

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

元坝气田海相产能建设项目（四期）

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部
环评单位：国滩（北京）环保工程技术有限公司

2022年7月

1. 概述

1.1 项目由来

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司设立于成都市，管辖油气资源分布在四川、贵州、云南、广西及重庆境内，其中天然气主要分布在川西和川东北。

川东北元坝气田于 2007 年发现，至今累计发现长兴组、飞仙关组、雷口坡组、须家河组以及侏罗系等多个气藏，地质储量超 $1.1 \text{ 万} \times 10^8 \text{ m}^3$ 。西南油气分公司于 2011 年启动元坝气田开发建设工作，目前已建成单井站 22 座、集气站 9 座、集气总站 1 座及配套集输管线，形成年产净化天然气 $34 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

根据川东北地区三年滚动、七年行动计划及十四五规划部署，2021-2025 年元坝长兴组气藏需维持 $34 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能，为弥补原料气的衰减，西南油气分公司决定实施“元坝气田海相产能建设项目（四期）”。

1.2 项目工程内容及范围

项目位于苍溪县境内，属元坝气田区块范围，项目主要建设内容如下：

钻井工程：新钻 4 口开发井。新建元坝 206H 钻井井场，新钻元坝 206H、元坝 206-1H 井，在已建元坝 15 钻井井场内新钻元坝 15-1H、元陆 15-2H 井。4 口井均为水平井，井深约 7000~8000m，水平段长约 1000m，目的层为长兴组。

采气工程：建设 5 座采气站场。新建 1 座元坝 206H 采气站场，在已建钻井井场内建设元坝 15、元坝 701、元坝 702、元坝 13 等 4 座采气站场，站场内 4 口探井转为开发井。各站场分别设置工艺流程装置（含水套炉、分离器等）和火炬系统等。

集输工程：同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km。酸气管线选用 L360QS 材质，污水管线选用 DN80 PN5.5MPa 连续增强型复合管，燃料气管线选用 DN80 PN4.0MPa 20#钢管。

项目建成后，5 座采气站场 8 口开发井新增原料气产能 $6.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

元坝气田位于“四川省四川盆地巴中区块油气勘查”区块中西部，共有 2 个天然气开采区块，分别为：“四川省四川盆地巴中元坝气田”区块，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；“四川省四川盆地元坝气田 II 区天然气开采”区块，许可证号 C1000002021061318000119，有效期为 2021 年 6 月至 2051 年 6 月，开采面积为 731.346 平方公里。区块的采矿权隶属于中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，元坝气田长兴组气藏位于“四川省四川盆地巴中元坝气田”区块内。

图 1.2-1 本项目工程建设内容总体布置及涉及矿权范围图

1.3 建设项目特点

本项目特点主要分为天然气钻井特点及天然气采输特点。

(1) 天然气钻井特点

①项目新钻井采用丛式井组钻井工艺，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。

②分段采用清水、空气、水基泥浆钻井，钻进过程中仅在井下发生复杂工况采用油基泥浆钻井。

③目的层为长兴组，比地下饮用水层深很多，压裂液注入层位在地下 6000m 以下，目的层位不含地下水或不具有利用价值，且中间夹有多层不可渗透岩层，井下目的层压裂液污染当地浅层地下水的可能性很小。

④实施清洁生产、绿色开发：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，接替稳产”方式建设，气田区域内各单项工程施工期和运营期交叉存在，不同时段区域产排污水平不同，除单项工程采取的环保措施外，还需要通过优化开发时序和规模，控制产能建设项目环境影响在当地环境可接受范围内。

②本项目将充分利用元坝气田富余的处理能力，如集输干线和天然气净化厂（元坝净化厂）等设施，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。

③运营期气田水和检修废水输送至大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井回注地层或经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和土壤环境。

④项目原料气充分依托元坝气田海相酸气集输系统，集输至元坝净化厂进行脱硫、脱碳、脱水及增压外输，不在采气站场设置脱硫装置。

1.4 环境影响评价工作过程

2022年5月11日，国海（北京）环保工程技术有限公司承担了“元坝气田海相产能建设项目（四期）”环评工作。

评价人员进行了现场踏勘，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源、环境敏感区等资料。在研究相关工程资料和技术文件基础上，与建设单位和设计单位沟通了环保处置方案，开展环境影响报告书编制工作。进行了初步工程分析和初步的环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况、评价等级、评价范围、评价标准，制定了工作方案。根据工作方案，评价人员在工程分析、环境现状调查与评价的基础上，开展了各环境要素的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。

在以上工作的基础上，评价单位完成了环境影响报告书的编制。

1.5 关注的主要环境问题

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如下：

- (1) 本项目原料气为高含硫气体，所含的 H₂S 属于高毒物质。关注事故风险状态下井喷及管段泄漏的 H₂S 对环境影响，有毒气体浓度毒性终点浓度范围。
- (2) 建设区域周边分布有四川九龙山自然保护区、集中式饮用水水源保护区、永久基本农田、天然林等环境敏感区，关注本项目的建设对各环境敏感区的环境影响。
- (3) 重点关注施工期钻井作业废水、钻井固废（尤其是油基钻井固废）、运营期采气废水处置方式可行性、有效性和可靠性。
- (4) 建产周期长，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，规划好气田产能建设项目配套环保措施执行时间节点。

1.6 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家及地方相关法律、法规及规章，符合国家现行产业政策。评价区地下水、地表水、环境空气、土壤及声环境质量较好，无重大环境制约因素，与当地的环境质量底线、资源利用上限、生态保护红线相适应。项目采取了完善的污染治理措施、生态保护措施及环境风险防范措施，并制定了完善的环境管理与监测计划，可确保项目产生的污染物长期稳定达标排放，固体废物全部妥善处置，环境风险可防可控，不会改变区域环境功能。从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律法规及规章文件

- (1)《中华人民共和国环境保护法》(2015年1月1日);
- (2)《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年12月29日);
- (3)《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年10月26日);
- (4)《中华人民共和国水污染防治法》(2018年1月1日);
- (5)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2022年6月5日);
- (6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年9月1日);
- (7)《中华人民共和国环境土壤污染防治法》(2019年1月1日)
- (8)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年7月1日);
- (9)《中华人民共和国循环经济促进法》(2018年10月26日);
- (10)《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月1日);
- (11)《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第682号,2017年10月1日);
- (12)《基本农田保护条例》(国务院令第588号,2011年1月8日);
- (13)《中华人民共和国土地管理法》(2020年1月1日);
- (14)《地下水管理条例》(国令第748号,2021年12月1日);
- (15)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号,2015年4月2日);
- (16)国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知《土壤污染防治行动计划》(国发〔2016〕31号,2016年5月28日);
- (17)《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》(自然资发〔2021〕166号)
- (18)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77号,2012年7月3日);
- (19)《“十四五”现代能源体系规划》(发改能源〔2022〕210号,2022年1月29日)
- (20)《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,2019年12月13日);
- (21)《突发环境事件应急管理办法》(生态环境部令,2015年第34号,2015年6月5日);

- (22)《危险废物转移管理办法》(生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号, 2022 年 1 月 1 日);
- (23)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 4 号, 2019 年 1 月 1 日);
- (24)《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第 24 号, 2022 年 2 月 8 日);
- (25)《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规[2019]1 号, 2019 年 1 月 3 日);
- (26)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012 年 3 月 7 日);
- (27)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年本)》(2021 年 1 月 1 日);
- (28)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2020 年 1 月 1 日)。

2.1.2 地方有关法律、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)《四川省主体功能区规划》(川府发〔2013〕16 号);
- (3)《四川省生态功能区划》(2010 年 8 月出版);
- (4)《四川省大气污染防治行动计划实施细则》(川办函〔2017〕102 号);
- (5)《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);
- (6)《四川省饮用水水源保护管理条例》(2019 年修正);
- (7)《广元市饮用水水源地保护条例》(2018 年);
- (8)《四川省重点保护野生动物名录》(川府发〔1990〕39 号);
- (9)《四川省新增重点保护野生动物名录》(川府发〔2000〕37 号);
- (10)《四川省〈中华人民共和国渔业法〉实施办法》(2016 年修正);
- (11)《四川省人民政府办公厅关于城镇集中式饮用水水源地保护区划定方案的通知》(川办函〔2010〕26 号);
- (12)《四川省环境保护局关于依法加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(川环发〔2006〕1 号);
- (13)《四川省人民政府关于公布四川省重点保护野生植物名录的通知》(川府函〔2016〕27 号);
- (14)《四川省长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》(川长江办〔2019〕8

号);

(15)《四川省人民政府关于印发〈四川省生态保护红线方案〉的通知》(川府发〔2018〕24号);

(16)《广元市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单要求实施生态环境分区管控的通知》(广府发〔2021〕4号)。

2.1.3 环境影响评价技术规范

- (1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- (2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);
- (3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (4)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (5)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);
- (6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);
- (7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018);
- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017年10月01日);
- (10)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007);
- (11)《国家危险废物名录(2021年版)》;
- (12)《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012);
- (13)《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2021);
- (14)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017);
- (15)《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209—2021);
- (16)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018);
- (17)《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);
- (18)《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);
- (19)《关于发布〈危险废物排除管理清单(2021年版)〉的公告》(公告 2021 年 第 66 号);
- (20)《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)。

2.1.4 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/T 31033-2014) ;

- (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)《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013);
- (5)《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》(SY/T 6396-2014);
- (6)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014);
- (7)《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015);
- (8)《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》(SY/T 0612-2014);
- (9)《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T 5087-2017);
- (10)《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017);
- (11)《硫化氢防护安全培训规范》(SY/T 7356-2017);
- (12)《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2017);
- (13)《气田集输设计规范》(GB 50349-2015);
- (14)《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);
- (15)《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017);
- (16)《土地复垦方案编制规程 第5部分：石油天然气（含煤层气）》(TD/T 1031.5-2011);
- (17)《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008);
- (18)《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》(AQ2017-2008);
- (19)《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008)。

2.1.5 建设项目有关资料

- (1) 西南油气分公司勘探开发研究院《元坝气田开发部署规划》
- (2) 西南油气分公司石油工程技术研究院《元坝气田海相产能建设项目（四期）（地面工程）方案》
- (3) 西南油气分公司石油工程技术研究院《元坝气田海相产能建设项目（四期）钻完井工程环评方案》
- (4) 建设单位提供的其他有关资料。

2.2 评价方法、时段及重点

2.2.1 评价方法

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上，针对影响环境的主要因子，分别采用以下评价方法：

(1) 项目所在地环境空气环境现状采用收集资料和现场监测；地表水、地下水、声环境采用现场监测；生态环境现状调查采用现场调查法、收集资料法和遥感解析法。

(2) 工程分析以类比分析法、产污系数法为主，查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充。

(3) 环境风险采用计算法。生态环境影响预测采用定量分析与定性分析相结合的方法进行预测与评价。地下水影响预测采用解析法。声环境影响预测采用点声源的几何发散衰减法。环境空气影响预测采用估算模式。土壤影响预测采用类比法。地表水影响评价以环境影响分析为主。

2.2.2 评价时段

按施工期、运营期和退役期三个时段进行评价。

2.2.3 评价重点

(1) 分析项目产能建设方案与相关政策、法规、规划在资源利用、环境保护要求等方面符合性。

(2) 调查识别区域环境敏感区和重点生态功能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，提出资源与环境制约因素。

(3) 对天然气开采对区域环境质量的影响，对区域生态系统完整性所造成的影响，对主要环境敏感区、环境保护目标的影响性质与程度。

(4) 以“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）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。

2.3 政策、规划、三线一单符合性分析

2.3.1 产业政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录（2019年本）》符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019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、天然气勘探及开采”，第三款“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，属于鼓励类行业，本项目符合产业政策。

