO₂，虽然持续时间可能较长（一般在 24h 左右），但国内外目前并没有发生过含硫气田井喷释放的 SO₂ 致死的情况，因此从井喷的角度考虑，SO₂ 的危险程度远低于 H₂S，但持续

时间较长。

因此，本项目钻井期最大可信事故是井喷失控后含硫化氢天然气的扩散引起居民中毒事故、燃烧后产生 SO_2 引起的中毒事故。

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，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 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。综上，井喷失控事故概率大于 10^{-6} /年，因此井喷失控导致含硫天然气泄漏事故为本项目最大可信事故之一。

②管道天然气泄漏

天然气管道事故主要包括天然气管道腐蚀穿孔事故和管道破裂事故两种。

A. 国外管道事故调查

美国运输部对 1970 年至 1984 年天然气管道事故原因统计和欧洲主要输气公司对 1970 年至 1992 年输气管道事故原因统计于下表。

表 8.7-1 国外天然气管道事故统计结果

事故原因	美国天然气管道事故		欧洲天然气管道事故	
	次数	百分比%	次数	百分比%
外部影响	3144	53.5	485	58.4
施工缺陷及材料失效	1184	21.7	162	19.5
腐蚀	972	16.6	117	14.1
其他	482	8.2	66	8.0
合计	5872	100	830	100

从表中统计结果可以看出，在美国和欧洲输气管道发生事故的主要原因是外部影响，占事故总数百分比的 50% 以上，其次是材料失效和腐蚀，这三项占输气管道事故原因的 90% 以上。根据统计资料，外部影响的事故人为因素较高，由外部人员和管道操作者导致事故占外部影响的 80% 以上，由自然因素如地震、洪水滑坡等造成的事故只占 20% 以下。另外，腐蚀也是管道泄漏的主要原因之一。

据欧洲天然气管道事故资料小组的报告，事故按泄漏尺寸分为三类：针孔/裂纹（损坏处的直径 $\leq 20\text{mm}$ ）、穿孔（损坏处的直径 $> 20\text{mm}$ ，但小于管道的半径）、断裂（损坏处的直径 $>$ 管道的半径）。表 10.7-2 中统计出了各种事故的发生频率。

表 8.7-2 欧洲输气管道事故频率 $10^{-3}/\text{km} \cdot \text{a}$

事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂
外部干扰	0.073	0.168	0.095
带压开孔	0.020	0.020	\
腐蚀	0.088	0.010	\
施工缺陷和材料缺陷	0.073	0.044	0.010
地层移动	0.010	0.020	0.020
其他原因	0.044	0.010	0.010

事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂
合计	0.308	0.272	0.135

由表 10.7-2 中数据可以看出，外部干扰是管道事故的主要原因，大部分的管道断裂事故也是由于外部干扰引起的。因施工缺陷和材料缺陷而引发的事故外部干扰造成的事故率的三分之一。由腐蚀引发的管道事故主要是针孔或裂纹，很少能引起管道穿孔或断裂，而地层移动通常造成管道穿孔或断裂。由针孔、裂纹等原因造成的事故率约占全部的 8%。

B. 国内川渝输气管道事故调查

四川省和重庆市是我国天然气主要生产基地，输气管道遍布川渝各地。对四川省和重庆市的两种管道类型进行了事故统计，一类管道是指川中油气矿原料气干线及其支线，其管径一般为 $\Phi 159\sim 508\text{mm}$ ，壁厚 6~14mm，运行压力 0.5~5.5MPa，管线总长 904km；二类管道是指川渝南北干线净化气输送管道及其支线，其管径为 $\Phi 325\sim 720\text{mm}$ ，壁厚 6~12mm，运行压力 0.5~3.6MPa，管线总长 1621km。详见下表。

表 8.7-3 国内管道事故统计（1990~1999）

原因	一类管道事故统计			二类管道事故统计		
	次数	百分比%	事故频率 $10^{-3}/\text{km.a}$	次数	百分比%	事故频率 $10^{-3}/\text{km.a}$
局部腐蚀	41	52.6	4.5	20	44.4	1.2
施工缺陷	21	26.9	2.3	15	33.3	0.9
外部影响	4	5.1	0.4	9	20.0	0.5
不良环境影响	11	14.1	1.2	1	2.3	0.06
其他	1	1.3	0.1	0	0	0
合计	78	100	8.6	45	100	2.7

从表中统计结果可以看出，在川渝各类输气管道中，因腐蚀引起的管道事故居各类事故之首，这也是原料气管道事故率（每年每千公里管道是发生事故的平均次数）远高于净化气管道事故率的主要原因。其次是材料失效及施工缺陷引起的管道事故，这两项共占了输气管道事故原因的 80%。

C. 输气管线泄漏频率计算

本项目集输管线分为酸气管线（含硫化氢原料气输出管线）、燃气管线（净化气输入管线）及站场内部布置管线。由于甲烷比空气轻，不含硫化氢天然气泄漏后会迅速扩散开，对空气影响较小；井场内部管线长度（约 100~200m）远小于井场外集输管线，因此本次集输管线风险情形只考虑站场外酸气管线泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E 泄漏频率表查询，计算酸气管线泄漏孔径为 10%孔径模式时和全管径泄漏模式时泄漏事故的概率计算见下表。

表 8.7-4 各段输气管线泄漏事故的发生概率

序号	管线名称	管径	长度 /km	泄漏孔径为 10%孔径		全管径泄漏	
				单位长度泄 漏频率	管线泄漏 频率	单位长度泄 漏频率	管线泄漏 频率

序号	管线名称	管径	长度 /km	泄漏孔径为 10%孔径		全管径泄漏	
				单位长度泄 漏频率	管线泄漏 频率	单位长度泄 漏频率	管线泄漏 频率
1	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	DN150	5.87	$2.0 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$1.17 \times 10^{-2}/a$	$3.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$1.76 \times 10^{-3}/a$
	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	DN150	5.03		$1.01 \times 10^{-2}/a$		$1.51 \times 10^{-3}/a$
2	元坝 11-1H~元坝 102-5	DN100	1.95	$2.0 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$3.9 \times 10^{-3}/a$	$3.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$5.85 \times 10^{-4}/a$
3	元坝 104-2H~元坝 121	DN100	2.6		$5.2 \times 10^{-3}/a$		$7.8 \times 10^{-4}/a$
4	元坝 271-2H~3#集输干线（上游）	DN200	1.66	$2.4 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$3.98 \times 10^{-3}/a$	$1.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$1.66 \times 10^{-4}/a$
	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	DN200	3.36		$8.06 \times 10^{-3}/a$		$3.36 \times 10^{-4}/a$
5	元坝 271-1H~元坝 271-2H	DN100	0.46	$2.0 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$9.2 \times 10^{-4}/a$	$3.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$1.38 \times 10^{-4}/a$
6	元坝 103-2H~元坝 10-1	DN100	2.2		$4.4 \times 10^{-3}/a$		$6.6 \times 10^{-4}/a$
7	元坝 272-3~元坝 272H	DN100	0.2	$2.0 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$4 \times 10^{-4}/a$	$3.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$6 \times 10^{-5}/a$
8	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	DN150	2.8		$5.6 \times 10^{-3}/a$		$8.4 \times 10^{-4}/a$
9	元坝 101-2H~元坝 101-1	DN100	0.2	$2.0 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$4.0 \times 10^{-4}/a$	$3.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$6 \times 10^{-5}/a$
10	元坝 273-2H~元坝 273-1H	DN100	0.2		$4.0 \times 10^{-4}/a$		$6 \times 10^{-5}/a$

根据上表所示，酸气管线的泄漏孔径为 10%孔径模式时和全管径泄漏模式时泄漏事故的概率皆大于 $10^{-6}/a$ ，因此外输酸气管线含硫天然气泄漏为本项目最大可信事故之一。

（3）大气环境风险事故情形设定

根据风险识别和最大可信事故分析，选取对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。

施工期含硫化氢天然气泄漏情形包括井喷失控和放喷未点燃情形。对比两种情形释放源强，井喷情形按照最大无阻流量释放 15min 计算，放喷未点燃情形按照最大无阻流量释放 2min 计算，可见放喷未点燃情形影响后果将远小于井喷情形影响后果，因此施工期选择井喷情形预测硫化氢对环境的影响。同时将井喷失控含硫化氢天然气点火燃烧情形预测二氧化硫对环境的影响。

运营期含硫化氢天然气泄漏情形包括站场内泄漏和外输酸气管线泄漏。井场内临时分酸分离器和分水分离器均与火炬系统直接相连，事故泄漏情况下，原料气可及时引入火炬燃烧，减少泄漏量。根据表 8.4-3 可知，运营期采气站场的危险物质在线量远小于外输酸气管道在线量，因此运营期选取外输酸气管线含硫天然气泄漏为风险情形。

综上，大气风险情形设置详见下表。

表 8.7-5 大气风险事故情形设定表

大气风险事故情形		危险单元	风险源	危险物质	环境风险类型	环境影响途径
情形一	井喷失控含硫化氢天然气泄漏	井口	地层含硫天然气	硫化氢	泄漏	大气
情形二	井喷失控含硫化氢天然气点火燃烧	井口	井喷失控喷射含硫天然气	二氧化硫	次生污染	大气
情形三	外输酸气管道破损含硫天然气泄漏	外输酸气管道	管道内含硫天然气	硫化氢	泄漏	大气

8.6.1.2 地表水环境风险事故情形设定

结合前面风险识别，选取对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定地表水风险事故情形如下所示。

表 8.7-6 地表水风险事故情形设定表

地表水风险事故情形		危险单元	风险源	危险物质	环境风险类型	环境影响途径
情形一	钻井废水泄漏	井场	钻井废水	COD、氯化物、石油类	泄漏	地表水
情形二	压裂返排液泄漏	井场	返排液/压裂液	COD、氯化物、石油类	泄漏	地表水
情形三	火炬分液罐	站场	气田水	COD、氯化物、硫化物	泄漏	地表水
情景四	气液混输管线泄漏	管线	气田水	COD、氯化物、硫化物	泄漏	地表水

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求上表中情形三和部分情形四为简单分析，情景一、二（除元坝 101-2H 井场）和部分情形四（元坝 103-3~1# 集输干线附近（下游）需预测地表水环境影响后果。结合项目实际情况，井场内设置有双环沟、集污坑，各罐区设置有围堰、场外设置有应急池，项目废水及时转运，项目设置的围堰和应急池完全能阻断废水泄漏进入地表水体。

按照最不利情况下考虑，本项目施工期井场内钻井废水最大产生量（或暂存量）约 462m³，压裂作业期间的压裂液或者压裂返排液最大存储规模约 1100m³，初期雨水约（80~119）m³/次。井场内设置有双环沟、集污坑，各罐区设置有围堰、场外设置有应急池，事故时最大储水规模约 1150m³（含应急池 1000m³、围堰 100m³、环沟及其他集污坑等约 50m³）。因此，在极端最不利情况下项目设置的围堰和应急池完全能阻断钻井废水和初期雨水进入地表水体，本次不对情景一进行预测。

综上确定本次需预测的地表水环境风险事故情景为：（1）井场内压裂返排液/压裂液外溢进入地表水体；（2）气液混输管线泄漏进入地表水体。

8.6.1.3 地下水环境风险事故情形设定

根据本项目工程分析和地下水环境影响分析，地下水的污染影响主要来自于非正常工况，因此本项目地下水环境风险设定与地下水环境影响设定非正常工程状况是一致的。

8.6.2 源项分析

8.6.2.1 大气环境风险事故源强

（1）情形一 井喷失控含硫化氢天然气泄漏

发生井喷时（点火前）天然气泄漏量按照《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）和《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）采用无阻流量 15min 泄漏计算（15min 内实施井口点火燃烧），天然气点火前主要污染物是 H₂S。对本项目钻井期井喷失控情形进行风险预测。源强计算结果见表 8.7-8。

表 8.7-7 大气环境风险事故情形一源强表（单井）

大气风险事故情形	危险单元	危险物质	释放或泄漏速率/（kg/s）	释放或泄漏时间/min	离地泄漏高度/m	泄漏孔径/mm	泄漏出口温度/℃	泄漏方向/°
情形一：井喷失控含硫化氢天	井口	硫化氢	1.444	15	0.1	193.7	150	90°

然气泄漏								

（2）情形二 井喷失控含硫化氢天然气点燃产生二氧化硫

发生井喷时释放的硫化氢会对周边环境造成较大危害，根据相关规定在井喷 15min 内进行点火燃烧处理，将 H_2S 转化为 SO_2 ，可减小对周边环境的影响。

井喷失控采取点火燃烧措施，井喷天然气全部燃烧转化为 SO_2 、 CO_2 和水蒸气等。本项目按连续排放时间 30min 计，源强计算结果见下表。

表 8.7-8 大气环境风险事故情形二源强表（单井）

大气风险事故情形	危险单元	危险物质	释放或泄漏速率/ (kg/s)
情形二：井喷失控含硫化氢天然气点燃产生二氧化硫	井口	二氧化硫	2.718

（3）情景三 管道破损含硫天然气泄漏

管线的最大潜在事故之一是管道断裂引起的天然气泄漏，虽然发生概率较小，但一旦发生对周边环境将会造成较大影响危害。根据最大可信事故的估算，风险预测确定分析评价的污染物主要为 H_2S 。本次评价将模拟各管道在第三方破坏、腐蚀穿孔开裂或自然灾害等因素下，在管段中间处以 100%管径断裂发生天然气泄漏事故，并假设泄漏点周围无任何障碍物。在事故状态，事故发生 2min 内，由于管道压力的急降，井站出站截断阀、井口装置能及时截断气源，不会影响到整个输送系统。按照截断阀启动时间为事故发生后 2min 计，分别考虑截断阀启动前后的泄漏量。截断阀启动前（事故发生 2min 内），泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后（事故发生 2min 后），泄漏量为管线在线量。

分别对本项目 12 条酸气管线的泄漏情形进行环境风险预测，泄漏点选取管道沿线附近周围人居较复杂的点。根据分析计算，各含硫化氢天然气管段泄漏参数及泄漏量见下表。

表 8.7-9 大气环境风险事故情形三源强表

大气风险事故情形	酸气管线管段名称	长度/km	管径 (mm)	管道压力 /MPa	设计输气量 ($10^4 m^3/d$)	气体温度 /°C	硫化氢泄漏 量/t
情形三： 管道破损 含硫化氢 天然气泄 漏	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	5.87	150	9.6	145	45	1.24
	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	5.03	150	9.6	145	45	1.10
	元坝 11-1H~元坝 102-5 酸气管线	1.95	100	9.6	55	45	0.23
	元坝 104-2H~元坝 121 酸气管线	2.6	100	9.6	30	45	0.24
	元坝 271-2H~3#集输干线（上游）	1.66	200	9.6	100	45	0.74
	元坝 271-2H~3#集输干线（下游）	3.36	200	9.6	100	45	1.27
	元坝 271-1H~271-2H 酸气管线	0.46	100	9.6	30	45	0.08
	元坝 103-2H~元坝 10-1 酸气管线	2.2	100	9.6	30	45	0.21
	元坝 272-3~元坝 272H 酸气管线	0.2	100	20	50	45	0.10
	元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	2.8	150	9.6	80	45	0.61
	元坝 101-2H~元坝 101-1	0.2	100	20	25	45	0.07
	元坝 273-2H~元坝 273-1H	0.2	100	20	25	45	0.07

备注：元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）为管线元坝 1-1~元坝 103-3；元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）为管线元坝 103-3~元坝 102-2；元坝 271-2H~3#集输干线（上游）为管线元坝 271-元坝 271-2H；元坝 271-2H~3#集输干线

大气风险 事故情形	酸气管线管段名称	长度/km	管径 (mm)	管道压力 /MPa	设计输气量 (10 ⁴ m ³ /d)	气体温度 /°C	硫化氢泄漏 量/t
(下游) 为管线元坝 271-2H-元坝 272。							

8.6.2.2 地表水环境风险事故源强

(1) 情景二 压裂返排液/压裂液泄漏

按照最不利情况下考虑，本项目施工期井场内各废水最大存储规模约 360m³~900m³（压裂返排液）见表 4.2-7，初期雨水约（94~133）m³/次。井场内设置有双环沟、集污坑，各罐区设置有围堰、场外设置有应急池，事故时应急池有效容积为 1000m³。则元坝 103-3 井场、元坝 101-2H 井场、元坝 273-2H 井场事故废水总量（井场事故废水+初期雨水）分别为 493m³、470m³、994m³ 小于事故池有效容积，废水可全部被事故池收集，进入地表水体概率极低。元坝 11-1H、元坝 104-2H 以及元坝 101-2H 井场距离最近地表水体（沟渠或者河流）距离约 230m~735m，沿途经土壤吸纳和农田阻隔后的入河系数取 0.5~0.7。

表 8.7-10 废水入河量

井场	废水最大入河量	污染物排放量 M (g)			泄漏点	备注
		CODcr	石油类	氯化物		
元坝 11-1H	13.3m ³	34580	133	332500	井场附近陈家河	浓度 CODcr: 600mg/L;
元坝 104-2H	5m ³	13000	50	125000	井场附近沟渠	石油类: 10mg/L
元坝 271-2H	7m ³	18200	70	175000	井场附近三叉溪	氯化物: 25000mg/L

(2) 情景四 气液混输管线泄漏

管线发生全管径泄漏时的泄漏量按照管段内最大在线量计算。元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）为气液混输管线，最大输气量为 145 万 m³/d，气液比最大为 1.0 方/万方。则管道内气田水量约为 1.05m³。

表 8.7-11 气液混输/污水管线气田水入河量

序号	管线名称	管径	泄漏长度/km	气田水最大入河量	污染物排放量 M (g)			泄漏点	备注
					CODcr	硫化物	Cl ⁻		
1	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	DN150	5.03	1.05m ³	5355	3150	29400	大坑河穿越点	气田水浓度 CODcr: 5100mg/L; 硫化物: 3000mg/L; Cl ⁻ : 28000mg/L

8.6.2.3 地下水环境风险事故源强

根据地下水环境影响分析评价，本项目施工期和运营期污染物源强环境风险事故源强和地下水环境影响分析评价设定一致的。

8.7 风险预测与评价

8.7.1 环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），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。地表水终点浓度按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类水域标准；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 8.8-1 危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值 (mg/m ³)		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	H ₂ S	70	38	《建设项目环境风险评价技术导则》 (HJ169-2018) 附录 H
2	SO ₂	79	2	

8.7.2 大气环境风险事故预测与评价

根据上述源强和气象条件进行预测，各风险情形泄漏有毒有害物质影响范围汇总见下表。

表 8.7-32 大气风险预测结果汇总表

风险情形	预测因子	风险单元	预测浓度	终点浓度最大影响范围/m	
				大气毒性终点浓度-1	大气毒性终点浓度-2
情形一：井喷失控含硫化氢天然气泄漏	H ₂ S	元坝 271-2 井场	瞬时浓度	924	1680
			1h 浓度	766	855
		元坝 11-1 井场	瞬时浓度	1230	1670
			1h 浓度	589	622
		元坝 9-2 井场	瞬时浓度	2090	2100
			1h 浓度	719	1650
情形二：井喷失控含硫化氢天然气点燃情形	SO ₂	元坝 271-2 井场	瞬时浓度	807	4370
			1h 浓度	761	2950
		元坝 11-1 井场	瞬时浓度	606	12550
			1h 浓度	330	11820
		元坝 9-2 井场	瞬时浓度	797	7400
			1h 浓度	411	4480
情形三：管道破损含硫化氢天然气泄漏	H ₂ S	元坝 103-3~1#集输干线附近酸气管线（上游）	瞬时浓度	853	859
			1h 浓度	356	530
		元坝 103-3~1#集输干线附近酸气管线（下游）	瞬时浓度	905	941
			1h 浓度	298	504
		元坝 11-1H~元坝 102-5 酸气管线	瞬时浓度	459	682
			1h 浓度	83	166
		元坝 104-2H~元坝 121 酸气管线	瞬时浓度	642	823
			1h 浓度	612	640
		元坝 271-2H~3#集输干线酸气管线（上游）	瞬时浓度	1050	1260
			1h 浓度	756	1020
		元坝 271-2H~3#集输干线酸气管线（下游）	瞬时浓度	1790	1860
			1h 浓度	676	823

风险情形	预测因子	风险单元	预测浓度	终点浓度最大影响范围/m	
				大气毒性终点浓度-1	大气毒性终点浓度-2
		元坝 271-1H~271-2H 酸气管线	瞬时浓度	290	623
			1h 浓度	/	/
		元坝 103-2H~元坝 10-1 酸气管线	瞬时浓度	258	599
			1h 浓度	36	65
		元坝 272-3~元坝 272H 酸气管线	瞬时浓度	410	652
			1h 浓度	/	/
		元坝 272-2~元坝 273-1H 联通线	瞬时浓度	1150	1260
			1h 浓度	/	/
		元坝 101-2H~元坝 101-1 酸气管线	瞬时浓度	351	435
			1h 浓度	/	/
		元坝 273-2H~元坝 273-1H 酸气管线	瞬时浓度	477	499
			1h 浓度	/	/

由预测结果可知，井喷失控未点燃前（15min 内），释放的 H₂S 对大气影响范围距离事发地约 2100m；井喷失控点燃 2h 后，释放的 SO₂ 对大气影响范围距离事发地约 12550m；原料气管道泄漏后，释放的 H₂S 对大气影响范围距离事发地最远约 1860m。将发生事故时毒性终点浓度范围内的农户等敏感目标将受到一定影响。同时井喷、酸气管线泄漏等事故情形，各预测关心点的 H₂S、SO₂ 的大气伤害概率较小（0~4.6905E-05），影响可接受。

8.7.3 地表水环境风险事故预测与评价

8.7.3.1 预测因子及预测时段

本次地表水环境风险预测（1）元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）管线在穿越点泄漏所产生的地表水影响进行预测分析，预测时段为枯水期，预测因子为 COD_{Cr}、硫化物和氯化物；（2）施工期井场废水泄漏对周边地表水的影响进行预测分析，预测时段为枯水期，预测因子为 COD_{Cr}、石油类和氯化物；

8.7.3.2 预测模型

由于本项目情景设定为全管径泄漏，泄漏时间简化为瞬时排放。受纳河流或沟溪为窄浅小河，选取《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）附录 E 中纵向一维数学模型进行预测，模型公式为瞬时排放源河流一维对流扩散方程的浓度分布公式，如下所示：

由于本项目情景设定为全管径泄漏，泄漏时间简化为瞬时排放。受纳河流或沟溪皆为窄浅小河，选取《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）附录 E 中纵向一维数学模型进行预测，模型公式为瞬时排放源河流一维对流扩散方程的浓度分布公式，如下所示：

$$C(x,t) = \frac{M}{A\sqrt{4\pi E_x t}} \exp(-kt) \exp\left[-\frac{(x-ut)^2}{4E_x t}\right]$$

式中：C(x，t)——在距离排放口x处，t时刻的污染物浓度，mg/L；

- x——离排放口距离，m；
- t——排放发生后的扩散历时，s；
- M——污染物的瞬时排放总质量，g；
- A——断面面积，m²；
- u——断面流速，m/s；
- k——污染物综合衰减系数，s⁻¹；
- Ex——污染物纵向扩散系数，m²/s。

东河、嘉陵江为宽浅河流，预测模型选取《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）附录 E 中平面二维数学模型进行预测，模型公式为瞬时排放不考虑岸边反射影响的浓度分布公式，如下所示：

$$C(x,y,t)=C_h+\frac{M}{2\pi h t\sqrt{E_xE_y}}\exp\left[-\frac{(x-ut)^2}{4E_xt}-\frac{y^2}{4E_yt}\right]\exp(-kt)$$

式中：C(x，y，t)——在距离排放口纵向距离 x、横向距离 y 处，t 时刻的污染物浓度，mg/L；

- M——污染物瞬时排放量，g；
- Ex——污染物纵向扩散系数，m²/s；
- Ey——污染物横向扩散系数，m²/s；
- K——降解系数（d⁻¹）。

8.7.3.3 预测参数

（1）水文参数

8.7.3.4 预测结果

8.7.3.5 废水泄漏预测情况小节

表 8.7-46 废水泄漏预测结果汇总

序号	地表水风险事故情形	最远超标距离/m	超标时间/min	对下游敏感点的影响		
				敏感点名称	到达时间 min	超标持续时间 min
1	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	818	30.25	中土镇东河水源地	0	30.25（准保护区）
2	元坝 11-1	1356	45.1	博树回族乡饮用水源	/	/
3	元坝 104-2H	2845	112.52	博树回族乡饮用水	111.12	1.4（准保护区）

序号	地表水风险事故情形	最远超标距离/m	超标时间/min	对下游敏感点的影响		
				敏感点名称	到达时间 min	超标持续时间 min
				源		
4	元坝 271-2H	3657	179.29	四川苍溪梨仙湖省级湿地公园	176.47	2.82

8.7.3.6 地下水环境风险事故预测与评价

根据对施工期各井场选取的风险事故预测情景（不含污水管道管径断裂预测情景），对厂界和下游最近敏感目标影响统计如下表。

表 8.8-47 地下水风险事故情形预测结果汇总

序号	情景	井场/站场	对下游侧厂界的影响			对下游敏感点的影响		
			超标开始时间 (d)	超标持续时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	超标开始时间 (d)	超标持续时间 (d)	最大浓度 (mg/L)
1	应急池破裂泄漏	元坝 103-3 井场	1	377	227.66	1420	1180	3.80
2		元坝 11-1H 井场	1	234	153.67	610	520	4.0
3		元坝 104-2H 井场	1	255	201.12	-	-	2.74
4		元坝 271-2H 井场	1	469	299.86	490	1060	5.61
5		元坝 9-2 井场	1	496	308.59	620	1130	5.07
6		元坝 273-2H 井场	1	399	269.16	470	880	5.45

8.8 其他环境风险分析

8.8.1 大气环境风险分析

8.8.1.1 采气期站场天然气泄漏风险影响分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2018）表 2 划分依据，本项目各站场 $Q < 1$ ，环境风险潜势为 I。根据 HJ 169-2018 要求，项目风险评价进行简单分析即可，但由于站场所采天然气含 H_2S 的含量较高，因此本次类比施工期典型井场“井喷事故天然气泄漏硫化氢影响分析”预测结果。本项目钻井工程预测钻井井喷最大泄漏量约 1.3t，各站场最大泄漏量约 0.04~0.134t 小于井喷硫化氢泄漏量，其影响范围小于井喷泄漏影响范围。因此，本项目站场天然气泄漏类比钻井工程井喷泄漏预测可行。

根据典型井场井喷硫化氢扩散预测结果：（1）瞬时浓度：“在最不利气象条件井喷事故情景下，硫化氢毒性终点浓度-1（70mg/m³）瞬时的扩散范围为 129-2090m，毒性终点浓度-2（38mg/m³）的扩散范围为 137~2100m。”（2）1h 浓度：“在最不利气象条件井喷事故情景下，硫化氢毒性终点浓度-1（70mg/m³）1h 浓度的扩散范围为 576-766m，毒性终点浓度-2（38mg/m³）的扩散范围为 622~1650m。”（3）根据风险导

则附录 I，计算得在井喷完全失控的事故情景下，各个关心点的硫化氢 Y 值均为负值，关心点中硫化氢大气伤害概率最大值为 $2.95903E-07$ ，概率较小。

另外，由于地面采气工程时在测试放喷定产后配产规模下生产。地面采气阶段站场环境风险源强比钻井期井喷源强小，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，通过长明火炬燃烧防止含硫天然气扩散。为了保护周围居民生命安全和健康，本项目各站场原料气泄漏后，组织应急撤离区范围内人员进行应急撤离。同时实施应急监测（详见章节 8.10.3.11），根据监测结果及时扩大撤离范围。

采取以上应急措施后，站场原料气泄漏对大气环境影响小，项目大气环境风险影响可接受。

8.8.1.2 燃料气管线天然气泄漏环境风险影响分析

项目燃气管道发生泄漏事故后，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，最大泄漏量为场内在线量和 2min 的天然气流量。由于燃气管道天然气主要成分为甲烷，不含硫化氢。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。

8.8.1.3 含硫污水泄漏导致硫化氢逸出风险影响分析

含硫污水泄漏后，污水中的硫化氢可能逸出对大气环境、人和动物产生影响。如为气田水管线泄漏，当气田水管线发生泄漏后会使得管压明显下降，站场出口闸阀将自动关闭；如为站场气田水泄漏，污水罐区有围堰，井场边界有外环沟拦截，可及时控制气田水外泄。气田水泄漏后，及时采取章节 8.10.3 所述应急处置措施、泄漏监测和应急疏散、警戒等措施后，气田水中的硫化氢对大气风险影响可控制。且气田水中的硫化氢含量较低，不会短时间大剂量的逸散，采取风险防范和应急措施后，对环境影响较小，环境风险可控。

8.8.1.4 火灾、爆炸次生污染物影响分析

采气过程中站场或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧、爆炸等情形产生污染物（CO、SO₂）对大气将产生一定的影响。为了保护周围居民生命安全和健康，本项目井站以及集输管线泄漏后，立即组织应急撤离区范围内人员进行应急撤离。同时实施应急监测，按照可能受伤害程度组织对毒性终点浓度范围内的居民及时组织对其进行疏散和安置。

8.8.2 地表水环境风险分析

8.8.2.1 施工期废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、压裂废水、气田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。

井场设置清污分流系统，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、岩屑池、清水池、应急池池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑，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污坑抽汲或自流至应急池，后续回用于水基泥浆调配用水，未被污染的雨水由截水沟排入自然水系。

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。

8.8.2.2 施工期柴油、白油、废油等的泄漏或外溢影响分析

柴油、白油及废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、白油或废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。柴油、白油现场储存区设置经重点防渗的围堰，围堰容积不小于单罐油罐容积，可有效防止油类物质外溢。

尽管项目在钻井期存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的 HSSE 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。

8.8.2.3 井场暴雨环境风险影响分析

本项目采用“不落地”随钻处理系统处理钻井过程中的各项污染物，现场配备 1000m³ 应急池用于项目紧急情况下的废水贮存要求。根据地理位置远近，本项目暴雨量按照广元市暴雨强度计算公式计算。

计算过程及公式如下：

$$Q = \psi \cdot q \cdot F$$

式中： Q —暴雨雨水流量，L/s；

ψ —径流系数，经验数值为 0.4（按碎石地面考虑）；

q —设计暴雨强度，L/s.hm²；

F —汇水面积，hm²（取 0.75~0.88hm²，井场汇水面积）；

降雨强度采用广元市暴雨强度公式计算：

$$q = \frac{1645.785(1 + 0.735 \lg P)}{(t + 11.0904)^{0.671}}$$

式中： P ——设计降雨重现期，a（取 5a）；

t ——降雨历时，min（取 15min）。

根据公式计算，考虑 15min 初期雨水收集量为 80.42~132.69m³/次，主要为 SS 和石油类。本项目各井场配备应急池 1000m³ 应急池一座，满足初期雨水的收集要求。雨污水收集后定期泵入不落地系统内处理，回用于水基泥浆调配用水，减少新鲜用水量。

8.8.2.4 废水外运过程事故影响分析

本项目施工期钻井废水、压裂返排液经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。废水转运路线应尽量绕避环境敏感目标，特别是集中式饮用水源保护区，实在无法绕避的，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。

本项目废水拉运路线按照项目就近原则，路线未经过地表水水源地以及自然保护区（详见附图34），采用罐车转运废水时，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的几率很小，主要是含 COD、Cl⁻、石油类等，罐车输送的量约 10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。在发生泄漏事故后，采取废水防范措施后可将污染影响降至最低，产生的风险影响在环境可接受范围内。

8.8.2.5 井喷对地表水环境影响分析

井喷失控造成天然气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60 分钟。泥浆会涌出，本项目采取一系列的封堵措施（围堰、环沟和应急池），将溢出的泥浆截留下来，避免其流入项目周围的沟渠中；二是对井场外溢的废水进行封堵或利用较近的水塘、田地进行封堵，防止废水顺沟渠进入河流。可以在井喷状况下对地表河流和周边存在水力联系的地表水水源地影响降至最低。

8.8.2.6 污水管线泄漏分析

本项目采用污水管线采用加压的高压柔性复合管，如果出现泄漏的情况，会造成地表水、土壤和地下水污染。本项目污水管线仅元坝 11-1H~元坝 102-5 和元坝 103-2H~元坝 10-1H 管线涉及穿越地表水体，污水在线量约 9.8~11.05m³，元坝 103-2H~元坝 10-1H 管线河流穿越处距离下游水源地最近边界约 9.3km（进入油坊沟水源地），按照流速（1-2）m/s 计，约 77min~155min 才会到达。元坝 11-1H~元坝 102-5 管线河流穿越处距离下游水源地最近边界约 11.2km（进入博树回族乡饮用水源地），按照流速（1-2）m/s 计，约 93min~186min 才会到达。项目管线破裂会因为管线两端压力差而及时发现污水泄漏，半小时内工作人员会到达现场开展检修工作，同步对下游河流进行堵截，防止污染水域继续流入下游水源地，并对污染水域进行治理。加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，通过严格管理，规范施工，应加强对管线的检查，以减少事故的发生。项目采取完善的 HSE 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，本项目也应制定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。

8.8.2.7 站场气田水暂存泄漏分析

本项目气田水暂存于火炬分液罐，罐体若腐蚀泄漏，造成气田水外泄并进入农田，将导致农田被气田水浸没，矿化度增加，影响土壤结构，会导致农作物“烧苗”、地表植被枯萎，长期浸泡还可能导致土地板结和盐渍化，对农作物和植被的生长有较大影响，本项目储液罐下设围堰，防渗围堰达到一般防渗要求，站场设置截留沟，在封堵和防渗以及加强巡查等措施下，气田水暂存过程中泄漏的可能性较小。

8.8.3 地下水环境风险分析

8.8.3.1 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。

8.8.3.2 废水、油类等泄漏影响分析

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、应急池等发生泄漏或钻井液漏失，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超标现象。因此钻井井场施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在泄漏等异常，若发现罐体泄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水源为受影响的居民进行供水。