(2) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

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

表 2.3-1 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析表

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一 清洁生产			
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂,逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂,鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目采用无毒油气田化学剂,无禁止药剂使用	符合
2	在钻井过程中,鼓励采用环境友好的钻井液体系;配备完善的固控设备,钻井液循环率达到 95%以上;钻井过程产生的废水应回用	本项目采用无毒钻井液体系,钻井液循环利用率大于 95%,钻井过程中产生的废水经井场内最大限度回用	符合
3	在井下作业过程中,酸化液和压裂液宜集中配制,酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置,压裂放喷返排入罐率应达到 100%。压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目在井下作业过程中,酸化液和压裂液集中配制,酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置,压裂放喷返排入罐率应达到 100%。压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
二 生态保护			
1	油气田建设宜布置丛式井组,采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术,以减少废物产生和占地	本项目采用丛式井组,水平井技术、空气钻井等技术,减少了工程岩屑、废水的产生,减少了占地	符合
2	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目天然气在放喷过程中不具备利用条件,在放喷池进行充分燃烧	符合
三 污染治理			
1	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中,未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式	钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液并固液分离后,在循环罐储存,循环使用。本项目钻井阶段不能利用的废水经有资质的单位处理;采气期气田水预处理后回注地层或者经深度处理后回用于元坝净化厂冷却系统	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目严格按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 规范落实防渗措施	符合
3	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资	本项目在井口及易产生污油的生产设施底部进行防渗处理,并采用	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	油桶收集可能产生的废油，然后按照危险废物处置要求，交由有资质的危险废物处置单位处置；油基泥浆井间或区块内循环使用，剩余废泥浆有相应危废处置资质单位妥善处置	
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	本项目建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止天然气泄漏污染地下水	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗	本项目建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本项目建设单位对钻采工程设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子	符合

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十四小项内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

(3) 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《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》《国家级公益林管理办法》《基本农田保护条例》等，与其相关内容符合性分析如下。

表 2.3-2 与其他环保政策符合性分析

规划名称规划内容	本项目情况	符合性
1.《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) 二、深化项目环评“放管服”改革； (四)油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上	1本次评价包含区块内拟建的新井、站场、管道及配套工程等，不属于单井环评。 2.本项目施工期的钻井废水重复利用，不能回用的钻井废水、压	符合

规划名称规划内容	本项目情况	符合性
<p>应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。</p> <p style="text-align: center;">三、强化生态环境保护措施</p> <p>（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；</p> <p>（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；</p> <p>（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；</p> <p>（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。</p> <p>（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；</p> <p>（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。</p> <p>2.《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</p> <p>重点开发区域环境政策：成渝、黔中、滇中、藏中南等区域需严控有色金属产业项目审批，积极推动有色金属采治的环境健康风险评估。要重视饮用水安全及水污染产生的环境健康问题和矿产资源开发带来的人群健康风险问题。成渝、黔中、滇中、藏中南等区域要强化酸雨污染防治，加强流域水土流失和水污染防治，加强石漠化治理、高原湖泊保护、大江大河防护林建设，保护和增强藏中南地区生态系统多样性及适应气候变化能力，优化并合理布局水电开发，开展有色金属采治的环境健康风险评估。</p>	<p>裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后进行回注地层；营运期气田水、检修废水依托大坪污水处理站处理后资源化利用或回注地层，回注井有完善的环保手续，回注可行。</p> <p>3.本项目钻井固废均按照有关要求，进行减量化、资源化、无害化处置，委托有资质单位处置，实现泥浆不落地。</p> <p>4.本项目气井含硫，废水等污染物均为罐装，天然气均密闭输送，井场优先使用网电，柴油发电机使用清洁的柴油作为能源，水套加热炉燃料为洁净天然气，废气的排放能满足国家和地方大气污染物排放标准要求。本项目已强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。回注采出水，已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。区块的元坝净化厂采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p> <p>5.本项目施工过程合理安排施工时间，减少施工占地及施工时间；本次评价要求，施工结束后严格落实本次评价提出的生态保护及恢复措施</p> <p>6.建设单位和运营单位应按照本项目提出的风险防控措施和管理要求加强风险防控，编制环境突发事件应急预案，在当地生态环境局备案，并定期修订。</p>	
	<p>本项目为陆地天然气开发项目，实施总体对水环境影响很小，总体对农村居民分散水井的水质影响小，不涉及重金属污染，施工期加强水土保持措施、生态保护措施和各项污染物治理措施，以减少水土流失和生态影响，符合政策要求。</p>	符合

规划名称规划内容	本项目情况	符合性
<p>3.《大气污染防治行动计划》(国发〔2013〕37号)</p> <p>加快清洁能源替代利用。加大天然气、煤制天然气、煤层气供应。到2015年，新增天然气干线管输能力1500亿立方米以上，覆盖京津冀、长三角、珠三角等区域。优化天然气使用方式，新增天然气应优先保障居民生活或用于替代燃煤；鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，限制发展天然气化工项目；有序发展天然气调峰电站，原则上不再新建天然气发电项目。扩大城市高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。结合城中村、城乡结合部、棚户区改造，通过政策补偿和实施峰谷电价、季节性电价、阶梯电价、调峰电价等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。</p>	本项目实施有利于加大天然气供应，总体符合文件要求。	符合
<p>4.《土壤污染防治行动计划》</p> <p>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，制定整治方案并有序实施。加强工业固体废物综合利用。</p>	本项目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、环保设施完善的水泥协同窑、砖厂、资源化利用项目进行综合利用。	符合
<p>5.《水污染防治行动计划》</p> <p>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</p>	本项目提出了钻井及采气井场的防渗要求，对废弃井提出封井要求。	符合
<p>6.《四川省饮用水水源保护管理条例》</p> <p>第十五条（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；</p> <p>（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。</p> <p>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预案，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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>	符合
<p>7.《国家级公益林管理办法》</p> <p>第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。</p> <p>第十二条 一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。</p>	<p>本项目工程部分占地占用二级国家级公益林，未占用一级国家级公益林。</p> <p>本次评价要求建设单位严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。</p>	符合

规划名称	规划内容	本项目情况	符合性
8.《基本农田保护条例》	<p>第十五条 基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。</p> <p>第十六条 占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。</p>	<p>本项目工程部分占地占用基本农田。本项目属于天然气开采项目，属国家能源项目，无法避开基本农田的按要求办理临时用地相关土地利用手续，在试采和取得采矿权后转为开采井的，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。</p> <p>本项目施工期进行表土剥离和妥善保存，用于临时用地土地复垦。</p>	符合

2.3.2 规划符合性分析

(1) 与能源发展规划符合性分析

①与《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》符合性分析

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

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

②与《天然气发展十三五规划》符合性分析

国家发展改革委2016年印发的《国家发展改革委关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》（发改能源〔2016〕2743号）明确提出：按照“海陆并进、常非并举”的工作方针，加强基础调查和资源评价，持续加大国内勘探投入，围绕塔里木、鄂尔多斯、四川和海域四大天然气生产基地，加大新区、新层系风险勘探，深化老区挖潜和重点地区勘探投入，夯实国内资源基础；在加强常规天然气开发的同时，加大致密气、页岩气、煤层气等低品位、非常规天然气科技攻关和研发力度，突破技术瓶颈，实现规模效益开发，形成有效产能接替。以四川、鄂尔多斯、塔里木盆地为勘探重点，强化已开发气田稳产，做好已探明未开发储量、新增探明储量开发评价和目标区优选建产工作。天然气覆盖面的扩大和天然气普及率的提高，使越来越多的人民群众能共享天然气的清洁性，生活质量得到提高，对我国经济社会可持续发展将发挥重要作用。“坚持统筹规划、合

理布局、保护环境、造福人民，实现天然气开发利用与安全健康、节能环保协调发展。认真执行环境影响评价制度和节能评估审查制度，加强项目环保评估和审查、节能评估和审查。加强集约化开发力度，尽量减少耕地、林地占用。采取严格的环境保护措施降低对环境敏感区的影响。”

本项目天然气开发属于川东北气田开发产能建设项目，本项目天然气开发有利于努力保持既有气田稳产，有利于增加下一步的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。本项目总体符合《国家发展改革委关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》（发改能源〔2016〕2743号）中的要求。

③与《四川省“十三五”能源发展规划》符合性分析

根据四川省能源局于2017年印发的《四川省“十三五”石油天然气发展规划》（川能源〔2017〕12号）要求，加快推动川中、川西和川东北常规天然气勘探开发，川南页岩气资源调查和勘探开发。到2020年，新增常规天然气探明储量6500亿立方米，天然气产量达到450亿立方米。

本项目属《四川省“十三五”能源发展规划》规划的常规天然气勘探开发项目，项目建设符合《四川省“十三五”能源发展规划》规划要求。

④与《全国矿产资源规划（2016-2020年）》符合性分析

根据由国土资源部会同国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、环境保护部、商务部制定，国务院原则同意通过，自2016年11月2日起实行的《全国矿产资源规划（2016-2020年）》，“第二章 第三节 主要目标——国内资源保障基础进一步夯实。找矿突破行动取得新成效，形成一批重要矿产资源战略接续区。重要矿产资源储量保持稳定增长，力争新发现5—8个亿吨级油田和5—10个千亿方级气田，新发现和评价大中型矿产地300—400处。石油储采比保持在12以上，天然气储采比达到30。……矿产资源年开采量指标到2020年达到17亿立方米。”“第三章 第一节 全面深化矿产资源管理改革——六、强化矿产资源宏观管理。制定战略性矿产目录。为保障国家经济安全、国防安全和战略性新兴产业发展需求，将石油、天然气、煤炭、稀土、晶质石墨等24种矿产列入战略性矿产目录……提高资源安全供应能力和开发利用水平。”“第四章 第二节 推动资源开发与产业发展相协调——大力发展战略性新兴产业。做大西部、做强中部、发展海域，加大天然气勘查开发力度。陆域以塔里木盆地、柴达木盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地等为重点，海域以南海为重点，力争获得重大突破，保持资源储量产量高位增长，增强

天然气供应基础。加强西部低品位、东部深层、海域深水三大领域科技攻关，力争获得规模产量。”

本项目为位于广元市的元坝气田产能建设项目，符合《全国矿产资源规划（2016-2020年）》要求。

⑤与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》及其规划环评的符合性分析

《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》于2017年经国土资源部审批后由四川省国土资源厅会同省发改委、财政厅、环保厅、商务厅、经信委联合发布实施，本项目与之符合性分析见下表。

表 2.3-3 与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》符合性分析表

文件内容	本项目情况	符合性
第四章 第二节 优化勘查开发区域布局 川东北能源建材矿产资源发展区。包括南充、达州、广安、巴中、广元5市。加强天然气基地和石墨基地建设，促进天然气产业和石墨烯产业发展。	本项目为位于广元市的元坝气田产能建设项目	符合
第五章 第一节 确保矿产资源有效供给 能源矿产。加大天然气、页岩气……等勘查开发力度，力争获得重大突破，增强供应基础并加快供应，优化能源开发利用结构，减轻对环境的负面影响……	本项目为位于广元市的元坝气田产能建设项目，预计产能建设规模 $6.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	符合

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

表 2.3-4 与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）环境影响报告书》符合性分析表

文件内容	本项目情况	符合性
严格保护生态空间，引导优化《规划》空间布局。将自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等环境敏感区及四川省生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，依法实施强制性保护。与生态保护红线存在空间冲突的勘查区、开采区、规划矿区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》	本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）的相关要求。同时，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等各类自然保护地。	符合
严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减	本项目为天然气开发项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）中所列的建材、家具、电子信	符合

文件内容	本项目情况	符合性
缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、金沙江等水系总磷超标；有色金属矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。	信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期、运营期产生的废水及固废均得到妥善处置，不外排外环境，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题。本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少重能源废气排放量，对改善区域环境空气质量有积极作用。	
加强环境保护监测和预警。 结合自然保护区、饮用水水源保护区、重点生态功能区保护要求和土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立完善地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。适时组织开展重点开采区的生态恢复效果评估，针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等建立预警机制。	本项目按照导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤及噪声跟踪监测计划，并要求按照本次风险影响评价要求制定了相应的环境风险应急预案。	

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

（2）与环境保护要求的相关规划符合性

①与《生态保护“十三五”规划纲要》符合性分析

根据《生态保护“十三五”规划纲要》，到2020年，基本建立生态保护红线制度。推动将生态保护红线作为建立国土空间规划体系的基础。

本项目选址已避让生态红线，与《生态保护“十三五”规划纲要》总体协调。

②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

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

表 2.3-5 与《长江经济带生态环境保护规划》符合性分析表

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；项目钻井和压裂用水尽量在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