其他油类物质和钻井液等均存在罐内，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，与水的溶解性低，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。

8.8.3.3 钻井泥浆泄漏风险

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

8.8.3.4 套外返水风险影响

套管腐蚀损坏的概率很小，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）氯化物浓度达到19000~23000mg/L，水型以CaCl₂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。

8.8.3.5 盐酸泄漏风险

泄漏的盐酸对地下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盐酸带入地下水体，从而造成污染。

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概率很小，对地下水和土壤环境影响小。

8.9 环境风险管理与防范措施

8.9.1 环境风险管理措施

中石化西南油气分公司（以下简称分公司）成立专门的为应对油气勘探、开发、集输、天然气净化等生产经营过程中可能发生的重大突发事件，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害，分公司建立了详细周密的应急救援体系，设立了各级应急救援网络。同时，在内部推行国际公认的-QHSE-管理模式，结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。

分公司应急领导小组负责分公司范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核分公司五个专业事故应急小组职责履行情况。

发生重大事故，各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，分公司应急领导小组协调有关工作。

对特大事故，分公司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、中石化股份公司开展事故调查等工作。

8.9.2 环境风险防范措施

本项目风险防范措施包括但不限于以下措施。

8.9.2.1 钻井过程风险防范措施

（1）设计阶段

1) 钻井及井下作业地质设计应对井口 5km 范围内的居民住宅、学校、公路、铁路和厂矿等进行勘测，在设计书中标明其位置，并详细调查应急计划区内的人口分布及其他情况。

2) 在施工设计中, 应对施工区域的道路交通、气候特点、临时安全区域位置作描述; 在确定临时安全区的位置时, 首先应考虑季节风向。当风向发生 90°变化时, 应始终保持有一个临时安全区可以使用。

3) 通往每个井场的道路应满足作业期间各型车辆安全通行和应急抢险的要求, 建议修建 1 条备用应急通道以便紧急情况下根据风向选择撤离。

4) 设计应根据钻机安装、井眼防碰、井控要求等方面综合确定丛式井的井口间距, 以及相邻两井的表层套管和技术套管下深的技术要求。

5) 增斜段采用旋转导向系统以减小井身轨迹控制难度, 提高井身质量。

6) 对采用非标尺寸配合的套管和钻头, 设计应说明是否满足套管承载能力、套管安全下入和保障固井安全的要求。

7) 应进一步根据本区块邻近气井数据, 核算元坝区块气田目前实际地层压力, 从而为钻井设计确定准确的钻井液密度提供依据, 实钻时应根据每口井实际地层压力情况及时调整钻井液密度。

8) 设计应按照《含硫化氢油气井水基钻井液处理维护技术规范》(SY/T7337-2016) 的要求, 对预防钻井液污染、维护钻井液性能和硫化氢污染处理等方面提出相应措施要求, 并选择合适的除硫剂、缓蚀剂。建议按照《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007) 5.2.3.3 条的要求选择油基钻井液。

9) 设计应对固井水泥密度及稠化时间提出要求。

10) 井控装置组合形式应符合《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 和《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》(SY/T5964-2019) 的要求。井控装置安装好后应按标准规定要求进行压力密封试验。

11) 钻井设计中应明确井喷失控后, 按照《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ 2016-2008) 4.2 条明确点火时间的要求。

12) 钻井及井下作业前应在气田附近建立应急救援机构或与附近的应急救援机构签订救援协议, 以便在发生井喷或井喷失控事故时能及时开展应急救援。井场道路应满足应急救援的要求。

13) 本项目井场皆采用丛式井布置, 不应在丛式井场内同时进行多井钻井或井下作业。

14) 由于储层改造采用酸压增产工艺, 气井在正式投产前, 设置临时酸液分离器, 以避免残酸进入生产流程对设备、管线造成影响。

(2) 井场布置及设备安装

1) 井场布置和设备安装应符合《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2024)、《钻前工程及井场布置要求》(SY/T 5466-2013)、《钻井井场设备作业安全技术规程》(SY/T 5974-2020) 和《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）等标准、规范的要求。

2）钻井作业前应根据安全预评价或应急预案确定的应急计划区范围，设置高音报警系统，以便发生事故时能及时通知和疏散应急计划区内的居民。

3）技术套管固井后至完井、原钻机试油的全过程，应安装剪切闸板防喷器。

4）放喷管线的安装、固定、试压应在钻开设计提示的第一个油气显示层前完成，放喷管线低洼处应安装排污阀。

5）应在钻柱下部安装钻具止回阀。下列情况除外：

- a.堵漏钻具组合。
- b.下尾管前的称重钻具组合。
- c.处理卡钻事故中的爆炸松扣钻具组合。
- d.穿心打捞测井电缆及仪器钻具组合。
- e.传输测井钻具组合。

6）液气分离器点火装置及管线的安装、固定应在钻开设计提示的第一个油气显示层前完成，并确保点火装置可靠。

7）发现溢流后关井，应先关环形防喷器，后关闸板防喷器，在确认闸板防喷器正确关闭后，再打开环形防喷器。产层钻进中每周应关、开半封闸板和闸阀一次，每次起钻完关、开全封闸板和剪切闸板防喷器各一次，环形防喷器每半月试关井（在有钻具的条件下）一次。

（3）钻开含硫气层前的要求

1）钻开含硫气层前应按《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）规定的有关内容逐项检查合格。

2）技术套管固井后开钻前，由项目建设单位组织进行工程、地质、钻井液、井控措施等方面的技术交底。钻开油气层前两天再次核查井口和放喷口根据安全预评价或应急预案确定的应急撤离范围内是否有居民，若有应进行撤离。

3）钻井队应落实井控责任制。作业班组每月不应少于一次不同工况（钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流等工况）的防喷演习；钻进作业和空井状态应在 3min 内控制住井口，起下钻作业状态应在 5min 内控制住井口。

4）钻井队应组织全队职工进行防火、防硫化氢的应急演练。

5）实行钻井队干部在生产现场 24 h 带班制度，负责检查、监督各岗位严格执行井控岗位责任制，发现问题立即组织整改。

6）实行“坐岗”制度，指定专人观察和记录泥浆循环系统液面变化和起下钻灌入或返出钻井液情况，及时发现溢流显示。

7）应检查钻井设备、仪器仪表、井控装置、防护设备及专用工具、消防器材、防

爆电路和气路的安装是否符合相关规定，功能是否正常，发现问题及时整改。

8) 钻井液密度及其他主要性能符合设计要求，并按设计储备加重钻井液、加重剂、堵漏材料和其他处理剂，对储备加重钻井液循环处理的周期不大于 7 天，保持其性能符合要求。

9) 钻开油气层前，项目建设单位组织钻开气层检查验收，检查验收内容包括硫化氢防护措施（含应急预案及应急演练）及井控装置等，检查发现隐患或问题应进行整改；整改后向项目建设单位提交《钻开油气层申请书》并经项目建设单位分管领导签发后方可钻开油气层。

10) 钻开油气层前对全套井控装备进行一次试压（包括井口附近套管）。

(4) 含硫气层钻进作业要求

1) 钻井过程中应严格按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）规定的有关内容。

2) 应加强地层对比,及时提出可靠的地质预报。探井在进入目的层前 50m~100m, 对裸眼地层进行承压能力试验。

3) 发现钻时明显加快、蹩跳钻、循环泵压异常、悬重变化、初始气侵、气测异常、氯根含量变化、钻井液密度和粘度变化、气泡、气味、油花等情况应停钻观察。

4) 坚持用短程起下钻方法检查油气侵和溢流，下列情况需进行短程起下钻：

a. 钻开油气层后每次起钻前。

b. 钻进中曾发生严重油气侵但未溢流的起钻前。

c. 溢流压井后起钻前。

d. 调低井内钻井液密度后起钻前。

e. 钻开油气层井漏堵漏后起钻前。

f. 钻开油气层后需长时间停止循环进行其他作业（电测、下套管、下油管、中途测试等）起钻前。

5) 短程起下钻基本作法

a. 一般情况下试起 15 柱钻具或起至套管鞋，再下入井底循环一周半，若无气侵，则可起钻；不具备起钻条件时，应循环排除受侵污钻井液并适当调整钻井液密度至短程起下钻正常后再起钻。

b. 特殊情况时（需长时间停止循环或井下复杂时），将钻具起至套管鞋内或安全井段，停泵观察一个起下钻周期加其他空井作业时间，再下入井底循环一周半观察。

6) 起、下钻中防止溢流、井喷的主要技术措施

a. 起钻前循环井内钻井液时间不应少于一周半；短程起下钻后的循环观察时间也

应达到一周半以上；进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。短程起下钻应测油气上窜速度，满足井控安全要求才能进行起下钻作业。

b. 起钻中严格按照规定每起出 3 柱~5 柱钻杆灌满钻井液一次，每起出 1 柱钻铤灌满钻井液一次；若钻具水眼堵塞，起钻中应每柱灌满钻井液一次或连续灌注。

c. 钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻速度不应超过 0.5m/s ，维持钻井液良好的造壁性和流变性，避免起钻中井内发生严重抽吸。

d. 下钻中应控制钻具下放速度，避免因井下压力激动导致井漏。若井内钻井液静止时间长，应分段循环钻井液。

f. 起下钻过程中，设备检修应安排在下钻至套管鞋进行；若起钻过程中因故不得不检修设备时，检修中应采取相应的防喷措施，检修完后立即下钻到井底循环一周半，正常后再起钻。严禁在空井情况下进行设备检修。

7) 正常钻进中气侵钻井液处理

a. 改善钻井液的脱气性能，发现气侵应及时排除，气侵钻井液未经排气不应重新注入井内。

b. 若需加重，应在气侵钻井液排完气后停止钻进的情况下进行，严禁边钻进边加重；加重速度要均匀，每个循环周密度增量控制在 0.05g/cm^3 以内。

8) 坚持“坐岗”制度。钻进作业，应注意观察钻时、放空、井漏、泵压、气测值和钻井液出口流量、气泡、气味、油花，测量循环罐液面、钻井液密度和粘度、氯根含量等变化情况，每隔 15min 对所有循环罐液面作一次观察记录，液面增减量超过 0.5m^3 要及时分析并注明原因，遇特殊情况应加密观察记录，发现异常情况及时报告司钻。

9) 电测前井内应正常、稳定。若电测时间长，油气上窜速度不能满足井控安全要求时，应进行中途通井循环。电测时准备一柱带止回阀的钻杆，以备有条件时抢下钻具。电测队配备用于剪断电缆的工具。

10) 下套管前，应换装与套管尺寸相同的半封闸板；下尾管作业可不换装套管闸板，但应准备好相应防喷钻杆。固井作业全过程应保持井内压力平衡，防止固井作业中因井漏、注水泥候凝期间水泥失重造成井内压力平衡被破坏而导致井喷。

11) 由于地层高含硫化氢，不宜开展常规式中途测试。

12) 取心过程中发生溢流时，立即停止出心作业，快速抢接防喷钻杆或将取心工具快速提出井口，按程序控制井口。

13) 在钻开含硫气层前 50m，将钻井液密度调整至设计上限，pH 值调整至 9.5 以上；采用铝制钻具时，pH 值控制在 9.5~10.5。加强对钻井液中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能。含硫化氢地层禁止使用欠平衡钻井和气体钻井。

14) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底，方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定

时、定量反灌钻井液措施保持井内液柱压力与地层压力平衡防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

（5）溢流及压井要求

1）溢流应在 2m³ 内发现。发现溢流立即关井，疑似溢流关井检查。关井方式推荐采用硬关井。

2）溢流后关井的最大允许关井套压不应超过井口装置额定压力、套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。关井后若不能及时压井，应采取相应处理措施防止井口压力过高，处理措施宜选用压回法。

（6）钻开含硫气层前的要求

1）钻开含硫气层前应按《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）规定的有关内容逐项检查合格。

2）钻开气层前应组织安全检查验收和技术交底。经验收合格具备钻开气层的条件，经过上级机关审批同意，下达钻开气层批准通知书，钻井队方可钻开气层。钻开气层前两天应提前撤离井口和放喷口 300m 范围内的居民，300~500m、硫化氢大气毒性终点浓度-1 范围内的居民应提前进行预警，进行重点关注、保持随时撤离状态。

3）技术套管固井后开钻前，由项目建设单位组织进行工程、地质、钻井液、井控措施等方面的技术交底。钻开油气层前两天再次核查井口和放喷口应急撤离范围内是否有居民，若有应进行撤离。

4）钻井队应落实井控责任制。作业班组每月不应少于一次不同工况（钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流等工况）的防喷演习；钻进作业和空井状态应在 3min 内控制住井口，起下钻作业状态应在 5min 内控制住井口。

5）钻井队应组织全队职工进行防火、防硫化氢的应急演练。

6）实行钻井队干部在生产现场 24 h 带班制度，负责检查、监督各岗位严格执行井控岗位责任制，发现问题立即组织整改。

7）实行“坐岗”制度，指定专人观察和记录泥浆循环系统液面变化和起下钻灌入或返出钻井液情况，及时发现溢流显示。

8）应检查钻井设备、仪器仪表、井控装置、防护设备及专用工具、消防器材、防爆电路和气路的安装是否符合相关规定，功能是否正常，发现问题及时整改。

9）钻井液密度及其他主要性能符合设计要求，并按设计储备加重钻井液、加重剂、堵漏材料和其他处理剂，对储备加重钻井液循环处理的周期不大于 7 天，保持其性能符合要求。

10）钻开油气层前，项目建设单位组织钻开气层检查验收，检查验收内容包括硫化氢防护措施（含应急预案及应急演练）及井控装置等，检查发现隐患或问题应进行整改；

整改后向项目建设单位提交《钻开油气层申请书》，并经项目建设单位分管领导签发后方可钻开油气层。

11) 钻开油气层前对全套井控装备进行一次试压（包括井口附近套管）。

（7）气侵防范措施

本项目根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，五开采用高酸溶聚磺防卡钻井液（烧碱或石灰将钻井液 pH 值维持在高于 10），并且现场储备不少于 7 吨的除硫剂，若泥浆中检测出含硫化氢立即加入，减少硫化氢的逸散。

（8）井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施，避免钻井井漏对周边环境产生影响。

1) 通过地质勘探合理选址

根据对区块已开钻探井地质资料分析，建设单位结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，确保井段避开溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

2) 选用合理的钻井方式钻进，尽可能多的选择近平衡（清水钻井）的钻井工艺，减少过平衡（泥浆钻井）钻井段。本项目导管井段采用清水钻井（近平衡）的钻井方式，从工艺选择上最大程度减小浅层地下发生井漏环境风险事故的发生。

3) 降低井下环空压耗

在保证钻井介质（水基泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，提高泥饼质量，防止因井壁泥饼较厚起环空间隙较小，导致环空压耗增大。

4) 提高地层承压能力地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

a.调整钻井泥浆性能：对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

b.在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏：对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其他植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

c.先期堵漏：当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井喷等复杂情况发生，在进入高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。先期堵漏程序：1) 钻进下部高压层前试压，求出上部漏失层破裂压力。2) 若地层破裂压力低于钻进下部高压层的当量循环密度，必须进行堵漏，堵漏方法及材料应根据地层特性加以选择。堵漏钻井泥浆注入井中后，井口加压将堵漏浆

挤入地层中。静止 48h，然后下钻分段循环到井底。3）起钻至漏层以上安全位置或套管内，采用井口加压的方式试漏，检查堵漏效果，当试漏钻井液当量密度大于下部地层钻井液用密度时，方可加重钻开下部高压层。

（9）完井测试

1）完井测试作业应按《天然气井试井技术规范》（SY/T 5440-2019）、《高压油气井测试工艺技术规程》（SY/T 6581-2012）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）等标准规范的要求进行。

2）按照《天然气井试井技术规范》（SY/T 5440-2019）的要求，进行试井地质设计和施工设计。

3）试气设计应编制该井的《试气作业安全规程》和《试气作业事故应急预案》。

4）试气前应进行井筒完整性评价。

5）**放喷测试前提前疏散井场和放喷口周围 500m 范围内的居民，并在周围设置警戒线。**放喷测试应在白天进行，现场工作人员应佩戴正压式空气呼吸器和便携式硫化氢和二氧化硫监测报警仪。

6）作业过程中井场硫化氢泄漏浓度达到 10ppm 时，应尽快确认泄漏点，及时提升安全防范等级，井场硫化氢泄漏浓度达到 20ppm 时，应抢险控制泄漏，迅速向上级汇报情况；当井场边缘硫化氢泄漏浓度达到 100ppm 时，应立即拉响警报，启动应急预案，疏散应急计划区内的居民，同时关井并组织应急抢险。

（10）防火、防爆安全措施

1）井场电器设备、照明器具及输电线路的安装符合《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）；

2）在井场明显处和有关的设施、设备处设置安全警示标志；

3）井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY5225 的要求，井场电线不得横跨主体设备，井架、钻台、机泵房和净化系统照明全部采用防爆灯，距井口 30m 以内的电器设备，应使用防爆开关、防爆马达；

4）柴油机排气管无破漏和积炭并有冷却灭火装置，出口与井口相距 15m 以上，不朝向油罐；

5）钻台上下、机泵房周围禁止堆放杂物及易燃易爆物，钻台、机泵房下无积油；

6）按规定配齐消防器材、工具，并定岗、定人、定期维护保养和更换失效药剂，悬挂检查记录标签；

7）井场内禁烟火，钻开气层后避免在井场使用电焊、气焊，若需动火，应执行《化学品生产单位动火作业安全规范》（AQ3022-2008）中的安全规定。

（11）人员防护措施

1）按照《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）和《硫

化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）的规定为作业人员配备各种防护用具。

2）钻井现场应配备固定式硫化氢监测系统，能同时发出声光报警，并能确保整个作业区域的人员都能看见和听到。监测传感器至少应在方井，钻井液出口管口、集污罐和振动筛，钻井液循环罐、司钻或操作员位置、井场工作室等处设置。

3）现场作业人员应按要求佩戴便携式硫化氢监测报警仪。

4）作业现场应配备便携式二氧化硫检测仪或带有检测管的比色指示监测器。

5）应按在岗人数 100%配备正压式空气呼吸器，另配 20%备用气瓶，同时配备与之相应的空气压缩机。

（12）钻井废弃物污染事故防治措施

1）井场设置污水处理系统，包括污水沟、废水罐、集污罐和污水处理设备，而且污水沟、废水罐和集污罐应进行防渗漏和垮塌处理。

2）钻井材料和油料进行集中管理，及时妥善处理被污染的土壤。

（13）管理措施

按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014)的有关规定，组织应建立、实施、保持和持续改进健康、安全与环境管理体系。组织应明确各级领导健康、安全与环境管理的责任，保障健康、安全与环境管理体系的建立与运行。组织应将危害因素辨识、风险评价和确定控制措施的最新结果形成文件并予以保存。在建立、实施和保持健康、安全与环境管理体系时，组织应确保对健康，安全与环境风险和影响以及确定的控制措施加以考虑。组织应对危害因素辨识、风险评价和风险控制过程的有效性进行评审，并根据需要进行改进。组织应对排查出的事故隐患进行分级管理、制定方案。落实整改措施、责任、资金、时限等，并对隐患整改效果进行评价。组织应对辨识，评估确定的重大危险源，实施分级监控管理。组织应及时更新有关法律法规和其他要求的信息，并向在其控制下工作的人员和其他有关的相关方传达相关法律法规和其他要求的信息。组织在施工前制定出应急救援预案，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的通讯联系系统。

（14）配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）、《含硫油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 6559-2003）及《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T 6203-2014）的要求配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，专业执行人员和负责人进行点火控制，确保 100%的点火成功率。日常管理应加强对点火系统的检查和维护，确保系统完好有效。同时井喷失控井口点火时间应执行《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）的规定；该项目含硫井周边居民较多，含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作。应按要求在井喷失控后 15min 内井口点火。不能实施井

控作业应作出决定点火，在 15min 内进行决策并实施，并尽量缩短实施点火时间，减少硫化氢的扩散量。

（15）环境敏感点的特别防护措施

1) 钻井作业硫化氢防控应满足《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T6610-2017）和《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）等相关标准、规范的要求。

2) 按照《石油天然气作业场所劳动防护用具配备规范》（SY/T 6524-2017）和《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）的规定为作业人员配备各种防护用具。

3) 钻井现场应配备固定式硫化氢监测系统，能同时发出声光报警，并能确保整个作业区域的人员都能看见和听到。监测传感器至少应在方井，钻井液出口管口、接收罐和振动筛，钻井液循环罐、司钻或操作员位置、井场工作室等处设置。

4) 现场作业人员应按要求佩戴便携式硫化氢监测报警仪。

5) 作业现场应配备便携式二氧化硫检测仪或带有检测管的比色指示监测器。

6) 应按在岗人数 100%配备正压式空气呼吸器，另配 20%备用气瓶，同时配备与之相应的空气压缩机。

7) 按照《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)及《石油与天然气井井控安全技术考核管理规则》（SYT5742-2019）等要求，对钻井现场各级人员开展井控及硫化氢防护培训与考核。

8) 按照本项目行业操作规范，在钻开含气层前应进行防硫化氢中毒环境风险事故演练（把根据安全预评价或应急预案确定的应急计划区范围内居民纳入培训、演练队伍）。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硫化氢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。

9) 施工单位应主动联系当地政府，共同对大气毒性终点浓度-1 范围内的居民通过发放宣传册普及安全知识，提供相应的安全知识普及教育支持，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应急撤离区范围内的居民进行应急演练一次。同时在井场所在区域毒性终点浓度-1 范围内重要交通通道的明显位置设风向标，井场配备高音喇叭，设置联系通讯录，以便环境风险事故发生时及时通知周边居民。

（16）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。根据风险预测，进入含硫气层前及中途测试前对距井口周边应急计划区范围的居民进行预警，一旦出现事故可立即通知居民撤离。同时应在进入含硫气层前对井口周边应急计划区范围的居民进行应急演练一次，演练中应包括夜间撤离的演练。

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。

（17）硫化氢防控措施

钻井作业硫化氢防控应满足《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T6610-2017）和《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）等相关标准、规范的要求。

- 1）作业现场应准备一只量程不小于 $1500\text{mg}/\text{m}^3$ （1000ppm）的硫化氢监测仪。
- 2）作业现场硫化氢防护器具应存放在便于取用的地方，妥善保管，并每周检查一次。
- 3）钻开油气层前，储备足量的除硫剂、重泥浆及相关压井设备，配备值班人员，于钻开油气层前到达现场并全天候 24 小时待命。
- 4）应使用满足气田井下腐蚀环境的钻具、套管和油管等井下工具。
- 5）承担钻井作业的队伍应具有甲级资质，并且有在高含硫地区施工的经验 and 能力。
- 6）作业人员应按照《硫化氢防护安全培训规范》（SY/T7356-2017）的规定，上岗前接受硫化氢防护技术培训，经考核合格后持硫化氢防护安全培训合格证上岗。
- 7）钻开硫化氢气层前，钻井队作业班组应组织一次防硫化氢应急演练，钻井队统一组织至少一次所有人员及相关方参加的防硫化氢联合应急演练。
- 8）钻开硫化氢气层前，作业单位应与白鹤乡政府签订《井控应急联动协议》，并报项目建设单位备案。
- 9）对井场应急撤离区内的居民进行硫化氢知识宣传，使他们了解硫化氢防护基本知识及简单的逃生、自救互救的方法。
- 10）在井场周边 1300m 范围内路口设置风向标、警示牌、 H_2S 泄漏逃生方向图。

（18）环境风险防范措施工程监理

为确保工程项环境风险防范措施合理有效地实施，建议在钻采过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，确保各项措施得到合理有效的落实。

8.9.2.2 套管破损导致含硫天然气窜至地表风险的防范措施

为防止出现钻井施工过程中及运营期内井筒壁渗漏导致的地层流体串层，甚至含硫天然气窜至地表，主要通过强化钻井过程中的套管保护、固井质量以及运营期内井筒完整性管理防止此类事故的发生。

（1）固井前强化堵漏措施：固井前按固井水泥浆当量密度对裸眼层段进行承压试验。若井漏，根据井漏情况采用桥浆、水泥等相应堵漏措施进行堵漏以提高地层承压能力，确保地层足以承受固井水泥浆当量密度液柱压力。

（2）下套管前通井措施：采用等同或大于套管刚度的钻具组合通井，尽可能实现井眼规则，确保套管顺利下至井底。

（3）技术套管及以下各层套管逐根进行气密封检测。

（4）除悬挂套管外，各开水泥返至地面。按标准采用声幅和变密度测井技术检测固井质量。完钻后对井身质量进行评估，质量合格方可转入试气。

（5）做好防斜打快工作，严格控制井身质量；井口装加长防磨套；泥浆内加防磨材料；钻杆上加防磨接头，防止套管磨损。鉴于地层高含硫化氢并且套管长期受磨损，因此在打开目的层前应对上层套管进行磨损检查，并根据磨损情况决定打开目的层前是否采取补救措施。

（6）固井质量要求：

①各次固井质量的检测时间、检测程序应严格执行《固井技术管理规定》；固井质量的评价标准应严格执行《固井质量评价方法》（SY/T6592-2016）。要求采用声波变密度测井检测固井质量，水泥胶结质量的评价应符合《固井质量评价方法》（SY/T6592-2016）的规定。若固井质量达不到有关标准，则应立即采取补救措施。

②技术套管：固井质量合格率 $\geq 60\%$ 。

③油层套管：油气层套管固井水泥胶结质量合格段长度应达到应封固井段长度的90%以上，优质率50%以上，且在油气层或水层及其以上25m环空范围内形成具有密封性能的胶结优良的水泥环。

8.9.2.3 废水收集罐、集污罐、柴油罐渗漏、垮塌及废水外溢的防范措施

（1）源头控制

a.施工期间钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或贮存池垮塌等事故；钻井过程采用清洁化生产工艺，较少钻井项目产生的废水量，通过循环重复利用减少现场贮存废水量；

b.在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，实行清污分流，减少污水产生量；不能回用的部分预处理后外运回注井进行回注地层处理；

c.为避免突降大雨引起雨水进入各池体，从而引发废水外溢，应在雨季对集污罐和

各池体加盖防雨篷布或架设雨蓬。沉砂坑和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。在暴雨季节，加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险；

d.加强柴油罐的管理及安全检查，防止发生结构安全事故引起重大泄漏。

(2) 分区防渗

按照《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）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）对本项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、泄漏的污染物收集并进行集中处理。本项目钻井平台划分为重点防渗区、一般防渗区。

(3) 清污分流

井场设置清污分流、雨污分流系统。针对污水，将污水排入场内污水截流沟，再依地势或用泵抽入应急池或清洁化生产系统中。对于清水，场面清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系，做到清污分流，防止井场清水、雨水进入废水罐，并定期进行维护，从而有效控制了废水的外溢。



图 8.10-1 施工期防止场内事故废水进入外环境的控制、封堵措施

8.9.2.4 油类物质使用、储运过程中的风险防范措施

①提高柴油、白油危险性的认识。根据燃烧的条件，当油罐内液面空间油蒸气浓度达到爆炸极限范围，遇到点火源时，就会产生爆炸，因此，应给予高度重视，从柴油、白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、白油引燃、引爆。

②加强对柴油、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。工程采用油罐对柴油、白油进行储存，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油质污染地表土壤、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、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、白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、白油的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。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。

⑤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，本环评要求装载危险废物的车辆穿越集中式饮用水源保护区，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，指定专人保障危险品运输安全。

8.9.2.5 废水、固废以及危废转运过程中外溢、泄漏防范措施

为降低废水、固废（废弃泥浆和岩屑）、危废转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、固废得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、固废转运过程中，采取如下措施：

①运输前规划运输路线，废水、固废、危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免避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、固废以及危废转运应建立交接三联单制度，确保运至相应的目的地。

②罐车安装防撞笼，以降低事故发生后的破损概率。

③严禁夜间进行废水转运，并尽可能选择在天气状况良好的天气进行转运，若必须在阴雨天气进行转运，需要做好车辆防滑措施，并全程限速行驶。转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

④加强对罐车司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交

通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对转运车的管理，防止人为原因造成的废水外溢、固废遗撒。确保污水罐车驾驶员持证上岗，不得聘用无经验或缺经验的驾驶员。

⑤要选用性能好质量可靠的封闭性防渗罐车，严禁使用不符合要求的车辆进行运输。

⑥加强车辆装载量管理，严禁超载。

⑦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。

⑧转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度。

⑨废水、固废及危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、固废及危废运输应急预案，每次废水、固废及危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（集中式饮用水水源保护区、水产种质资源保护区、自然保护区）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。

⑩废水、固废及危废产生单位和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。运输过程中，废水、固废及危废产生单位、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、固废、危废泄漏以及遗撒。同时运输过程及存储过程责任主体为建设单位。

8.9.2.6 站场及管道工程风险防范措施

（1）设计阶段

1）在设计阶段，对管道线路走向进行优化，线路避开居民密集区以及复杂地质段，以减少由于天然气泄漏引起的火灾、爆炸事故对居民危害；

2）对管道沿线人口密集、房屋、学校距离管线较近等敏感地区应尽量绕开，并且提高设计系数，增加管线壁厚，以增加管道抗风险能力；

3）严格执行有关的标准和规定，严格控制施工和设备、材料的质量，防止由于施工和材料缺陷可能导致的事故；

4）对管道通过的山地斜坡、陡坎，采用可靠的稳管护坎、排水措施，以防止发生严重的水土流失而危及管道安全；对管道采取防腐措施，防止管道外壁腐蚀导致事故发生；

5）站场采取防爆、防静电、防地震及消防等措施以保证装置的安全。

6）进、出站管线必须设置截断阀，截断阀的位置应与工艺装置区保持一定距离，确保在紧急情况下便于接近和操作。

7) 气田水管道与集气管道同沟敷设过程中应先施工钢管再施工气田水管线；实际情况设置截水墙、挡土墙等水工保护措施，在坡脚、转弯较大处设置止推座等管道保护措施，在长陡斜坡短还需设置管卡并在坡脚设置锚固墩等措施固定管道。管线河流、公路穿越处管线采取混凝土套管加以保护。

8) 各井场设置有 ESD 系统，井口设置安全截断系统，出站管线设有紧急截断阀，当检测点压力超高或超低时该系统能自动关闭井口，以确保无论是井口、站内或集气管道事故情况下井口和出站均能快速关闭、截断气源。

9) 在井场设置一体化的 ESD 系统，在装置现场酌情设置火灾探测器、可燃气体探测器、有毒气体探测器、声光报警器和手动报警按钮；完成整个气田工艺装置区环境中的有毒气体和火灾的检测和报警。报警后通过 ESD 系统触发声光报警器，并根据报警规模和危险程度，启动相应的安全联锁。

10) 每个井场设置一套火炬放空系统（长明火），用于设备检修和紧急状态放空。为确保安全上游工艺装置及火炬本身的安全，设置放空分液罐分离掉放空气内粒径大于 300 μm 液滴，火炬筒顶部设有分子封。

11) 所有阀门的球体、阀座、阀杆和其他内件应具有抗 H_2S 、 CO_2 腐蚀的性能。阀门与介质接触部位采用堆焊耐蚀合金，阀门的材料符合 API 6D、SY/T0599 和 NACE MR-0175 及有关阀门材料标准的要求，使用阀门的性能满足高酸性气体工况的要求，保证使用寿命。同时，加注有效的缓蚀剂，控制管道腐蚀速率，并进行腐蚀监测。

12) 针对硫沉积时会加速管道点腐蚀的问题注入硫溶剂以消除元素硫沉积，必要时可调整气井产量、降低生产压差预防硫的析出。

13) 含硫井场站中的硫化氢监测应采取：固定式与便携式硫化氢监测仪结合使用的方式。在各井进站的高压区、油气取样区、排污放空区、污水罐区等易泄漏硫化氢区域应设置固定硫化氢监测探头，并在探头附近同时设置报警喇叭。固定式硫化氢监测仪放置于仪表间，探头信号通过电缆送到仪表间，报警信号通过电缆从仪表间传送到危险区域。含硫井场站应配备足够数量的便携式硫化氢监测仪和便携式二氧化硫检测仪，或带有检测管的比色指示监测器。

（2）施工阶段

在施工阶段，加强施工队伍的健康、安全和环保意识，保证施工阶段不发生安全事故和对环境造成严重影响。

①根据管道施工特点，制定相应的安全施工规范，确保施工安全；

②在施工阶段，建立施工质量保证体系，加强检测手段，避免因施工质量的问题造成管道事故。

（3）管道运行阶段

①定期对管道壁厚进行测量，对管壁减薄严重的管段及时进行更换，以避免爆管事

故的发生。

②按期检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使管道在超压时能够得到及时安全的处理。

③在公路穿越点设置清楚明确的标志。

④建立和落实维护保养、巡线检查制度等，降低管道风险事故概率，对于巡线时发现的对管道有影响的情况要及时处理。

（4）管理措施

①在工程投产运行前制定出相应的操作手册，对操作的维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误造成事故；

②定期进行安全教育，开展安全活动，提高职工的安全意识；

③管道沿线应保持各种线路标志清晰，巡线员按照相关规定定期巡线，发现危及管道安全的情况及时处理和汇报。

④制定应急操作规程，以便在事故发生时将事故造成的影响降到最低；

⑤对管道附近的居民加强教育，宣传并落实《石油天然气管道保护条例》以减少因第三方破坏造成的事故。

⑥对管线周围的居民做好事故应急宣传，其宣传范围可根据事故模拟计算结果，以保证一旦发生天然气泄漏事故时，可能受影响的居民能作出正确反应。

⑦根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》在管道线路中心线两侧各 5 米地域范围内，禁止下列危害管道安全的行为：

a.种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；

b.取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；

c.挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。

⑧因修建铁路、公路、水利工程等公共工程，确需实施采石、爆破作业的，应当经管道所在地县级人民政府主管管道保护工作的部门批准，并采取必要的安全防护措施，方可实施。

⑨工程管道基本位于山区，存在地质灾害风险，川东北气矿应按照《油气管道地质灾害风险管理技术规范》（SY/T 6828-2017）的要求对集输和外输管道进行地质灾害风险管理。