文件内容	本项目情况	符合性
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	
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，且不可回用的钻井废水、压裂返排液经预处理后回注地层不外排；气田水依托大坪污水处理站处理；生活污水委托当地城镇生活污水处理厂处理达标后排放，满足环保要求	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	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。本项目属于天然气开发项目，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
七、强化突发环境事件预防应对，严格管控环境风险 (三)遏制重点领域重大环境风险 严防交通运输次生突发环境事件风险。.....加强危化品道路运输风险管控及运输过程安全监管，推进危化品运输车辆加装全球定位系统（GPS）实时传输及危险快速报警系统，在集中式饮用水水源保护区、自然保护区等区域实施危化品禁运，同步加快制定并实施区域绕行运输方案。	本项目涉及的危化品及危险废物运输路线按照《四川省饮用水源管理条例》要求避开饮用水水源保护区	符合

经分析，项目符合《长江经济带生态环境保护规划》(环规财〔2017〕88号)要求。

③与《长江保护修复攻坚战行动计划》(环水体〔2018〕181号)符合性分析

本项目与《长江保护修复攻坚战行动计划》(环水体〔2018〕181号)符合性分析见下表。

表 2.3-6 与《长江保护修复攻坚战行动计划》符合性分析表

文件内容	本项目情况	符合性
<p>一、总体要求</p> <p>(二) 基本原则。</p> <p>——空间管控、严守红线。</p> <p>坚持山水林田湖草系统治理，强化“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，生态环境准入清单）硬约束，健全生态环境空间管控体系……</p>	本项目符合“三线一单”相关环保要求。	符合
<p>二、主要任务</p> <p>(三) 加强工业污染治理，有效防范生态环境风险。</p> <p>优化产业结构布局。……长江干流及主要支流岸线 1 公里范围内不准新增化工园区，依法淘汰取缔违法违规工业园区。以长江干流、主要支流及重点湖库为重点，全面开展“散乱污”涉水企业综合整治，分类实施关停取缔、整合搬迁、提升改造等措施，依法淘汰涉及污染的落后产能……</p> <p>加强固体废物规范化管理。实施打击固体废物环境违法行为专项行动……</p> <p>(七) 优化水资源配置，有效保障生态用水需求。</p> <p>实行水资源消耗总量和强度双控。严格用水总量指标管理……</p> <p>切实保障生态流量。2020年年底前，长江干流及主要支流主要控制节点生态基流占多年平均流量比例在 15% 左右。</p>	<p>本项目属于天然气开采项目，不属于化工项目。本项目废水处理措施满足环保要求，不属于“散乱污”涉水项目及涉及污染的落后产能项目。</p> <p>本项目固体废物都得到妥善处置。</p> <p>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。</p>	符合

经分析，项目符合《长江保护修复攻坚战行动计划》(环水体〔2018〕181号)要求。

④与《中华人民共和国长江保护法》的符合性

本项目与《中华人民共和国长江保护法》的符合性分析见下表。

表 2.3-7 与《中华人民共和国长江保护法》符合性分析表

文件内容	本项目情况	符合性
<p>第二十二条</p> <p>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。</p>	本项目占地面积较小，不属于对生态系统有严重影响的项目	符合
<p>第二十六条</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	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，项目符合《中华人民共和国长江保护法》要求。

⑤与《四川省“十三五”环境保护规划》符合性分析

根据四川省人民政府 2017 年 2 月 28 日发布的《四川省“十三五”环境保护规划》“三、强化环境管控，推动绿色发展（一）加强生态环境空间管控。增加增加绿色产品有效供给……限制使用高耗能、高污染的产品和设备……发展电动和天然气环卫、出租、公交车辆等。”“四、实施三大战役，改善环境质量（一）打好大气污染防治攻坚战。……增加天然气等清洁能源供应……专栏 2 大气污染综合防治重点任务：‘气化全川’。完善天然气输送管道、城镇燃气管道、储气库和调峰站等基础设施建设。”“五、统筹城乡治理，推进治污减排（一）实施工业污染源全面达标排放。工业污染源全面开展自行监测和信息公开。工业企业要建立企业环境管理台账制度，开展自行监测或委托第三方监测，如实申报……（五）强化移动源污染防治。……鼓励使用液化天然气等清洁燃料……”

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。本项目含天然气输送管道建设，属于规划所列大气污染综合防治重点任务内容。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，开展自行监测或委托第三方监测，符合规划要求。综上，本项目符合《四川省“十三五”环境保护规划》。

（4）城镇总体规划的相容性分析

根据《广元市苍溪县城市总体规划》，本项目建设地位于农村生态环境，占用的土地主要为农用地，并场及管线选址未在城市及各乡镇总体规划范围内，本项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

本次环评要求建设项目建设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。如后期有变动需重新选址，不得选在城镇规划范围内。

（5）与其他相关规划的符合性分析

本项目涉及的其他相关规划有《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，与其相关内容符合性分析如下。

表 2.3-6 与其他环保政策符合性分析

规划名称及规划内容	符合性分析
1.《全国主体功能区规划》 国家禁止开发区域的功能定位是：我国保护自然文化资源的重要区域，珍稀动植物基因资源保护地。今后新设立的国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、国家森林公园、国家地质公园，自动进入国家禁止开发区域名	本项目所在地不属于限制开发区（重点生态功能区）。根据调查，项目占地不涉及国家级自然保护区、世界文化遗产、国家风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园，因此本项目符合

规划名称及规划内容 录。	符合性分析
2.《全国生态功能区划（修编版）》 以人为本，从长计议，节约资源，保护环境，科学规划。	本项目环评通过提出空间管控、环境准入和减缓对策措施，并且选址选线征求相关区县规划部门同意。此外，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。
3.《全国国土规划纲要（2016—2030年）》 在中西部地区，培育长江中游、成渝等经济基础良好、资源环境承载力强、发展潜力较大的地区成为新的经济增长极。成渝地区，加强长江、嘉陵江、岷江、沱江、涪江等流域水土流失防治，强化水污染治理、水生生物资源恢复和地质灾害防治。完善成渝、环渤海、珠江三角洲、中南、长江三角洲等区域性天然气输送管网，形成连接主产区、消费地和储气点的全国基干管网。支持长江中游地区、成渝地区等重点开发区域加快产业发展与人口集聚，促进经济社会发展，适当提高国土开发强度，稳定建设用地供给。	本项目实施总体对水环境影响很小，水生生物总体无影响，属于天然气开发，开发强度总体不大，永久占地面积小，占区域耕地面积比例很小。与规划总体协调。

2.3.3 土地利用符合性分析

根据现场调查和土地利用规划，本项目占用永久基本农田。

根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）明确：“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……”“（八）处理好涉及永久基本农田的矿业权设置……石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。”

根据四川省国土资源厅《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）明确：通过预审的石油天然气钻井及配套设施用地，根据其特点，可按临时用地审批权限报国土资源管理部门办理临时用地审批手续后使用土

地……经勘探后，确需永久用地部分，由石油天然气生产企业及时向当地县（市）级国土资源管理部门提出用地申请……市、县（区）国土资源局应于每年 5 月底、10 月底对石油天然气钻井及配套设施项目建设用地进行汇总打捆按程序报批。

根据四川省自然资源厅《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）明确：“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，油气开发企业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……”

根据四川省自然资源厅《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4 号），“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。”

综上，本项目属于战略性矿产的地质勘查的重大项目，无法避开基本农田，临时占地不超过两年，转为开采井后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，因此可纳入用地预报范围。本项目建设单位承诺将根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕

105号)、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》(川自然资函〔2019〕197号)和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》(川自然资规〔2019〕4号)文件的要求,在项目开工前依法合规办理建设项目涉及的临时用地相关土地利用手续,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;若项目具有工业产能建站投产,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。

本次评价要求建设单位在施工前应办理好相关土地使用手续,对临时占地表土集中堆放,设置截排水沟、挡土墙,表面覆盖篷布或植草,减少水土流失,后期生态恢复时按照土地利用规划恢复,确保临时占地土地使用功能能恢复到占用前。因此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。

2.3.4 与“三线一单”的符合性分析

(1) 生态保护红线

生态红线划分及管理要求根据环境保护部办公厅、国家发展和改革委员会办公厅文件《关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知》(环办生态〔2017〕48号)管控要求:“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,确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的,由省级政府组织论证,提出调整方案,经环境保护部、国家发展改革委同有关部门提出审核意见后,报国务院批准。”

——功能不降低。生态保护红线内的自然生态系统结构保持相对稳定,退化生态系统功能不断改善,质量不断提升。

——面积不减少。生态保护红线边界保持相对固定,生态保护红线面积只能增加,不能减少。

——性质不改变。严格实施生态保护红线国土空间用途管制,严禁随意改变用地性质。”

根据《四川省生态保护红线方案》(川府发〔2018〕24号),四川省生态保护红线总面积14.8万km²,占全省幅员面积的30.45%。空间分布格局为“四轴九核”,分为5大类13个区块,主要分布在川西高原山地、盆周山的水源涵养、生物多样性维护、水土保持生态功能富集区和金沙江下游水土流失敏感区、川东南石漠化敏感区。“四轴”指大

巴山、金沙江下游干河热谷、川东南山地以及盆中丘陵区，呈带状分布；“九核”指若尔盖湿地（黄河源）、雅砻江源、大渡河源以及大雪山、沙鲁里山、岷山、邛崃山、凉山一相岭、锦屏山，以水系、山系为骨架集中成片分布。13个区块分为2个属于水源涵养功能、3个属于生物多样性保护功能、1个属于土壤保持功能、7个属于双重功能。

本项目不涉及《四川省生态保护红线方案》（川府发〔2018〕24号）划定的生态红线区域，项目建设符合四川省生态保护红线实施意见的相关要求。

图 2.3-1 项目与广元市生态红线位置关系图

（2）环境质量底线

本项目所在区域的苍溪县区域环境空气质量均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，属环境空气质量达标区。本项目施工期采取抑尘措施，营运期水套炉燃料为洁净天然气，可有效减少本项目PM_{2.5}对区域环境的影响。

项目所在地地表水满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ水域水质标准。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；空气钻井阶段产生的喷淋除尘废水在集污罐内简易沉淀去除后，上清液回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，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；钻井废水经泥浆不落地工艺处理后，约90%可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后进行回注；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，不外排；压裂返排液可回用的回用于同区域其他井压裂作业，不外排，不可回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后进行回注；试压废水经简易的沉淀池沉淀处理达到《污水综合排放标准》三级标准后，拉运至附近当地生活污水处理厂处理达标后外排。本项目营运期气田水和设备检修废水经污水管道输送或罐车拉运至大坪污水处理站预处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。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。本项目废水对地表水影响较小。

本项目所在地区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）标准。本项目施

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，不会对当地声环境产生较大影响。

本项目所在地区地下水满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的Ⅲ类标准；土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018) 筛选值及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018) 中二类用地筛选值要求，环境可接受。

综上，本项目的建设未突破区域的环境质量底线。

（3）资源利用上线

资源利用上限是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。根据建设方案，本项目所在区域水资源能支撑项目实施，本项目产生废水优先回用不外排，尽量减少新鲜水用量；本项目总占地面积 18.51hm²，以临时占地为主，施工期间将有部分灌木林地及耕地斑块转换为施工裸露斑块，土地利用结构将产生一定变化，这种变化随着临时占地的恢复将逐渐恢复，最终对区域土地利用格局影响较小。对井场及配套设施布局进行优化，尽量减少永久占地面积，满足工程集约占地的要求。

（4）环境准入负面清单

环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。

本工程为天然气开发和输气管道工程。根据《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单（第一批）（试行）》《四川省重点生态功能区产业准入负面清单（第二批）（试行）》，本项目不涉及《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单（第一批）（试行）》42 个市县、《四川省重点生态功能区产业准入负面清单（第二批）（试行）》15 个县。因此，不属于区域环境准入负面清单行业内容。

本项目根据“国家发展改革委 商务部关于印发《市场准入负面清单（2019 年版）》的通知”（发改体改〔2019〕1685 号），本项目不属于禁止准入类，符合该文件相关要求。

（4）空间符合性分析

川府发〔2020〕9 号文中生态环境分区管控及其要求：将全省行政区域从生态环境保护角度划分为优先保护、重点管控和一般管控三类环境管控单元。

根据四川省生态环境厅办公室《关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知》（川环办函〔2021〕469 号），川府发〔2020〕9 号文中生态环境分区管控及其要求分析