⑩甲醇加注应制定相应的安全操作规程，加注人员应有相应的安全防护措施。

（5）场站火灾爆炸事故预防措施

为预防站场火灾爆炸事故的发生，特提出以下几点预防措施。

①安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设

施，以确保其完好性。

②防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏，并在没有可燃气体报警仪的场站装置区内安装可燃气体报警仪，并定期检查报警系统工作是否正常。

③对装置周围可能的明火、电器火花和撞击火花进行控制管理；严禁危险区内吸烟和违章动用明火；电器设备、仪表选用防爆型；操作人员应按规定穿戴劳保用品，防止静电火花的产生。

（6）管道失效事故防范措施

①管道腐蚀

引起输气管线、污水管道失效的主要原因是腐蚀因素（主要包括管内腐蚀和土壤腐蚀，即管道内外腐蚀），由此采取相应预防措施。管道防腐采用外敷绝缘体防腐层和外加电流阴极保护相结合的方法。对原有管线进行定期检查。

②第三方破坏

在管线上方进行的违章施工，以及水流对管沟、管线的长期冲刷，管线附近土层的运移等都可能导致输气管线、污水管线发生失效。因此，应加强《石油天然气管道保护条例》的宣传和教育，并强化对管道的定期巡线工作，发现隐患及时整改。

③管材缺陷

管材缺陷将直接导致管线整体强度的降低，为管线腐蚀的发生提供条件，直接影响管线运行的可靠性。因此，要加强对管材质量检查、提高制造工艺水平，建立严格的施工质量检测制度，选择合适的焊接工艺。

（7）站场管理措施

①在工程投产运行前制定出相应的操作手册，对操作的维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误造成事故；

②定期进行安全教育，开展安全活动，提高职工的安全意识；

③制定应急操作规程，以便在事故发生时将事故造成的影响降到最低；

④甲醇加注应制定相应的安全操作规程，加注人员应有相应的安全防护措施。

8.9.2.7 环境风险事故预警措施

（1）施工期事故预警措施

①井喷预警：钻井期发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60 分钟。泥浆溢流后，即可发出，通过警报、高音喇叭、逐户告知等方式通知和组织井口周边居民撤离。

②可燃气体监测：钻井现场一定数量的可燃气体监测仪，一旦发生天然气逸散可第一时间做出预警，采取应对措施，通知周边居民撤离。

③硫化氢检测报警仪和便携监测仪：井场设置地面硫化氢检测报警仪和便携监测仪，

发生含硫天然气泄漏事故时可及时发出警报，采取应急措施。

（2）运营期事故预警措施

①腐蚀监测系统：站场采用腐蚀挂片、电阻探针，站外线路管道采用电指纹进行腐蚀监测。除腐蚀挂片外的所有在线监测方法测量的数据通过网络传至集中监控中心，实时在线监测和分析处理数据，了解腐蚀情况，以便及时调整缓蚀剂加注量、优化配方及批处理频次。

②火气监测系统

固定式可燃气体监测：在井口区、装置区、火炬区等区域安装了可燃气体检测仪，全面监测天然气泄漏。

火焰监测：在井口区、装置区等区域安装火焰报警器，全面监测火灾。

③硫化氢检测报警仪和便携监测仪

站场设置地面硫化氢检测报警仪和便携监测仪，发生含硫天然气泄漏事故时可及时发出警报，采取应急措施。

④甲醇泄漏检测

在甲醇加注撬区域安装固定一套可燃气体(甲醇)检测仪，全面检测甲醇泄漏。

⑤气象监测系统

配备生产现场气象监测系统，监测风向、风速、气压、温度、湿度等，并远传至应急救援中心、调度中心，为应急救援和及时调整加热炉及管道的工艺运行参数提供参考。

⑥自动控制系统

元坝气田地面集输的自动控制系统采用了 SCADA 系统。整个 SCADA 系统由：调度控制中心、分布在沿线站场的站控系统、阀室控制系统、通信系统、现场检测仪表、紧急切断控制阀门、线路截断阀门等组成，实现全气田集中数据采集、监控以及联锁保护的功能。集输系统的调度控制中心设在净化厂中控室，采气厂集中监控中心设置在元坝生产管理区。

⑦视频监视系统

在站场四周及站控室安装了视频摄像机，视频信号传输到站控室和中控室，实现远程监视集气站场。用于日常站场监视和特殊情况下的重点监视。

⑧紧急报警广播系统

紧急预警范围按管道及站场周围 1300m 进行设计，范围内所有农户、学校、社区等涉及人员生活和工作的场所安装全覆盖的紧急报警广播系统，终端连接元坝气田管理区。一旦出现紧急事故状况，可由广播系统进行信息传达，信息能有效辐射到场内员工及周边居民。

8.9.2.8 应急控制系统

（1）ESD 紧急关断系统

ESD 紧急关断系统分为 4 级：

1 级关断（ESD-1）：为气田关断

该级关断级别最高，气田发生重大事故，或者由净化厂中控室控制系统触发气田关断。

关闭所有站场除应急支持系统外的所有设备，并触发站场的 ESD-3 级关断。

启动紧急报警广播系统。

1 级关断手动按钮应有明显的标志或警告牌。

2 级关断（ESD-2）：为支线关断

由支线发生重大事故（如泄漏、火灾）或由 1 级关断逻辑触发。

关断支线上除应急支持系统外的所有设备及站内设备，并触发此支线沿线站场的 ESD-3 级关断。

启动对应广播系统，触发相关的声光报警。

3 级关断（ESD-3）：为集气站全站关断

由站内火灾、气体泄漏、主要工艺参数超限，或由 1 级、2 级关断触发。必须由站场指定的操作人员手动确认后触发。

关断站内除应急支持系统外的所有设备，启动对应广播系统，触发相关的声光报警，并触发 ESD-4 级关断；是否启动放空需根据现场实际情况确定。

4 级关段（ESD-4）：为局部工艺流程和装置关断

由单元设备工艺参数超限、单井气体泄漏，或由 ESD-3 级关断触发。

启动广播系统，触发相关的声光报警。此级关断仅关断故障部位，而不影响其他设备的正常操作。

1、2 级关断均由 SCADA 调度控制中心控制，3、4 级关断由集中监控中心控制。均由主要负责人或者指定人员手动启动。

（2）火炬放空系统

由火炬头、点火系统、塔架、放空管道组成。具有自动点火和熄火报警功能。正常检修或紧急情况时，对站内设备、管道及集气站上下游管道放空。

（3）广播对讲系统

在站门内及装置区共安装 2 处站场广播，保障站控室、集中监控室与现场人员及时通讯，广播信息；巡检人员发现问题可在现场立即向站控室或集中监控室汇报；在发生泄漏、火灾、关断时自动联锁播报语音提示。

（4）声光报警系统

在井口区、装置区等区域安装了 4 只声光报警器、6 台状态指示灯，在发生关断、火灾、气体泄漏时，及时传递不同蜂鸣声及状态灯的颜色（红、黄、蓝、绿），进行报警提示。

（5）消防系统

站内配备移动式干粉、二氧化碳灭火器、消防砂。当发生火灾时，在应急救援人员到达之前，站场能够进行初期应急控制。

8.9.3 环境风险应急措施

8.9.3.1 井喷应急措施

（1）环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控、硫化氢外溢中毒等作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6285-1997）的要求和环评要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

（2）环境风险应急关键措施

井喷失控造成含硫化氢天然气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60 分钟。泥浆溢流后，应立即组织应急撤离区范围的居民撤离，并告知井口应急撤离区范围内的敏感点做好撤离准备，包括散居农户、场镇、学校、医院所有敏感目标，同时实施应急监测。根据监测结果及时扩大撤离范围，保护周围居民生命安全和健康。井喷失控后，在 15min 内点火燃烧泄漏天然气，将天然气（含硫化氢）燃烧转化为 CO_2 、 SO_2 和水蒸气。并同时在井口周边布设环境应急监测点，重点对居民点、学校、城镇设置监测点进行硫化氢监测。井喷失控点火后应对井口周边的主要居民点、学校、城镇设置监测点同步进行二氧化硫监测。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周边居民撤离，至压井作业完成。点火前应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

（3）人群自救方法

通知撤离的群众应迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离过程中

采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套，有眼镜的佩戴眼镜，该自救措施应在宣传单、册中注明，并在应急演练中进行演练。

8.9.3.2 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，在距井筒很近范围的漏失通道里建立一道堵塞隔墙，用以隔断漏液的流道。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。

常用的井漏处理方法：

①调整钻井泥浆性能与钻井措施：调整钻井泥浆性能与钻井措施包括改变钻井泥浆密度、粘度、切力、泵排量等。其主要作用是降低井筒液柱压力、激动压力和环空压耗，改变钻井液在漏失通道中的流动阻力，减少地层产生诱导裂缝的可能性。

②桥接材料堵漏法：桥接堵漏由于经济价廉，使用方便，施工安全，目前现场已普遍采用。桥接堵漏占整个处理方法的 50%以上，并取得明显的效果；使用此方法可以对付由孔隙和裂缝造成的部分漏失和失返漏失。桥接堵漏是利用不同形状、尺寸的惰性堵漏剂，以不同的配方混合于钻井泥浆中直接注入漏层的一种堵漏方法。

③水泥堵漏：水泥堵漏主要以水泥浆及各种水泥混合稠浆为基础，这种堵漏法一般用于较为严重的井漏。水泥浆堵漏一般要求漏层位置比较清楚，主要用以处理自然横向裂缝、破碎石灰岩及砾石层的漏失。

8.9.3.3 含硫天然气泄漏事故应急措施

由于酸气管线和站场设备因材质、焊缝、腐蚀等因素的影响，可能出现天然气泄漏事故。在事故状态，事故发生 2min 内，由于管道压力的急降，井站出站截断阀、井口装置能及时截断气源，但管线或设备内的在线含硫天然气会从泄漏点逸散进入空气中。事故发生时，应立即启动应急预案，判断风向，及时对管线下风向的敏感点发布警报，并组织应急计划区内居民撤离。做好地企联动。结合当时风向，还需在泄漏点周边设多个硫化氢环境应急监测点，重点对居民点、学校、城镇设置监测点。并根据监测结果及时扩大撤离范围，保护周围居民生命安全和健康。

运营单位应加强风险管理和对职工的教育，制定应急预案，完善生产设备，严格遵守操作规程并定期检修、维护设备及管道、阀门等设备的完好率，可最大限度的杜绝泄漏事故的发生。

8.9.3.4 废水泄漏事故应急措施

在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运。一旦发生废水泄漏、外溢，要立即启动废水泄漏、外溢应急预案，建议设置地表水防控机制：一是在污水罐区域设置围堰和收集坑，将溢出的污水截留下来，截留的废水收集至污水罐中，避免其流入项目周围的沟渠中；二是对井场外溢的废水进行封堵或利用较近的水塘和冲沟进行导流，防止废水顺沟渠进入河流。另外，在井场内设置沙袋、吸水材料等，防止突发事故。

若发现周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，同时加强对受污染水井的应急跟踪监测，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。

8.9.3.5 废水外运途中泄漏事故应急措施

井场废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，也可最大限度避免或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。

（1）罐车污水进入耕地和农田，应在泄漏事故挖坑收集、截流，并堵住农田缺口。

（2）泄漏入冲沟的，在冲沟筑坝截流，防止进入下游河流影响水质。

（3）泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门、水利部门及应急部门，统一部署，积极抢险。可在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，减少污染物下泄量。

（4）泄漏进入饮用水源地时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门、水利部门及应急部门，统一部署，积极抢险。

①在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低。

②配合生态环境部门进行相应的水质检测，若发现水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。

③可能污染下游饮用水源的应及时报告当地生态环境部门和相关取用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案，采取联动处理。

8.9.3.6 含硫污水泄漏的应急措施

（1）现场处置

- ①停止含硫化氢污水装卸或管输，截断泄漏位置上下游阀门，控制泄漏量。
- ②通知义务应急分队长，带领义务应急队员立即赶往现场。
- ③向中心调度室报告泄漏发生的时间、位置、泄漏量、是否有含硫天然气泄漏、处置情况、气象条件、现场伤亡情况、人员疏散情况；
- ④启动应急程序，现场应急指挥处理。
- ⑤义务应急队员（赶赴）现场，正确佩戴正压式空气呼吸器、便携式硫化氢检测仪、防酸碱手套；
- ⑥现场确认含硫化氢污水泄漏的具体情况（1人监护），初步判断泄漏发生原因，检查是否有人受伤或中毒。
- ⑦用消防沙修筑简单围堰，控制含硫污水泄漏不扩散。
- ⑧对泄漏的污水进行收集和清理，防止造成环境污染和人员中毒。

（2）泄漏监测

根据现场风速风向及气象情况，对泄漏情况进行监测，主要对下风方向硫化氢飘散情况和下游方向含硫污水外流情况进行监测。

（3）应急疏散、警戒、搜救

- ①现场义务应急队员配合完成工艺处置后，第一时间开展现场搜救，确保场站及周边无人员失踪；
- ②第一时间做好场站主要路口 100 米警戒，禁止人员车辆靠近事发区域；协助场站周边群众按上风或侧风方向疏散；
- ③后续人员到场后做好 200 米警戒，禁止非应急抢险人员进入事故影响区域；协助 200 米范围内群众按上风或侧风方向撤离疏散；
- ④发现有受伤或中毒员工或群众，实施伤口清洗包扎、心肺复苏等现场急救措施；
- ⑤应急救援队伍到达后，将现场情况汇报至现场指挥，开展工艺处置、应急抢维修、警戒、疏散、搜救、环境监测等工作。

8.9.3.7 油罐泄漏的应急措施

一旦油罐发生重大泄漏事故，在油罐周围设置围堰，容量应该满足油品最大泄流量，再进入导油沟后进入集油坑进行收集处置。若进入农田，应引导废油进入固定旱地，减少影响范围，尽量避免和减少进入水田。对收集的废油进行处置，对受污染的土壤收集后安全处置。

本项目柴油储罐区修建了围堰，可将泄漏的柴油进行收集，不会进入外环境。当发现泄漏时应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施，观察修建的收集坑和围堰存放情况，

杜绝泄漏柴油进入地表。将罐内剩余柴油转移至安全区域，防止柴油罐继续泄漏，对收集坑收集的泄漏柴油进行处置。

8.9.3.8 火灾爆炸应急措施

（1）现场处置

①场站流程区域内发生火灾或爆炸，立即执行关井放空操作。非流程区域内发生火灾，密切监控现场火势。

②通知义务应急分队长，带领义务应急队员立即赶往现场。

③向中心调度室报告火灾发生的时间、位置、火焰大小、是否有含硫天然气泄漏、处置情况、气象条件、现场伤亡情况、人员疏散情况。

④启动应急程序，现场应急指挥处理。

⑤现场确认火灾、爆炸发生的具体情况（1人监护），初步判断火灾发生原因，检查是否有人受伤或被困。

⑥判断火灾发生原因：非含硫天然气泄漏引起的火灾，正确选择灭火设备，第一时间开展火灾初期扑灭工作；含硫天然气泄漏引起的火灾，在泄漏不可控情况下不能盲目灭火。

（2）泄漏监测

根据现场风速风向及气象情况，对泄漏情况进行监测，主要对下风方向含硫天然气飘散情况进行监测，为人员疏散、搜救提供现场基础资料。

（3）应急疏散、警戒、搜救

①现场义务应急队员配合完成工艺处置后，第一时间开展现场搜救，确保场站及周边无人员失踪；

②第一时间做好场站主要路口 100 米警戒，禁止人员车辆靠近事发区域；协助场站周边群众按上风或侧风方向疏散；

③后续人员到场后做好 500 米警戒，禁止非应急抢险人员进入事故影响区域；协助 500 米范围内群众按上风或侧风方向撤离疏散；

④发现有受伤或中毒员工或群众，实施伤口清洗包扎、心肺复苏等现场急救措施；

⑤应急救援队伍到达后，将现场情况汇报至现场指挥，开展工艺处置、应急抢险维修、警戒、疏散、搜救、环境监测等工作。

8.9.3.9 气侵、气窜导致含硫天然气逸散应急措施

钻井揭开地层后，若泥浆中检测出含硫化氢立即加入除硫剂，可减少硫化氢的逸散，同时采取相应的井控措施防止产生井涌、溢流及井喷。由于天然气流窜层泄漏时，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。应对该种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，钻前加强对周边应急撤离区内居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民。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。若溢出的硫化氢气体影响周边浅层地下水时须及时采取防范措施，包括但不限于如划定饮用水禁止取水区范围并立即通知周边居民，气窜发生时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，减轻硫化氢的环境影响。此类环境风险是可控的。

8.9.3.10 毒性终点浓度范围内居民的疏散与安置

（1）分级应急、分级撤离、分级防范的基本原则

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)及编制说明要求，“对大气毒性终点浓度包络影响区域，应考虑提出相应的规划、应急、撤离等要求。”因此，本评价考虑将大气毒性终点浓度包络影响区域考虑为应急计划区，事故时，应急计划区的居民应根据实时气象条件和关心点 H_2S 和 SO_2 监测浓度，随时做好应急撤离的准备；在此范围内是否需要升级管理、划定应急撤离区（即事故发生后立即撤离的区域），需要结合关心点预测结果、工程设计文件及其他专题评价等综合考虑。

（2）各危险单元的应急区分

根据大气风险分析再结合工程设计和其他专题评价结果，以井场、管线各风向高于硫化氢和二氧化硫大气毒性终点浓度 1（1h 值）最大影响距离并结合其他专题评价结果划为应急撤离区，站场以 500m 为半径的圆形范围划为应急撤离区，事故发生后该范围内的居民应立即撤离；以井场、站场及管线 1300m 为半径的圆形范围划为应急准备区，根据事故发生时的实时硫化氢、二氧化硫监测数据和气象条件，考虑是否撤离，具体的撤离、安置方案由后续编制的突发环境事件应急预案确定；以高于硫化氢和二氧化硫大气毒性终点浓度 2（1h 值）最大影响距离为半径的圆形范围划为应急计划区，根据硫化氢和二氧化硫监测数据和气象条件，考虑是否进一步扩大人员撤离范围，具体的撤离、安置方案由后续编制的突发环境事件应急预案确定。

表 8.10-1 本项目应急区分表

序号	危险单元	情景	应急撤离区范围 (m)	应急准备区范围 (m)	应急计划区范围 (m)
1	钻井井场	井喷	784	1300m	5000~12600（各井场评价范围）
2	采气站场	设备/管线泄漏	500	1300	5000
3	元坝 103-3~1#集输干线附近（上游）	管线泄漏	356	1300	/
4	元坝 103-3~1#集输干线附近（下游）	管线泄漏	300	1300	/

序号	危险单元	情景	应急撤离区范围 (m)	应急准备区范围 (m)	应急计划区范围 (m)
5	元坝 11-1H~元坝 102-5	管线泄漏	300	1300	/
6	元坝 104-2H~元坝 121	管线泄漏	612	1300	/
7	元坝 271-2H~3#集输干线 (上游)	管线泄漏	756	1300	/
8	元坝 271-2H~3#集输干线 (下游)	管线泄漏	676	1300	1860
9	元坝 271-1H~元坝 271-2H	管线泄漏	300	1300	/
10	元坝 103-2H~元坝 10-1	管线泄漏	300	1300	/
11	元坝 272-3~元坝 272H	管线泄漏	300	1300	/
12	元坝272-2~元坝273-1H 联通线	管线泄漏	585	1300	/
13	元坝 102 阀组区~元坝 28 站至集气总站联络线 (污水管线)	管线泄漏	300	1300	/
14	元坝 101-2H~元坝 101-1	管线泄漏	300	1300	/
15	元坝 273-2H~元坝 273-1H	管线泄漏	300	1300	/

(3) 各级应急区的风险防范与应急措施

本项目据分级应急的需要，划定了应急撤离区、应急准备区和应急计划区，除应急反应的时间要求外，在撤离要求及风险防范措施上，也对应实施分级管理。具体如下表：

表 8.10-2 各级应急区风险防范与应急措施要求

应急区名称	撤离要求	风险防范措施要求
应急撤离区	事故发生后应立即撤离或立即佩戴逃生呼吸器撤离	A、为老弱病残孕配发逃生呼吸器； B、每家每户安装报警系统； C、修缮应急撤离道路，以满足人员应急撤离需求。
应急准备区	根据事故发生时实时硫化氢，若发生燃烧爆炸还需测二氧化硫监测数据，根据监测结果及气象条件，考虑是否撤离及具体的撤离方案	A、设置社区集合点，配置一定数量逃生呼吸器； B、根据需要，必要时开展二次撤离及集合（厂界或管线 40m 处 H ₂ S 监测值大于 38mg/m ³ 的区域对 SO ₂ 监测值大于 2mg/m ³ ，并有持续增高的区域进行疏散，撤离方向为逆风）； C、安装覆盖社区的报警系统（如声光报警系统、紧急报警广播等）。
应急计划区	A.根据事故发生时实时 H ₂ S 监测数据和气象条件，对 H ₂ S 监测值大于 38mg/m ³ ，并有持续增高的区域进行疏散； B.若发生燃烧爆炸，对 SO ₂ 监测值大于 2mg/m ³ ，并有持续增高的区域进行疏散，撤离方向为逆风，集合点为政府驻地，如村委会，镇委会。	A.对区内人员经常性开展 H ₂ S 和 SO ₂ 相关知识宣传和培训； B.建立应急电话及短信联络网络。

(4) 居民撤离与集合的基本原则

居民的应急撤离与集合遵从以下一般性原则：

一、任一危险单元的应急撤离原则上分区进行，一般分区 4~6 个，保障应急撤离和集合的可操作性。

二、对于典型危险单元，危险单元北侧的往北并远离危险单元的方向撤离，南侧的尽量往东西两侧并远离危险单元的方向撤离。

三、撤离路线的制定，应依次考虑下列因素：远离危险单元、向上风向、离开应急撤离区、至最近的社区集合点、二次撤离。考虑上述因素后，可能有居民缺乏有效的撤离道路，此时需要考虑新建撤离道路，建设标准可相对较低，满足居民在应急情况下的人员通行即可。

四、社区集合点选择顺序为乡镇政府、乡镇上学校、乡镇外村委会、乡镇外学校，社区集合点应参考《应急期受灾人员集中安置点基本要求》(MZ T 040-2013)》完善生活保障、安全、消防等方面的要求，社区集合点不满足上述要求时，建设单位应考虑修缮。

五、社区集合点配置一定数量的逃生呼吸器，进一步保障老弱病残孕等难撤离居民的需求。

六、社区集合点一般位于应急准备区内，必要时应进行二次撤离。

（5）配发逃生呼吸器

市面上有微型逃生呼吸器，面罩样式，无需氧气瓶。采用过滤媒介技术，体积小巧，携带和保存方便，操作简单，多触媒的防护过滤盒可供 5 分钟使用，可用于防护多类化学毒性，如氯气、硫化氢、氰化氢、二氧化硫及氨气等，适用于化工厂、化学品仓库、实验室、危化品运输等行业。

配发逃生呼吸器主要针对应急撤离区内的居民及应急准备区内的高敏关心点(学校、医院、养老院、政府办公室)、社区集合点及二次撤离备用集合点，发放的具体数量和位置由突发环境事件应急预案确定。

（6）安装硫化氢固定检测仪

市面上的硫化氢固定检测仪可连接电脑实时监控，并记录保存、导出数据；可任意设置报警值；可以上传 DCS 或 PLC 系统，实现应急准备区内高敏关心点硫化氢浓度的实时检测和监控。

固定式硫化氢按照点位和数量由突发环境事件应急预案确定。

（7）社区集合点建议

实际社区集合点位置、数量等需要建设单位在应急预案编制过程中明确，本评价进行了原则性建议，详见附图 35。社区集合点需要参考《应急期受灾人员集中安置点基本要求》（MZ T 040-2013）》完善生活、安全、消防等保障，并配置一定数量的逃生呼吸器。

（8）应急疏散培训

项目建设前，建设单位将组织专业团队，针对本项目情况编制专门的培训教材，对项目应急影响范围内的政府机构、村社、敏感点、单位企业、居民进行全覆盖培训。

当发生突发事件时，建设单位调控中心根据应急系统预测模拟情况，启动对应区域的社区报警，社区管理员将迅速组织所辖区域内的人员赶往社区集合点，负责集合点的管理及与川东北气矿调控中心沟通。所有社区疏散路线均通往社区集合点，在每个集合点均设有应急方舱或应急标志杆，所有集合点均配有通讯、应急照明等设备，所有集合点均有指定受培训的社区管理员负责管理。

（9）撤离路线及主要逃生通道

1）逃生时一定要注意风向，一要沿上风（逆风）方向逃生，二要沿着地面上的高处跑；三场站工作人员沿事故地上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。建设单位应做好区域关注点和敏感点，以及分散居民的宣传工作，让他们了解采气过程中可能存在的风险，以及风险事故情况下逃生的线路和方向。

2）应急撤离区及准备区（1300m）范围内的各路口设立风向标，使于发生有毒有害物质泄漏时生产人员及周边居民辨风向。

3）将大气毒性终点浓度-2 范围内的敏感目标纳入应急预案中作为风险保护目标，在发生井喷等事故时，通过声光报警系统、紧急报警广播系统等方式进行信息传达，通知紧急疏散。同时应根据实时监测和模拟结果，按照可能受伤害程度组织对毒性终点浓度范围内的居民及时组织对其进行疏散和安置。

4）启动应急预案和开展应急监测，根据应急预案撤离方案和实际监测结果，及时扩大撤离范围。

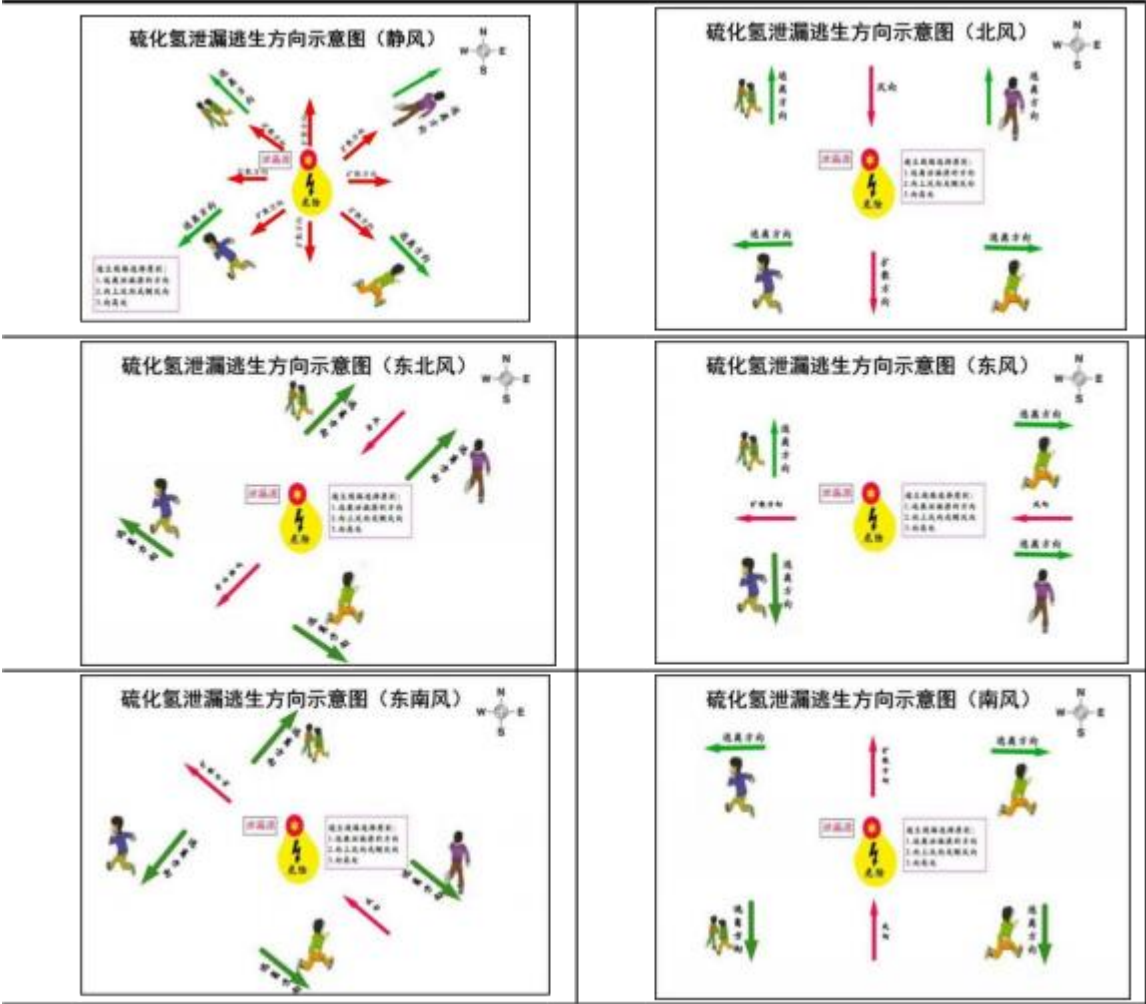
5）撤离疏散时佩戴硫化氢防护器具或使用湿毛巾、衣物捂住口鼻呼吸等措施。

6）做好地企联动，应急报警和应急疏散工作。及时报告有关部门。

项目 H₂S 泄漏逃生方向示意图见下图，主要逃生要道与撤离路线见附图 36。



图 8.10-2 H₂S 泄漏逃生方向示意图



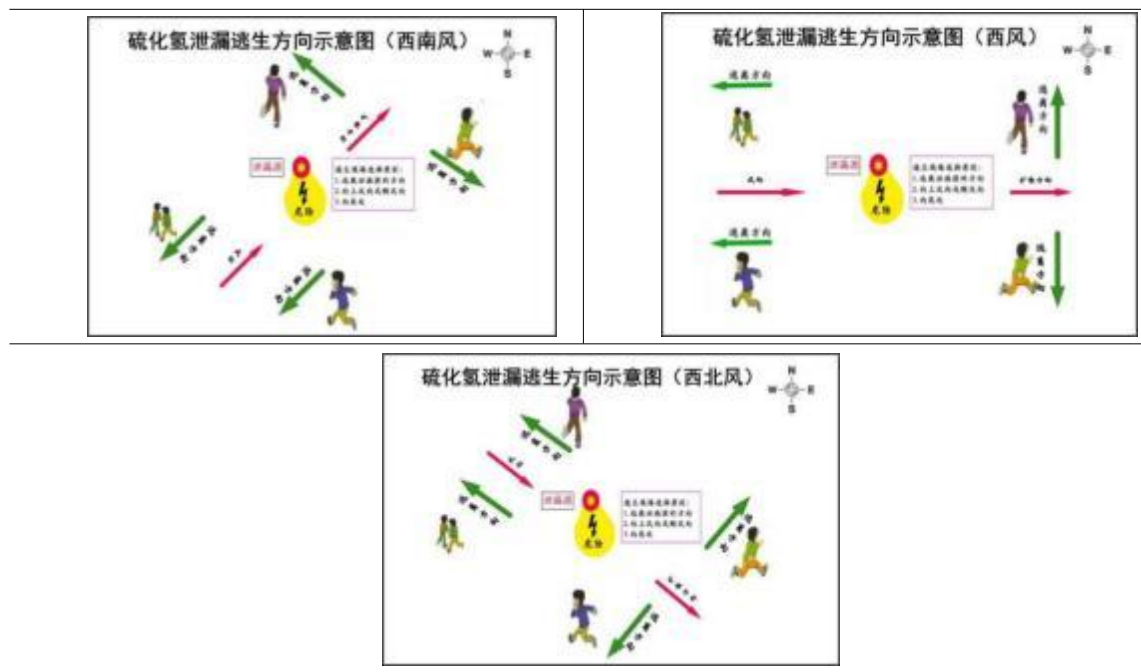


图 8.10-3 不同风向 H₂S 泄漏逃生方向示意图

8.9.3.11 环境应急监测

(1) 井站应急监控硫化氢按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T 5087-2024) 配备固定、便携检测仪。

(2) 发生含硫天然气泄漏时，对井场/站场/管线周边范围内主要居民点、学校、城镇设置监测点进行硫化氢监测。结合当时风向，还需在井口周边 100m、500m、1000m、1500m、2000m、2500m 等处设多个环境应急监测点，根据实际监测情况，加密和适当外延环境应急监测范围，增加监测点数量，进行硫化氢监测。

(3) 若发生爆炸燃烧首先对周边 5km 范围内主要居民点、学校、城镇设置监测点进行二氧化硫监测。结合当时风向, 还需在井口周边 100m、500m、1000m、1500m、2000m、2500m 等处设多个环境应急监测点, 根据实际监测情况, 加密和适当外延环境应急监测范围, 增加监测点数量, 进行二氧化硫监测, 根据持续燃烧时间适当扩大监测范围。

(6) 采用自行便携式硫化氢监测和外委进行环境监测结合。根据实际事故情形，在事故现场设置适量的空气、地下水、地表水监测点，24 小时密切监测水质、空气质量等变化情况，每小时上报一次监测情况。

(7) 发生天然气泄漏或发生火灾爆炸后应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、四川省环境监测中心帮助。具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）进行监测。

8.9.3.12 事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，争取最短时间控制事发源头，尽可能切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中可燃气体浓度，可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。

8.9.3.13 应急物资保障

项目周边设有中石化西南油气分公司元坝应急救援中心、通南巴应急救援站、元坝重浆储备库。应急中心分三个基地建设，主要设备：各种抢险救援车辆 46 台，正压式空气呼吸器 700 余具，各类有毒气体检测仪 600 余台以及各种消防救援设备，事故发生时可就近紧急调用。同时可与普光应急救援中心可形成应急联动。

所有应急救援设备设施和物资实行专人管理，定点定量存放，消防设施、消防器材和泄漏应急处置器材由企业安全管理人员专门负责管理，每年初制定严格的检查保养计划，按月、季、半年不同周期分类对所有应急设施器材进行检查，及时补充和维修维护，确保各处应急物资的数量和性能满足随时使用的需要。

表 8.10-3 部分应急物资储备表

序号	物资名称	规格型号	单位	数量	储备地点
1	推车式干粉灭火器	MFTZ/ABC50 型	具	3	元坝采气管理区应急物资库
2	手提式干粉灭火器	MFTZ/ABC4 型	具	3	元坝采气管理区应急物资库
3	手提式二氧化碳灭火器	MT/7 型	具	3	元坝采气管理区应急物资库
4	消防铲	/	个	35	元坝采气管理区应急物资库
5	静电释放球	/	个	1	元坝采气管理区应急物资库
6	消防桶	/	个	30	元坝采气管理区应急物资库
7	MSA 供气阀	AutoMaxx-AS	个	10	元坝采气管理区应急物资库
8	MSA 面罩	/	个	6	元坝采气管理区应急物资库
9	MSA 空呼整套	/	个	4	元坝采气管理区应急物资库
10	消防防化服	/	套	5	元坝采气管理区应急物资库
11	担架	SC-12145	具	2	元坝采气管理区应急物资库
12	医药箱	60mm×30mm×20mm	个	2	元坝采气管理区应急物资库
13	验漏壶	DE8004	个	3	元坝采气管理区应急物资库
14	塑料彩布	/	包	3	元坝采气管理区应急物资库
15	安全绳	20 米	条	10	元坝采气管理区应急物资库
16	固定式警示栏	/	个	10	元坝采气管理区应急物资库
17	轻巧型安全带	/	箱	2	元坝采气管理区应急物资库
18	高级帐篷	/	个	1	元坝采气管理区应急物资库
19	绝缘胶布	红色	卷	3	元坝采气管理区应急物资库
20	绝缘胶布	蓝色	卷	2	元坝采气管理区应急物资库

序号	物资名称	规格型号	单位	数量	储备地点
21	绝缘胶布	黄色	卷	3	元坝采气管理区应急物资库
22	警示带	0.05x125m	卷	4	元坝采气管理区应急物资库
23	电缆	KVVVP222×1.5	米	500	元坝采气管理区应急物资库
24	电缆	450/750V3×1	米	500	元坝采气管理区应急物资库
25	柴油发电机	HJI-10	台	1	元坝采气管理区应急物资库
26	切割机	D28710	台	2	元坝采气管理区应急物资库
27	防洪沙袋	/	条	200	元坝采气管理区应急物资库
28	救生衣	/	件	30	元坝采气管理区应急物资库
29	大功率喊话器	XY-618	个	2	元坝采气管理区应急物资库
30	采垫气环树托密盘	KQY78/65-105Q-03	个	4	元坝采气管理区应急物资库
31	采垫气环树托密盘	KQY65707-02-03	个	4	元坝采气管理区应急物资库
32	垫环	41Y11- 101-70	个	4	元坝采气管理区应急物资库
33	密封垫环	YB11-105-P05-01-03	个	1	元坝采气管理区应急物资库
34	密封圈		个	4	元坝采气管理区应急物资库
35	伺服阀全套密封圈		个	5	元坝采气管理区应急物资库

8.9.3.14 应急联动

（1）上层联动：本项目所在的广元市苍溪县、南充市阆中市政府均设置有应急管理办公室，工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

（2）下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

8.10 风险事故应急预案

8.10.1 应急预案修编

采气二厂《突发环境事件应急预案》于 2023 年 5 月 25 日在南充市阆中生态环境局备案，于 2023 年 5 月 23 在广元市苍溪生态环境局备案（附件 11），区域内配备了相应的应急物资，可随时应对可能出现的突发环境事件，建设单位应根据本项目实际情况，及时更新应急预案。

8.10.2 应急预案编制适用范围

编制的应急预案适用范围为本项目涉及的突发环境事件有毒有害和易燃易爆危险物质泄漏、燃烧或爆炸次生环境事件等突发环境事件的预警、处置、监测工作。

8.10.3 环境事件分类

根据环境风险事故影响和应急救援、控制特点，将环境风险事故分为事故排放、事故泄漏、火灾和爆炸三类：

①事故排放：环保设施运行状态异常，“三废”未经处理排出装置界区或未达标排入外环境；

②事故泄漏：设备、管线破损，有毒有害液体泄漏进入地下水/地表水造成水环境污染，有毒有害气体造成环境空气污染；

③火灾、爆炸：可燃、易燃物料泄漏，遇火源发生火灾、爆炸，燃烧废气可能造成环境空气污染，消防水携带物料可能进入外排水管线造成水环境污染火灾爆炸破坏地下防渗层，致使泄漏的物料深入地下，造成地下水污染。

8.10.4 环境事件分级

按照环境风险事故的严重程度和影响范围，根据事故应急救援需要，将事故划分为 I（中国石化级）、II（分公司级）、III级（二级单位级和基层单位级）。I 级事故：是指后果特别重大，且发生后可能持续一段时间，事故控制及其对生产、社会产生的影响依靠企业自身救援力量不能控制，需要当地政府有关部门或相关方协助救援的事故。

II级事故：是指后果重大，且发生后可能持续一段时间，事故控制及其对生产、社会产生的影响依靠二级单位级和基层单位级自身救援力量不能控制，需要分公司或相关方救援才能控制的事故。III级事故：是指生产现场就能控制，不需要救援的事故。

企业应设置相关应急组织，负责风险事故现场处置。应急组织职责见下表：

表 8.9.4 应急组织机构及职责

序号	应急组织机构	职责
1	应急指挥部	负责组织实施突发环境事故应急救援工作。突发环境事件发生后，总指挥或总指挥委托他人赶赴事故现场进行现场指挥，成立现场指挥部，批准现场救援方案，组织现场抢救。平常情况下，负责定期组织突发环境事件应急救援演练，监督检查应急演练效果。
2	通讯联络组	负责向应急指挥部报告；及时与当地政府、环保、公安、消防、急救中心取得联系；负责现场的通讯联络任务。
3	警戒疏散组	设置警戒、防护区域；组织人员撤离现场，并做好各类安全保障工作；协助周边单位和群众的安全疏散和撤离。
4	后勤保障组	负责现场应急后勤保障工作。包括：现场医疗救护指挥及中毒、受伤人员分类抢救和护送转院；准备抢救受伤、中毒人员的生活必需品供应；负责应急救援现场人员疏散，车辆准备，组织受伤人员的急救。
5	人员救护组	负责事件现场的伤员转移、救助工作；协助医疗救护部门将伤员护送到相关单位进行抢救和安置；发生重大污染事件时，组织井场人员安全撤离现场；协助领导小组做好善后工作。
6	抢险救灾组	在指挥部的指挥下参加抢险救援；负责组织当班人员在事件发生时将发生区域内的人员、物资抢救到安全地点，防止事态扩大。
7	灾后处理组	负责事故原因的调查，并将调查结果向应急指挥部、上级主管部门、当地安全生产监督管理部门汇报；灾害过后通知各部门组织人员清点损失，对受损设施进行拍照取证、报公司财务部；负责危机事件处理，防止负面信息的传播对公司及其员工、产品、环境、品牌形象或利益受到严重威胁，有被媒体报道的趋势或已经被媒体报道的突发事件
8	应急监测组	主要负责协助环境监测部门进行环境监测工作；确定污染源种类、浓度及污染区域范围后，对事故造成的环境影响进行评估，制定环境修复方案并组织实施；平时应制定环境监测计划，定期对设施运行情况及“三废”进行监测。

8.10.4.1 事故应急处置预案

根据本项目的特点，应建立包含但不限于以下几个方面的应急处置预案：

- ①井喷事故应急救援预案；
- ②含硫天然气泄漏事故应急预案；
- ③火灾、爆炸事故应急预案；
- ④地震地质灾害应急预案；
- ⑤气象灾害事件应急预案；
- ⑥特种设备事故应急预案；
- ⑦中毒窒息事故应急预案；
- ⑧危险化学品泄漏应急预案；
- ⑨废水、含硫废水泄漏应急预案；

⑩突发环境事件应急预案；

⑪道路交通事故应急预案。

8.10.4.2 应急预案应包括的主要内容

应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，内容应包括污染与生态破坏的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施。应急预案内容可参照下表基本纲要，结合专业特点和风险评价要求进行编制并按编制内容实施和演练。

表 8.9.4.2 应急组织机构及职责

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：钻井产气层、集输管线、油罐区、污水罐等 环境保护目标：毒性终点浓度 2 范围内的居民点、医院、学校、集中场镇等社会关注点，井场周边地表水体。
2	应急组织机构、人员	组织机构为中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，钻井队及其管理单位、苍溪县及阆中市政府及井场所在地涉及的乡镇、村级政府。充分、重点发挥 地方镇乡、村级政府的组织能力，纳入应急组织机构中。
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序：把重大环境污染事故定为三级，定性为一般，涉及组织单位为中国石油化工股份有限公司西南油气分公司、钻井队和苍溪县及阆中市生态环境局。井喷及井喷失控定为一级。涉及组织单位为钻井队及其管理单位、苍溪县政府、阆中市政府，井场所在地涉及乡镇及村级政府。必要时可增加到广元市政府和南充市政府。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苍溪县消防队等救援保障力量以及钻井队主管部门及应急救援单位。
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：协调井队通知当地村委会通过广播系统和电话通知各居民点，设立 1 个联络点，指定至少 4 人负责通知周边居民。并电话通知县交警大队负责交通保障、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当地县生态环境监测站监测。抢险、救援组织协调当地县消防队、钻井主管部门和建设单位的应急队伍。控制措施主要由钻井队和其管理部门、建设单位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 和水蒸气。组织应急计划区范围内居民紧急撤离。井口周边 100m、500m、1000m、1500m、2000m、2500m 等处设多个环境应急监测点，并根据监测结果及时考虑扩大撤离范围。
7	应急监测、清除措施	应急监测、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，应急监测	严格执行及时点火的原则，井喷事故时应首先撤离井口周边的居民，同时在井喷失控后在井口周边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居民撤离，至压井作业完成。
9	控制、撤离组织计划	撤离路线应根据钻井井场环境条件提前制定，主要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。由于远处居民可能不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向，设立 1 个联络点和联络人。
10	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。 (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门做好医疗救护工作，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、项目部事故调查小组，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。
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（井口周边应急计划区范围）内进行安全知识和

序号	项目	内容及要求
		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	善后处置	环境污染事件发生后，要做好受污染区域内群众的思想政治工作，安定群众的情绪，事发部门组织相关部门尽快开展善后处置工作，包括人员的安置、补偿、宣传报道等工作。
13	预案管理	企业成立环境应急预案编制组，开展环境风险评估和应急资源调查，编制环境应急预案，组织专家和可能受影响的居民、单位代表对环境应急预案进行评审，开展演练进行检验，签署发布环境应急预案，并报送至相关管理部门备案。结合环境应急预案实施情况，至少每三年对环境应急预案进行一次回顾性评估及需要修订时及时进行修订，并报送至相关管理部门备案。
14	应急培训及演练	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，把应急计划区范围内居民纳入培训、演练队伍。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硫化氢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。对井口毒性终点浓度 2 范围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。
15	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，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后应立即穿少量衣服，及时保证人员撤离。

8.10.5 环境风险应急体系

企业环境风险应急预案分为综合应急预案和专项应急预案。企业环境风险应急预案与苍溪县、阆中市突发环境事件应急预案为上下衔接关系，与苍溪县、阆中市其他企事业单位的应急预案为平行关系，与企业安全生产事故应急救援预案为平行关系。

企业安全事故和环保事故应急组织体系一致，信息报告与通报内容和程序一致，生产安全事故发生后预警、切断与控制污染源等方面的内容优先按照安全生产预案的要求执行。环境应急救援与安全应急救援归属应急救援指挥中心统一管理。

在环保事件发生后，当政府或者有关部门介入或者指导突发环境事件的应急处置工作时，企业应急指挥机构、应急人员积极配合政府部门进行现场应急处置工作，现场应急指挥部负责项目部内部的指挥协调、配合处置；设立的通讯联络组、警戒疏散组、后勤保障组、人员救护组、抢险救灾组、灾后处理组、应急监测组参与人员疏散、应急保

障和环境监测等工作。

地方人民政府在启动本地环境应急预案时，要求企业立即启动突发环境事件应急预案，相关人员进入待命状态。

企业在发生 III 级环境事件时立即启动三级响应，发生 II 级环境事件时立即启动二级响应，发生 I 级环境事件时启动一级响应。分级响应程序见下图。



图 8.9.5 企业突发环境风险事件分级响应图

8.10.5.1 其他要求

①本项目各工程处理的介质一天然气，属气相爆炸性物质，其输送的天然气为甲类火灾危险性，施工阶段和生产过程应引起重视。

②应制定详细的应急救援预案，并定期演练，同时报当地环保部门备案。在编制事故应急救援预案时，应对项目场站、管道沿线周围居民进行宣传，并把其纳入应急体系，参与应急演练。

③在试运行之前，应建立项目场站、管道沿线风险点源分布图。

④项目投产后，应严格执行场站安全生产制度、计量质量管理制度、班组内外联系制度、交接班制度、岗位责任制和值班工作制度等。

⑤与当地政府协商，项目周围 200m 范围内不再新建居民住宅。

⑥场内阀门应采用平板阀，集气管线的首端设置高低压安全切断阀，末端设置止回阀。

⑦加强管线的巡线工作，以及时发现管线隐患，杜绝事故性泄漏。

⑧项目发生事故或险情时，应通过现场报警铃声、广播及电话报告事故信息，通知项目职工和周围附近的居民撤离。

⑨要做好应急措施，严禁生产废水排入地表水体。因为其临近地表水体，需在场站周边设置防洪排水沟，防止洪水、泥石流等破坏。

8.11 风险防范措施投资

本项风险投资总计为450 万元，风险防范措施及投资见下表。

表 8.10 风险防范措施及投资一览表

序号	工程名称	风险防范措施	内容、要求及目的	投资（万元）
1	钻井工程	各池体防渗漏及防外溢的防范措施	池体为地理式设计，池内铺设防渗材料；做到清污分流，定期维护，从而有效控制废水的外溢等，防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	纳入废水治理投资
2		应急池	设置 1000m ³ 应急池 7 座	纳入主体工程投资
3		柴油罐区设置围堰	在罐区储存地进行防渗，防止柴油等外溢进入土壤、地表水和地下水	纳入地下水环保投资
3		井喷防范措施	安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成	纳入主体工程投资
4		防火防爆安全措施	井场电器设备、照明器具及输电线路的安装符合要求	纳入主体工程投资
5		井漏防范措施	避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施	纳入主体工程投资
6		点火系统及点火管理	配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统	纳入主体工程投资
7		风险管理	建立环境管理体系，建立健全风险防范管理制度	60
8		应急预案	编制应急预案，合理有效组织机构部门进行应急、抢险、救援、疏散及控制措施、应急监测	80
9		培训及应急演练要求	提高事故应急能力，周围群众安全知识宣传等	80
10		环境风险事故时人员撤离	确定范围及路线，以便发生事故时能及时安全撤离	130
11		污染物转运风险管理	严格按照规定的路线，避开环境敏感区、建立交接三联单制度，加强管理	纳入废水治理投资
12		风险监理措施	钻采过程引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，确保各项措施得到合理有效的落实。	纳入主体工程投资
13	地面集输工程	场站及管道工程风险防范措施	优化选址、加强施工管理、选取良好的管材质量，加强运行巡检管理	纳入主体工程投资

序号	工程名称	风险防范措施	内容、要求及目的	投资 (万元)
14		站场放散系统、在线式可燃气体报警仪、避雷及防雷设施、灭火器材、砂池、高音喇叭、风向标、警示标志等		纳入主体工程投资
15		工艺区防渗措施	工艺区采取一般防渗，防止废水泄漏污染土壤和地下水	纳入地下水环保投资
16		风险管理	建立环境管理体系，建立健全风险防范管理制度	20
17		应急预案	培训及应急演练；环境风险事故时人员撤离演练；周围群众安全知识宣传等	80
总计				450

8.12 环境风险评价结论和建议

8.12.1 项目危险因素

根据分析，本项目危险因素主要有以下几方面：

①井喷失控甲烷和硫化氢进入大气，会引起中毒和环境空气污染。点火后次生污染物二氧化硫引起中毒和环境空气污染。

②站场、输气管线泄漏导致甲烷和硫化氢进入大气，会引起中毒和环境空气污染。

③输水管线破裂导致气田水外泄，引起地表水污染，同时引起大气、地下水、土壤污染。

④事故泄漏废水主要进入周边地势较低的旱地、农田，堰塘等，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

⑤柴油、白油储存设施事故主要泄漏进入围堰内，进入环境的主要周边旱地、农田引起局部的地表水、地下水和土壤污染。

⑥污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能沿途河流、堰塘、耕地引起水体、土壤、地下水污染。

8.12.2 环境敏感性及事故环境影响

8.12.2.1 环境敏感性

根据前文，本项目大气环境敏感程度为环境高度敏感区（E2），地表水敏感程度分级为 E1 或 E3，地下水敏感程度分级为 E2。

8.12.2.2 事故环境影响

（1）大气环境影响

根据大气风险预测结果，井喷或酸气管线泄漏事故发生后，将对周边一定距离的居

民产生影响。发生井喷征兆或天然气泄漏时，对应急撤离区范围内的居民进行紧急撤离，同时启动应急预案和开展应急监测，根据应急预案撤离方案和实际监测结果，及时扩大撤离范围。同时做好地企联动，应急报警和应急疏散工作，加强风险管理，本项目风险情况下对大气产生的影响在可控制范围。

（2）地表水环境风险影响

正常情况下本项目无污废水外排，对周边地表水体无不利影响。非正常工况下，井场废水罐、应急池等发生泄漏，废水外溢。但本项目井场有清污分流措施，确保溢流废水及时收集，不外泄至厂界外。

经过对气液混输管线河流穿越点泄漏事故情形进行预测，河流穿越点气田水泄漏将对地表水产生一定的影响。通过采取各项风险防范措施和应急措施，加强风险管理，本项目风险情况下对地表水产生的影响在可控制范围。

（3）地下水环境风险影响

根据地下水环境影响预测结果，预测时间点范围内，井场周边居民地下水分散式水源中石油类和硫化物浓度会呈现先增大后减小的变化过程，并会出现一段时间的超标现象。因此，需要采取有效的地下水污染防治措施，降低泄漏事故对浅层地下水的影响范围及超标距离，保护钻采平台周边地下水环境，在渗漏事故发生后第一时间采取应急预案，对下游保护目标进行实时监测，保障周边居民的饮用水安全。

在认真落实各项地下水污染防治措施的基础上，本项目的建设对当地地下水环境影响较小。

8.12.3 环境风险防范措施和应急预案

钻井过程中应严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T 6276-2014）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）等行业相关规范和钻井设计的要求进行工程控制，在工艺设备硬件上防止井喷事故。防 H₂S 的安全措施应符合《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）的要求。按照规范进行风险监控和预警，配备点火系统、监测报警系统设施、设备和人员。

发生井喷征兆时，应立即启动应急预案，组织首先撤离井口周边应急撤离区内的居

民。并告知应急准备区范围内的敏感点，包括散居农户、集镇、学校、医院所有敏感目标。结合当时风向，还需在井口周边 100m、500m、1000m、1500m、2000m、2500m 等处设多个环境应急监测点，根据实际监测情况，加密和适当外延环境应急监测范围，增加监测点数量，重点对居民点、学校、城镇设置监测点，监测硫化氢浓度，并根据监测结果及时扩大撤离范围，保护周围居民生命安全和健康。井喷失控后，在 15min 内点火燃烧泄漏天然气，将天然气（含硫化氢）燃烧转化为 CO_2 、 SO_2 和水蒸气，对应急计划区主要居民点、学校、城镇设置监测点进行硫化氢、二氧化硫监测，并根据监测结果及时扩大撤离范围，按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织周边居民撤离，至压井作业完成。点火前应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

站场或管线含硫天然气泄漏发生后，应立即启动应急预案，判断风向，及时对管线下风向的敏感点发布警报，并组织紧应急计划区居民撤离。做好地企联动。结合当时风向，还需在泄漏点周边设多个硫化氢环境应急监测点，重点对居民点、学校、城镇设置监测点。并根据监测结果及时扩大撤离范围，保护周围居民生命安全和健康。运营单位应加强风险管理和对职工的教育，制定应急预案，完善生产设备，严格遵守操作规程并定期检修、维护设备及管道、阀门等设备的完好率，可最大限度的杜绝泄漏事故的发生。

在发生事故后按照应急预案的内容及时进行事故信息报告，应及时通报当地环保部门和其他相关应急组织机构、人员。

建设单位、施工单位应把防止井喷失控、硫化氢外溢中毒等作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014)的要求和环评要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

根据钻井工程特点和经验，从环境保护角度，其中关键是《井喷及井喷失控环境风险应急预案》，主要包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施。该应急预案应根据本评价提出的应急措施和应急要求，结合钻井工程的工程特点编制。《重大环境污染应急预案》主要针对事故导致钻井废水、气田水外溢等污染事故。

建设单位应在开钻前制定本项目环境风险应急预案，包括《井喷及井喷失控环境风险应急预案》、《重大环境污染应急预案》。钻井单位应与当地政府相关部门、群众进

行协商、沟通，共同参与制订应急预案，尤其是涉及项目风险影响范围的乡镇政府当地村委会。应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，内容应包括污染与生态破坏的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施。

8.12.4 环境风险评价结论和建议

8.12.4.1 评价结论

评价确定井喷失控后含 H_2S 天然气的扩散、井喷点火后二氧化硫扩散以及外输酸气管线泄漏导致 H_2S 天然气的扩散及气田水管线泄漏为最大可信事故，该项目最大可信事故发生概率低。工程发生最大可信事故的几率小，但仍有必要采取风险防范措施尽量避免环境风险事故的发生，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环境风险事故发生后将环境影响降低到最小程度。

综上所述，通过严格按照钻井设计和《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ 2016-2008）等各项行业规范及环评要求落实各项风险防范和应急措施，确保在发生井喷失控时 15min 内实施点火，制定详尽有效的环境风险应急预案后，本项目环境风险是可防控的。

8.12.4.2 评价建议

建议在发生井喷失控事故时尽量缩短点火时间，减少硫化氢的泄漏扩散量。

当发生含硫化氢天然气扩散时，可向井口喷洒雾状碱液减少大气中有毒气体浓度。井喷失控点燃后必要时可向燃烧口周边喷洒雾状碱液、水来降低废气中 SO_2 浓度。

9 环境影响减缓对策和措施

9.1 施工期环境影响减缓措施

9.1.1 施工期大气环境影响减缓措施

（1）施工扬尘污染减缓措施

扬尘污染主要发生在施工期管沟和基坑开挖、基础处理、材料运输，土方回填，施工场地与便道开辟等环节中。

施工扬尘粒径较大，飘移距离短，影响范围有限。建设过程中，通过在施工现场采取设置围栏、洒水抑尘等防尘措施，可有效防止扬尘污染的发生。

运输过程中，道路下风向 TSP 轴线净增浓度影响范围主要集中在道路两侧各 50m 范围内。本项目中井口 100m 围内均无居民分布（部分井场临时撤离后），管线布设尽量远离民房，因此施工扬尘对道路和施工场地周边居民影响较小。为减缓运输过程中扬尘对沿线生态环境的影响，环评提出以下措施：

- ①严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；
- ②运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中应加盖篷布；
- ③行驶在路况较差的路段或行经村庄、农田附近时，放慢行车速度，避免扬尘污染。
- ④地表开挖过程中，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，也应经常洒水防尘；回填土方时，对干燥表土适当洒水，防止粉尘飞扬；
- ⑤在居民居住区对施工现场应及时洒水，阻隔施工扬尘污染；遇 4 级以上大风天气应停止动土施工，并采取有效的防尘措施，以达到防风降尘的目的，减轻施工扬尘对周围环境空气的影响；
- ⑥运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方的车辆必须采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘；
- ⑦施工过程应及时清理堆放在场地上的弃土、弃渣和道路上的抛撒料、渣，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘等措施，防止二次扬尘。

通过采取以上措施，施工扬尘对区域环境空气质量影响较小。随着施工期的结束，影响将会消失，污染防治措施可行。

（2）施工机械设备尾气减缓措施

- ①采用网电钻井，有效降低柴油发电机尾气。
- ②定期对运输车辆进行维护和保养，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧。
- ③发电机、柴油机使用合格轻质柴油，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。
- ④建议选用排放尾气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中第四阶段的机械设备。

采取上述措施后，施工机械设备对环境空气的影响很小，污染防治措施可行。

（4）空气钻产生的粉尘减缓措施

本项目在空气钻阶段，压缩气体将井底岩屑等带出地面过程中，会产生一定的粉尘。压缩空气将携带的岩屑带入沉砂坑前，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入岩屑池，废气在岩屑池内直接排放。极少量粉尘由压缩空气带入环境中。粉尘释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，污染减缓措施可行。

（5）油基泥浆钻井时产生的有机废气减缓措施

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；油基钻井固废由废渣罐收集临时存放于井场内泥浆不落地工艺区，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、油基泥浆和油基钻井固废的暂存和储运必须采用密闭罐，减少有机物挥发量，污染减缓措施可行。

（6）气侵时泥浆携带的 H_2S 和非甲烷总烃废气

本项目根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，五开采用高酸溶聚磺防卡钻井液（烧碱或石灰将钻井液 pH 值维持在高于 10），并且现场储备不少于 7 吨的除硫剂，据实钻情况确定除硫剂加量，确保钻井液中 H_2S 含量不高于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，并且井场始终保持足够的储备加重剂，硫化氢和非甲烷总烃进入空气中量很少，污染减缓措施可行。

（7）完井测试废气减缓措施

本项目测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，本项目气井为含硫化氢天然气井，其燃烧主要产物为 SO_2 。在放喷前，建设方和当地政府应对距放喷口 500m 范围内的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒，并在分离器前加入脱硫剂，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响，污染减缓措施可行。

（8）事故放喷废气

钻井进入气层后，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关闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷天然气立即点火烧掉。根据建设单位提供资料，本项目气井为含硫化氢天然气井，出现事故放喷时，放喷天然气立即点火烧掉，立即组织疏散周边居民，对于含硫气井建设方和当地政府会对距放喷口 500m 范围内的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒，以减轻事故放喷废气对周边居民的不利影响。

（9）管道敷设产生的焊接烟尘、防腐废气

管道敷设时产生的少量焊接烟气和防腐废气，产生量较少，且为间断性分散状、露天排放。由于管线周围地域开阔，污染物扩散条件好，经自然扩散后对环境及敏感点的影响较小。

综上，采取上述防治措施后，施工期产生的大气污染物对周围环境产生的影响很小。

9.1.2 施工期地表水环境影响减缓措施

9.1.2.1 施工废水

1、拟采取的污染防治措施

各井场施工场地设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。

2、可行性分析

参照四川地区天然气井施工废水处理措施实施情况，本项目拟采取的水污染防治措施具有可操作性和可行性，废水处置措施可行。

9.1.2.2 场地雨水

本项目各井场内处实施清污分流制度，在工程设计时，废水收集罐有遮雨棚遮盖，可防止周边雨水汇入；井场周围设置双环沟，井场周边雨水均不会进入井场内，井场内的雨水则顺着地势而排入四周的截水沟。本项目采用雨污分流，井场四周设置排水沟，并设置集污坑，雨水依靠井站设置的地面坡度，就地散排至截水沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲或自流至应急池。该措施简单，主要是修建排水沟，效果明显，在各井场广泛使用，措施可行。

9.1.2.3 钻井废水、洗井废水、压裂返排液

1、拟采取的污染防治措施

①气体钻阶段除尘废水

经简易沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中，回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，回用于水基钻井液配置，不外排。

②钻井废水

钻井作业时将会产生一定量的钻井废水，主要污染物为 COD、石油类、氯化物、SS 等。本项目钻井废水暂存于废水收集罐中经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。

③洗井废水

洗井废水收集进入集污罐中沉淀，上清液回用于同区域配置压裂液，不外排。

④压裂返排液

压裂返排液暂存于压裂液重叠罐，拉运到石龙 2 回注站污水处理装置预处理达到回注标准后再拉运至各回注站进行回注，不外排。

2、可行性分析

（1）废水场内收集措施的可行性分析

本项目单井钻井废水产生量最大约 402m³/井~462m³/井，单井钻井作业时间一般约 242d-262d，则单井钻井废水最大产生量为 1.76m³/d，洗井废水产生量约 90m³/井，井场内设置有废水收集罐 6 个（60m³/个），能满足近 200d 废水的暂存，可避免突发天气情况时不能及时转运钻井废水。此外，各井场还设置有 1000m³ 应急池 1 座，完全能满足

废水收集罐破裂等突发情况，废水收集至应急池。

单井压裂液最大用量约 3000 m³，返排液单井最大返排量约 1800 m³，每个井配置有 12 个（100m³/个）压裂液重叠液罐，还设置有 1000m³ 应急池 1 座，完全能满足场内压裂返排液的暂存。

（2）泥浆不落地工艺可行性分析

随钻泥浆不落地工艺能做到泥浆、岩屑“不落地”，对钻井过程中产生的污染物实行随钻处理，增大了废水利用率，同时降低道路运输风险。根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司在西南地区的钻井废弃物无害化处理和资源化利用的成功工程经验和中石油西南地区大量成功实施的泥浆不落地工艺，上述随钻处理污染物技术成熟、可靠，资源化处置得到的泥饼体积减小，固化后泥饼含水率约 60%，运输方便，分离出液体大部分能回用钻井作业，在减少废物排放的同时节约了成本，符合《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）相关要求。尤为重要的是项目对污染物实现了综合利用，符合当前环保管理减量化、无害化、资源化的要求，属“三废”综合利用及治理工程，泥浆不落地工艺的实施，将大大提高废水回用率和降低固废产生量，降低环保风险，确保西南油气分公司清洁生产、绿色开发和可持续发展。因此，本项目采用随钻泥浆不落地工艺是可行的。

（3）洗井废水回用的可行性

A. 产生量

结合本项目开发计划时序，新部署项目洗井废水产生量情况见下表。

表 9.1-1 年度洗井废水产生量一览表

年度	实施井口数量（口）	洗井废水产生量（m ³ ）
2026	1	90
2027	2	180
2028	3	270
2029	3	270

B. 回用可行性分析

本项目单井洗井废水 90m³，远远小于定向井压裂液 1200m³ 和水平井压裂液 3000m³ 配置需求，因此上一口井洗井废水基本上能够全部用于下一口井配置压裂液。根据天然气钻井经验，洗井废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，主要成分为石油类、SS、氯化物和 COD，满足压裂液配置水质要求。该部分废水进入集污罐中沉淀，上清液回用于同区域配置压裂液，不外排。

（4）废水转运措施及要求

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

B. 运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避免环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运

输，防止废水泄漏。

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行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

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

K.各井场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。

（5）废水回注可行性分析

①预处理规模可行性分析

石龙 2 回注站污水预处理装置建设规模为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，目前使用规模约为 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余预处理能力约 $40\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目钻井废水、压裂返排液以及批处理液回注预处理量约 $11.15\text{m}^3/\text{d}$ 小于石龙 2 剩余处理能力，因此项目废水利用石龙 2 污水预处理装置规模可行。

②拟回注水预处理工艺的可行性

本项目钻井废水和压裂返排液经石龙 2 现场污水处理装置采取“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%。



图 9.1-1 石龙 2 井站预处理工艺流程图

本次收集了石龙 2 预处理装置出水近 1 个月内部监测台账，见下图。

图 9.1-2 石龙 2 回注井预处理装置出水内部监测台账

根据内部监测台账，表明废水经“混凝沉淀+气浮+石英砂过滤”后，回注水能达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）也能满足企业内部控制指标，钻井废水、压裂返排液预处理工艺可行。

③剩余回注空间及回注能力可行性

目前元坝气田一期、二期工程已全部完结，气田内拟建工程有元坝气田产能建设（陆相一期）项目、元坝气田产能建设项目（三期）、元坝气田产能建设项目（四期），同时会有少量取得批复的勘探井施工，按照每年约 1 口井预计。除此之外，无其他勘探开发工程。

本项目钻井废水和压裂返排液经石龙2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。由于目前已批复的元坝气田产能建设项目废水（施工期和运营期）处置措施均存在依托元坝气田内配套的 5 座回注井，因此依托污水处理设施处理能力可行性分析按照整个元坝气田钻井采气情况通盘整体考虑。

综上，元坝气田地区须回注的作业废水和气田水产生情况见下表。

*****根据上表统计，元坝区域回注站最大可回注规模为 415m³/d，剩余回注规模 120m³/d，剩余回注空间 47.22 万。本项目实施后，元坝气田区域需回注的作业废水和气田水（含批处理液）最大日产生总量为 89.49m³/d（含本项目 11.36m³/d），回注规模为 36.82 万 m³(含本项目 1.10 万方)，回注能力能满足本项目作业废水回注。

②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，详见表 2.4-10。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。