本项目“三线一单”符合性。

根据《广元市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单要求实施生态环境分区管控的通知》(广府发〔2021〕4号),本项目位于广元市苍溪县境内,属五大经济区中的“川东北经济区”,不属于产业园区内,管控单元类型为“苍溪县一般管控单元”,经四川政务网查询的“三线一单”符合性分析查询,本项目涉及的环境管控单元结果如下表、下图所示:

表 2.3-6 项目涉及管控单元一览表

序号	管控单元编码	管控单元名称	准入清单类型	管控类型
1	ZH5108243001	苍溪县一般管控单元	环境综合	环境综合管控单元一般管控单元
2	YS5108242220002	清泉乡-苍溪县-城镇污染重点管控单元	水环境分区	水环境城镇生活污染重点管控区
3	YS5108243310001	苍溪县大气环境一般管控区	大气环境分区	大气环境一般管控区

图 2.3-2 项目与环境综合管控单元位置关系图(总体)

元坝 13 井场位于广元市苍溪县环境综合管控单元一般管控单元(管控单元名称:苍溪县一般管控单元,管控单元编号: ZH51082430001)

图 2.3-3 元坝 13 井场与环境综合管控单元位置关系图

元坝 206H 井场位于广元市苍溪县环境综合管控单元一般管控单元(管控单元名称:苍溪县一般管控单元,管控单元编号: ZH51082430001)

项目与管控单元相对位置如下图所示:(图中▼表示项目位置)

图 2.3-4 元坝 206H 与环境综合管控单元位置关系图

(5) 管控要求符合性分析

根据《广元市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单要求实施生态环境分区管控的通知》(广府发〔2021〕4号)广元市及苍

溪县生态环境准入总体要求如下表：

表 2.3-6 与苍溪县生态环境准入总体要求符合性分析

县区	发展目标与主要产业	总体准入要求	本项目情况	符合性分析
苍溪县	<p>发展目标：建成嘉陵江上游山水田园城市、秦巴山区绿色产业强县，实施创建全国优质农产品示范区、全省乡村振兴示范区、生态康养旅游示范区、阆苍南一体化协同发展示范区。</p> <p>主要产业：重点发展天然气综合利用、食品医药、机电制造三大特色产业，加速构建以高端化、集群化、绿色化为特征的现代工业产业体系，加快建设川东北清洁能源开发基地、西部绿色农产品加工基地、川东北轻工制造基地。</p>	<p>苍溪县是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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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，加快推进《广元市城镇污水处理设施建设三年推进实施方案（2021-2023年）》</p>	<p>本项目属于Q5720-管道运输业-陆地运输行业，是苍溪县重点发展的产业。</p> <p>主要环境影响表现在施工期，针对施工扬尘、施工废水、施工噪音、弃土弃渣等环境影响，工程在施工期采取相应的措施，如施工废水回用，施工现场洒水降尘、施工机械远离居民点等减缓对环境的影响，施工期环境影响较短时间较短，随施工期结束而消失；工程营运期沿途不设泵站，基本无噪声影响，陵江清管站生活污水经处理后用于绿化，不外排，元坝首站生活污水依托原有处理设施处理不外排，营运期环境问题较小。总的来说工程建设符合苍溪县的总体准入要求。项目产生的环境影响在采取相应措施可以得到控制，对环境影响较小。</p>	符合

表 2.3-3 与《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》符合性分析

序号	《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》内容	本项目情况	符合性
第八条	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动。	本项目选址选线避开了自然保护区	符合
第十一条	在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内.....禁止铺设输送污水、油类、有毒有害物品的管道。	本项目管道工程均对饮用水水源保护区进行了绕避	符合
第十五条	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内.....采矿.....以及其他破坏湿地及其生态功能的活动。	本项目选址选线避开了湿地公园	符合
第十六条	禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区内投资建设除保障防洪安全、河势稳定、供水安全以及保护生态环境、已建重要枢纽工程以外的项目。	本项目选址选线均未涉及《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区	符合

序号	《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》内容	本项目情况	符合性
第十九条	禁止在生态保护红线范围内投资建设除国家重大战略资源勘查项目、生态保护修复和环境治理项目、重大基础设施项目、军事国防项目以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目以外的项目。	本项目选址选线均不涉及生态红线	符合
第二十条	禁止占用永久基本农田，国家重大战略资源勘查、生态保护修复和环境治理、重大基础设施、军事国防以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目（包括深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目），选址确实难以避让永久基本农田的，按程序严格论证后依法依规报批。	本项目属于国家战略性矿产的开发项目，是必要的民生项目，部分选址确实难以避让，建设单位将按程序依法取得土地利用手续后才开工建设	符合

综上，本项目不属于区域环境准入负面清单行业内容，不属于《市场准入负面清单（2018年版）》禁止准入类，并符合《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中相关要求。

（9）与《四川省主体功能区划》符合性分析

根据《四川省主体功能区划》，苍溪县属于国家层面限制开发区域（农产品主产区）。

根据《四川省主体功能区划》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’。”

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，符合开发区域的相关要求。

图 2.3-5 四川省主体功能区划分图

因此，本项目建设符合《四川省主体功能区划》的要求。

综上，本项目建设符合“三线一单”的要求。

2.4 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.4.1 环境影响因素识别

1、施工期环境影响

(1) 施工期生态影响

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

(2) 施工期污染影响

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、放空系统放空等。

(3) 事故状态

事故状态的环境影响包括井喷，积液池、集污罐、废渣收集罐等池（罐）体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。

2、运行期环境影响

(1) 正常工况

正常运行状况下，运营期主要废气污染源为采气站场内水套炉燃烧废气和长明火炬燃烧废气；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；主要噪声为采气站场设备噪声；主要固废为清管废渣、废油和生活垃圾。

(2) 非正常工况

非正常工况时，系统超压、采气站场内设备检修时经长明火炬燃烧后排放的废气、噪声对大气环境和声环境的影响；采气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土壤、动植物、人群等造成破坏。

(3) 退役期环境影响

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、清理采气站场后，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采气站场设施时产生的扬尘以及作业机械产生的尾气。

表 2.4.1 建设项目环境影响因素识别一览表

工程活动	生态环境因素			自然环境因素				其他		
	生境面积	植被覆盖度	生物量	大气环境	地表水	地下水	声环境	固体废物	环境风险	
施工期	钻前工程	-2S	-2S	-2S	-1S	/	/	-2S	-2S	/
	钻井工程	-2S	-2S	-2S	-1S	/	/	-2S	-2S	-2S
	集输工程	-2S	-2S	-2S	-1S	/	/	-1S	-1S	/
	站场建设	-2S	-2S	-2S	-1S	/	/	-1S	-1S	/
营运期	采气工程	-1L	-1L	-1L	-2L	/	/	-1L	-1L	-1L
退役期	设备拆除	/	/	/	-1S	/	/	-2S	-2S	/
	站场清理	/	/	/	-1S	/	/	-1S	-1S	/
	地表恢复	+2L	+2L	+2L	/	/	/	/	/	/

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响；“/”表示不涉及或无影响。

2.4.2 评价因子筛选

根据环境影响因素识别结果，各环境要素的评价因子见下表。

表 2.4.1 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、H ₂ S
	地表水	pH值、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、氯化物、硫化物、挥发酚、石油类、硫酸盐、SS
	地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氟、挥发性酚类、氰化物、耗氧量、铅、镉、铁、锰、钾、钠、钙、镁、汞、砷、石油类、铬（六价）、硫酸盐、氯化物、碳酸根、重碳酸根、总大肠菌群、菌落总数、阴离子表面活性剂、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）芘、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）芘、茚并（1,2,2-cd）芘、萘。④特征因子： pH 、石油烃、硫化物、硫酸盐、氯化物 (2)农用地： pH 、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、硫化物、硫酸盐、氯化物
	声环境	等效声级
	固体废物	/
	生态	对生境面积、植被覆盖度、生物量的影响
环境影响评价分析及预测因子	环境空气	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x
	地表水	/（进行污水处理设施依托可行性分析）
	地下水	COD _{cr} 、石油类、氯化物、硫化物
	土壤	/（采用定性描述分析）
	声环境	等效声级
	固体废物	临时土石方、钻井固废、废油、废包装材料、生活垃圾、清管废渣、建筑垃圾
	生态	对生境面积、植被覆盖度、生物量的影响
	环境风险	大气风险预测因子：H ₂ S、SO ₂ 涉水风险预测因子：COD _{cr} 、氯化物、硫化物

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 大气环境功能区划

根据《广元市环境空气质量功能区划类规定》，环境空气功能区划见下：

一类区范围：唐家河国家级自然保护区、米仓山国家级自然保护区、白龙湖国家级风景名胜区、四川翠云廊古柏自然保护区、四川东阳沟自然保护区、四川水磨沟省级自然保护、四川毛寨自然保护区、四川九龙山自然保护区，执行环境空气质量一级标准。

二类区范围：除一类区以外的区域为二类，执行环境空气质量二级标准。

评价范围内四川九龙山自然保护区为一类区，执行环境空气质量一级标准。其余区域为二类区，执行环境空气质量二级标准。

2.5.1.2 水环境功能区划

地表水：

根据《广元市地表水水域环境功能划类管理规定》，地表水功能区划见下：

集中式生活饮用水地表水源地一级保护区、珍稀水生物栖息地、鱼虾类产卵场、仔稚幼鱼的索饵场，执行地表水Ⅱ类水域水质标准；嘉陵江、东河及一级支流执行地表水Ⅲ类水域水质标准，其中涉及到集中式生活饮用水地表水源地一级保护区的范围执行地表水Ⅱ类水域水质标准；辖区内水库水域执行地表水Ⅲ类水域水质标准，具有饮用水源功能的水库在一级保护区内执行地表水Ⅱ类水域水质标准。

项目穿越东河，不涉及集中式生活饮用水地，东河执行地表水Ⅲ类水域标准。

地下水：评价区域地下水主要作为生活饮用水水源及工、农业用水。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水的分类要求，区域地下水执行Ⅲ类标准。

2.5.1.3 声环境功能区划

区域属于农村地区，主要为散居农户，为一般居住环境，属《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境2类区。

2.5.1.4 生态功能区划

(1) 全国生态功能区划（修编版）

根据《全国生态功能区划（修编版）》，本项目涉及四川盆地农产品提供功能区、川东丘陵林产品提供功能区。

表 2.5-1 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	生态保护的主要方向
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，合理组织农业生产与农村经济活动。(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。

(2) 四川省生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目涉及的生态功能区见下。

表 2.5-2 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	生态保护与发展方向
I 四川盆地亚热带湿润气候生态区	I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区	I-2-3 嘉陵江中下游农业—土壤保持生态功能区	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

生态区	生态亚区	生态功能区	生态保护与发展方向
			村面源污染和水环境污染，保障饮水安全。

图 2.5-1 全国生态功能区划图

图 2.5-2 四川省生态功能区划图

2.5.2 评价标准

2.5.2.1 环境质量标准

1、环境空气

评价范围内四川九龙山自然保护区执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一级标准，其余区域执行二级标准。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，H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境 (HJ 2.2-2018)》附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值，详见下表。

表 2.5-3 环境空气质量标准

污染物	平均时间	浓度限值		选用标准
		一级标准	二级标准	
SO ₂	年平均	20μg/m ³	60μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)
	24 小时平均	50μg/m ³	150μg/m ³	
	1 小时平均	150μg/m ³	500μg/m ³	
NO ₂	年平均	40μg/m ³	40μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)
	24 小时平均	80μg/m ³	80μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	200μg/m ³	
NO _x	年平均	50μg/m ³	50μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)
	24 小时平均	100μg/m ³	100μg/m ³	
	1 小时平均	250μg/m ³	250μg/m ³	
CO	24 小时平均	4mg/m ³	4mg/m ³	
	1 小时平均	10mg/m ³	10mg/m ³	
O ₃	日最大 8 小时平均	100μg/m ³	160μg/m ³	
	1 小时平均	160μg/m ³	200μg/m ³	

污染物	平均时间	浓度限值		选用标准
		一级标准	二级标准	
PM ₁₀	年平均	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	
	24小时平均	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	
PM _{2.5}	年平均	15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	
	24小时平均	35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	75 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	
非甲烷总烃	1小时平均	2.0mg/m ³		《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 详解
H ₂ S	1小时平均	10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$		《环境影响评价技术导则 大气环境 (HJ 2.2-2018)》附录 D