③回注站“四性”分析

项目依托的 5 口回注井满足注入层封闭性、隔离性、可注性，回注井的完整性，“四性”分析见下表。

表 9.1-4 回注井“四性”分析

符合性要求	注层的选择要求	回注 2 井	元坝 123 回注井	元坝 222 回注井	石龙 2 回注井	川石 43 回注井	符合性
注入层封闭性	①上下隔离层不窜漏，横向连通性好，总注入量波及范围内无断层、无地表露头或出露点②优先选择油气废弃层或枯竭层	①在沙溪庙组回注层上部有约 312m 厚的以泥岩为主地层，孔隙度约 3%，渗透率约 0.01m/d，为回注层的封闭盖层，保证回注水一定压力下不会出现窜层现象点②回注 2 井沙溪庙组为枯竭层	①下隔离层不窜漏，横向连通性好，总注入量波及范围（400m）内无断层、无地表露头或出露点②元坝 123 井沙溪庙组为枯竭层	①下隔离层不窜漏，横向连通性好，总注入量波及范围（300m）内无断层、无地表露头或出露点②元坝 222 井沙溪庙组为枯竭层	①地质砂体物性好、具有较大孔隙性储存空间，回注层以上均具备相对封闭的盖层，回注期间未出现窜层现象等特点，封闭性好。②石龙 2 井沙溪庙组为枯竭层	①地质岩性为褐灰色、灰-深灰色介壳灰岩夹灰黑色泥页岩 局部夹灰色粉~细砂岩 薄—中层介壳灰岩、泥质介壳灰岩与中—厚层泥页岩互层 厚层介壳灰岩夹少量薄层泥页岩 泥质介壳灰岩与泥页岩互层，封闭性好②川石 43 沙溪庙组为枯竭层	符合
注入层隔离性	①具有供水意义含水层之下至少具有一个隔离层，隔离层没有开放断面和断裂面②注入井底压力不会在隔离层产生断裂面	①具有供水意义含水层之下具有多个隔离层，隔离层没有开放断面和断裂面②注入井底压力不会在隔离层产生断裂面	①具有供水意义含水层之下具有多个隔离层，隔离层没有开放断面和断裂面②注入井底压力不会在隔离层产生断裂面	①具有供水意义含水层之下具有多个隔离层，隔离层没有开放断面和断裂面②注入井底压力不会在隔离层产生断裂面	①具有供水意义含水层之下具有多个隔离层，隔离层没有开放断面和断裂面②注入井底压力不会在隔离层产生断裂面	①具有供水意义含水层之下具有多个隔离层，隔离层没有开放断面和断裂面②隔离层破裂压力 92MPa，回注压力 35MPa，有足够的吸渗能力；注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面	符合
注入层可注性	①有足够储集空间，满足生产期注入	①储集空间为 11.1 万 m ³ ，满足生产期注入要求②经室内配伍性试验，注入	①储集空间为 17.58 万 m ³ ，满足生产期注入要求②经室内配伍性试	①储集空间为 14.05 万 m ³ ，满足生产期注入要求②	①储集空间为 10 万 m ³ ，满足生产期注入要求②经配伍试验	①储集空间为 76 万 m ³ ，满足生产期注入要求②经配伍试验论证，不会	符合

	要求②注入水与注入层岩性及地层水配伍性好	水与注入层岩性及地层水配伍性好	验，注入水与注入层岩性及地层水配伍性好	经室内配伍性试验，注入水与注入层岩性及地层水配伍性好	论证，不会形成二次沉淀堵塞地层现象，回注中未发现沉淀堵塞地层现象	形成二次沉淀堵塞地层现象，回注中未发现沉淀堵塞地层现象	
注入井完整性	①套管技术状况合格，固井质量好、无窜槽②油层套管应能承受设计注入压力③井口装置密封良好，能承受设计或额定压力，满足泵注要求	①井内为89mm×6.45mmP110 油管3004.07m，井口安装KQ78/65-105、FF 级防硫采气树，井筒内为密度2.28g/cm ³ 泥浆，全井筒试压 30MPa 合格。②井口破裂压力为 26Mpa，井口启动压力为 21.4Mpa，小于破裂压力	①生产套管合格，套管抗内压强度为87~118.1MPa，设计注水压力最大为 40MPa，生产套管能够承受设计注入压力②套管固井水泥返至地面，固井质量合格③注入层以上有连续厚度大于 25m 的优质固井井段④元坝 123 采用的采气树型 KQ78/65-105FF 级，公称压力为 70MPa，结构完整、密封良好，材质满足防腐要求⑤元坝 123 完井采用套管内封隔器以及环空补压加注保护液的完井方式。	①生产套管合格，套管抗内压强度为87MPa，设计注水压力最大为42MPa②套管固井水泥返至地面，固井质量合格③采用的采气树型 KQ78/65-105 FF 级，公称压力为70MPa，结构完整、密封良好，材质满足防腐要求④修井采用套管内封隔器以及环空补压	根据固井施工报告，固井质量合格。固井质量好、无窜槽。油层套管应能承受设计注入压力。井口装置密封良好，能承受设计或额定压力，满足泵注要求。	根据固井施工报告，固井质量合格。固井质量好、无窜槽。表层套管固井后，全井筒水泥浆试压 8MPa，稳压 33 分钟降压 7.3MPa。技术套管固井后，全井筒水泥浆试压 14MPa，稳压 15min 无降压。	符合

D、其他回注案例

根据 2009 年 8 月环境保护部以环审〔2009〕385 号批复的《关于优尼科东海有限公司川东北高含硫气田宣汉开州区区块气田工程（罗家寨、滚子坪气田）》项目和 2007 年以环审〔2007〕76 号批复的《关于中国石化普光气田开发及川气东送管道工程》项目中气田水预处理后均回注地层，因此本项目气田水预处理后回注地层这一最终处置工艺是有先例的，也是可行和可靠的。

综上所述，本项目作业废水回注到石龙 2、川石 43、回注 2 井、元坝 123 井、元坝 222 可行。

环评要求：压裂返排液和钻井废水需处理达到回注井水质要求才能回注，后期随着回注量的增加，若回注井回注规模和能力不足时应及时新建回注井满足项目废水回注需求。

9.1.2.4 试压废水

1、拟采取的污染防治措施

试压废水处理措施为在分段试压末端经沉淀池沉淀后用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘。

2、可行性分析

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用氮气对全线进行吹扫，直至无污物排出，最后采用清水分段试压。由于管道试压前进行了清管，试压介质为洁净水，因此施压废水中仅含有少量的泥沙、杂质等，主要污染物为 SS，经简易的沉淀池沉淀处理用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘，处理方式可行。

9.1.2.5 生活污水

1、拟采取的污染防治措施

施工现场产生的生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排。

2、可行性分析

本项目施工现场产生的生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排。因此，本项目生活污水对地表水环境不会产生明显影响。措施可行。

9.1.2.6 污水管理措施

建设单位对本项目产生的钻井废水、洗井废水、压裂返排液、生活污水加强管理，做好转运计划，及时转运，防止外溢。对元坝气田产生的可回用作业废水进行有限的调配，不可回用的作业废水及时转运、处理。

9.1.2.7 施工期管线穿越地表水体保护措施

(1) 采取开挖方式施工时，在线路选择及河渠穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，同时要取得水利部门、规划部门、农业部门和环保部门认可，在施工期间

尽量使施工对地表水水质的影响降至最低。

(2) 选择在河流枯水季节进行，在河床底面应砌干片石，两岸陡坡应设浆砌块石护岸，防止水土流失。

(3) 严格施工组织，优化施工方案，尽量缩短施工时间。

(4) 严格控制施工作业面在划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，影响生态系统的完整性。

(5) 施工机械加油应采取防跑冒滴漏措施。机械设备若有漏油现象要及时清理散落油品。

(6) 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，防止被暴雨径流带入水体；废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，淤塞河道；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等。

(7) 施工结束后，应尽量使施工段河床恢复原貌，管沟回填后多余土石方可均匀堆积于河道穿越区岸坡背水侧，压实或用于修筑堤坝；必须注意清理围堰土以及开挖导流明渠产生的土方，避免阻塞河道，可将这些土方用于回填导流明渠和修筑堤坝；另外，要严格执行堤防河道管理中有关规定，尽量减少对堤坝等水工安全设施的影响。

(8) 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，并及时清理漏油；对存放油品储罐的地面油污也要专门收集，施工结束后统一清运到当地污水处理站处置；不允许在场地附近河流清洗施工机械设备。

(9) 对于河床开挖时产生的渗出水排放，虽然影响是局部的，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，但对于水流缓慢、淤积严重的河流，为了减少污染，应采取先经过过滤后再排入河流的方法，建议采用较细的沙网，拦截泥沙和悬浮物等。

(11) 要严格执行地方河道管理中有关规定，避免破坏已有堤坝等水工安全设施和违反其他要求。

(12) 禁止向水体排放一切污染物。

(13) 严禁在河流及近岸内清洗施工机械、运输车辆。

综上所述，通过上述措施后，本项目所涉及的各井场均可做到钻井废水和压裂返排液经石龙2污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。项目正常施工建设对当地地表水影响很小，钻井过程各类废水处置措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

9.1.3 施工期声环境影响减缓措施

1、钻井、压裂及测试放喷噪声减缓措施

对于钻井噪声，目前还没有针对声源的十分经济有效的防治措施，主要是选用低噪声设备，再通过合理的井场布局来减轻噪声的影响。为进一步降低噪声对周边居民的影响

响，施工期间建设单位应采取如下措施：

（1）工程减缓措施

①使用网电钻井，选用低噪声设备。

②平面布置时，合理布置主要噪声源，使其尽量远离农户居住地。

③为办公及生活提供电力的发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫；空压机和增压机安装减振垫层。

④测试放喷期间项目通过在放喷池三面设置 3m 高围墙，可以降低一定的噪声，随着压裂和测试的结束，噪声影响也消失。

⑤根据《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019），放喷前疏散井场和放喷口周围 500m 范围内的居民。

（2）施工期管控要求及措施

①合理安排施工时间，尽量缩短施工周期。

②施工方在钻井期间应加强施工管理，钻井设备、泥浆泵等设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；在夜间作业时，应平稳操作，尽量避免敲击噪声。

③施工方在施工期间应加强施工管理，压裂设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。

④在开始施工前，应认真做好当地村委会和周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持；对实际监测噪声值超标的居民采取临时撤离（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，确保钻井工程的顺利进行。

2、其他施工噪声减缓措施

钻前工程施工噪声主要为施工设备噪声，如挖掘机、推土机、运输汽车、电焊机等噪声，声源强度为 82~100dB。施工噪声主要集中在施工场地范围内，噪声源位置相对固定，作业时间为 08:00~18:00，不在夜间施工。通过距离衰减和住户墙体隔声后，周边居民还是会受到一定影响，建设方应当与当地居民积极沟通取得居民谅解，避免环保纠纷与投诉。

9.1.4 施工期固体废物处理处置减缓措施

（1）钻前工程固废处置措施

井场钻前施工表土就近独立设置临时表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土，设挡土墙、截水沟、排水沟，采用塑料膜覆盖，减少水土流失），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡。管道施工开挖时需将管沟内地表 0~50cm 的表层土剥离临管沟堆放，其他土石方靠后一侧堆放。表土和临时堆放土石方采用塑料膜覆盖，减少水土流失，表土和其他土石方均用于管沟回填，表土回填在表层。

生活垃圾利用附近农户既有设施进行收集后交由当地环卫部门统一清运处理，措施为川东北天然气开发工程常用措施，类比同类施工现场，未发生过固废不合理处置产生二次污染的情形，措施可行。

（2）水基钻井固废

①拟采取的措施

本项目空气钻固废、常规水基泥浆钻井经“泥浆不落地”处理工艺处理后的水基钻井固废暂存于废渣收集罐后及时外运至环保手续齐备且有处理能力的砖厂或水泥厂资源化利用处置，就近外委处理，与区域已勘探开发工程处理处置方式一致，符合《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）相关要求。运输过程中应尽量避免避开环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

各井场气体钻井岩屑属于第 I 类一般工业固体废物，水基岩屑和泥浆属于第 II 类一般工业固体废物，采用废渣罐收集后通过罐车转运处理，根据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）适用范围，本项目一般固废属于“采用库房、包装工具（罐、桶、包装袋等）贮存一般工业固体废物过程”，不适用于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）标准，但贮存区进行防渗（本项目废渣收集罐渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，满足第 II 类一般工业固体废物处置场防渗要求），设置雨棚，贮存过程满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求，贮存措施可行。

②井场暂存的可行性

本项目泥浆不落地系统和泥浆循环系统内设有废渣收集罐 40m^3 /1 个（4 个），本项目单井水基钻井固废产生量约 $1876\text{m}^3\sim 2128\text{m}^3$ ，设置有废渣收集罐（岩屑罐）约 160m^3 ，能满足近 16d 水基钻井固废的暂存，可避免突发天气情况时不能及时转运水基钻井固废。

③水基固废烧砖和制水泥可行性分析

根据相应有资质单位环评批复及相关文件可知，砖厂和水泥厂主要利用钻井固废与石灰石、页岩等原材料搭配生产熟料，生产水泥、砖等建材。中石化在绵阳市、成都市、资阳市、德阳市、广元市、巴中市等地区天然气勘探开发中产生的钻井岩屑及泥浆固化物，钻井废弃物中 SiO_2 、 Al_2O_3 及 CaO 为其主要成分，其与砖、水泥生料成分有相似之处，类比其他砖厂、水泥窑协同处置钻井废弃物项目，利用钻井废弃物生产的水泥和砖的各项指标都达到标准要求，所以水基钻井固废利用水泥窑和砖窑协同处理，从技术上是可行的。

A. 水基岩屑烧制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岩屑砖进行了烧制砖质量检测，检测结果表明，利用水基钻井固废烧制的岩屑砖能够满足《烧制普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求。

同时，类比德阳市产品质量监督检验所于 2019 年 7 月 25 日对德阳市玖盛建材有限公司应用川西地区钻井水基岩屑进行了烧结砖质量检测（报告编号：DZJ（2019）W0172 号），检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见下表。

表 9.1-5 玖盛建材烧结砖质量检测结果表

序号	检测项目		检测结果	标准值	备注
1	抗压强度（MPa）		21.9	≥20	合格
2	5h 吸水率（%）		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.76	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.2	≤1.0	合格
5		Ir	0.5	≤1.3	合格

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）利用川西地区水基钻井固废生产的烧结砖进行浸出液检测，监测报告（报告编号：HJ2019-339、HJ2019-340）结果表明，烧结砖浸出液中各项因子检测值均低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）中的标准限值。

表 9.1-6 水基泥浆烧结砖浸出液检测数据表

序号	检测项目	中江利金砖厂检测值	绵阳三台砖厂检测值	标准值	备注
1	pH	9.43~9.49	7.81~9.41	/	
2	氯化物	11.0~11.1	未检出~13.5	/	
3	COD	<16-18	<16-36	/	
4	石油类	未检出	未检出	/	
5	铬	0.014~0.018	0.006~0.010	15	
6	镉	未检出	未检出	1	
7	铜	未检出	未检出	100	
8	砷	0.002~0.00188	0.00661~0.00753	5	
9	汞	0.00001~0.00026	0.00039~0.00106	0.1	
10	锌	未检出	未检出~0.09	100	
11	铅	未检出	未检出	5	
12	铁	未检出	未检出~0.37	/	
13	锰	未检出	未检出~0.108	/	
14	色度	4~8	4	/	

备注：表中项目 pH 值无量纲，色度单位为倍，其余单位均为 mg/L。

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。

根据分析可知，利用水基钻井固废制作烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖/水泥综合利用在工艺上是可行的。

④区域消纳处理能力分析

本项目空气钻井及水基钻井固废量总产生量 28784t，预计 2029 年底建成，结合气田内实施的元坝气田产能建设（陆相一期）项目、元坝气田产能建设项目（三期）、元坝气田产能建设项目（四期）工程、可能实施的探井工程（按照每年约 1 口井预计）以及同期周边拟部署区块，钻井固废产生情况统计见下表：

表 9.1-7 本区域水基钻井固废产生量统计表

项目类别		区域项目名称	水基钻井固废产生量（t）				
			2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度
区域其他项目	同期拟部署区块	阆中地区产能建设项目（一期）	8954	15466	13838	21164	/
	正在实施区块	元坝气田产能建设（陆相一期）	8400	5600	5600	5600	8400
		元坝气田产能建设项目（三期）	12320	12320	12320	12320	/
		元坝气田产能建设项目（四期）	7392	3696	3696	/	/
	拟部署探井		4480	4480	4480	4480	4480
	小计		41546	41562	39934	43564	12880
本项目		元坝气田产能建设项目（五期）	4256	7560	12824	12768	/
合计			45802	49122	52758	56332	12880

备注：由于元坝气田产能建设项目（三期）、元坝气田产能建设项目（四期）以及元坝气田产能建设（陆相一期）项目已过环评预计实施年度，本次估算按照个区块每年平均实施 1~3 口计。

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公司。

根据成都得胜建设有限公司《水泥窑协同处置石油天然气开采工程产生的一般固废竣工环境保护验收监测报告表》，该项目位于旺苍县白水镇卢家坝。该项目于 2024 年 11 月获得广元市生态环境局批复（广环审[2024]50 号），于 2025 年 5 月通过竣工环境保护验收。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。

根据广元海螺环保科技有限公司《广元海创环保水泥窑协同处置固废技改项目竣工环境保护验收监测报告》，该项目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）；2023 年 12 月建成调试；于 2024 年 5 月通过竣工环境保护验收；建

成一般工业固废处置规模 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。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。

表 9.1-8 建设单位钻井固废处置合作企业处理能力一览表

序号	处置单位	地理位置	一般固废处理能力（万 t/a）	钻井岩屑剩余处理能力（万 t/a）				
				2026	2027	2028	2029	2030
1	广元海螺环保科技有限公司	广元市朝天区朝天镇大巴口工业园区	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
2	成都得胜建设有限公司	旺苍县白河镇卢家坝	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
3	合计		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0

注：广元海螺环保科技有限公司2025 年已接受一般固废量约 1 万吨，剩余年暂未接受一般固废；成都得胜建设有限公司2025 年已接受一般固废量约 0.1 万吨，剩余年暂未接受一般固废。

根据表 9.1-8 和表 9.1-9 可知：各年钻井固废均小于合作水泥厂各年总接受能力，依托可行。

综上，钻井固废送具有相关手续和能力的公司进行资源化综合利用方案可行。

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，同时水基钻井废弃物处理过程需符合《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）相关要求。

⑤水基钻井固废管理要求

建设单位应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号）建立水基钻井固废管理台账。管理台账实施分级管理，按要求记录固体废物的基础信息、流向信息、固废产生、贮存、利用、处置数量和利用、处置方式等信息，每批次固废的出厂及转移信息均应当如实记录。台账记录负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。产废单位应当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于五年。

（3）危险废物

①拟采取的措施

混浆、油基钻井固废：项目在钻井过程中造斜点以下段和水平段备用油基钻井液，钻进过程中若发生井壁失稳不能满足安全钻进时要及时转换油基钻井液，将产生含油混浆和油基钻井固废，共约 5518t。混浆和油基钻井产生的岩屑及废泥浆属于 HW08（072-001-08）危险废物，各井场现场按照危废进行管理，在各井场设置的泥浆不落地工艺区（重点防渗）由废渣收集罐盛装临时贮存，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。

废润滑油：钻井期产生废润滑油共 2.16t，属于 HW08（900-217-08）危险废物，部分回用于井场钻井综合利用，无法回用的交由相应危险废物处理资质的单位处置。

废油桶、废试剂桶：废油桶、废试剂桶产生量约 1.4t，废油桶属于 HW08（900-249-08），废试剂桶属于 HW49（900-041-49），收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处理。

拆除的防渗材料：完井搬迁时拆除的少量防渗材料为危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物），委托有相应危险废物处理资质的单位进行处理。

②可行性分析

A.井场暂存的可行性

本项目油基钻井阶段油基固废和混浆为 241.93~391.73m³/井，油基钻井工期为 21~39d/口井，油基固废产生量为 10~11.5m³/d。项目泥浆不落地系统和泥浆循环系统内设有废渣收集罐 40m³/个（4 个），约 160m³，能满足近 13~16d 的暂存。暂存可满足因突发天气不能及时转运情况下的暂存要求。实际施工时油基固废转运车辆随时待命，随产随运，几乎不在井场长时间暂存。

本项目在每个井场均设置 30m² 的危废暂存间，废油由 2 个（1 备 1 用，每个 180L）废油桶盛装，能满足暂存需求。

危废暂存间需满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中对危废贮存场地相关环保要求按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中贮存点进行管理，采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施，实时贮存量不应超过 3 吨。

根据前期元坝气田已实施的钻井工程，使用油基钻井液的几率很小，使用完后及时转运，因此危废在井场内暂存可行。

B.油基泥浆中转可行性

本项目将威远泥浆中转站作为本项目油基泥浆中转站。威远泥浆中转站位于内江市威远县向义镇四方村 1、2 组，包括储备罐区 22 台 55m³ 水基泥浆储备罐及其配套设施、14 台 75m³ 油基泥浆储备罐及其配套设施。目前该中转站暂存泥浆约 500m³，剩余储存规模约 500m³，有能力接纳本区域的中转泥浆。威远泥浆中转站于 2018 年 1 月 10 日取得了威远县环境保护局的环评批复（威环审批〔2018〕1 号）。

C.区域危废处置能力分析

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 900-217-08 废油危废，由于 HW08 900-217-08 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。”本评价重点从四川境内具备危废 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力资质单位分布和处置能力情况，给出本项目油基岩屑处置建议。

根据四川省生态环境厅四川省危险废物经营许可企业名单查询可知四川省内具有处置 HW08（072-001-08）能力的部分企业见下表。

表 9.1-9 四川省内 HW08（072-001-08）危废处置能力统计表

序号	资质单位	所在地	证书号	经营规模（t/a）
1	四川广阳环保科技有限公司	广汉市小汉镇团结村	川环危第 510681013	40000
2	四川省中明环境治理有限公司	眉山市东坡区崇礼镇中塘村	川环危第 511402022	105002.5
3	成都兴蓉环保科技股份有限公司	成都市龙泉驿区山泉镇万兴社区2组 88 号	川环危第 510112052	50000
4	内江瑞丰环保科技有限公司	内江市威远县连界镇先锋村 11 组	川环危第 511024057	237200
5	四川华洁环保股份有限公司	宜宾市临港经济技术开发区港园路西段 65 号	川环危第 511502058	200000
6	四川省兴茂石化有限责任公司	四川省遂宁市大英县经济开发区	川环危第 510923077	300000
7	珙县华洁危险废物治理有限责任公司	宜宾市珙县巡场镇余家村余管工业园区	川环危第 511526078	200000
8	自贡金龙水泥有限公司（集中经营模式）	自贡市荣县双石镇燕子村 5 组	川环危第 510321083	70000
9	四川绿之峰科技发展有限公司	犍为县孝姑镇田佳村 1.3 组（新型工业基地孝姑核心区内）	川环危第 511123084	100000
10	预处理企业：四川纳海环境有限公司 水泥窑协同处置企业：四川利森建材集团有限公司	德阳市什邡市洛水镇	川环危第 510603060	84904
11	四川永津环保技术有限公司	四川省遂宁市大英县工业集中发展区梁家坝	川环危第 510923088	96000
12	什邡开源环保科技有限公司	甘孜州康定市金汤镇江坝村	川环危收第 513301--023	5000
13	四川华洁环保股份有限公司	宜宾市港园路西段 65 号	川环危收第 511502--033	4583
总计				1492689.5

由上表可知，四川省内处置 HW08（072-001-08）危废能力至少约 149.27 万 t/a，本项目混浆和油基钻井固废年度最大产生量本项目约 0.23 万 t（2028 年度）。对比目前四川省内该类别危废一年处理总量，本项目产生量仅占 0.15%，因此四川省内该类别危废处置能力能满足本项目危废处置需求。

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。

综上，本项目危险能够得到妥善处置，措施可行。

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。

③危险废物贮存、转运、处置环境管理措施

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、运输技术规范》（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。

为加强危废的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第5号）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等相关环境管理要求，做到如下环境管理。

1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。油基岩屑、含矿物油废物和废矿物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收地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

7）落实排污许可制度。

8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025）等有关规定。

9）落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、

利用和处置设施（泥浆循环系统、泥浆不落地系统和危废暂存间等）应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

10）落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

11）在钻井过程中，尽量使用水基泥浆钻井，做好钻井泥浆不落地设施的维护，使用油基泥浆钻井时，定期巡检油基岩屑、含矿物油废物的收集、贮存设施，防止油基岩屑、含矿物油废物外溢。

12）特殊情况下采用油基钻井液钻井时，井场设危废暂存间贮存废矿物油等，设置钻井固废区使用废渣罐贮存油基岩屑、含矿物油废物。

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》（（2021 年版全文）生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 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。同时为确保转运安全，对危废转运采取的如下管理措施：

A、制定科学合理的车辆运输，根据车辆运输实施相应的管理。

B、危废承运单位为非中石化西南油气分公司所属单位，承运方需具备中石化西南油气分公司HSE 准入资格和相应的运输服务准入资格。

C、承运单位在开展运输工作之前，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，装卸和运输危废过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移危废。

D、承运人员进入井场装卸油基岩屑时，必须遵守中石化西南油气分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

E、危废车辆运输严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期不得少于二年。

F、危废转运路线应尽可能绕避集中式饮用水源保护区等环境敏感地。

G、转运时采取槽车密闭输送。

H、尽量避免在雨天和大雾天转运。

（4）生活垃圾及其他固废

生活垃圾：施工期布置各井场布置垃圾箱 2 个（其中井场 1 个、生活区 1 个），容积为 4m³/个。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，密封运输、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。

废包装材料：废弃包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理。

清管试压废渣：清管废渣统一收集后清运至周边合法建筑渣场处置。

施工废料及建筑垃圾：施工废料由施工单位回收利用；建筑垃圾统一收集清运至政府指定地点。

综上，以上固废均能得到妥善处理，措施可行。

（5）固体废物其他管理措施

①钻井过程产生的固体废物要进行分类收集，确保固体废物的收集率为 100%；严禁将固体废物乱倒乱放。

②使用油基泥浆钻进产生的含油钻井岩屑、废钻井泥浆以及顶替泥浆属危险废物。井场内设备保养润滑用油及跑冒滴漏产生的少量含油固废也属危险废物，其储存、运输应严格遵守《废矿物油回收利用污染控制技术规范（HJ607-2011）》和《危险废物收集、贮存、运输技术规范（HJ2025-2012）》中的相关规定，建立相应的规章制度和污染防治措施；所有的危废均按规定进行收集，收集容器应完好无损，没有腐蚀、污染、损毁或其他能导致其使用效能减弱的缺陷；设置危废暂存间,并做好"防渗漏,防雨淋,防流失"的措施；危废暂存区域设置作业区标志和警示牌；废油运输按照《危险化学品安全生产管理条例》中有关规定进行；

③井口附近区域采用硬化地面，区域设导流沟，并将洒落的泥浆、废油等导流至隔油池。

④现场沾染废矿物油的泥、沙、水全部收集。

⑤生活垃圾处置要求：钻井施工单位对生活垃圾进行定期清理，送当地城镇生活垃圾收集点处置。

⑥固废转运过程应严格按照规定的路线运输到相应的目的地。由于钻井一般固废和危险废物目前未明确具体处置单位，无法绘制运输路线。危险废物转运时，需按照《四川省饮用水源管理条例》要求规划运输路线，避开饮用水源保护区，即地表水饮用水源保护区内禁止通行装载危险废物的车辆等。

9.1.5 施工期土壤环境影响减缓措施

1、源头控制措施

从钻井原辅材料和污染物（废水、废油、钻井固废）储存、装卸、运输、钻井过程等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料（循环泥浆）、污染物（废水、废油、钻井固废）泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其进入土壤中，即从源头到末端全方位采取控制措施，防止项目的建设对土壤造成污染。

从钻井过程入手，在工艺、管道、设备、给排水等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过防渗处理的地面有效阻止污染物的下渗。

2、过程控制措施

从地面漫流、垂直入渗两个途径分别进行控制。

①地面漫流污染途径治理措施

涉及地面漫流途径须设置三级防控、地面硬化等措施。

对于项目事故状态的废水，须贯彻“围、追、堵、截”的原则，采取三级防护措施，确保事故废水不得出井场、放喷池。

一级防控：废水收集罐、油罐区周围设置围堰，油罐区设置集油池，井口作业区周边设置导流沟，导流沟与集污坑相连。

二级防控：井场四周设置双环沟（外环沟+外排沟），外环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑后抽汲至泥浆不落地系统，后续回用于水基泥浆调配用水。外排沟与自然沟渠连接，便于排出场地内未被污染的雨水等。

三级防控：本项目每个井场设置 1000m³ 的应急池一座，在紧急状况下放生产废水，防止废水外溢。

本项目具体地面漫流防治措施为：对于泥浆不落地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、放喷池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流，进一步污染土壤。

建设单位对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，危险废物、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；油罐区周围设置不小于 10m³ 围堰及集油池，防止泄漏油料外溢；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，将可能泄漏的废水导流至集污坑。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垂直入渗污染途径治理措施

为了最大限度降低钻井过程中有毒、有害物料的跑冒滴漏，防止地下水、土壤污染，项目在工艺、设备、平面布置等方面均在设计中考虑了相应的控制措施，具体如下：

a.分区防渗布置

同地下水分区防渗措施，详见 9.1.6.2 小节。

b.设备

对易泄漏的废水收集罐、废渣收集罐、泥浆储罐、泥浆循环罐、柴油罐、集污罐等罐体采用防腐、不易破损的材质，防止罐体腐蚀破裂导致污染物泄漏；井场设备、管道阀门宜采用密封性好、不易腐蚀的，防止污染物通过阀门泄漏到地面上。

综上所述，施工期采取严格的土壤防治措施后，本项目对周围土壤环境影响较小。

3、井场周围农田保护要求

根据现场调查，井场周边存在耕地等土壤环境敏感目标。本次评价提出对农田保护措施如下：

(1) 施工过程，合理调配土石方，严格控制土石方平衡，不得占用周边农田作为弃土场，以免产生水土流失对农田造成影响；

(2) 项目施工过程，施工场地尽量布置在征地红线范围内，施工便道尽量利用现有道路改造，减少临时占用农田；

(3) 施工过程要采取有效措施防止污染农田，监理单位要加强对施工过程中占地情况的监督，监督施工单位落实土地保护措施；

(4) 保护周边排水系统和农灌沟系统，避免施工对农业灌溉系统的影响，施工废水不得直接排入农田，以免冲刷和污染农田；

经采取上述措施后，可有效减少土壤污染。治理措施可行。

9.1.6 施工期地下水环境影响减缓措施

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，建议本项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、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、应急响应等方面进行控制。

9.1.6.1 源头控制

源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

(1) 项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，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。采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用纯清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，导管段大于具有供水价值的含水层，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。

(2) 钻进过程中保持平衡操作，并对钻井液进行实时监控。尽量采用清洁环保的钻井液，配备足够量、高效的堵漏剂等，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施，减少漏失量。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类。

(3) 在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，钻井液、压裂液等应做到循环利用，实行清污分流，减少污水产生量。项目建设运营时应加强废水管理，防止出现废水泄漏、外溢或井站水池垮塌等事故。

(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，防治污染地下水。固井作业应提高固井质量，有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

(5) 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。定期检查水泥硬化地面是否破损，定期进行地面清扫。

（6）加强废水、废油等运输过程的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度为每台车安装 GPS，纳入建设方的GPS 控系统平台，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致废水、废油等泄漏，污染环境。建立废水、废油等交接联单制度，确保不乱排乱倒。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。

9.1.6.2 井场分区防渗控制措施

按照《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）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）对本项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、泄漏的污染物收集并进行集中处理。

对拟建项目各建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、泄漏的污染物收集并进行集中处理。拟建项目通过将加强井场防渗等级，避免污染物入渗，采取了分区防渗措施。根据工程各功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区。重点污染防治区为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位：包括井场内的方井区、钻井基础区域、泥浆循环系统、泥浆不落地系统、危险废物暂存间、放喷池、应急池、柴油罐区、重浆罐区、柴油发电机房等区域，一般污染防治区包括清污分流区域、清水池、岩屑池等除重点防渗区域以外的井场作业区。

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）10.3.3 “施工场地和站场应结合污染控制难易程度、包气带防污性能和污染物类型，根据HJ610、GB/T50934 的要求提出不同分区防渗技术要求，编制分区防渗图。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/T7482 的要求，按重点防渗区进行防渗”。

本项目防渗措施均按《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）中相关要求执行。池体建设完毕后，用清水进行试漏，在无泄漏的前提下方可投入使用。工程采取以上措施后，在一定程度上可以切断地下水的污染途径，措施有效可行。具体防渗结构应由专业设计单位设计确定，但不应低于环评提出的防渗级别和要求。本项目具体防渗分区情况见下表。

表 9.1-10 钻井施工期分区防渗情况及防渗系数要求表

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设时序	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
重点防渗区	等效粘土层 ≥6m， k≤1×10 ⁻⁷ cm/s	施工期	方井	地面
			压裂作业工艺区	地面
			钻井基础区域	地面
			泥浆循环系统	地面
			泥浆不落地系统	地面
			危险废物暂存间	地面

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设时序	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
			放喷池	池底及池壁
			应急池	池底及池壁
			柴油罐区	地面及围堰
			重浆罐区	地面及围堰
			柴油发电机房	地面
一般防渗区	等效粘土层 1.5m, $k \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	施工期	清水池	池底及池壁
			岩屑池	池底及池壁
			清污分流区域	沟底及沟壁
			卫生间	池底及池壁
			双环沟	沟底及沟壁
			泥浆材料房	地面

9.1.6.3 跟踪监测

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，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

（1）监测点位

非正常工况下废水泄漏可能引起站场周围地下水水质改变。应制定地下水环境影响跟踪监测计划，以便及时发现问题，采取措施。

在项目各评价场区上游处设监控点 1 个，各评价场区下游处设监控点各 2 个，共计 3 个，地下水环境监测点位布置见下表、下图。*****

（2）监测项目

监测项目：pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量（ COD_{Mn} ）、钡、硝酸盐及亚硝酸盐、硫化物、钡、镍。

如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加监测项目及监测频次。

（3）监测频率及监测因子

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）6.2.2。其他污染源，对照监测点采样频次宜不少于每年 1 次，其他监测点采样频次宜不少于每年 2 次，发现有地下水污染现象时需要增加采样频次。施工期、运营期间每半年度监测一次，其背景点可一年一次，直至服务期满后。监测层位为潜水含水层，本项目地下水跟踪监测频率及监测因子见下表：