2、地表水环境

东河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，详见下表。

表 2.5-4 地表水环境质量标准 (单位: mg/L pH 无量纲)

序号	污染物	评价标准值	备注
1	pH	6~9	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准
2	COD _{cr}	≤20	
3	BOD ₅	≤4	
4	氨氮	≤1.0	
5	石油类	≤0.05	
6	硫化物	≤0.2	
7	氯化物	≤250	
8	挥发酚	≤0.005	

3、地下水环境

地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表1中III类标准，详见下表。

表 2.5-5 地下水质量标准限值 (单位: mg/L pH 无量纲)

序号	指标	标准值	序号	指标	标准值
1	pH	6.5-8.5	14	溶解性总固体	≤1000
2	氨氮	≤0.5	15	耗氧量	≤3.0
3	硝酸盐	≤20	16	氯化物	≤250
4	亚硝酸盐	≤1.0	17	总大肠杆菌	≤3
5	挥发性酚	≤0.002	18	细菌总数	≤100
6	氰化物	≤0.05	19	石油类	≤0.05

7	砷	≤ 0.01	20	铬(六价)	≤ 0.05
8	汞	≤ 0.001	21	硫酸盐	≤ 250
9	总硬度	≤ 450	22	钠	≤ 200
11	铅	≤ 0.01	23	硫化物	≤ 0.02
12	氟化物	≤ 1.0	24	铁	≤ 0.3
13	镉	≤ 0.005	25	锰	≤ 0.1

4、声环境

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准, 详见下表。

表 2.5-6 《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

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地风险筛选值; 占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 风险筛选值。

表 2.5-7 建设用地土壤污染风险筛选值标准 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地	序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
1	砷	7440-38-2	60	24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
2	镉	7440-43-9	65	25	氯乙烯	75-01-4	0.43
3	铬(六价)	18540-29-9	5.7	26	苯	71-43-2	4
4	铜	7440-50-8	18000	27	氯苯	108-90-7	270
5	铅	7439-92-1	800	28	1,2-二氯苯	95-50-1	560
6	汞	7439-97-6	38	29	1,4-二氯苯	106-46-7	20
7	镍	7440-02-0	900	30	乙苯	100-41-4	28
8	四氯化碳	56-23-5	2.8	31	苯乙烯	100-42-5	1290
9	氯仿	67-66-3	0.9	32	甲苯	108-88-3	1200
10	氯甲烷	74-87-3	37	33	间二甲苯+对二	108-38-3,106-42-3	570

					甲苯		
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	9	34	邻二甲苯	95-47-6	640
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5	35	硝基苯	98-95-3	76
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66	36	苯胺	62-53-3	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596	37	2-氯酚	95-57-8	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54	38	苯并(a)蒽	56-55-3	15
16	二氯甲烷	75-09-2	616	39	苯并(a)芘	50-32-8	1.5
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5	40	苯并(b)荧蒽	205-99-2	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10	41	苯并(k)荧蒽	207-08-9	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8	42	䓛	218-01-9	1293
20	四氯乙烯	127-18-4	53	43	二苯并(a,h)蒽	53-70-3	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840	44	茚并(1,2,3-cd)芘	193-39-5	15
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8	45	萘	91-20-3	70
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8	46	石油烃	-	4500

表 2.5-8 农用地土壤污染风险筛选值 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	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
		其他	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6
		其他	1.3	1.8	2.4
3	砷	水田	30	30	25
		其他	40	40	30
4	铅	水田	80	100	140
		其他	70	90	120
5	铬	水田	250	250	300
		其他	150	150	200
6	铜	果园	150	150	200
		其他	50	50	100

序号	污染物项目	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

2.5.2.2 污染物排放标准

1、废气

施工扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB512682-2020) 中广元市的排放限值；备用柴油发电机尾气中 SO₂、NO_x 及烟尘执行《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。

运营期水套炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)；长明火炬燃烧废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中的排放浓度限值；无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)；井场内无组织非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 表 A.1 特别排放限值。详见下表。

表 2.5-9 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)	排气筒高度 (m)	最高允许排放速率 (kg/h)	无组织排放监控浓度限值		标准来源	
					监控点	浓度 (mg/m ³)		
施工期	柴油发电机尾气	NO _x	240	/	/	界外浓度最高点	0.12	GB16297-1996
		SO ₂	550	/	/		0.4	
		颗粒物	120	/	/		1.0	
	施工扬尘	总悬浮颗粒物 (TSP)	/	/	/	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	0.6	DB512682-2020
			/	/	/		0.25	
	运营期	水套炉废气	NO _x	200	/	/	/	GB13271-2014
		SO ₂	50	/	/	/	/	
		颗粒物	20	/	/	/	/	
	火炬燃烧废气	NO _x	240	40	7.5	界外浓度最高点	0.12	GB16297-1996
		SO ₂	550		25		0.4	
		颗粒物	120		39		1.0	

时段	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m³)	排气筒高度(m)	最高允许排放速率 (kg/h)	无组织排放监控浓度限值		标准来源
					监控点	浓度 (mg/m³)	
	非甲烷总烃	/	/	/	厂界	4.0	GB39728—2020
		/	/	/	厂内	6.0	GB37822-2019

说明：根据 2017.1.12 环保部《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”；本项目长明火炬高度为 40m。

2、废水

生活污水和试压废水经当地生活污水厂处理达《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标后外排；回注水满足采气二厂回注井水质控制指标要求后回注；气田水经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理达到《炼化企业节水减排考核指标与回用水质控制指标》(Q/SH0104-2007) 后回用于元坝净化厂。

表 2.5-10 采气二厂回注井水质控制指标

项目	pH	悬浮物	硫化物	石油类	粒径中值
控制指标	6~9	15 mg/L	6.0 mg/L	30 mg/L	3.0 mg/L

表 2.5-11 回用水质控制指标

序号	项目	单位	水质指标	序号	项目	单位	水质指标
1	COD	mg/L	≤50	6	硫化物	mg/L	≤0.1
2	BOD ₅	mg/L	≤10	7	油含量	mg/L	≤2.0
3	氨氮	mg/L	≤10	8	挥发酚	mg/L	≤0.5
4	悬浮物	mg/L	≤30	9	氯离子	mg/L	≤200
5	浊度	NTU	≤10				

3、噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，运营期采气站场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准，详见下表。

表 2.5-12 噪声污染物排放标准

时段	标准名称及级(类)别	标准值(单位: dB(A))		
		单位	数值	
施工期	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	场界	昼间	70
			夜间	55
运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》	厂界	昼间	60

	(GB12348-2008) 2类标准		夜间	50
--	---------------------	--	----	----

4、固体废物

一般工业固体废物贮存、处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)标准相关规定；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及2013年修改单有关规定。评价工作等级和评价范围

2.5.3 大气环境

2.5.3.1 评价工作等级

根据工程分析结果，本项目运营期主要大气污染物为SO₂、颗粒物(PM₁₀)、NO_x，按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)规定，选择污染源正常排放的主要污染物及排放参数，运营期正常情况下主要废气为水套炉废气和长明火炬废气，采用附录A推荐模型中估算模型分别计算本项目污染源的最大落地浓度占标率，然后按评价工作分级判据本项目评价工作等级。

本项目所产生的污染物最大占标率均小于10%，所有筛选点的占标率均低于10%。根据评价等级判断标准，计算结果的评价等级为二级。详细计算过程见大气环境影响分析。

2.5.3.2 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井场为中心，边长为5km的矩形区域。

2.5.4 地表水环境

2.5.4.1 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，本项目为水污染影响型建设项目，水污染影响型建设项目评价等级判定依据见下表。

表 2.5-1 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q (m ³ /d)；水污染物当量数 W (无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$

三级 B	间接排放	—
注：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。		

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；管道试压废水经沉淀池沉淀处理后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排；空气钻井阶段产生的喷淋除尘废水在集污罐内简易沉淀去除后，上清液回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，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；钻井废水经泥浆不落地工艺处理后，可回用的用于区域内配置钻井液，剩余不能回用经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注，现场不外排；洗井废水经泥浆不落地工艺处理后，用于区域内配置钻井液，不外排；可回用的压裂返排液回用于同区域其他井压裂作业，不可回用的压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注，现场不外排。

本项目运营期气田水、设备检修废水经污水管道输送至大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。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。

综上所述，本项目废水间接排放，评价等级为三级 B。

2.5.4.2 评价范围

由于本项目生产运营期无污废水直接外排至当地地表水环境，故本次地表水评价范围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。

2.5.5 地下水环境

2.5.5.1 评价工作等级

(1) 项目类型

根据工程分析，本项目施工期对地下水环境影响最大的是钻井过程产生的钻井废水、洗井废水、压裂返排液。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、页岩气开采项目，编制报告书类别为 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 类建设项目建设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 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

分级	地下水环境敏感特征	本工程
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它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区	本项目不位于地下水相关保护区范围内,不位于地下水水源地准保护区范围内,项目周边有居民分散式地下水水源,故本项目地下水环境敏感程度确定为“敏感”
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	上述地区之外的其它地区。	

注:环境敏感区是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

(3) 评价工作等级确定

结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中建设项目评价工作等级划分表的要求,本项目地下水环境影响评价为二级评价,地下水评价等级划分情况见下表。

表 2.5-3 地下水分级判定指标表

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

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标,以能说明地下水环境的现状,反映调查评价区地下水基本流场特征,满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

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。本次评价井场、站场采用公式计算法确定评价范围。

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

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 ；根据 1:20 万区域水文地质普查报告梓潼幅和仪陇幅，渗透系数取最大值 $0.09m/d$ 。

I —水力坡度，无量纲；结合项目区地下水水位水力坡度，取 0.15。

T —质点迁移天数，取值不小于 $5000d$ ；取 $5000d$ 。

n_e —有效孔隙度，无量纲。考虑含水层岩性特征，综合考虑有效孔隙度取 0.05。

根据计算， $5000d$ 下游迁移距离为 $2700m$ ，各站场评价范围为上游 $300m$ ，下游 $2700m$ ，两侧 $1350m$ 形成的矩形区域，单个站场评价范围为 $8.1km^2$ 。

线性工程根据导则要求，以工程边界两侧向外延伸 $200m$ 作为评价范围。

2.5.6 声环境

2.5.6.1 评价工作等级

根据天然气开采、集输运行环境影响特性，集输管道无噪声影响，主要噪声源位于各采气站场内，本项目涉及的各采气站场均位于 2 类声环境功能区，周边 $200m$ 范围内仅有少量分散居民分布，根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021) 中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级。判断等级详见下表。

表 2.5-4 声环境评价等级

划分依据	项目基本情况	判别	评价等级
区域声环境功能区类别	农村地区	2类地区	二级
本项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级变化程度	评价范围内敏感目标噪声级变化程度小 $<3dB(A)$	变化幅度 $<3dB(A)$	
受影响人口的数量受受影响人口的数量	评价范围内仅分布少量分散居民	受噪声影响人口数量少	

2.5.6.2 评价范围

项目施工期声环境评价范围按照导则要求确定为各井场井口周边 $300m$ 范围，集输管道两侧各 $200m$ 范围；运营期声环境评价范围为各采气站场厂界外 $200m$ 范围。

2.5.7 土壤环境

2.5.7.1 评价工作等级

1、土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ 964-2018) 附录 A，本项目天

然气开采（井场建设）属于“采矿业”中“天然气开采”，为Ⅱ类项目。

2、土壤环境影响类型与影响途径识别

根据附录B分析，建设项目土壤环境影响识别如下：

表 2.5-5 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	√	√	√	-	-	-	-	√
运营期	-	√	√	-	-	-	-	-
服务期满后	-	-	-	-	-	-	-	-

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计

根据上表可知，本项目建设期同时涉及土壤环境生态影响型与污染影响型，运营期涉及土壤环境污染影响型。

3、施工期土壤评价等级

（1）生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A 本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，项目类别为Ⅱ类。本项目所在地区苍溪县多年平均降水量1046.7mm，累年平均蒸发量1318.6mm，干燥度为1.26<1.8。项目所在地为丘陵地区，根据监测，项目所在地地下水位埋深为0.11~4.43m，土壤pH监测值为6.25~7.84，均无酸化或碱化，土壤含盐量为1.0~1.2g/kg。因此，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表1判定为不敏感，表2判定本项目各井场、站场和管线生态影响型评价工作等级为三级。