表 9.1-12 地下水跟踪监测频次及监测因子

监测阶段	监测频率	监测层位	监测因子

钻井施工 期、站场运 营期	每半年监测一次直至服 务期满后，其背景点可一 年一次	潜水含水层	pH、石油类、氨氮、铁、锰、钡、 氯化物、硫酸盐、耗氧量（COD _{Mn} ）、 硝酸盐及亚硝酸盐、硫化物、钡、 镍

注：如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加采样监测频次。

图 9.1-3 地下水跟踪监测点位示意图

9.1.6.4 地下水污染应急响应

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如下图。

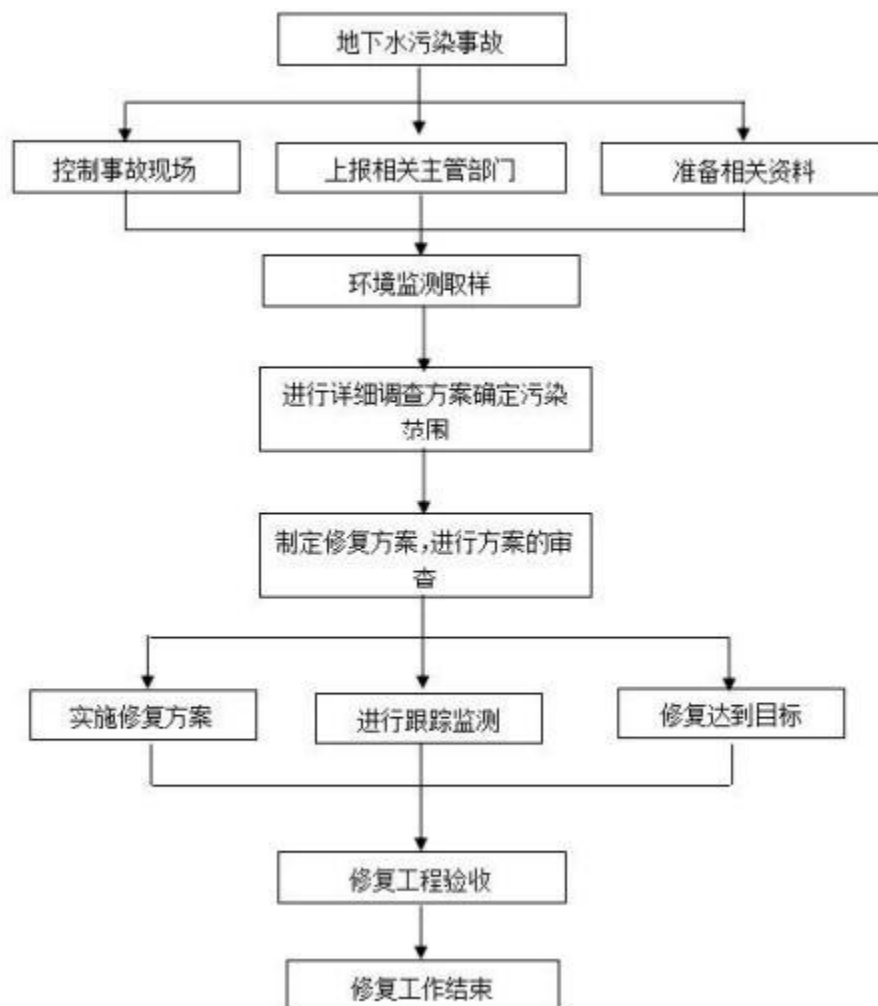


图 9.1-4 地下水污染应急治理程序

1、制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，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，建设单位应根

据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》(环办〔2014〕34号)，将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，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

成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心。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

网络交叉点包括消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等。一旦发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施。一旦发生事故，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警。负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警。事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作。应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

4、相应的应急措施

一旦发生井漏、废水泄漏等地下水污染事故，应立即停钻并启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。通过项目地下水流下游设置地下水抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，应急处置期间可利用其他未受到影响的取水点或送水车应急供水解决群众饮水问题。

9.1.7 施工期生态环境影响减缓措施

9.1.7.1 建设方案优化措施

(1) 划定占地红线及施工活动范围

杜绝超出范围对土地、植被和动植物生境造成破坏，是有效控制工程施工对评价区内生态环境不利影响的关键。在天然气井和输气管道占地区域，尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积。

在新建天然气井和管道敷设过程中，要设置施工范围，通报所有施工人员活动规则，并在重要施工区域设置警示标牌，任何施工人员不得越过此范围施工或任意活动，严禁施工人员和器械超出施工区域对工地周边的植被和动物栖息地造成破坏。

(2) 配置巡护管理人员

在工程施工期间，增设1名人员作为影响区内野生动植物保护管理的专职巡视员，负责对施工队伍行为的监督管理，并及时制止违法行为，最大限度地控制施工影响，减少对影响区内的动植物资源、生态系统、生物群落等的扰动。费用计入项目环保投资。

（3）合理分配建设力量，尽量缩短施工时间

本次工程施工过程中产生灰尘、噪音和震动，将对周边环境造成持续干扰。因此，项目建设单位应合理配置建设力量，优化施工工序，尽量缩短项目的施工时间，以减少四周受干扰的时长。此外，项目施工方还要建立质量责任制度，制定质量管理方案、明确落实责任人、加强施工环节质量控制；强化质量意识，定期进行岗位培训、积极推广新工艺新技术；充分考虑集输管道敷设的规模、位置和运营等实际情况，选择运行、维护均十分稳定、便捷、环保的施工设备，以提高工程施工质量和效率。

（4）确保生产安全，预防天然气泄漏事故

施工时加强质量监管，确保天然气井和输气管道在焊接、组装、敷设各个环节的质量安全，减少因质量问题而造成天然气泄漏问题。

（5）制定火灾应急预案，加强火源管理

工程施工期间施工人员活动，施工用火、生活用火频率大大提高，评价区林地施工期面临较高的用火威胁。施工方应配合林业部门的防火工作，积极贯彻《森林防火条例》，加强防火宣传教育，做好施工人员吸烟以及其他生活和生产用火的火源管理。施工方还应建立施工区森林防火及火警警报系统和管理制度，一旦出现火情，立即向林业主管部门和地方有关主管部门通报，同时组织人员积极灭火，以确保施工区附近区域的森林资源安全。

施工区和运营期应配备一定数量的森林防火设备，拟在各井场分别配置风力灭火机、干粉灭火器、多用铲各、组合工具等计入建设投资。

（6）及时进行植被恢复，降低管道敷设对土壤的影响

管道敷设时，将新挖出的土石方进行适当加固，避免四处散落，减少对其他土层和植被的破坏。施工时禁止不必要的爆破施工，以降低对邻近土层、植被造成的破坏和惊扰。开挖管沟的土石方顺次堆放在管沟两侧，待管道敷设好后及时进行回填，堆土的高度和坡度按设计要求堆放。

管道敷设后，及时按照植被恢复方案开展植被恢复。

（7）开展宣传教育及培训工作

施工开始前，由专业管理人员对施工人员进行有关野生动植物保护法律、法规、动植物保护知识等方面的培训。通过培训和施工期的监管，杜绝施工期捕猎、采伐事件发生。

9.1.7.2 陆生动物保护措施

1、避让措施

①早、晚施工期间注意避免对两栖爬行类动物造成碾压危害，冬春季节施工发现冬眠的蛇及蛙等两栖动物，应禁止捕捉，并报请林业部门安全移至远离工区的相似生境中。

②增强施工人员的环境保护意识，加强对国家重点保护珍稀鸟类的保护，严禁猎捕施工范围及周边的各种鸟类；禁止施工人员对雀鹰等国家重点保护鸟类以及观赏性和鸣声优美鸟类的捕捉。

③禁止施工人员进入施工区域附近河段捕鱼、钓鱼。

（2）减缓措施

①施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

2 施工运输车辆以无鸣笛方式在评价区运行，减少对鸟类与兽类的干扰，禁止强行驱赶和鸣喇叭惊吓野生动物。

③尽量减少施工对植被的破坏，保证施工后植被能及时恢复，同时加强植树造林，以保持水土、促进施工区域及周边森林和其他植物群落的发展，使得生态环境质量提高，适合鸟兽生存。

4 由于两栖类爬行类动物行动速度相对较慢，在施工开始前应采用在直接占用区实施人工生境诱引的方法，使两栖类爬行类离开施工区。

⑤对工程废物进行快速处理，防止对环境造成污染，防止造成对爬行类、两栖类动物本身及栖息环境的破坏和污染。

（2）对陆生动物重要物种保护措施

1) 重点保护野生陆生动物

建设单位应做好野生动物保护宣传和管理的工作，如向施工人员宣传《野生动物保护法》，应做好大开挖方式、长度、时间的计划，并力求避免在晨昏野生动物活动频繁时段大开挖。施工过程中，尽量减少施工对其生境的干扰和破坏。在林区施工应优化施工方案，抓紧施工进度，尽量缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少噪声作业，减少对野生动物的惊扰。

在新建工程可能出现保护鸟类的路段应立警示牌，提醒施工和外来人员注意，严禁随意在四周活动、限制施工影响范围。若施工恰遇保护繁殖期，应杜绝施工人员捕捉，应特别强调捕捉造成幼体个体伤害的严重后果，表述清楚利害关系，从源头上杜绝危害保护动物的事件发生。

施工应尽量维护保护鸟类适宜栖息的生态系统，对现已覆盖的森林及灌草丛应更加珍惜，将植被破坏范围限定在施工红线范围内，恪守施工人员应有的环保职责。同时，施工应尽量降低施工噪音，缩短施工时间。

加强对施工人员的管理和行为约束，禁止人为捕猎，一旦发现蓄意捕猎保护野生动物的行为将追究涉案人员法律责任。

2) 受威胁陆生动物

对于黑眉锦蛇、乌梢蛇等受威胁陆生动物：a.施工完成后尽快恢复施工临时占地区及施工迹地的植被，恢复被破坏生境，使得它们可以在施工干扰减轻或者消失后逐渐回到原有生境中栖息活动；b.严格施工管理，提高施工人员的保护意识，杜绝施工人员捕捉、食用上述濒危、易危蛇类事件的发生。

3) 中国特有陆生动物

对于评价区内的中国特有动物保护措施主要有：a.施工完成后尽快恢复施工临时占地区及施工迹地的植被，恢复被破坏生境，使得原栖息活动于此的特有动物逐渐迁回；特别是输气管道区域，要及时恢复靠水区域的环境和植被，恢复四川狭口蛙等中国特有陆生类的栖息环境；b.严禁施工人员挂网等非法狩猎灰胸竹鸡等中国特有鸟类行为。

9.1.7.3 植物、植被保护及恢复措施

本工程井场、管线的建设主要穿越耕地，穿越少量森林、灌丛、草地植被，施工对自然植被的影响较低。

(1) 避让措施

项目对植被的防护通常是以替代方案的性质来实现，如选址、选线的替代、施工方式的替代、生态保护措施替代等。这些替代措施可以对植被影响起到避让的作用，并达到生态环境损失量小、费用最少、生态功能最佳的效果。

①尽量选在农闲期或已收获后的耕地，最大程度的降低对植被不可逆影响。

②尽量减少临时用地的占用。不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；工程施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，不设置临时施工营地，大大减少了因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

(2) 减缓措施

植被影响的减缓就是采取适当措施，尽量减少不可避免的植被影响的程度和范围。工程施工中对植被影响采取的减缓措施主要有：

①合理安排施工次序、季节、时间。尽量避开植物物种播种生长季、收获期，根据沿线大田作物栽种情况，合理安排施工次序和时间。

②改变落后的环保工程设计方案和施工组织方式施工过程中，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植。项目占地以管道工程临时占地为主，要做到每段施工结束后，立即进行植被重建。

③防止外来入侵种的扩散。调查到评价区域外来入侵植物物种较多，但都未形成优势群落，对现有的外来种，利用工程施工的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，对周围植被和植物群落造成威胁，临时占地区及时绿化并加强监测。需注意的是绿化尽量采用乡土树种，减少外来入侵风险。

④施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对作业区外林木滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的森林植被。

(3) 植物重要物种的保护措施

由于输气管线线路多、线路长，调查时无法对管线进行全覆盖调查，不排除评价范围人迹罕至的局部有重点保护野生植物分布的可能性。为保护管道沿线可能分布的重点保护野生植物，避免侵占其栖息地、导致植株死亡，建议：

a.施工开始前，对所有进入区域的施工人员进行全面的保护培训、普法宣传等，同时对施工人员进行重要植物物种识别培训，私自破坏、采集春兰、中华猕猴桃等评价区重要野生植物属于违法行为，严重时将追究法律责任；

b.施工单位进场后，进一步调查核实占地区周边国家保护野生植物分布点，对占地区周边 20m 范围内野生保护植物进行全面的摸底调查，同时造册登记，报地方主管部门备案并采取挂牌标识等保护措施；

c.建设单位在委托有林业调查资质的单位在编制建设用地使用林地可行性报告及林

木采伐作业设计过程中，现场林木砍伐作业时，进一步核实作业带范围是否分布有重点保护野生植物；

d.施工过程中，建议开展环境监理；

e.管道穿越林地时，建议委托动植物保护机构，参与环境监理工作，提供陆生野生动植物资源保护及咨询工作。

9.1.7.4 土地资源保护和恢复措施

（1）避让措施

①井场选址尽量少占水田、园地等，尤其是尽量减少占用永久基本农田。

②优化线路。线路设计时尽量绕避成片林地。如无法绕避，在管沟开挖时，依据施工环境和线路区段，尽量选用小型挖掘设备或人工开挖的方式，缩减林地施工作业带宽度，减小临时占地面积。

③尽量利用村镇空闲房屋、场地等，不建或少建施工营地，施工营地少占或不占耕地、园地。

（2）减缓措施

①控制钻井作业时临时占地面积，采用联合建站方式减少永久占地面积；管沟开挖时，依据施工环境和线路区段，尽量选用小型挖掘设备，缩减施工作业带宽度，减小临时占地面积。

②按设计标准、规定，严格控制施工作业带面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布置，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。

③施工作业尽量利用原有道路、已有车辙行驶，若无原有道路，则要执行先修道路，后设点作业的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧，不得随意开设便道。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

④对表土进行剥离，剥离出来的表土妥善存放。施工结束后，临时占地及时覆盖耕植土，为了使复垦后的土地能更好地满足作物生长的条件，需要对复垦土地进行施肥改良。

（3）恢复与补偿措施

①钻井结束后，若无工业开采价值则封井，不进行站场建设。除井口区域外，将放喷池、活动房、设备基础、硬化的道路等进行拆除并清理干净。

②钻井结束后，进行站场建设。钻井临时占地结束后，将放喷池、活动房、设备基础、硬化的道路等进行拆除并清理干净。

③将需要恢复原有功能的土地进行松土，促进硝化细菌的化能合成作用，增强土壤肥力，抑制反硝化细菌的作用，保持土壤肥力。

④松土后进行场地平整，平整后将表层土作为恢复地表的种植土覆盖到需要迹地恢复的区，以便尽快恢复临时占地的土地功能，并缩短恢复期。

⑤项目临时占地为耕地，建设方通过经济补偿方式，一次性给予受损害方，由受害

方进行恢复种植，建设方负责监督。

⑥由于植被恢复过程覆土较薄，若植物不能健康生长可采用施加鸡粪和氮、磷、钾肥料进行土壤改良，使其恢复至原有使用功能。

9.1.7.5 生态系统的保护与恢复措施

（1）制定工程施工方案

这是工程建设施工期间不容忽视的一个环节，因地制宜的设计各个井场（站）及管线等施工点的施工方案，包括施工的先后顺序、施工时间进度、施工运输线路、施工材料和器械停放、施工人员活动范围、施工废料处理都应该进行详细规划，以免在施工过程中出现乱堆、乱丢、乱占的现象，给施工点周围的植被及植物物种带来大量的损失。

（2）开展宣传和教育

评价范围分布的有些两栖类、爬行类、鸟类、兽类是偷猎的对象，两栖类中的黑斑侧褶蛙、泽陆蛙等，爬行类中的赤链蛇、乌梢蛇等，鸟类的松鸦等。建设单位、当地政府以及野生动物保护主管部门应联合起来采取多种方式，打击偷猎和野生动物贸易等违法行为。

充分利用各种机会，采用广播、电视、墙报和黑板报、张贴标语、散发宣传单、出动宣传车、印制动物保护小册子等多种形式，向施工人员和当地居民宣传国家的《中华人民共和国野生动物保护法》（2018年修订）、《国家重点保护野生动物名录》（2021年公布）等有关对野生动物保护的法律法规中的保护规定和法律责任。

宣传野生动物的知识及保护的意义，保护野生动物的栖息环境，禁止非法狩猎、诱捕、毒杀野生动物，有效控制其他威胁野生动物生息繁衍的活动，使施工人员与当地的居民能够自觉地保护当地的野生动物。在主要的施工现场设立一些标牌标示，图文并茂地介绍评价范围内受重点保护动物的基本情况以及施工期间的保护措施等。除了宣传珍贵、濒危的野生动物和有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物保护的生态学意义外，当前新型冠状病毒依旧在全球肆虐，还应重点宣传、科普非法食用、狩猎、交易、运输野生动物与人兽共患传染病传播间的密切关系和所带来的公共安全风险；宣传保护自然保护与公共安全风险以及每个人的关联；宣传控制甚至杜绝野生动物的食用和相关贸易，不仅仅是生态保护的需要，而且对公共健康的风险控制有着重大意义。通过宣传，改变以往“保护野生动物就是为了利用”的狭隘观念，使野生动物保护深入人心，成为社会主流，把生态文明的理念落实到每个人的行动中。

9.1.7.6 景观生态体系的保护与恢复措施

景观生态体系是一个紧密联系的动态体系。项目建设完工后，景观类型在面积、斑块数方面发生了微小变化，总体而言景观的破碎度升高。应对景观体系采取针对性的保护和恢复措施，减轻工程带来的占地、开挖、动土、填埋等影响。在工程施工期间及施工结束后，应从斑块、廊道、基质几个方面做好保护与恢复工作：

（1）斑块

从斑块的角度来看，项目实施后施工占地区景观斑块类型及面积组成改变，斑块破碎化程度略有上升。斑块保护与恢复工作重点如下：①对除永久占地以外的所有施工迹

地按原有植被类型进行恢复，以减少斑块类型改变和转化的面积；②对施工废弃物进行全面清理，避免留下难以降解的物质；③对施工迹地进行平整和植被恢复，以利于被分割破碎化的斑块能够重新合并，降低项目施工导致的斑块破碎度升高。

（2）廊道

本项目新建管道会成为新的廊道，但是管道通过掩埋不会造成大的影响，道路工程会使得评价区的道路用地面积增加，公路质量、通行效率和车流量都会提升，公路对其他景观斑块的阻隔作用显著增强。廊道的保护应做好如下措施：管道廊道尽早做好植被恢复，合理设立交通警示牌，提醒在谨慎行车，爱护环境等多种信息；禁止在公路沿线随意鸣笛，禁止丢弃废物；提示司机及早发现并避让穿越公路的野生动物等内容。

（3）基质

工程占用主要为耕地，其他地类占地较小。可见工程占地对评价区生态系统面积的改动程度很小，由于农田景观在各类景观类型中的优势度值大于其他类型，所以工程结束后景观基质仍然是农田景观而没有变化。项目施工结束后占用林地需及时开展植被恢复措施，确保评价区内被侵占的植被可有效快速恢复，针对被占用的农业用地，工程结束后应及时开展复垦及恢复农业用地面积，减缓项目建设和运行对景观基质的不利影响。

9.1.7.7 水生生物保护措施

（1）以大开挖方式穿越陈家河、红庙河等小型河流或农渠等沟渠时，应尽量选在枯水季节，土方严禁堆积在河道，施工结束后要尽快恢复河道或沟渠的畅通。

（2）在直接涉水施工的区域，大开挖之前，对鱼类进行主动驱赶，避免直接伤害。

（3）合理安排施工期，应避开鱼类4月初~6月底产卵季节。

（4）水域附近施工时，禁止非施工需要对大范围扰动水体，施工营地污水不得排入沿线河流，避免污染水质，加剧对水生生物的负面影响。

（5）严格将施工控制于划定的范围之内，以免对森林、河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化。

（6）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；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，并用防尘绿化网进行覆盖；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等。

（7）施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

（8）加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类、虾蟹等各种水生生物。

9.1.7.8 生态敏感区保护措施

（1）加强宣传教育，提高施工人员的环境保护意识。施工前组织环境保护、动物爱护、森林防火安全主题培训活动，提醒施工人员在施工过程中或严禁进入邻近的构溪河湿地自然保护区、构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区、生态保护红线、苍溪国家级森林公园等生态敏感区活动；

(2) 严禁捕捉野生鸟类、鱼类等违法行为；

(3) 同时在与森林公园、湿地公园等邻近的施工区域选取适当位置设立爱护环境、森林防火、保护动物等宣传牌。

(4) 在生态敏感区邻近地段优化施工方案，抓紧施工进度，尽量缩短在该区域的施工作业时间，尽量减少噪声作业，减少对野生动物的惊扰。

(5) 在施工过程中遇到受伤野生动物，及时联系当地林业主管部门进行救治。

9.1.7.9 天然林、公益林保护与恢复措施

本项目管道敷设临时占用少部分评价区天然林和公益林，因此，施工时一定要加强施工管理，必须加强公益林保护。

在邻近天然林、公益林较近的管道施工前，用明显标记标识出公益林边界，让施工人员不可占用天然林、公益林施工，更不得砍伐林内树木。

穿越天然林、公益林段管道施工作业带宽度控制在 8m 的范围内，并且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避免在雨季施工，减少水土流失。

管道施工时由生态监理人员做好监理，禁止有破坏公益林的行为发生。

9.1.7.10 永久基本农田保护措施

(1) 本项目必须严格执行相关法律、法规等关于永久基本农田的保护规定。

《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订）、《基本农田保护条例》规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

《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）规定：国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目，允许将以下占用永久基本农田的重大建设项目纳入用地预审受理范围。

《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）中相关基本农田保护规定：①重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。②重大建设项目用地预审和审查中要严格把关，切实落实最严格的节约集约用地制度，尽量不占或少占永久基本农田；重大建设项目在用地预审时不占永久基本农田、用地审批时占用的，按有关要求报自然资源部用地预审。线性重大建设项目占用永久基本农田用地预审通过后，选址发生局部调整、占用永久基本农田规模和区位发生变化的，由省级自然资源主管部门论证审核后完善补划方案，在用地审查报批时详细说明调整和补划情况。③建设项目施工需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少

对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用交纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

（2）永久基本农田保护方案：

1）建设前期

①优化管道选线。本项目管线穿越农业耕作区，在优化走向过程中应注意尽量避免永久基本农田、不破坏其水利设施。

②合理安排工期。占用农田的施工活动尽量在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

③建议堆管场、放空区、施工营地生活区应避开永久基本农田，减少对基本农田的占用。

④建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定。

⑤建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。

2）施工期

①占用永久基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于复垦或新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

②妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉，建议采用跨越方式穿越。

③本项目涉及的土石方应及时清运，严禁长期堆置于永久基本农田内。

④施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。

⑤施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

9.1.7.11 水土保持措施

本项目临时、永久占地以均耕地为主。临时占地结束，需立即进行迹地恢复，进行复耕或种植植物。项目针对钻前工程可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，并对井场占地进行硬化，对表层熟化土集中堆放在表土堆场，并采取无纺布苫盖，在施工结束后，及时对钻前临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复和土地复耕。

集输管线管沟开挖时对土壤实行分层开挖、分层堆放和分层回填的方法，管道经过深沟、陡坎地段，做好护坡、堡坎和排水设施。管道在穿越时，应根据地形和岩性条件设置护岸堡坎等。施工结束后，通过采用复耕等措施，水土流失将逐渐降低，恢复到破

坏前的水平。

另外，施工时注意合理分配施工时段，避开降雨集中时段，开挖的土石方、开挖裸露面做好防治措施，尽量缩短暴露时间，开挖的土石方在及时回填、清运的情况下，施工阶段造成的水土流失影响不大。

9.2 运营期环境影响减缓措施

9.2.1 运营期大气环境影响减缓措施

（1）废气排放污染防治措施

项目产生的废气主要来自水套炉燃烧废气、长明火炬废气，另外还有各采气站设备检修排放的少量天然气以及超压排放的天然气废气。

①项目运营期整个集输过程均采用全密闭生产工艺，一般情况下不会泄漏，生产调压及特殊工况放空排放的天然气通过放空系统燃烧后排放。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，“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接空排的，应报生态环境主管部门备案”，本项目放空天然气点然后排放，满足要求。

②采气期站场水套加热炉用气采用元坝净化厂净化后天然气，水套加热炉排气筒高度不低于 8m，天然气为清洁能源，燃烧后可满足国家相应标准的要求。

③各站场设置 1 套火炬系统，H=40m，DN200，四周设置钢丝网围栏与外界隔离，放空立管采用桅杆式结构，并用绷绳固定，放空火炬设有长明灯（长明火）、自动点火系统，保证长明灯 24 小时长燃，使用采用元坝净化厂净化后天然气，遇紧急情况放空时必须点燃，经 40m 高排气筒排放燃烧废气。

④站场每年 1~2 清管作业，1~2 定期检修，采用平稳泄压方式减少放空原料气量，排放量很少，项目清管及检修时间很短，废气通过 40m 高火炬燃烧排放。

⑤井站若遇设备检修或发生事故时，将对管线原料气两端立即进行放空，两端火炬同时放空，放空时间一次约 0.5h，放空废气经火炬充分燃烧后排放，主要产物为 CO₂、SO₂、NO_x 和 H₂O，通过 40m 高火炬燃烧排放。

⑥在充分考虑管道、阀门、设备等设施的密闭性并采取有效措施后，拟建项目非甲烷总烃和硫化氢气体无组织逸散量小，经类比分析其对环境空气影响较小。评价认为拟采取的措施可行。

⑦建议对井站内各设备、管道等有阀门的地方，进行定期天然气测漏检验，及时消除事故隐患。

本项目各站场废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气站场工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

（2）含硫原料气依托元坝气田天然气净化厂的可行性分析

①工艺可行

本项目原料气在平台井站内进行初步脱水、加热后，拟通过新建支管网和元坝气田现有主管网系统集成输至元坝净化厂进行脱硫、脱碳、脱水处理，满足《天然气》（GB17820-2018）中的一类气质要求后，再通过元坝—普光的输气联络线，汇入位于四川省达州市的普光首站，供应川气东送工程管道沿线用户。根据元坝净化厂气质检测报告的监测报告（附件4）可知，元坝净化厂净化天然气能达到《天然气》（GB17820-2018）中的一类气质要求，工艺可行。

②规模可行

根据建设方提供资料：目前元坝净化厂接纳原料气规模为 $40 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前元坝气田已过稳产期含硫原料气产能衰减量约每年 20%~25%，2026~2030 年含硫天然气减少约 26.9~30.50 亿方。本项目本次布设的含硫井主要是为了弥补元坝气田含硫气的衰减量，结合本项目施工及投产进度安排，本项目含硫井预计 2026 年~2030 年陆续投产，预计新建产能约 $12.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。目前元坝气田在建工程新建产能约 $14.9 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。小于元坝气田含硫气的衰减量（ $26.9 \sim 30.50 \times 10^8 \text{m}^3$ ）。

因此，本项目含硫天然气进入元坝净化厂净化处理后外输可行。

9.2.2 运营期地表水环境影响减缓措施

（1）生活污水

①拟采取的措施

生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排。

②可行性分析

本项目新建、扩建站场为无人值守，但是站内（除元坝 272-4H、元坝 272-3 站场外）均设置有改进型生态厕所一座，用于巡查巡视人员临时使用，场内改进型生态厕所配置有 1 座 5m^3 的集污池，能满足近 1 年污水的暂存。环保生态厕所整体安装，并做好防雨、防风措施，做好与周边污水处理厂沟通，密封运输、保证生活污水能有效、及时转运处理。本项目污水量较小，一次 5m^3 的量不会对当地城镇生活污水处理厂造成冲击，措施可行。

（2）气田水、检修废水及批处理废液

1、拟采取的措施

本项目运营期产生的气田水及检修废水通过气液混输/管输/罐车拉运，最终输送至大坪污水处理站预处理后经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂，现场无废水外排；批处理废液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注。

2、可行性分析

(1) 污水预处理工艺可行性分析

①大坪污水处理站和元坝 29 污水站

元坝29污水处理站处理能力为300m³/d，大坪污水处理站总计处理能力为1000m³/d，元坝29污水处理站位于苍溪白鹤乡，大坪污水处理站位于苍溪县元坝镇元坝净化厂内。元坝29和大坪污水处理站，于2014年取得四川省环境保护厅下发《关于元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程环境影响报告书的批复》（川环审批〔2014〕288号）文件，并于2016年通过竣工环保验收（川环验〔2016〕148号）。大坪污水站于2021年12月14日取得了广元市生态环境局出具的《关于大坪污水处理站扩容改造工程环境影响报告书的批复》（广环审〔2021〕57号）文件，于2023年通过竣工环保验收（二厂函〔2023〕26号）。元坝29污水站于2020年取得了苍溪县生态环境局出具的《管道批处理废液技术改造工程环境影响报告表的批复》（苍环审批〔2020〕7号），并于2021年通过竣工环保验收（二厂〔2021〕43号）。

厂内均设置有气田水接收撬块、混凝沉降池、空间除硫装置、过滤器撬块、缓冲罐撬块、机械刮泥机及压滤机、应急池、综合生产用房等。大坪和元坝29废水具体处理工艺见图下图。

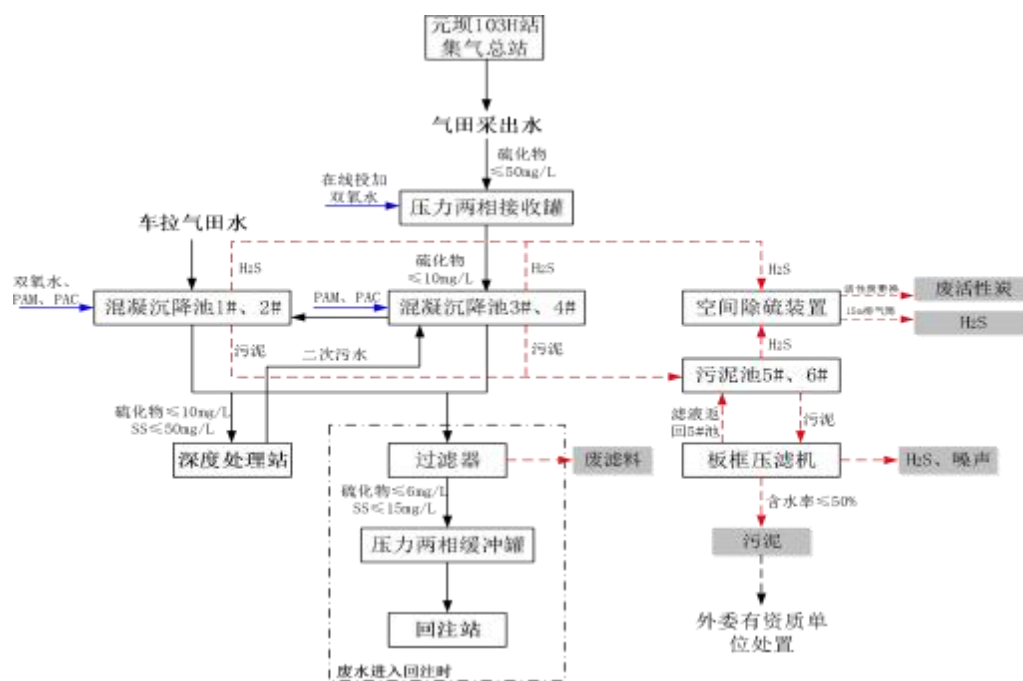


图 9.2-1 大坪污水站处理工艺流程图

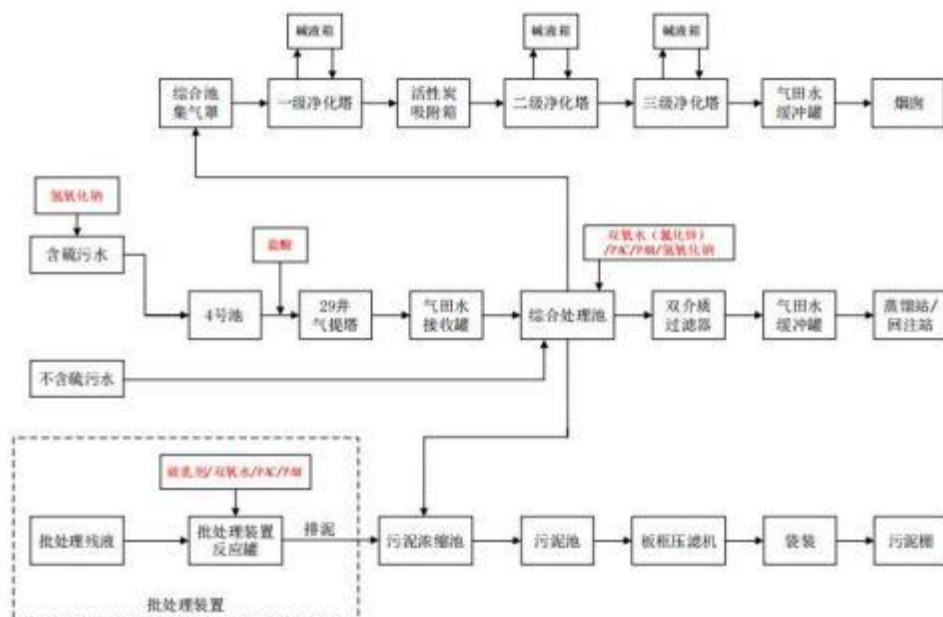


图 9.2-2 元坝29 站水处理工艺流程图

大坪污水处理站和元坝 29 污水站验收至今已运营近 10 年，根据甲方提供的近期监测报告（附件 8-8），出水水质能满足深度处理站（资源化水处理站）要求，也能满足回注要求。因此污水站预处理工艺可行。

（2）污水终端处理工艺（深度处理后回用）可行性分析

元坝气田资源化水处理工程于2023年3月16日取得了广元市生态环境局出具的《关于元坝气田资源化水处理系统扩容工程环境影响报告书的批复》（广环审〔2023〕10号），与已建低温蒸馏站联合深度处理元坝气田采出水，该工程于2024年7月通过竣工环保验收（二厂〔2024〕126号）。具体水处理工艺见图下图。

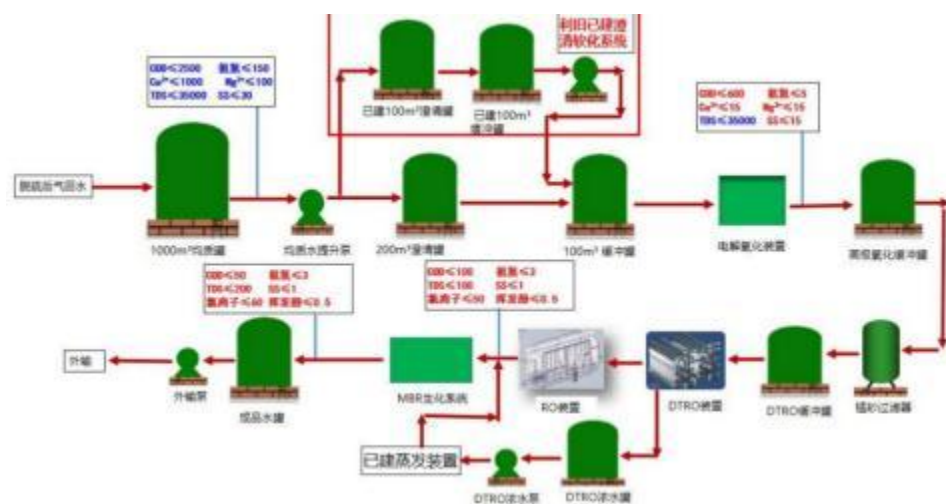


图 9.2-3 污水处理工艺流程示意图

该工程已验收，根据验收监测报告（附件 8-8）工程出水水质总体能满足 净化厂回用指标要求。因此，气田水经深度处理后回用可行。

(3) 污水处理规模可行性分析

① 废水产生量统计

本项目气田水及检修废水最大产生量约 149.6m³/d，批处理废液产生量约 70.8m³/a（0.21m³/d）。由于元坝气田内目前已批复的区块有元坝气田产能建设（陆相一期）、元坝气田产能建设项目（三期）、元坝气田产能建设项目（四期）等 3 个，因此依托污水处理设施处理能力可行性分析按照本项目和已批复项目通盘考虑待处理废水量。

本项目及已批复项目运营期具体废水产生情况见下表。

表 9.2-1 采气期采气废水水量统计表(m³/d)

项目类别		项目名称	采气废水、 检修废水	批处理液 平均日产生量	元坝 29 或者 大坪污水站预 处理量	预处理后 回注量	预处理后经元坝气田资 源化水处理工程处理后 回用于元坝净化厂量
区域其他项目	已批复正在实施区块	元坝气田产能建设项目（三期）	98.77*	/	98.77	0	98.77
		元坝气田产能建设（陆相一期）	7.02	/	7.02	7.02	0
		元坝气田产能建设项目（四期）	45.7*	/	45.7	45.7	0
		小计	151.49	/	151.49	52.72	98.77
本项目	元坝气田产能建设项目（五期）		162.8	0.21	163.01	0.21 ^①	163.01
总计			314.29	0.21	314.5	52.93	261.78

备注：“*”表示已扣减已实施项目；三期气田水和检修废水去向按照最终回用于净化厂统计。“①”其回注能力已在施工期作业废水回注中综合考虑，本次运营期不再重复分析。

根据上表，本项目和已批复项目中采气废水和检修废水通过大坪污水处理站或元坝 29 预处理后再经元坝气田资源化水处理工程处理后回用于元坝净化厂处理方式的废水量最大日产生量约 314.5m³/d（含元坝气田已批尚未实施项目处理规模 151.49m³/d）；经元坝 29 污水站预处理后回注的批处理液平均日产生量约 0.21m³/d。

② 处理规模可行性分析

大坪污水站、元坝 29 和元坝气田资源化水处理工程处理能力见下表。

表 9.2-2 本项目运营期废水处理依托能力可行性一览表（单位：m³/d）

处理去向	环评处理规模	实际建设规模	已用规模	目前剩余规模	扣除元坝气田已批尚未实施项目占用规模后剩余处理规模	本项目废水处理需求量	是否满足	备注
1 元坝 29	300	300	150	150	198.51	162.8	满足	预处理
2 大坪污水站	1000	1000	800	200				预处理
2 元坝气田资源化水处理工程	1000	1000	720	280	181.23	162.8	满足	回用

根据上表可知大坪污水站和元坝29能满足本项目采气废水和检修废水预处理需求，元坝气田资源化水处理站能满足本项目气田水和检修废水终端（中水回用）处理需求。综上所述，本项目检修废水和气田水依托环保设施可行。

3、气田水转运措施及要求

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免环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

③废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

④废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

⑤尽量避免雨天和大雾天运转废水。

⑥本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

⑦承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

⑧废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

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。

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各井站配备的储液罐不得满负荷存水，尽可能保持 85%的安全容积。同时，各储液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。

9.2.3 运营期声环境影响减缓措施

1、拟采取的噪声减缓措施

本项目管线工程本身采用密闭输送工艺，在正常工况下无噪声生产，对声环境影响较小，拟对站场噪声拟采取措施如下：

（1）设备选型时选用低噪声设备，备用天然气发电机放置在房间内；

（2）所有产噪设备均采用减震基座，减少振动；

（3）调试设备到正常状态，减少非正常状态产生的噪声；

（4）合理布局站场工艺，噪声源尽量远离居民，控制气体流速，并在工艺设计中尽量减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低井场的噪声。

2、可行性分析

根据噪声预测结果，站场各预测点位昼间、夜间厂界噪声贡献值均达标，项目采取的降

噪措施可行。评价为了更好的降低噪声污染，评价提出以下的综合治理措施建议：

（1）从处理厂工艺上，尽量减少弯头、三通等管件，并考虑控制气流速度，降低厂内气流噪声；

（2）泵噪声多以中、低频为主，其主要噪声源为电动机运转噪声、泵抽吸物料产生噪声、泵内物料的波动激发泵体辐射的噪声。泵机组和电机处可设隔声罩；

（3）对距高强噪声较近的工作人员，应采取戴保护耳塞或头盔等劳动保护措施，还应合理安排工作人员轮流操作高噪声施工机械，或穿插安排高噪声和低噪声的工作；

（4）加强设备维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象。

9.2.4 运营期固体废物处理处置减缓措施

（1）生活垃圾

本项目站场运营期无人值守，无生活垃圾产生。

（2）清管废渣、检修废渣

清管废渣进入采气站场火炬分液罐，汇同气田水由泵输至污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理；检修废渣送当地废品回收站资源化回收。目前气田内该固废治理措施与本项目相同，未造成环境污染。因此通过上述措施处理后生产固废对环境影响较小，措施可行。

（3）含油固废

站场设备定期维护保养会产生废油及油桶，属于危险废物。项目产生的废油收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存），对环境影响较小，措施可行。

（4）依托大坪污水站危废间可行性

大坪污水站为建设单位元坝气田的水处理站，危废暂存间面积约 50m²，定期交由相应危险废物处理资质的单位处置，危废间已做重点防渗，标志标牌齐备。本项目危废产生量较少，占用空间很小，因此危废暂存到大坪污水站可行。

*****（5）危险废物转运、处置环境管理措施

建设单位应严格按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）相关要求，建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任；应根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账；危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式，建设单位可通过国家危险废物信息管理系统、企业自建信息管理系统或第三方平台等方式记录电子管理台账。台账记录保存时间原则上应存档五年以上。

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》（（2021 年版全文）生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 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。

9.2.5 运营期土壤环境影响减缓措施

1、源头控制措施

在工艺、管道、设备等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低污染物泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过防渗处理的地面有效阻止污染物的下渗。

2、过程控制措施

从地面漫流、垂直入渗两个途径分别进行控制。

（1）地面漫流污染途径治理措施

对于项目事故状态的废水，须贯彻“围、追、堵、截”的原则，本项目火炬分液罐周围设置围堰，确保泄漏气田采出水废水事故情况下不得流出站场。

（2）垂直入渗污染途径治理措施

为了最大限度降低采气过程中气田水的跑冒滴漏，防止地下水、土壤污染，项目在工艺、设备、平面布置等方面均在设计中考虑了相应的控制措施，具体如下：

①分区防渗布置

同地下水分区防渗措施，详见 9.2.6.2 小节。

②设备及管道

对易泄漏的储液罐采取不易腐蚀的材质，防止罐体腐蚀破裂导致气田采出水泄漏；站场采气树、分离器、水套炉、管道等阀门宜采用密封性好、不易腐蚀的，防止污染物通过阀门泄漏到地面上。

综上所述，运营期采取严格的土壤防治措施后，本项目对周围土壤环境影响较小。

3、跟踪监测

本项目站场内、外以及管线沿线设置跟踪监测点，5 年 1 次（详见表 12.2-2）。监测因子 H 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡、硫化物等。跟踪监测发现土壤受到污染时应查找污染原因，并采取相应措施。

4、站场周围农田保护要求

根据现场调查，部分站场周边 200m 范围内存在耕地等土壤环境敏感目标。本次评价提出运营期井站周边种植吸收二氧化硫的植物，降低长明火炬和水套加热炉废气中二氧化硫对周边土壤的影响，结合土壤跟踪监测结果进行必要的土壤改良。

9.2.6 运营期地下水环境影响减缓措施

根据本工程运营对地下水环境影响的特点，建议本项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、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、应急响应等方面进行控制。

9.2.6.1 源头控制措施

1、站场四周设置封闭排污沟，同时在排污沟外圈修建雨水沟，避免雨污混排，并设置初期雨水收集系统，实行“清污分流”。

2、工艺管线、生产装置、应尽量悬空于地表修建，满足产污构筑物可视化设置要求。以便在项目运行过程中及时发现产污构筑物破损、泄漏，采取相应处置措施，最大限度降低项目运行过程中的环境风险。同时加强本项目工艺管线检修，避免生产工艺过程中溶液的漏滴。

3、站内外埋地管道埋设要精心施工，并严格按照相关规定选择优质材料，避免管道破裂等意外情况发生，避免事故维修过程中的废物、废料对地下水造成污染。做好日常管线巡查工作，排查管线的泄漏隐患，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

4、在配管设计上防止控制水击现象，管线的压力大于最不稳定水击压力，避免发生振动破坏。加强运营期管理，控制流体流速、温度、压力避免水击现象，减小管内介质流速，减小水击压力，避免管线破坏。

5、加强废水、废油等运输过程的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，纳入建设方的GPS 监控系统井站，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致废水、废油等泄漏，污染环境。建立废水、废油等交接联单制度，确保不乱排乱倒。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。

6、做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施；在管道中心线两侧各 500m 范围内进行禁止爆破作业及大型工程施工的警示；设立管道安全防护带，管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等其他构筑物，禁止种植果树（林）及其它根深作物、打桩、堆放大宗物资及其他影响管道巡线和管道维护的物体。

7、退役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。

9.2.6.2 分区防渗控制措施

按照《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）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）对本项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、泄漏的污染物收集并进行集中处理。

对拟建项目各建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、泄漏的污染物收集并进行集中处理。拟建项目通过将加强井场防渗等级，避免污染物入渗，采取了分区防渗措施。根据工程各功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区。重点污染防治区为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后能更好的满足作物生长的条件，不能及时发现和处理的区域或部位：包括站场井口 装置区、工艺装置区、罐区等区域，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）10.3.3 “施工场地和站场应结合污染控制难易程度、包气带防污性能和污染物类型，根据 HJ610、GB/T50934 的要求提出不同分区防渗技术要求，编制分区防渗图。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/T7482 的要求，按重点防渗区进行防渗”。

本项目防渗措施均按《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）中相关要求执行。池体建设完毕后，用清水进行试漏，在无泄漏的前提下方可投入使用。工程采取以上措施后，在一定程度上可以切断地下水的污染途径，措施有效可行。具体防渗结构应由专业设计单位设计确定，但不应低于环评提出的防渗级别和要求。本项目具体防渗分区情况见下表。

表 7.3-1 分区防渗方案一览表

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设时序	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
重点防渗区	等效粘土层 $\geq 6\text{m}$, $k \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	运营期	井口区域	地面
			工艺装置区	地面
			罐区（火炬分液罐和缓蚀剂罐）	地面及围堰
一般防渗区	等效粘土层 1.5m , $k \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	运营期	天然气发电机房	地面
			卫生间	池底及池壁
			收发球筒区域	地面
			环沟	沟底及沟壁

9.2.6.3 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，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

（1）监测点位

非正常工况下废水泄漏可能引起站场周围地下水水质改变。应制定地下水环境影响跟踪监测计划，以便及时发现问题，采取措施。

在项目各评价场区上游处设监控点 1 个，各评价场区下游处设监控点各 2 个，共计 3 个，地下水环境监测点位布置见下表、下图。

*****（2）监测项目

监测项目：pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量（ COD_{Mn} ）、钡、

硝酸盐及亚硝酸盐、硫化物、钡、镍。

如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加监测项目及监测频次。

（3）监测频率及监测因子

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）6.2.2 其他污染源，对照监测点采样频次宜不少于每年 1 次，其他监测点采样频次宜不少于每年 2 次，发现有地下水污染现象时需要增加采样频次。施工期、运营期间每半年度监测一次，其背景点可一年一次，直至服务期满后。监测层位为潜水含水层，本项目地下水跟踪监测频率及监测因子见下表：

表 9.4-4 地下水跟踪监测频次及监测因子

监测阶段	监测频率	监测层位	监测因子
钻井施工期、站场运营期	每半年监测一次直至服务期满后，其背景点可一年一次	潜水含水层	pH、石油类、氨氮、铁、锰、钡、氯化物、硫酸盐、耗氧量（COD _{Mn} ）、硝酸盐及亚硝酸盐、硫化物、钡、镍

注：如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加采样监测频次。

*****图 9.2-5 地下水跟踪监测点位示意图

9.2.6.4 地下水污染应急响应

同 9.1.6.4 小节施工期地下水环境影响应急响应程序。

1、制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，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，建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》(环办〔2014〕34 号)，将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，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

成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心。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

网络交叉点包括消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等。一旦发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施。一旦发生事故，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警。负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警。事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、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

定程序指导事故应急响应。

4、相应的应急措施

在项目建设运营期间一旦发生地下水污染事故，应立即按照提前制定的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。对于受污染区域通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，对于受影响的饮用水源应在急处置期间利用其他水井应急供水，或提供桶装饮用水来解决群众饮水问题，确保区域内居民用水安全。

为能及时了解、掌握区内地下水可能被污染的情况，建议对工程区定期进行地下水监测，以及时了解该区地下水状况，一旦发生污染，及时采取应急、补救措施，避免造成大范围的污染以至于达到无法补救的程度。

9.2.7 运营期生态环境影响减缓措施

9.2.7.1 宣传教育

在运行期，需加强天然气泄漏安全宣传，避免因人为因素造成天然气管道泄漏；需加强管道日常巡护及天然气泄漏预警机制，及时排查危险源，防止天然气泄漏对环境造成的破坏。

同时，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。

9.2.7.2 建立森林防火、火警警报系统和管理制度

建立施工区森林防火及火警警报系统和管理制度，一旦出现火情，立即向主管部门和地方有关主管部门进行通报，同时组织人员协同当地群众积极灭火，以确保施工期内施工区附近区域的森林资源火情安全。

9.2.7.3 加强对燃油、化学物品的管理

建立燃油、危险化学品管理制度和专门的存放场所，并安排专人负责化学物品的管理。严格规范化学用品的领用和审批制度，使化学物品的使用和管理规范化、科学化，将其带来的环境风险降至最低。

9.2.7.4 生态恢复措施

（一）土地复垦

对产能项目临时占用的耕地及时进行土地复垦。钻井工程剥离出来的表土需要在表土堆场妥善存放。施工结束后，对项目临时占地区域及时覆盖耕植土，为了使复垦后的土地能更好地满足作物生长的条件，需要对复垦土地进行施肥改良。

集输工程多为线状工程，施工时间短，施工机械人员退场后应及时回填，覆盖改良

耕植土，满足复垦复耕要求。

（二）植被的恢复

1、恢复原则

（1）因地制宜原则。对造林种草地类进行立地条件分析，布置合适的林草种类，并重点做好原为荒地、林草地的工程建设区的植被恢复工作；主要选择优良的乡土树种和已经适生的引进树草种等。

（2）保障管道安全的原则。严格执行管道保护有关条例，管道中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物。

管道施工便道、施工作业带和堆管场等产能项目临时占地中，除占地前土地利用类型为耕地与园地的外，其余占地在植被恢复时应因地制宜、适地适树（草）科学、合理还林、还草。

2、植被恢复的主要技术措施

（1）植被恢复物种选择原则

- ①因地制宜，适地适树（草），以乡土种为主，外来种为辅；
- ②选择适应性强、耐干旱瘠薄、抗逆性强、萌集性强、可塑性强的植物；
- ③选择净化空气和抗 SO₂ 较强的园林绿化植物，美化环境的同时，又可以改善区域环境质量；
- ④保留原生树种，选用一定量的当地先锋树种，突出地方特色。
- ⑤树种选择应与当地林业发展、经济发展相结合，满足地方经济发展和区域生态建设的需要。

（2）植物物种选择

针对各类施工迹地、临时占地恢复和绿化、美化，推荐了一些具有经济价值、美观、速生、固土作用强的植物。在不同区域植被恢复中，应该采用当地的植物群落演替中的先锋种、优势种且容易收集种子的那些植物物种。

选择的主要种类包括：

乔木：柏木、马尾松、桉木、喜树、楝、栎、漆、枫杨、慈竹、黄连木、香椿等；

灌木：木樨、木果海桐、黄荆、马桑、火棘、悬钩子蔷薇、单瓣木香花、女贞、红蕉刺藤、竹叶花椒、棕榈等；

草本：白茅、斑茅、芒、黄茅、蜈蚣凤尾蕨、铁线蕨、短莛山麦冬、林生沿阶草、褐果薹草等。

杜绝使用叶子花、巨桉、秋英等外来物种绿化。这些植物对土地肥力和水源的竞争能力远强于本土植物，对本土物种的生存将产生极大的破坏力。

为减免工程施工对评价区造成的不利影响，工程设计中应尽量减少施工影响面积，以便把施工对生物多样性的破坏降至最低。在施工过程中，主管部门有权监督施工过程中生物多样性保护的措施是否落实。

在后期发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；做好森林的管护和抚育，提高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。

施工完成后，应立即恢复施工迹地区和临时占地区被破坏了的植被。因本项目占用的地类基本为农田，植被恢复过程中根据实际情况进行。

9.2.7.5 生态补偿措施

森林植被影响的补充可分为异地补偿和就地补偿。对那些在项目施工临时占用地上无法恢复的森林植被，可以进行异地补偿，如管道中心线两侧5米范围损失的森林植被，补偿标准可以参照国家森林和林地相关法律和规章。

根据《中华人民共和国森林法》（2020年7月1日施行）、《国家林业局关于石油天然气管道建设使用林地有关问题的通知》[林资发（2010）105号]石油天然气管道工程“管道中心线两侧各5米范围内”（不包括线路井站、线路阀（室）、标志桩、固定墩、跨越的基础等永久性工程）使用的林地，依法办理临时使用林地手续，建设单位依法支付林地和林木补偿费，交纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。

9.2.7.6 生物多样性保护措施

施工期结束后，运营期工程干扰已逐步降低，临时占地恢复，对陆生动物的影响强度减弱，但仍需做好以下保护措施：

1）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，充分利用剥离的表土，营造野生动植物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

2）在陆生动物，特别是爬行类经常活动的区域，设置警示牌，过往车辆限速在15 km/h以下，减少爬行类、两栖类、兽类等被路杀。

3）禁止井场工作人员对动植物栖息地产生新的破坏，实施维护工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。

4）对井场工作人员的生活垃圾进行定期清理，尽量避免生活垃圾过量堆积招引鼠类，形成潜在的疫源。

9.2.7.7 项目永久建筑物的绿化、美化措施

为使本项目工程的建筑物设计与评价区域的整体自然景观和环境相协调，在各永久建筑物的设计上，其风格、色彩和材料等要尽量使其与当地环境协调，同时尽量采取有效的绿化和美化措施。

9.2.7.8 生态监测

为了实时掌握天然气井工程施工和运营对沿线动植物多样性的影响，应制定针对工程所在区域的生物多样性变化监测方案。施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况，如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等，运营

期重点监测对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果等，并根据监测结果制定相应的保护管理措施。*****

9.3 退役期环境影响减缓措施

（1）集气管道处置措施

据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》：第四十二条管道停止运行、封存、报废的，管道企业应当采取必要的安全防护措施，并报县级以上地方人民政府主管管道保护工作的部门备案。

据《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）：“8.1.1 所有就地弃置管段的两段应进行隔离”、“8.1.2 穿越水体、环境敏感区等就地弃置管段应在穿越的入土点和出土点进行隔离。其他就地弃置管道宜 2~4km 设置一处隔离，可根据管道走位地形状适当调整隔离间距”、“8.1.3 分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求”。

本项目区块内站场关井停产后管线不再使用时，需对天然气管道做报废处理，建设单位应严格落实《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中报废天然气管道要求；同时也应参照执行《报废油气长输管道处置技术规范》等相关要求。

（2）站场处置措施

气井停采后应按《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）《废弃井封井回填技术指南（试行）》等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复，主要措施及方案为：

站场清理工作：地面设施拆除、地下截取至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在闭井施工操作中注意降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生。

②固体废物的清理和收集：井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定建筑垃圾填埋场处置。

③永久性占地地表恢复：井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复。为使土地功能尽快恢复，可增施肥料，加强灌溉等。在施肥时，应注意把有机肥和化肥结合起来用，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，以恢复土壤的生产能力。

综合，以上措施总体技术成熟，在油气田开发中广泛采用，技术可行。环保投资较小，经济技术可行。

9.4 温室气体防控措施

9.4.1 工艺措施

①储层改造阶段在具备进入生产流程或集输管线时收集外输利用，不具备进入生产流程或集输管线时将天然气引至燃烧池点燃，可减少施工期甲烷排放量；

②各集输管线末端井站设有清管收球筒撬，可对酸气管线定期进行清管，减小天然气输送的压力能损耗，提高管道输送效率，达到节能的目的。站内设备选型，选用密闭性能好，使用寿命长，密闭性好的阀门及分离、计量、调压设备，既降低了能耗，又避免了天然气的损耗。定期开展设备与管线组件密封点泄漏组件泄漏检测；

③井口设置安全截断阀可在事故工况下迅速关闭井口，减少事故或维修时天然气的放空量，有效减少天然气的损失；

④输气管道清管采用密闭清管工艺，减少天然气放空，减少了碳排放；

⑤采用 SCADA 系统进行管理，防止人为的误操作，加强了事故分析和处理能力，在事故发生时减少了页岩气的放空量。

⑥各平台井站均为无人值守，减少了大量的生活用气，减少了碳排放；

⑦合理确定供、配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗，降低电能消耗，减少了碳排放；

⑧选择高效、节能型的光源和灯具，户外照明用灯采用光电集中控制。

⑨电气设备选型遵循设备技术先进、寿命长、运行安全可靠、标准化和经济合理的原则，采用国内先进可靠和高效节能的电气产品。

9.4.2 管理措施

据中国石油化工股份有限公司 HSE 管理体系，《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月修订）、《能源管理体系 要求及使用指南》（GB/T 23331—2020）、《能源管理体系分阶段实施指南》（GB/T 15587-2023）等有关要求，依据公司 HSE 管理体系，贯彻落实能源管理制度，做好能源利用全过程管理，注重节能文化建设，做到工作持续改进、管理持续优化、能效持续提高。节能管理措施如下：

①能源定额管理：本项目对燃料气、电力、新鲜水进行能源目标管理，每年核定，定期修订。

②节能监测管理：本项目按照公司下达的监测计划要求，对主要用能设备，定期进行节能监测，项目在用的设备经监测不符合国家、行业节能标准要求时，需组织整改。

③节能宣传培训：积极组织宣传国家、地方政府和公司的节能方针、政策、法规、标准，普及节能知识，提高员工节能意识

9.5 环保投资估算

（1）环保投资估算

本项目总投资约 9.1 亿元，本项目根据所采取的环保措施估算该工程的环境保护投资，其中包括施工期和运营期预防、治理污染有关的基建工程、环保措施等，初步估算

见表 9.5-1，环保投资最终以施工设计为准。根据估算环保投资共 3421 万元，建设总投资的 3.76%。这些资金的投入会使项目建设带来的环境问题得到有效的控制。

（2）主要要求与建议

①工程设计阶段应明确环保设施的种类、数量、型号、投资额，要求细化环保投资，确保各项环保工程安全高效运行；

②要求环保投资专款专用，从设计、安装到实际运行应严格执行“三同时”制度；环保投资最终以环境治理设施实际投资为准。

表 9.5-1 主要环保设施（措施）及投资估算一览表

项目	环保措施	投资（万元）
施工期	集污罐建设及防腐和防渗漏处理、雨污分流等	纳入工程主体投资
	废水收集罐，压裂液重叠液罐，泥浆循环和泥浆不落地工艺装置	纳入工程主体投资
	废水转运及处理费	300
	生活污水经过改进型生态厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理	100
	施工场地围挡、洒水，运输车辆覆盖篷布，施工营地内设 1 套车辆冲洗装置	60
	放喷设施、放喷池等	纳入工程主体投资
	柴油机使用轻质柴油，废气设备自带的排气设备排放	纳入工程主体投资
	为办公及生活提供电力的发电机设置发电机房	纳入工程主体投资
	发电机采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫	60
	废渣收集罐，固废转运及处置	500
	废油的收集，以及防止废油污染井场和环境的措施	60
	油基泥浆的收集，以及防止废油污染井场和环境的措施	230
	地下水防治措施	140
	监测井设置、水质监测、居民替换水源、分区防渗等	140
	生态保护措施	600
运营期	表土临时集中堆存，并采取水土保持措施	80
	宣传教育及培训工作、生态监测	60
	环境管理及风险防范措施	按照钻井、压裂行业规范要求落实工程环境风险防范措施；编制应急预案及培训、演练；风向标、环保管理、事故人员撤离等。
	废气治理措施工程	水套炉废气经 8m 高排气筒排放；长明火炬废气经 40m 高火炬排放；无组织废气加强环保管理和装置运行监控
	配置火炬分液罐	纳入工程主体投资
	生产废水转运及处置	742
	移动式改进型生态厕所，生活污水转运及处置	1
	固体废物收集及处置	8
	环境管理及风险防范	编制应急预案及培训、演练；风向标、环保管理、事故人员撤离等
	生态保护措施	生态监测
退役期	固体废弃物收集及处置	废弃建筑残渣外运至指定建筑垃圾场处置；废防渗材料交有危废资质的单位综合利用或处置
	生态恢复	地面设施拆除，封井，清理井场，永久性占地地表恢复等
合计		3421

10 环境影响经济损失分析

环境影响经济损失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。

本项目的经济损失分析从经济效益、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，进行环境经济损失估算简要分析。

10.1 经济效益分析

内部效益：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司元坝气田产能建设项目（五期）项目总投资 9.1 亿元。本项目共部署井场 7 座，新建站场 9 座，扩建站场 1 座，改造站场 7 座；新建酸气管线 12 条 16.51km，新建采出水管 7.15km，新建燃料气管线 13.71km，同沟敷设光缆。产能规模为 $12.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，按照单价 2 元/ m^3 ，年产值可达 24.42 亿元人民币。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，该工程的投产将元坝气田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。

10.2 社会效益分析

本项目的建设，将对当地的经济发展起到良好的推动作用。项目建成投产将在以下几个方面产生社会效益：

（1）本项目的建设将加快川东北天然气开发工作进程，解决西南地区天然气供应不足的现状以及发展要求。

（2）本项目天然气开发对当地的经济发展有积极的带动作用，是响应国家“西部大开发”、贯彻落实“中部崛起”的重大举措；有利于优化能源结构，改善大气环境，实现社会经济可持续发展。

(3) 本项目的建设不仅能解决当地工业园区的能源供应，同时将缓解川渝地区长期天然气短缺的局面，利用优质而廉价的天然气能够增强企业经济效益，带动地区经济社会的综合发展，促进以天然气为原料的化工产业的繁荣。

(4) 本项目的实施给当地带来巨大机遇，将对该地区的机械、建材、电力等方面的发展将起到极大的推动作用，可以促进中国石油天然气工业的发展，加速煤改气进程，改善大气环境质量，促进西部地区的经济建设。同时，有利于改变目前不合理的燃料、原料结构，适应城市环保要求的提高和主业结构的调整，促进天然气化工及相关产业的发展，提高企业的经济效益，增加就业机会，加速区域经济的发展。

(5) 目前我国正在大力提倡煤改气，全国大部分地区存在天然气短缺，项目建设符合我国当前发展需求。

因此，本项目的开发建设具有显著的社会效益。

10.3 环境损益分析

10.3.1 环境效益分析

10.3.1.1 改善环境空气质量

天然气利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本项目在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。

我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因。根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一就是使用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。燃烧天然气排放的 CO、NO₂、SO₂、灰分大大低于煤和原油的排放量。天然气燃烧可以节省 SO₂、NO_x、烟尘、固体废物等处理费用，减少燃煤灰渣引起的土地占用。

本项目拟新建产能 12.21×10⁸m³/a，天然气燃烧产生的热量相当于约 143 万吨原煤或者 71.5 万吨石油燃烧产生的热量，详见下表。

表 11.3-1 本项目天然气与石油、原煤燃烧热量对比一览表

燃料	热值 (MJ/kg)	本项目产能 (×10 ⁸ m ³ /a)	密度 (kg/m ³)	重量 (t/a)	热量 (MJ/a)
天然气	33.15	12.21	0.8048	9.83×10 ⁵	3.26×10 ¹⁰
原煤	20.93	/	/	15.56×10 ⁵	3.26×10 ¹⁰
石油	41.87	/	/	7.78×10 ⁵	3.26×10 ¹⁰

综上，天然气相对原煤、石油等能源的环境效益最好，本项目的建设将会减少煤炭

或者石油的使用，减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。由此可见，本项目环境效益是十分明显的。

10.3.1.2 减少运输带来的环境污染

同时本项目建设天然气集输管道，管道输送是一种安全、稳定、高效、清洁的运送方式。由于天然气采用管道密闭输送，运输中不会对环境造成污染。而利用煤炭或者石油，需要车船运输，运输中会产生一定量的大气污染物，如汽车尾气、二次扬尘。因此，利用天然气避免了运输对环境的污染问题，保护了生态环境，具有较好的环境效益。

10.3.2 环境损失分析

10.3.2.1 生态环境经济损失

本项目建设过程中，由于管线和道路施工以及井场建设需要临时和永久占用大面积的土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般分析，生态环境损失包括直接损失和间接损失。直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生态环境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由于土地资源损失而引起的其他生态问题，如荒漠化、生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。间接损失的确定目前尚无一套完整的计算方法和参考依据，因此，仅通过计算直接损失来确定环境损失。

本项目生态环境经济损失突出表现为占地经济损失，按当地占地农业损失估算，施工期农业损失约为 100.9 万元（各工程按 2 年占用计），运营期农业损失约为 168.2 万元（20 年）。

10.3.2.2 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、气体钻粉尘、油基泥浆钻井过程有机废气和测试放喷废气等方面的影响；运营期大气环境影响主要表现为长明火炬燃烧废气、水套炉燃烧废气等方面的影响。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对大气环境的影响较小。

10.3.2.3 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噪声、钻井噪声、柴油发电机噪声、空压机噪声等方面的影响；运营期声环境影响主要表现为采气站场设备气流摩擦噪声。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对声环境的影响较小。

10.3.2.4 水环境经济损失分析

本项目水环境影响主要表现为 3 个方面的影响：①施工期和运营期生产、生活取水的影响；②施工期钻井废水、洗井废水、压裂返排液、生活污水、试压废水等的影响；

③运营期水气田水、设备检修废水、生活污水等的影响。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对项目区域水环境的影响较小。

10.3.2.5 固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废主要为施工土石方、钻井固废、清管试压废渣、生活垃圾、废油、含油固废、顶管废弃泥浆等；运营期固废主要为天然气管线清管废渣、含油固废、生活垃圾等。在严格落实环保措施的情况下，本项目产生的固体废弃物均得到合理处置，对环境的影响较小。

10.4 环境经济损失分析结论

本项目经济效益显著，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 9.1 亿元，而开采期内的经济效益达 24.42 亿元/年，而为减缓工程建设环境影响投入仅为 0.3421 亿元。由此可见，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。

本项目的实施，可以改善用气地区能源结构，天然气替代煤炭燃烧，减少因燃煤造成的环境污染，改善大气环境质量，用管道输送天然气可以减少运输带来的环境污染。本项目对环境的影响，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。

11 环境管理与环境监测计划

根据国家对有污染项目应严格控制污染源的要求，必须对工程“三废”及噪声的排放源和产生源、治理设施的效果、厂区和环境评价区域的环境变化等进行定期的监测，并同时制定各项环保措施，编制环境规划，以达到强化环境管理的目的。基于此，本报告书提出以下环境监测和环境管理建议，作为项目投产后环境保护和环境管理的依据。

11.1 区域环境管理建议

本项目分布于苍溪县和阆中市境内、行业类别特殊（天然气开发以地下决定地面，需通过前期钻井工程的实施情况决定后续地面工程的开展）、单项工程多，在项目的实施过程中可能不可避免的会产生单项工程建设性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施等方面的变化。