（2）污染影响型

表 2.5-6 施工期污染影响型评价工作等级划分表

评价等级 敏感程度	占地规模	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，总占地面积为18.51hm ² ，占地规模属于中型，土壤敏感程度为“敏感”，各拟建井场、站场及管线永久占地均小于5hm ² ，占地规模属于小型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，本项目施工期各拟建井场、站场土壤环境影响型评价等级及为二级。

4、运营期土壤评价等级

表 2.5-7 运营期污染影响型评价工作等级划分表

评价等级 敏感程度	占地规模	II类			本项目评价等级
		大	中	小	
敏感	二级	二级	二级(√)	三级	本项目属II类项目，永久占地面积为6.33hm ² ，占地规模属于中型，土壤敏感程度为“敏感”，各拟建站场及管线永久占地均小于5hm ² ，占地规模属于小型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，本项目运营期各拟建站场、管线土壤环境影响型评价等级及为二级。

2.5.7.2 评价范围

1、施工期评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表3判定，生态影响型三级评价范围为占地范围内及占地范围外1km，污染影响型二级评价范围为占地范围内及占地范围外0.2km，因此，本项目施工期井场、放喷池、表土堆场、积液池、沉砂坑、生活区、进场道路及管道占地边界外扩1km为调查范围。

2、运营期评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表3判定，污染影响型二级评价范围为占地范围内及占地范围外0.2km，因此，本项目运营期采气站场及放空区占地边界外扩0.2km，污水管道两侧0.2km为评价范围。

2.5.8 环境风险

2.5.8.1 评价工作等级

本项目各风险单元Q值最大值为94.72（10≤Q<100），大气、地下水和地表水风险潜势均为III。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级。

表 2.5-8 风险评价工作级别划分

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二(√)	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。见附录A。				

根据上表可知，本项目环境风险评价等级为二级。

2.5.8.2 评价范围

(1) 大气环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》要求，二级评价距建设项目边界一般不低于 5km ，当大气毒性终点浓度预测到达距离超出评价范围时，应根据预测到达距离进一步调整评价范围，项目在发生井喷 15min 内点燃后， SO_2 在最不利气象条件下毒性终点浓度 2 （ $2\text{mg}/\text{m}^3$ ）到达的最远距离为 6.22km 。管线周边 1.04km 纳入评价范围。

本项目大气环境风险评价范围以井场周围 6.22km 的区域作为评价范围。地下水环境风险评价范围与地下水环境影响评价范围一致。

2.5.9 生态环境

2.5.9.1 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，按以下原则确定评价等级：

表 2.5-9 生态环境影响评价确定原则

序号	确定原则	判定依据
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	元坝 13 厂界距离九龙山自然保护区 280m
2	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
3	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	元坝 13 厂界距离九龙山自然保护区 280m ，九龙山自然保护区属生态红线
4	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及水文要素影响
5	根据 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	项目不开采地下水，不会造成地下水水位影响；根据土壤环境影响预测结果，项目土壤影响范围为距离井口 100m 范围，此范围内分布有天然林、公益林。
6	当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	工程总占地面积小于 20km^2
7	除本条 1、2、3、4、5、6 以外的情况，评价等级为三级	项目涉及自然保护区、天然林、公益林、生态红线陆生生态敏感区，不涉及水生生态。
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	陆生生态一级评价

根据上表评价等级确定原则，本项目不涉及水生生态，生态环境影响评价等级为陆生生态一级评价。

2.5.9.2 评价范围

本项目生态评价范围为各井场（站场）场界和管线及道路两侧外扩 1km 范围，调查重点为天然气井和管道建设等占地区域。

2.6 项目外环境关系及选址合理性

2.6.1 敏感区分析

项目建设 5 座采气站场，新建 5 条管道，总长 32.24km，除元坝 206H 采气站属新建站场外，其余采气站均在原钻井井场内建设。

结合项目周围敏感区分区情况，项目占用永久基本农田、天然林、国家公益林，属广元市市级水土流失重点治理区。

项目周边分布有九龙山自然保护区（距元坝 13 厂界 280m）、唤马镇哑马沟河流型饮用水水源地（距元坝 13~元坝 101-1 管线 160m）、元坝镇东河河流型饮用水水源地（距元坝 701 厂界 425m）、元坝镇石门社区文家角水库饮用水源地（距元坝 702 厂界 340m）、大洋沟水库集中式饮用水源地（距元坝 206H 厂界 470m）、苟奉先墓县级文物保护单位（距元坝 13~元坝 101-1 管线 200m）、插江国家级水产种质资源保护区（距元坝 701 厂界 705m）7 处敏感区。

本项目拟建的井场、集输管道、配套道路工程，均对环境敏感区采取绕避措施，确保本次产能建设所涉及的各单项工程不涉及自然保护区、风景名胜区、地质公园、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。本项目符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)。

2.6.2 井场、站场

井场均位于农村地区，周边主要为耕地、林地及零星散居农户。区域耕地作物以油菜、小麦、水稻、玉米为主，林地以柏木、马尾松为主。周边 500m 范围内无自然水系，周边居民饮用水源为红层裂隙浅层地下水。各井场 500m 范围内外环境关系图见。

项目选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013) 第 3.3.2 条规定。

图 2.6-1 项目周边地表水系分布图项目各井口 100m 范围内无人分布。500m 范围内元坝 15 井场分散居民最多。项目井场 500m 范围内分散居民统计表见下表。

表 2.6-2 井场周围 500m 范围内外环境关系表

序号	井场	距井口居民数量			最近距离			
		100m范围内	100~300m	300~500m	距井口最近居民	距放喷池最近居民	距火炬最近居民	距井口下游最近饮用水井
1	元坝 13	0	8户 13人	0	东南侧 296m	/	东北侧 140m	东南侧 296m
2	元坝 701	0	12户 31人	27户 85人	西南侧 146m	/	东侧 135m	东南侧 142m
3	元坝 702	0	9户 24人	23户 71人	西北侧 135m	/	东侧 107m	东南侧 193m
4	元坝 206H	0	5户 8人	17户 56人	南侧 200m	96m	西侧 200m	东南侧 420m
5	元坝 15	0	15户 49人	37户 127	西侧 110m	52m	东南侧 105m	西南侧 247m

表 2.6-3 元坝 13 井口周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数
/	0~100	/	/	0	0
①		东北	123~188	3	7
②		南	255~282	2	4
③		西南	202	1	2
④		西南	140	1	2
⑤		西北	120	1	3
/	300~500	/	/	0	0
总计				8	13

表 2.6-4 元坝 701 井口周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数
/	0~100	/	/	0	0
①		东北	195	1	3
②		东	176	1	3
③		东南	228~300	3	7
④		西南	146~284	2	5
⑤		西北	196~222	3	8
⑥		西北	188~300	2	5
⑦	300~500	北	350~458	3	10

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数
⑧		东北	442	1	2
⑨		东南	349-420	4	11
⑩		南	320-500	10	34
⑪		西	340-490	7	23
⑫		西北	340-500	2	5
总计				39	116

表 2.6-5 元坝 702 井口周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数
/	0~100	/	/	0	0
①	100~300	东	158-263	4	10
②		南	158-277	4	12
③		西北	135	1	2
④		西北	402	1	3
⑤	300~500	西南	344-500	4	13
⑥		南	300-490	8	21
⑦		西	300-480	10	34
总计				32	95

表 2.6-6 元坝 206H 井组周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数
/	0~100	/	/	0	0
①	100~300	南	200-280	3	8
②		西南	300	1	3
③		西	280	1	2
④		北	330-480	4	13
⑤	300~500	西南	450-480	3	11
⑥		南	400	1	3
⑦		西	300-500	9	29
总计				22	69

表 2.6-7 元坝 15 井组周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数

编号	范围 (m)	相对井口方位	与井口距离 (m)	户数	人数
/	0~100	/	/	0	0
①	100~300	东	200-300	8	28
②		西南	260-290	2	7
③		西	110-200	1	2
④		西北	195-280	4	12
⑤	300~500	西南	300-480	13	43
⑥		南	420-500	3	11
⑦		西	330-500	21	73
总计				52	176

2.6.3 集输管线

项目 5 条管线均位于农村地区，周边主要为耕地、林地及零星散居农户。区域耕地作物以油菜、小麦、水稻、玉米为主，林地以柏木、马尾松为主。元坝 13 采气站～元坝 101-1 管线定向钻穿越东河。

表 2.6-8 管线周边 200m 范围内分散居民统计表

序号	管线名称	分散居民(户)	人口数量(人)
1	元坝 13 采气站～元坝 101-1 管线	137	475
2	元坝 701 采气站～元坝 702 采气站	28	105
3	元坝 702 采气站～元坝 206H 井场管线	18	65
4	元坝 206H 井场～元坝 205-1 管线	9	34
5	元坝 15～元坝 205-3 管线	5	17

2.7 环境保护目标

(1) 环境空气保护目标

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井场为中心、边长为 5km 的矩形区域内需要特殊保护的区域、居住区、文化区（文物保护单位等）、农村地区中人群较集中的区域等，本项目环境空气保护目标见下表。

本项目各单项工程所在区环境空气质量适用《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级浓度限值。确保环境空气质量不因工程建设而降低。

表 2.7-1 大气环境保护目标情况一览表

类别	分区	大气环境保护目标名称	坐标 (UTM 坐标系)、距离及方位					人口数
			X (m)	Y (m)	距最近站场名称	距最近站场中心距离 (m)	相对最近站场的方位角	
一类区	自然保护区	九龙山自然保护区	/	/	元坝 13	280	285°	
二类区	学校	元坝镇张王中心小学	601978	3525816	元坝 13~元坝 101 管线	382	252°	/
		元坝镇石门小学校	596719	3527805	元坝 701	1037	49°	/
		伏公中心小学	592388	3523350	元坝 15	1592	5°	/
		白鹤小学	590324	3527535	元坝 702	2472	315°	/
	医院	元坝中心卫生院张王分院	602080	3525579	元坝 13~元坝 101 管线	345	252°	
		石门乡卫生院	596635	3527883	元坝 701	1042	40°	
		白鹤乡卫生院	590936	3526142	元坝 702	1172	289°	
		白鹤乡伏公卫生院	592388	3523349	元坝 15	1590	5°	
居民区	居民区	元坝镇张王社区	602221	3525380	元坝 13~元坝 101 管线	272	250°	
		白鹤乡金谷村	593056	3525001	元坝 702	1265	126°	
		白鹤乡古泉村	590937	3526917	元坝 702	1602	316°	
		白鹤乡伏公社区	592367	3523377	元坝 15	1617	4°	
		白鹤乡白鹤社区	591615	3527414	元坝 702	1710	345°	
		白鹤乡柳池村	594501	3528313	元坝 701	1898	309°	
		白鹤乡龙凤村	592913	3519649	元坝 15	2222	162°	

	元坝镇中梁村	596250	3529314	元坝 701	2240	7°	
	元坝镇七星村	597980	3528055	元坝 701	2241	64°	
	龙山镇龙宝村	594299	3520636	元坝 15	2351	118°	

(2) 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井场周边 500m 范围内水体、管线穿跨越水体的地表水环境敏感区，具体地表水环境保护目标见下表，水体水质满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的相应功能区水质标准。

表 2.7-2 本项目地表水环境保护目标

各单项工程名称	地表水水体名称	主要水体功能	相对厂址方位	边界（保护区、取水口）相对厂界最近距离	备注
元坝 13 采气站~元坝 101-1 管线	东河	饮用、灌溉、泄洪	/	0	管线定向钻穿跨越该水体

(3) 地下水环境保护目标

本项目地下水环境保护目标为白垩系碎屑岩风化裂隙水含水层、地下水分散式饮用水水源地，具体地下水环境保护目标见下表，确保地下水水质状况不因本项目的建设而降低。

表 2.7-3 地下水环境保护目标

保护目标类型	位置关系	主要保护内容
白垩系碎屑岩风化裂隙水含水层	井场平台及管道下伏含水层	含水层水质
地下水分散水水源	各井场及污水管道周边居民分散式饮用水取水点详见地下水保护目标表	饮用水水质