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）：陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。

11.2 西南油气分公司 HSE 管理体系

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，环境管理上延续中国石油化工股份有限公司西南油气分公司 HSE 管理体系。

建设单位、施工单位及生产管理单位将遵守《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。

11.3 项目 HSE 管理体系

本项目建设单位根据自身特点，建立了HSE 管理体系。局、分公司设置安全环保处。各单位设置安全环保科或明确 HSE 管理的职能部门。局、分公司设置 HSE 督查大队。局、分公司设置环境监测站、应急救援中心。各单位根据生产实际可成立 HSE 督查站、环境监测站（室）、义务应急队等。并设置了质量安全环保科负责环境管理，管理体系较完善。其中安全环保处为 HSE 管理的主管部门。

局、分公司应配备安全、环保总监、处长（副处长）和专家；配备相应安全、环保管理人员；各级应根据法规要求、单位规模和管理难度足额配备专（兼）职 HSE 管理人员；各单位应设置专职安全、环保总监（副总监）、专家和科长；配备相应安全、环保管理人员。各业务部门、基层单位、班组应明确 HSE 分管领导、专兼职 HSE 管理人员。

11.4 HSE 管理要求

建设单位必须在现有的 HSE 管理体系及环境监控制度下，对建设项目进行 HSE 全面管理，保证工程在建设和运营过程中的各项工作都受到有效的环境管理和环境监控。

本项目施工活动在野外，为最大限度地减少野外施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，建设单位必须制定严格的 HSE 管理体制，并加强 HSE 宣传，严格执行各项管理措施，实施各作业环节的 HSE 审计。

11.4.1 施工期管理要求

（1）建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于各井场站场涉及钻前、钻井、压裂和采气运营四个阶段，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司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及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。

（2）建立有效的环境管理机构

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司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、填实池体并用土压实，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。

11.4.2 运营期管理要求

（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运营管理单位，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。地方生态环境局对本项目实施环保行政监督检查。

（2）台账管理

根据中石化天然气站场运行管理规定要求、场地属地管理要求等行业规定，应对本项目执行人工巡视管理+远程监控管理，建立各井场站场运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。加强钻井、洗井、完井作业等过程产生的废水（钻井废水、洗井废水、压裂返排液、生活污水等）台账管理，明确污水去向，加强人员管理；按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》要求，建设单位固体废物管理要求如下。

①一般工业固废台账管理要求

A.目的

台账制度是规范工业固体废物流向的重要抓手，是实现工业固体废物全过程管理的基础性、保障性制度。产生工业固体废物的单位（以下简称产废单位）建立工业固体废物管理台账，如实记录工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，可以实现工业固体废物可追溯、可查询的目的，推动企业提升固体废物管理水平。

B.台账管理要求

a.一般工业固体废物管理台账实施分级管理。按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》附表 1 至附表 3 要求，填写固废相关信息。

b.建设单位填写台账记录表时，应当根据自身固体废物产生情况，从附表 8 中选择对应的固体废物种类和代码，并根据固体废物种类确定固体废物的具体名称。

c.台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

d.产废单位应当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于 5 年。

②危险废物管理台账制定要求

A.一般原则

a.中国石油化工股份有限公司西南油气分公司应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任。

b. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司应根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账。

c. 危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式。产生危险废物的单位可通过国家危险废物信息管理系统、企业自建信息管理系统或第三方平台等方式记录电子管理台账。

B. 频次要求

产生后盛放至容器和包装物的，应按每个容器和包装物进行记录；产生后采用管道等方式输送至贮存场所的，按日记录；其他特殊情形的，根据危险废物产生规律确定记录频次。

C. 记录内容

记录危险废物产生环节、入库环节、出库环节、自行利用/处置环节、委外利用/处置环节。

D. 记录保存

保存时间原则上应存档5年以上。

(3) 环保设施运行及维护

本项目各单项工程（站场、管线）运营期环保设备设施运行管理、环保设备设施的维护由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司统一负责，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。

(4) 采气运营阶段重点监督检查内容

①采气废水收集、贮存、转输符合环评文件要求，做到废水不外溢，不外排。

②站场自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境污染事故发生。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，在运营过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

11.4.3 退役期环境管理要求

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。对退役期提出以下环境管理要求。

①气井封堵。气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。

②站场清理。气井封堵后完成站场清理工作，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。清理工作会产生少量扬尘，应注意采取降尘措施。

③妥善处理建筑废渣。站场清理工作产生的建筑废渣，除可回用的以皆外运至指定处理场填埋处理，现场无遗漏。

④生态恢复。站场清理完成后进行复垦和植被恢复工作，使井场恢复到相对自然的一种状态。

⑤应按照相关要求，对退役井在地面做出正确的标志，并对标志物做适当维护。

⑥应建立退役井监控程序，记录监控程序并保存各个井的工作表、监控结果、特殊测试和修井结果的副本。

11.4.4 危废管理要求

本项目涉及的危废有施工期废矿物油、顶替泥浆、废油基泥浆、废油基岩屑、废油桶、废试剂桶和运营期含油固废等。对本项目的危废管理提出以下管理要求。

（1）建立危废管理制度。建立危险废物污染防治责任制度、内部管理制度和应对危险废物污染的防治措施。

（2）建立岗位责任制度。企业主要领导、主管领导、主管部门、主管人员、各生产单位主管人员及各生产班组（员工）在危废管理工作方面的岗位职责和责任。

（3）建立安全操作规程。企业产生危险废物工艺环节安全操作的有关规定及要求。

（4）危险废物的容器和包装物必须粘贴危险废物标签。收集、贮存、运输、处置危险废物的设施、场所，必须设置危险废物识别标志。

（5）危废暂存间要独立、密闭，上锁防盗，暂存间内要有安全照明设施和观察窗口，危废仓库管理责任制要上墙；

（6）危废暂存间地面要防渗，顶部防水、防晒；地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物相容，门口要设置围堰；

（7）存放危废为液体的仓库内必须有泄漏液体收集装置（例如托盘、导流沟、收集池），存放危废为具有挥发性气体的仓库内必须有导出口及气体净化装置；

（8）危废暂存间门上要张贴包含所有危废的标识、标牌，暂存间内对应墙上有标志标识；

（9）危废和一般固废不能混存，不同危废分开存放并设置隔断隔离；

（10）装载液体、半固体危险废物的容器内须留足够空间，容器顶部与液体表面之间保留 100 毫米以上的空间。用以存放装载液体、半固体危险废物容器的地方，必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙；

（11）建立转移联单制度，防止偷排，对运输车辆司机进行监管，进行五联单转移

联单制度管理，开展跟踪监督检查。转运车辆安装 GPS 跟踪管理，沿既定线路转运。

11.4.5 排污许可

根据《排污许可管理办法（试行）》（环境保护部令第 48 号）、《排污许可证管理暂行规定》（环水体[2016]186 号）和环境保护部办公厅《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评[2017]84 号）的要求，建设单位应在投入生产或使用并产生实际排污行为之前，依法按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（生态环境部令第 11 号）和《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）提交排污许可申请，申报排放污染物种类、排放浓度等，测算并申报污染物排放量，申请领取排污许可证，并按照要求编制和提交《排污许可证执行报告》。

11.4.6 事中事后监管

本次评价要求企业按照《生态环境部办公厅关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）要求，加强事中事后监管，项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。

11.5 环境监测

11.5.1 环境监测部门

本项目整个施工期、运营期需要开展环境监测工作，环境监测主要依托中石化西南油气分公司设立的环境监测站，由西南油气分公司下达水、气、声、土壤监测任务，监测结果以监测报告的形式，上报主管部门，并建立整个施工期、运营期的环保档案。

根据环境监测报告可以评价各项减缓措施的有效性；对项目施工过程中未曾预料到的环境问题及早做出反应，采取相应措施；各级主管部门可及时掌握气田区环境污染现状，为管理部门在决策时提供可靠的信息，以便于主管部门及政府管理部门的环境管理。

11.5.2 监测计划

根据区块开发活动中对区域环境可能产生的影响，确定气田开发环境监测对象为土壤、水、气、声、生态。结合各要素环境影响评价技术导则以及《工业企业土壤和地下

水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）和《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）确定监测点位及监测频率等。

（1）施工期监测计划

施工期的环境监测主要是对作业场所的控制监测。本项目施工期环境监测计划分为环境质量监测和环境污染监测，详情见下表。

表 12.2-1 施工期环境监测计划

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
环境质量监测	地下水	各井场上游、下游、侧方位各设置不少于 1 个监测点（监测点位布置见第 9 章 9.2.6.3 小节）	pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量（CODMn）、钡、硝酸盐及亚硝酸盐、硫化物、钡、镍	每半年监测一次直至服务期满后，其背景点可一年一次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）
	声环境	投诉敏感点	等效 A 声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
污染物监测	噪声	投诉单项工程厂界	等效 A 声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2001）

（2）运营期监测计划

运营期环境监测计划分为环境质量监测和环境污染监测，详情见下表。

表 12.2-2 运营期环境监测计划

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
环境质量监测	地下水	各站场上游、下游、侧方位各设置不少于 1 个监测点（监测点位布置见第 9 章 9.2.6.3 小节）	水位、pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硝酸盐、六价铬、亚硝酸盐、硫化物、溶解性总固体、钡、镍	每半年监测一次直至服务期满后，其背景点可一年一次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）
	土壤	对各站场站内、站外以及管线沿线各设置 1 个监测点	H 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡、硫化物等	1 次/5 年	站内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1、表 2 第二类用地风险筛选值；站外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 农用地风险筛选值
	声环境	投诉敏感点	等效 A 声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
	生态	在管线临时占地设置样线，在井场生态恢复区各设置 1 个监测点	对生态保护目标的实际影响、项目生态保护对策措施的有效性、项目生态修复效果	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。	/
污染物监测	无组织废气	各站场厂界外设置 1~2 个无组织监测点位	非甲烷总烃、硫化氢	1 期/年，每期监测 2 天，每天采样 3 次，每次采样 1h	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377—2017）《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级厂界标准

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
	有组织废气	水套炉排气筒	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、 格林曼黑度	1次/年，排气筒， 每年按 10%比例抽测	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）
	噪声	各站场厂界四周各设置 1 个监测点	等效 A 声级	投诉期间 1 次， 连续两天，昼夜各 1 次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

11.5.3 应急监测

本项目主要存在输气管道破裂、站场天然气泄漏（天然气泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染）、污水泄漏、油类物质泄漏等事故。因此，在发生事故时应当进行应急监测。

应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，环境监测部门应立刻进行现场监测，并通知当地生态环境部门赴事故现场进行调查，做到及时提供事故监测分析报告，以便及时做出整改并采取补救措施，使事故造成的不良环境影响降至最低。

对事故监测可根据事故性质、事故影响大小等具体情况监测大气、土壤、水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

11.5.4 取样平台、取样口管理要求

（1）取样口位置应根据实际工艺流程的需要进行选择，应确保取样口位置对操作人员、设备及工艺流程的安全不会造成影响。

（2）为保证取样口的开闭可靠性以及持久性，应在取样口的设计中考虑使用可靠的密封结构。

（3）取样口操作方式的设计应简洁易操作，能够满足使用现场的实际需要。

（4）取样平台应制定相应的管理制度，包括日常操作规程、质量管理规定、安全管理制度等，确保管理的科学化和系统化。

（5）取样平台操作人员应严格按照取样计划进行取样，避免超期取样、重复取样等情况的发生。

（6）取样平台应对标国家法规和相关标准，定期检查和修订相应的制度和规范。

11.6 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》（环办环评函〔2019〕910号），四、加强事中事后监管中“（十九）陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时改正。项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态

环境主管部门备案。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，法律法规另有规定的除外。”

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。

11.7 竣工环保验收

本项目产能建设工程位于广元市、阆中市境内。各单项工程以施工期环境影响为主，且后续阶段主要的环保设施以及环境风险应急措施又在前序施工过程中得以建设和落实，故本项目竣工环境保护验收本评价建议根据各单项工程施工阶段划分，对各单项工程实施分项分阶段竣工环保验收，可采用单项工程项目、分期工程和整体项目验收相结合的方式。竣工环保验收措施清单见表 12.4-1~表 12.4-2。

表 12.4-1 施工期竣工环保验收措施及要求一览表

分项	验收项目及位置		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度		具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立各类废水、岩屑、泥浆，尤其是损耗油基泥浆和油基岩屑危废转移联单制度，提供完整的交接清单资料备查
	环境风险管理		具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并定期培训、演练，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制
污染防治措施	废水	施工废水	经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排
		钻井废水	经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。
		空气钻降尘水	全部回用于该井场后续井段常规水基泥浆钻井阶段泥浆配置用水，不外排
		洗井废水	回用于同区域配置压裂液，不外排
		压裂返排液	经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注。
		管道试压废水	经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地、施工便道及临时材料堆场洒水降尘
		方井雨水、初期雨水	回用于水基泥浆调配用水
		生活污水	由改进型生态厕所收集后，由罐车拉运至当地生活污水处理厂处理达标外排
	地下水		按要求分区防渗；按要求进行跟踪监测
	废气	施工扬尘	施工现场设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等
		施工机械和运输车辆尾气	选用尾气排放达标车辆，加强保养维护
		备用柴油机/发电机废气	燃油采用合格的轻质柴油成品，废气经自带的消烟除尘装置处理后由 6m 高排气筒排放
		气体钻粉尘	向排砂管内加水洗涤降尘
		油基泥浆钻井时产生的有机废气	无组织排放
		压裂作业无组织废气	无组织排放
		事故放喷、测试放喷废气	采用点火燃烧处理，建设放喷设施（套）、放喷池等
		焊接烟尘	间断排放，排放量小
		防腐废气	间断排放，排放量小
		管道放空废气	依托接入管线下游站场（元坝 102H 和元坝272）设置的长明火炬系统燃烧后

分项	验收项目及位置	验收指标及要求
		排入大气
	气体/水基钻井固废	经泥浆不落地工艺进行固液分离，固相收集后交由具有相关处理类别资质且环保手续齐全的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近处理
	顶替泥浆、含油岩屑和废油基泥浆	收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置
	废油桶、废试剂桶	收集后交由具有相应危废处置资质的单位综合利用或处置
	废矿物油	废油用于井场钻井综合利用或者交由相应危险废物处理资质的单位综合利用或处置
	生活垃圾	场地设垃圾收集桶，收集后交环卫部门统一处置，现场无遗留。
	废包装材料	集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理
	清管试压废渣	统一收集清运至周边合法建筑渣场处置
	施工废料	由施工单位回收利用
	建筑垃圾	外运至指定建筑垃圾场处置
	废油漆桶	收集后施工结束交由相应危险废物处理资质的单位处置
	噪声	车辆机械、泥浆泵、钻机、测试放喷等设备噪声和气流噪声 优选低噪声设备，合理布置了主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；钻井及办公生活用电使用电网；备用发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的备用柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫；合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持；放喷池设置三面建 3m 的围墙，以减小测试放喷时的影响。通过采取这些措施后，噪声影响能降至最低
生态保护措施	表土堆场	表土临时堆放场地势平坦，钻井期间临时堆放后及时用篷布遮盖，同时在临时堆存处周围设置截、排水沟
	场地水土流失控制措施	优先建设场地清污分流截、排水沟，减少施工期水土流失，各站场设备安装完毕后及时进行井场内道路硬化和绿化，减少井场水土流失

表 12.4-2 运营期竣工环保验收措施及要求一览表

分项	验收项目及位置	验收指标及要求
环境管理	环境管理制度	具有环保机构，环保资料和档案齐全
	环境风险管理	具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并定期培训、演练，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制；专门人员日常巡视管线，并做好巡视文字和图片记录，及时发现站外管线环境风险隐患
污染防治措施	废水	气田水及检修废水 经处理达标后回用于净化厂，不外排 批处理废液 批处理废液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注。 生活污水 由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后排放
	地下水	按要求分区防渗；按要求进行跟踪监测
	废气	检修及事故废气、清管废气、长明火炬废气 40m 高火炬排放 无组织废气 无组织排放 水套炉废气 采用元坝净化厂净化后的一类天然气，经 8m 高排气筒排放
	固废	站场检修固废 送当地废品回收站资源化回收 清管废渣 进入各站场火炬分液罐混同气田水进行气液分输/混输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理 含油固废 产生的废油收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存）
	噪声	运营期噪声 设备选型时选择低噪声设备，以降低声源声级；对于强声源设备采用室内安装、设置减震基础；站内工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低集气站内噪声；站内设备合理布局。厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求
生态保护措施	临时占地恢复	井场、放喷池、管线工程沿线等临时占地进行植被恢复或复耕，确保复耕面积不减少。恢复为耕地的，需进行土壤培育，满足居民正常耕种要求；植被恢复选择乡土植物。确保生态系统的完整性，保持生态功能不降低

12 环境影响评价结论

12.1 环境影响评价结论

12.1.1 项目概况

为加快川东北天然气资源勘探力度，加快气田产能建设，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司决定实施元坝气田产能建设项目（五期）。本项目拟新建产能 $11.22 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，具体建设内容包括：本项目共部署井场 7 座（其中利旧井场 2 座，新建 5 座），共新建钻井 9 口，其中 2 口定向井，6 口水平井，目的层位长兴组；部署站场 17 座（其中新建 9 座，扩建 1 座，改造站场 7 座），共新增采气井 11 口；新建酸气管线 12 条，其中 9 条管线为气液混输管线，酸气管线共计 16.51km；新建采出水管道 4 条，共计 7.15km；新建燃料气管线 11 条，共计 13.71km。酸气管线、采出水管线、燃料气管线以及光缆为同沟敷设。

12.1.2 产业政策、规划及相关政策符合性

12.1.2.1 产业政策符合性

本项目为天然气勘探开发中的天然气开发工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类行业。因此，本项目符合国家产业政策本项目符合。

12.1.2.2 规划符合性

本项目天然气开发属于川东北气田开发产能建设项目，有利于增加下一步的天然气清洁能源的开采供应。本项目符合《‘十四五’现代能源体系规划》《四川省‘十四五’规划和 2035 年远景目标纲要》《四川省‘十四五’能源发展规划》《四川省‘十四五’自然资源保护和利用规划》《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》等相关要求。

本项目为天然气产能建设项目，天然气属于清洁能源，为规划鼓励使用的清洁燃料。项目选址已避让生态红线，符合《‘十四五’土壤、地下水和农村生态环境保护规划》、《四川省‘十四五’生态环境保护规划》《长江经济带生态环境保护规划》《长江岸线保护和开发利用总体规划》《长江保护修复攻坚战行动计划》《全国主体功能区规划》、《全国生态功能区划（修编版）》等相关要求。

12.1.2.3 与生态环境分区管控的符合性

本项目位于广元市苍溪县和南充市阆中市，根据相关部门提供的苍溪县和阆中市“三区三线”矢量，本项目不占用城镇开发边界，不占用生态保护红线。因此，本项目与苍溪县、阆中市城镇规划不冲突。根据四川政务服务网-生态环境分区管控”数据分析系统，本项目涉及城镇重点管控单元、一般管控单元，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发利用效率四个维度分析生态环境准入清单符合性，本项目符合当地生态环境准入清单的管控要求。

12.1.2.4 相关政策符合性

本项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》（环发〔2015〕92号）、《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）、《土壤污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》、《四川省饮用水水源保护管理条例》、《基本农田保护条例》等相关政策。

12.1.3 环境质量现状

12.1.3.1 生态环境现状

项目所在区域属中亚热带湿润季风气候区。评价区及周边生态系统主要为农田生态系统和森林生态系统，植被多为柏木林、马尾松林、慈竹林、黄荆+马桑灌丛等；评价区及周边有国家二级重点保护野生植物2种，有濒危植物2种、易危植物1种，有特有植物96种，有极小种群野生植物1种，无古树名木分布；评价区及周边分布有国家二级重点保护野生陆生动物6种，有易危陆生动物3种，有特有陆生动物15种；评价区及周边分布有特有鱼类15种；项目占地范围内无上述物种的重要生境分布；临时占用天然林约15873m²，永久占用天然林约776m²；临时占用公益林约17610m²，永久占用公益林约758m²；临时占用永久基本农田约10.1574hm²，永久占用永久基本农田约1.8701hm²；评价区及周边主要生态问题有森林覆盖率低、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、旱灾和洪涝灾害频繁发生等。

12.1.3.2 环境空气现状

根据苍溪县人民政府公开发布的《2024年苍溪县环境质量公告》，苍溪县2024年环境空气质量各项指标均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，属于环境空气质量达标区；

12.1.3.3 地表水环境现状

根据《2024年苍溪县环境质量公告》，全县8个主要河流断面（省控2个、市控6

个）地表水水质优良（Ⅰ~Ⅲ类）比例为 100%；2 个县级集中式饮用水源（嘉陵江亭子口、大洋沟水库）水质达标率为 100%；38 个乡镇集中式饮用水源水质达标率为 100%。

根据《2024 年南充市环境质量状况公报》，2024 年南充市河流水质总体较好，国控、省控、市控地表水 13 个断面，年均水质在Ⅰ~Ⅲ类（优良水体）的比例为 100%，其中Ⅰ类（优）断面 2 个，占 15.4%；Ⅱ类（优）断面 9 个，占 69.2%；Ⅲ类（良）断面 2 个，占 15.4%。

根据本项目补充监测结果，各地表水现状监测值均满足《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）中Ⅲ类水质标准。由此可见，本项目区域地表水环境质量良好。

12.1.3.4 地下水环境现状

根据监测结果显示石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值要求，其他监测因子能满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）Ⅲ类限值要求。

12.1.3.5 声环境现状

除本项目声环境影响评价范围内分散居民点生活噪声外，无其他噪声源，区域内居民生活噪声声级小，根据对区域噪声源的调查，未发现明显高噪声源，区域声环境质量良好。

根据监测结果，已建站场厂界处昼间满足《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）2 类区标准限值要求，其他点位均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值要求。总体来说区域声环境质量良好。

12.1.3.6 土壤环境现状

本项目评价范围内土壤类型为碳酸盐石灰性紫色土和水稻土。根据本项目土壤环境现状监测，永久占地范围内各土壤监测点位均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；临时用地及占地范围外各监测点位均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准，标准中未涉及的因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；钡满足《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB512978-2023）中第二类用地标准。

12.1.4 污染防治措施及环境影响

12.1.4.1 废气污染防治措施及环境影响

根据本项目工程分析，各单项工程废气产排污量均较小，严格落实各项废气污染防治环保措施后，对当地环境影响较小。

（1）施工期

钻前工程、地面集输工程（井站、管线）施工产生的大气污染物主要为地面开挖、

回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的尾气等。管道敷设焊接时产生焊接烟气（属于流动源且为间歇式排放），管道敷补口补伤时产生的防腐废气（间断性分散状排放）。钻井工程施工产生的大气污染物主要钻井柴油发电机废气（采用轻质柴油，利用设备自带的排气筒排放废气）、油基泥浆钻井过程中产生的有机废气（储运过程中密闭）、测试放喷废气（各井场设置放喷池点火燃烧处理，严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）中关于放喷池选址及放喷撤离要求）。

施工期间，各种施工活动都是短暂的、临时的，各种机械设备废气排放量小，且属间断性无组织排放。施工期废气均为短期露天排放，扩散条件较好，废气对周围环境空气影响较小，随着各单项工程施工的结束环境影响消失，其环境影响在当地环境可接受范围内。

（2）运营期

运营期主要废气为水套炉燃料废气、长明火炬废气以及无组织废气。本项目运营期整个集输过程均采用全密闭生产工艺，一般情况下不会泄漏天然气，生产调压及特殊工况放空排放的天然气直接通过 40m 高长明火炬燃烧后排放；采气站场内水套炉用气为元坝净化厂净化后的一类天然气，废气排放能够满足相关标准要求；无组织废气产生量较少，不会对大气产生较大影响。

在采取相应的环保措施后，本项目对周围环境空气影响较小，不会改变项目所在区域环境功能区划，其环境影响在当地环境可接受范围内。

12.1.4.2 废水污染防治措施及环境影响

（1）施工期

本项目施工期车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁等废水，经沉淀池沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排；试压废水经简易的沉淀池沉淀处理后用于施工场地洒水降尘；钻井废水经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至各回注站进行回注，不外排；洗井废水回用于本井场或区域内配置压裂液，不外排；压裂返排液经石龙 2 污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注，不外排。方井雨水、初期雨水回用于水基泥浆调配用水，不外排。

本项目施工期产生的各类废水均得到有效处理，正常工况下，本项目建设对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（2）运营期

本项目运营期气田水和检修废水于采气站场内火炬分液罐暂存，罐车/管道运至大坪污水站或者元坝 29 与处理后再经元坝气田资源化水处理工程深度处理达标后回用于净化厂，站场现场无废水外排；批处理液由罐车从气田管道末端（集气总站）拉运至元坝 29 污水站预处理后回注；生活污水由改进型生态厕所收集后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

本项目运营期产生的各类废水均得到有效处理，正常工况下，本项目建设对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

12.1.4.3 噪声污染防治措施及环境影响

（1）施工期

根据井场钻井噪声影响预测，各井场钻井作业期间不同程度的导致井场周边一定范围内分散居民点声环境超标，在开始施工前，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持，对影响较大的农户可采取临时撤离的措施，确保钻井工程的顺利进行。钻井工程优先采用网电供电，井场除设备均采用低噪声设备外，针对高噪声设备发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；柴油机（备用）安装消声装置和设置减震基础，钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫。

施工期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，随着工程的完工，噪声影响消失。在采取合理措施后，钻井噪声对井场周围的居民影响能达到可接受程度。

（2）运营期

本项目运营期通过采取低噪声设备、优化工艺、合理布局、安装减震垫层等综合降噪措施后，正常情况下厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准。敏感点噪声维持现状，能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 相关标准要求。因此，本项目运营期对区域声学环境和敏感点（农户）影响较小。

本项目放空噪声属于偶发噪声，发生频率低、时间短，对周围的环境影响是短暂的，因此非正常情况下自动放空的噪声对声环境的影响是可接受的。

12.1.4.4 固体废物污染防治措施及环境影响

（1）施工期

钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现平衡，无集中弃土产生；钻前工程施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。集输管道施工废料由施工单位回收利用。对管道进行清

管、试压会产生少量废渣，主要为管道内的少量灰尘和铁锈，均属于一般固废，统一收集后清运至周边合法建筑渣场处置。钻前工程和地面集输工程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。

钻井过程中，气体/水基钻井阶段钻井固废属于一般固废，经泥浆不落地工艺进行固液分离后及时交由具有相关处理类别资质的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近处理；油基钻井固废收集后交由具有相应危废处置资质单位妥善处置；废油部分回用于井场钻井综合利用，无法回用的交由相应危险废物处理资质的单位处置；废油桶、废试剂桶和废油漆桶收集后交由相应危险废物处理资质的单位处置。废弃包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理。生活垃圾统一收集后交由当地环卫系统处理。

本项目施工期严格落实污染防治措施后，固体废物均能得到妥善处置，不会对区域环境造成影响。

（2）运营期

本项目运营期采气站场产生的检修固废送当地废品回收站资源化回收；清管废渣进入各站场火炬分液罐混同气田水进行气液分输/混输/罐车拉运，最终输送至大坪/元坝 29 污水处理站进行处理，与污水处理站污泥一起作为危废由有资质单位处理；含油固废产生的废油收集后暂存至大坪污水站危废间，统一交由相应危险废物处理资质的单位处置（不在站内贮存）。

本项目运营期严格落实污染防治措施后，固体废物均能得到妥善处置，不会对区域环境造成影响。

12.1.4.5 土壤污染防治措施及环境影响

（1）施工期

本项目新增占地面积小，严格落实清污分流、分区防渗等污染防治措施后，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据项目对土壤环境影响途径分析和类比相同地区同类项目的建设经验，严格落实土壤环境污染防控措施的前提下，本项目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。

（2）运营期

本项目运营期永久占地面积小，建设单位在加强环境管理，严格落实清污分流、分区防渗等污染防治措施后，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据类比相同地区同类项目运营期土壤环境跟踪监测，同类项目在运营期暂未对土壤环境造成不利影响。因此，

本项目运营期在严格落实污染防治措施的情况下，对土壤环境的影响是接受的。

12.1.4.6 地下水污染防治措施及环境影响

（1）施工期

本项目在导管段采用清水钻钻进，导管段以下至 3102m 采用气体钻进，避免钻井液流失对地下水造成污染，也能够减小对具备饮用功能的含水层造成影响；造斜点及水平段即使采用备用油基钻井，也不会对具备饮用功能的含水层造成影响；同时井场施工期采取分区防渗措施，可减缓井场池体和罐体的渗漏对地下水和土壤环境影响。管道工程在管道焊接完毕后做好焊条的回收工作及选择合适的试压废水排放地点，能做到减缓对地下水的影响。同时建议在井场施工期对地下水做定期跟踪监测，掌握施工期井场建设对地下水环境的影响，做到及时发现及时治理。

本项目在建设过程不可避免的会产生一定量的废水和固体废物，根据预测分析，建设单位在加强环境管理，严格落实地下水环境污染防治措施的前提下，本项目对地下水环境的影响是可以接受的。

（2）运营期

加强站场的日常巡查，尤其是储液罐（火炬分液罐和缓蚀剂罐）和污水管线的巡查，针对可能存在污染地下水的建筑物采取相应的防渗措施，设置合理的地下水环境跟踪监测点位，把地下水污染控制在源头或起始阶段，防止有害物质渗入地下水中。做好地下水污染应急响应以及居民临时替换水源措施，可以有效减小污染物的渗漏周边居民取水影响。

综上所述，本项目在运营期不可避免的会产生一定量的废水和固体废物，建设单位在加强环境管理，严格落实污染防治措施的情况下，对地下水环境的影响是可以接受的。

12.1.4.7 生态环境影响减缓措施及环境影响

（1）施工期

本项目各个井场及配套设施、井站布局尽量缩短项目的面积，缩短线路穿越林木密集覆盖区、水域长度。划定最小施工范围及占地范围红线，减小野生动物栖息地、植物植被和景观资源受影响范围。尽量缩短施工时间，配备巡护管理人员。加强水土保持措施和剥离表土的生态恢复使用，尽量避开作物播种、生长季、收获期，避开保护濒危动物的繁殖期和交配期。做好天然林、公益林和永久基本农田的保护措施，在穿越、邻近天然林、公益林管道施工前，做好公益林边界的标识，禁止施工人员施工范围外占用公益林、砍伐树木。提醒施工人员在施工过程中或严禁进入邻近的构溪河湿地自然保护区、构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区、生态保护红线、苍溪国家级森林公园等生

态敏感区活动，严禁捕捉野生两爬类、鸟类、鱼类等行为。施工过程中，加强森林防火，加强危险品、外来人员和车辆的管理，加强有害生物管控，加强动植物外来入侵物种检疫，加强宣传教育、生态监理和监测，加强对大气、噪声、土壤、固废、生活污水等的管理和风险防控措施。对野生动植物资源、自然生态系统进行有效管理。本项目穿越河流优化施工方案，划定施工红线范围，避开鱼类主要繁殖期，加强水土流失防治，降低对河道的扰动。尽量缩短临河和穿越河道工程的实施时间，降低噪声及振动对鱼类活动的干扰。另外施工单位加强管理，与主管部门充分沟通合作，严格按照相关法律法规办事，在项目施工阶段严格落实各项环境保护和监测措施，从而将工程建设对生态环境的影响降至最低，使项目建设和运营给四周带来的不利影响得到有效控制、削弱或消除。

（2）运营期

运营期需加强天然气泄漏安全宣传，加强气井日常巡护及天然气泄漏预警机制，及时排查危险源，防止天然气泄漏对环境造成的破坏。营运过程，加强森林防火，加强危险品、外来人员和车辆的管理，加强有害生物管控，加强宣传教育、生态监理和监测，加强对大气、噪声、土壤、固废、生活污水等的管理；对野生动植物资源、自然生态系统进行有效管理，禁止井场工作人员对动、植物栖息地产生新的破坏。运营期业主方必须加强管理，与主管部门充分沟通合作，严格按照相关法律法规办事，在项目运营阶段严格落实各项环境保护和监测措施，从而将工程建设对生态环境的影响降至最低，使项目运营给四周带来的不利影响得到有效控制、削弱或消除。

运营期部分植被可以得到恢复，除了永久占地，临时占地上的植被和耕地都会逐步恢复；项目永久占地很小，项目的建设引起景观切割、景观体系碎化和景观格局改变很小。运营期正常工况下对生态环境影响较小。

综合施工期和运营期考虑，在严格落实各项防治措施的前提下，本项目的建设对周围生态环境影响较小。

12.1.4.8 环境风险防范措施及环境风险预测评价

通过严格按照行业规范设计、施工和作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。本项目环境风险是可防控的。

12.1.5 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了信息公示，采取了网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式，公示期间未收到任何公众提交的公众意见。

12.1.6 综合结论

本项目属于清洁能源开发项目，项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，其对于调动区域天然气储量、增加区域清洁能源供给、扩大区域能源结构调整和环境质量改善则具有明显的正面环境效益，项目建设是必要的。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；通过严格落实污染防治措施，项目建设产生的污染物能做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范以及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，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

综上，本项目从环境保护角度是可行的。

12.2 建议

（1）本项目在具体实施单项工程前，需到当地自然资源和规划局办理规划许可的相关证明文件后，方可开工建设。

（2）严格落实各项环保措施，尽量降低对周边环境的影响；做好周边居民沟通协商工作，避免噪声扰民。

（3）根据当地情况完善突发事件应急预案，项目施工期和运营期严格执行各项操作规程，严格落实各项环境风险防范措施，降低事故发生概率和在事故发生时能将危害控制在最低限度。发生事故时加强风险事故应急监测，根据监测情况适当扩大撤离范围，最大限度减轻风险事故影响。

（4）配合当地政府妥善解决好占用土地、毁坏道路、作物、植被等所造成的恢复赔偿问题。

（5）项目建设完成后，定期对周围环境进行跟踪监测。