(4) 声环境保护目标

本项目声环境保护目标为各井场周边 500m、采气站场厂界外 200m，集输管线两侧各 200m 范围内的医院、学校、机关、科研单位、住宅等对噪声敏感的建筑物或区域，本项目声环境保护目标见下表，要求各井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类标准。

表 2.7-6 本项目声环境保护目标

单项工程名称	声环境保护目	保护对	相对厂址	相对厂界
--------	--------	-----	------	------

	标名称	象	方位	距离
元坝 13 采气站	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 701 采气站	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 702 采气站	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 206H 井场	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 15 井场	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 13 采气站~元坝 101-1 管线	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 701 采气站~元坝 702 采气站	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 702 采气站~元坝 206H 井场管线	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 206H 井场~元坝 205-1 管线	散居农户	住宅	四周	200m
元坝 15~元坝 205-3 管线	散居农户	住宅	四周	200m

(5) 土壤环境保护目标

本项目土壤环境敏感目标为评价范围（施工期占地及占地范围外 1000m，运营期占地及占地范围外 200m）内建设项目周边存在的耕地、园地、牧草地、饮用水水源地、居民区、学校、医院、疗养院、养老院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，本次土壤环境敏感目标按照施工期占地及占地范围外 1000m 统计，具体见下表，本项目占地范围外土壤环境质量满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）；占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）；土壤性质不因工程建设而受到污染影响。

表 2.7-7 本项目土壤环境敏感目标

序号	井场、管线名称	距各种构筑物及管线占地外距离范围 (m)	敏感目标
1	元坝 13 采气站	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
2	元坝 701 采气站	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
3	元坝 702 采气站	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、
4	元坝 206H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
5	元坝 15 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
7	元坝 13~元坝 101-1	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
8	元坝 701~元坝 702	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、
9	元坝 702~元坝 206H	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
10	元坝 206H~元坝 205-1	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
11	元坝 15~元坝 205-3	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户

(6) 环境风险保护目标

本项目环境风险保护目标见下表。

表 2.7-8 环境风险保护目标情况一览表

环境要素	类别	环境风险保护目标名称	坐标(UTM坐标系)、距离及方位				
			X(m)	Y(m)	距最近站场名称	距最近站场中心距离(m)	相对最近站场的方位角
大气环境风险	学校	元坝镇张王中心小学	601978	3525816	元坝 13~元坝 101 管线	382	252°
		元坝镇石门小学校	596719	3527805	元坝 701	1037	49°
		伏公中心小学	592388	3523350	元坝 15	1592	5°
		白鹤小学	590324	3527535	元坝 702	2472	315°
		天观小学	599865	3539253	元坝 13	2520	313°
		陵江镇茶店小学校	588365	3522520	元坝 206H	2830	227°
		元坝镇安全村小学校	595369	3522685	元坝 15	3265	73°
		陵江镇六槐中心小学校	593349	3518647	元坝 15	3312	160°
	医院	元坝中心卫生院张王分院	602080	3525579	元坝 13~元坝 101 管线	345	252°
		石门乡卫生院	596635	3527883	元坝 701	1042	40°
		白鹤乡卫生院	590936	3526142	元坝 702	1172	289°
		白鹤乡伏公卫生院	592388	3523349	元坝 15	1590	5°
		茶店卫生院	588176	3522452	元坝 206H	3016	228°
		六槐乡卫生院	593766	3518237	元坝 15	3846	156°
		陵江镇中心卫生院六槐分院	593763	3518227	元坝 15	3854	156°
	居民区	元坝镇张王社区	602221	3525380	元坝 13~元坝 101 管线	272	250°
		文昌镇文昌社区	601793	3524565	元坝 13~元坝 101 管线	788	262°
		白鹤乡金谷村	593056	3525001	元坝 702	1265	126°
		唤马镇鱼塘村	602067	3530815	元坝 13~元坝 101 管线	1355	256°
		白鹤乡古泉村	590937	3526917	元坝 702	1602	316°
		白鹤乡伏公社区	592367	3523377	元坝 15	1617	4°
		唤马镇	601291	3529570	元坝 13~元坝 101 管线	1702	282°

环境要素	类别	环境风险保护目标名称	坐标(UTM坐标系)、距离及方位			
			X(m)	Y(m)	距最近站场名称	距最近站场中心距离(m)
		白鹤乡白鹤社区	591615	3527414	元坝 702	1710
		白鹤乡柳池村	594501	3528313	元坝 701	1898
		白鹤乡龙凤村	592913	3519649	元坝 15	2222
		元坝镇中梁村	596250	3529314	元坝 701	2240
		元坝镇七星村	597980	3528055	元坝 701	2241
		唤马镇彭城村	600748	3532012	元坝 13~元坝 101 管线	2274
		龙山镇龙宝村	594299	3520636	元坝 15	2351
		三川镇天观社区	599740	3539191	元坝 13	2571
		唤马镇云龙村	600360	3532661	元坝 13~元坝 101 管线	2703
		白鹤乡东风村	594356	3523499	元坝 15	2738
		陵江镇凤凰村	591470	3519018	元坝 15	2852
		歧坪镇凤凰村	591470	3519018	元坝 15	2852
		歧坪镇四窑寨村	605488	3524978	元坝 13~元坝 101 管线	2896
		陵江镇茶店社区	588159	3522439	元坝 206H	3038
		三川镇柏溪村	598753	3538674	元坝 13	3155
		陵江镇六槐社区	593522	3518551	元坝 15	3462
		滴江镇老林村	604970	3536170	元坝 13	3547
		元坝镇张滩村卫生室	596971	3523622	元坝 701	3617
		滴江镇凤峨村	604664	3539682	元坝 13	3687
		唤马镇金刚村	599707	3526733	元坝 701	3769
		滴江镇五凤村	603157	3533997	元坝 13	3808
		元坝镇旋子山村	599148	3524490	元坝 701	4120
		元坝镇三林村	598004	3530745	元坝 701	4186
		元坝镇张滩村	597983	3523390	元坝 701	4222
		滴江镇山泉村	605699	3539334	元坝 13	4409
		陵江镇笋子沟村	592048	3517314	元坝 15	4455
		唤马镇黑山村	601187	3532758	元坝 13	4778
		元坝镇石门社区	595907	3531930	元坝 701	4837

环境要素	类别	环境风险保护目标名称	坐标(UTM坐标系)、距离及方位				
			X(m)	Y(m)	距最近站场名称	距最近站场中心距离(m)	相对最近站场的方位角
		白鹤乡上游村	590779	3530454	元坝 702	4863	344°

(7) 生态环境保护目标

本项目生态环境保护目标为生态环境评价范围内涉及的环境敏感区、生态景观、生态系统、植物资源、动物资源、植被、水资源以及土地资源等，详见下表。

表 2.7-9 本项目生态环境保护目标

各单项工程名称	范围	主要保护目标	主要保护对象	相对厂址方位	相对厂界最近距离
元坝 13 采气站、元坝 701 采气站、元坝 702 采气站、元坝 206H 井场、元坝 15 井场	占地边界外扩 1km 范围	生态景观	生态景观	四周	占地边界外 1km 范围内
		生态系统	生态系统	四周	
		植物资源	植物	四周	
		动物资源	动物	四周	
		植被	植被	四周	
		水资源	地表水	四周	
		土地资源	土地资源	四周	
元坝 13 采气站~元坝 101-1 管线 元坝 701 采气站~元坝 702 采气站 元坝 702 采气站~元坝 206H 井场管线 元坝 206H 井场~元坝 205-1 管线	管线占地边界线外扩 1km	生态景观	生态景观	四周	占地边界外 1km 范围内
		生态系统	生态系统	四周	
		植物资源	植物	四周	
		动物资源	动物	四周	
		植被	植被	四周	
		水资源	地表水	四周	
		土地资源	土地资源	四周	

注：评价区有国家重点 II 级保护鸟类 7 种：包括黑鸢（Milvus migrans）、雀鹰（Accipiter nisus）、普通𫛭（Buteo buteo）、领角鸮（Otus bakkamoena）和斑头鸺鹠（Glaucidium cuculoides）、画眉（Garrulax canorus）、红嘴相思鸟（Leiothrix lutea）；四川省级保护鸟类 2 种：小鸺鹠（Tachybaptus ruficollis）和鹰鹃（Cuculus sparverioides）；国家重点 II 级保护兽类和四川省重点保护兽类 1 种：豹猫。

3. 现有工程环境影响回顾性评价

本项目为元坝气田海相产能建设项目（四期），元坝气田已进行三期开发，项目对元坝气田内海相已勘探开发建设进行回顾性评价。

3.1 现有工程概况

元坝气田目前已建成单井站 22 座、集气站 9 座、集气总站 1 座及配套集输管线，配套工程主要有元坝应急救援中心元坝重浆储备库、天然气净化厂、元坝 29 和大坪污水处理站、低温蒸馏站、回注站等。

图 3.2-1 元坝气田已建海相生产站场及集输管网分布示意图

3.1.1 站场工程

2007 年元坝 1-侧 1 井在长兴组试获 $50.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流，至此发现元坝气田。目前，元坝气田共发现长兴组、飞仙关组、雷口坡组、须家河组以及侏罗系等多个气藏，三级地质储量超 1.1 万亿立方米。

中国石油化工股份有限公司于 2011 年启动元坝气田开发建设，川东北元坝气田 17 亿立方米/年天然气试采项目（元坝气田海相一期）的环境影响报告书于 2012 年 6 月取得四川省环境保护厅的批复（川环审批〔2012〕331 号），由于火炬高度调整和局部管线走向调整，2014 年 11 月，局部工程变更环境影响专题报告经四川省环境保护厅批复（川环函〔2014〕1605 号），项目于 2015 年 11 月建成投产，于 2016 年 1 月通过了该项目竣工环保验收（川环验〔2016〕008 号），建成单井站 8 座、集气站 5 座、集气总站 1 座及配套集输管线。

元坝气田长兴组气藏滚动建产 17 亿立方/年项目（采输工程）（元坝气田海相二期）于 2014 年 12 月取得四川省环境保护厅批复（川环审批〔2014〕696 号），于 2017 年全部建成投产，于 2017 年 9 月通过了该项目竣工环保验收（川环验〔2017〕137 号），建成单井站 14 座、集气站 4 座及配套集输管线，同时扩建集气总站。

元坝气田产能建设（海相三期）项目于 2021 年 7 月 22 日取得四川省生态环境厅批复（川环审批〔2021〕72 号），拟新钻 10 口天然气井，新建采气站场 6 座，新建原料气管线 11km，目前正在钻进元坝 102-5H，其余工程尚未施工。

除上述三期工程外，西南油气分公司同时以单井场钻采/钻井的方式取得一批项目的环境影响评价批复，目前已投入运营的有元坝 205-3、元坝 27-4 及元坝 104-1H，正在钻

进的有元深 1 井、元坝 13 井、元坝 701、元坝 702 四口探井。

目前已建成单井站 22 座、集气站 9 座、集气总站 1 座，形成年产净化天然气 $34 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

表 3.2-1 部分已建站场工程现状回顾

3.1.2 集输管线

元坝气田地面集输工程设计集输规模 $1200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，管网设计压力为 9.6 MPa，各站操作压力 5.2~8.4 MPa。集输工艺采用“改良的全湿气加热保温分输”工艺，为收集各站场分输的气田采出水至污水站集中处理，元坝气田目前建有污水收集管道 81km，其中试采工程建设 43km、滚动建产工程建设 38km。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。

表 3.2-2 部分已建集输管线现状回顾

3.1.3 配套工程

3.1.3.1 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）。

图 3.2-2 元坝净化厂现场实景图

3.1.3.2 污水处理设施

（1）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，大坪污水处理站经改造后处理能力为 1000m³/d。总处理能力为 1300m³/d。

元坝 29 污水处理站位于苍溪白鹤乡伏公乡，大坪污水处理站位于苍溪县元坝镇（原中土镇）元坝净化厂内。元坝 29 和大坪污水处理站属于中石化西南油气分公司元坝气田 17 亿方/年试采工程气田水综合处理工程的一部分，中石化西南油气分公司于 2014 年 4 月委托成都科技大学环保科技研究所完成编制《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》，2014年5月四川省环境保护厅下达了《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)，2016年10月四川省环境保护厅出具了《元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程环保验收意见》(川环验〔2016〕148号)。

《大坪污水处理站扩容改造工程环境影响报告书》已于2021年12月14日经广元市生态环境局批复建设，预计2022年11月投运。

表 3.2-3 配套污水处理站环评及验收手续

序号	项目名称	主要工程内容	批复文号	批复时间	验收文号	验收时间
1	元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程	回注井：新建回注1井，改建元坝2井、元坝123井、元坝16井。站场：气田水处理站2座，分别为元坝29气田水处理站（与元坝29集气站合建）、大坪气田水处理站（与集气总站合建），1座撬装式回注站。管线：污水管线7.9km。	川环审批〔2014〕288号	2014年5月29日	川环验〔2016〕148号	2016.10.24
2	大坪污水处理站扩容改造工程	新建微正压气提改造，对大坪污水处理站进行扩容，处理规模由300m ³ /d，提升至1000m ³ /d。	广环审〔2021〕57号	2021年12月14日	正在建设	/

图 3.2-3 污水处理工艺图

图 3.2-4 元坝29污水处理站现场实景图

图 3.2-5 大坪污水处理站现场实景图

(2) 元坝气田采出水零排放综合处理站（低温蒸馏站）

低温蒸馏站位于苍溪县元坝镇（原中土镇）元坝净化厂内，可以实现600m³/d污水资源化利用，于2016年完成《元坝气田采出水零排放综合处理工程环境影响报告书》，于2016年2月取得四川省环境保护厅《关于元坝气田采出水零排放综合处理工程环境

影响报告书的批复》(川环审批〔2016〕37号),于2018年7月完成环保验收(西南油气环验〔2018〕1号)。

3.1.3.3 回注井工程

元坝气田中石化已配套建设5座回注井,分别为回注1井、回注2井、川柏54井回注井、川石43井回注井、石龙2井回注井。

(1) 回注1井

回注1井位于苍溪县元坝镇马家沟村3队,设计回注规模为 $200\text{m}^3/\text{d}$ 。目前建设回注最大规模 $200\text{m}^3/\text{d}$ 。

该井属于中石化西南油气分公司元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程的一部分,中石化西南油气分公司于2014年4月委托成都科技大学环保科技研究所完成编制《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》,2014年5月四川省环境保护厅下达了《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),2016年10月四川省环境保护厅出具了《元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程环保验收意见》(川环验〔2016〕148号)。

(2) 回注2井(元坝2井)

回注2井位于苍溪县陵江镇孙平村3组,在元坝2井原井场内对元坝2井改建。设计回注规模为 $200\text{m}^3/\text{d}$ 。

该井属于中石化西南油气分公司元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程的一部分,中石化西南油气分公司于2014年4月委托成都科技大学环保科技研究所完成编制《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》,2014年5月四川省环境保护厅下达了《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),2016年10月四川省环境保护厅出具了《元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程环保验收意见》(川环验〔2016〕148号)。

(3) 石龙2井回注站

石龙2井位于阆中市柏垭镇15村3组,设计回注规模为 $100\text{m}^3/\text{d}$,地层设计回注量为10万立方米。

中石化西南油气分公司川东北采气厂于2011年6月委托中国气象科学研究院完成编制《元坝气田水试注项目》,2011年6月阆中市生态环境局出具了《关于元坝气田污

水试注项目环境影响报告表的批复》(阆环审〔2011〕76号),2012年10月阆中市生态环境局出具了《关于元坝气田污水试注项目竣工环境保护验收意见》(阆环验〔2012〕10号)。

(4) 川石 43 井回注站

川石 43 井回注站位于阆中市双龙镇打石咀村 1 组。设计回注规模为 $260\text{m}^3/\text{d}$, 目前实际建设回注规模约 $130\text{m}^3/\text{d}$,

2018 年 2 月, 中石化西南油气分公司采气二厂委托成都中成科创环保科技有限公司编制完成《川石 43 井回注工程环境影响报告表》。2018 年 3 月, 南充市生态环境局出具了《关于中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂川石 43 井回注工程环境影响报告表的批复》(南市环审〔2015〕42 号文), 2018 年 11 月西南油气分公司完成了川石 43 井回注工程项目竣工环境保护验收。

(5) 川柏 54 井回注站

川柏 54 井回注站位于阆中市柏垭镇柏垭村 2 社, 设计回注规模为 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。

中石化西南油气分公司川东北采气厂于 2010 年 11 月委托中国气象科学研究院完成编制《川北油气田川柏 54 井污水回注工程环境影响报告表》。2010 年 10 月阆中市生态环境局出具了《关于川北油气田川柏 54 井污水回注工程环境影响报告表的批复》(阆环审〔2010〕278 号), 2011 年 9 月阆中市生态环境局出具了《川北油气田川柏 54 井污水回注工程环保验收意见》(阆环验〔2011〕5 号)。

元坝地区已建回注井现状见下图。

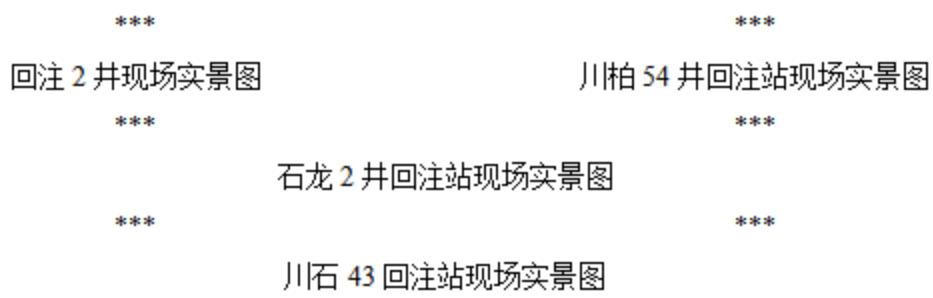


图 3.2-6 元坝地区已建回注站现场实景图

3.1.3.4 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 1175m^3 (共 16 个泥浆储备罐, 其中 15 个 75m^3 , 1 个 50m^3), 目前剩余泥浆储备能力约 500m^3 。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 月取得苍溪县环保局批复 (苍环建函〔2008〕23 号), 于 2011 年 9 月完

成环保验收(苍环验〔2011〕7号)。

图 3.2-7 元坝应急救援中心元坝重浆储备库现场实景图

图 3.2-8 中石化元坝地区配套设施分布图

3.2 依托工程

本项目主要依托工程分为四种，一是利用现有井场，在现有井场上建设新井及采气站场；二是利用原有集输管线；三是依托的天然气净化厂；四是依托的环保设施，本项目气田水和检修废水将会依托中石化已建的大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井回注地层（回注1井、回注2井、石龙2井、川石43井、川柏54井回注）或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂不能回用的钻井废水、压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后依托元坝区域回注井进行回注；空气钻、清水钻和水基钻阶段产生的钻井固废依托项目区域周边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）。

3.2.1 依托井场

本项目依托的井场情况如下表所示。

表 3.3-1 依托井场环评手续情况

序号	井场名称	环评情况	工程内容	现场情况
1	元坝13	苍环审批〔2019〕18号	新建探井1口	正在钻井作业
2	元坝701	苍环审批〔2018〕46号	新建探井1口	正在钻井作业
3	元坝702	苍环审批〔2019〕21号	新建探井1口	正在钻井作业
4	元坝15	苍环审批〔2019〕20号	新建探井1口	试气作业完成

3.2.2 依托管线

本项目集输管线需依托元坝气田现有集输管线，具体依托情况见下表。

表 3.3-2 依托管线环评及验收情况

序号	本次新建管线名称	依托管线/站场名称	环评情况	环保竣工验收情况
1	元坝701~元坝702~元坝206H~元坝205-1	元坝205-1~元坝29~集气总站	川环审批〔2012〕331号	川环验〔2016〕008号
2	元坝15~元坝205-3	元坝205-3~元坝29	川环审批〔2015〕229号	川环验〔2017〕121号
3	元坝13~元坝101-1	元坝101-1~元坝1-1H~集气总站	川环审批〔2012〕331号	川环验〔2016〕008号

3.2.3 依托元坝净化厂

本项目站场内火炬和水套炉燃烧天然气来源于元坝净化厂净化天然气，含硫原料气依托元坝净化厂处理达到《天然气》(GB17820-2018)中的一类气质要求后通过元坝—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。

表 3.3-3 依托元坝净化厂环评验收情况

名称	地理位置	环评净化气规模	目前实际净化气规模	环评批复文号	验收文号
元坝净化厂	苍溪县元坝镇（原中土镇）大坪村4组	34亿 m ³ /a	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

3.2.4 依托元坝重浆储备库

本项目依托元坝重浆储备库接受本项目可回用泥浆的中转、可回用钻井废水和可回用压裂返排液暂存。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 月取得苍溪县环保局批复（苍环建函〔2008〕23 号），于 2011 年 9 月完成环保验收（苍环验〔2011〕7 号）。

3.2.5 依托区域环保设施情况

3.2.5.1 依托配套污水处理站

本项目气田水和检修废水依托大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井（回注 1 井、回注 2 井、石龙 2 井、川石 43 井、川柏 54 井）回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。

本项目依托的中石化元坝地区已建污水处理设施及回注井见下表。

表 3.3-4 依托中石化元坝地区配套污水处理设施及回注井一览表

类别	依托环保设施	环评	验收	地理位置	环评规模	实际建设规模	现运行接纳规模	剩余规模	备注
运营期废水	大坪污水处理厂	川环审批(2014)288号	川环验(2016)148号	苍溪县元坝镇(原中土镇)大坪村元坝净化厂内	300m ³ /d	300m ³ /d	300m ³ /d	正在扩建, 11月扩建投产后新增剩余能力为700m ³ /d	气田水、检修废水
	大坪污水处理厂扩建	广环审[2021]57号	正在建设		1000 ³ /d	1000 ³ /d	300m ³ /d		
	元坝气田采出水零排放综合处理工程(低温蒸馏站)	川环审批(2016)37号	西南油气安环验(2018)1号	苍溪县元坝镇(原中土镇)大坪村	600m ³ /d	600m ³ /d	470m ³ /d	130m ³ /d	
	川柏 54 井回注井	阆环审(2010)278号	阆环验(2011)5号	阆中市柏垭镇李家湾大队二小队	100m ³ /d(设计回注量7.3万m ³)	100m ³ /d(地层目前回注量2.1万m ³)	90m ³ /d	10m ³ /d(地层目前回注量剩余6.0万m ³)	
	川石 43 回注井	南市环审(2018)42号	2018年11月采气二厂自主验收通过	阆中市双龙镇打石咀村1组	260m ³ /d(设计回注量76万m ³)	130m ³ /d(地层目前回注量5.37万m ³)	60m ³ /d	70m ³ /d(地层目前回注量剩余29.8万m ³)	
	回注 1 井	川环审批(2014)288号	川环验(2016)148号	苍溪县元坝镇马家沟村	200m ³ /d(设计回注量17.4万m ³)	200m ³ /d(地层目前回注量11.45万m ³)	30m ³ /d	170m ³ /d(地层目前回注量剩余1.0万m ³)	
	回注 2 井(元坝 2 回注井)	川环审批(2014)288号	川环验(2016)148号	苍溪县陵江镇孙平村3组	200m ³ /d(设计回注量11.1万m ³)	200m ³ /d(地层目前回注量10.69万m ³)	60m ³ /d	140m ³ /d(地层目前回注量剩余2.8万m ³)	
	石龙 2 回注井	阆环审(2011)76号	阆环验(2012)10号	阆中市柏垭镇15村3组	100m ³ /d(设计回注量10万m ³)	100m ³ /d(地层目前回注量18.95万m ³)	90m ³ /d	10m ³ /d(地层目前回注量剩余5.8万m ³)	

3.2.5.2 区域可依托的社会环保设施

根据调查，项目区域周边能处理钻井固废（空气钻和水基钻产生的）的有广元海创环保科技有限责任公司，详见下表。

表 3.3-5 区域可依托的社会环保设施

依托单位	依托项目	环评	地理位置	环评规模	实际建设规模	现运行接纳规模	剩余规模	备注
广元海创环保科技有限责任公司	广元利用水泥窑协同处置固废项目	广环审(2019)23号	四川省广元市朝天区朝天镇广元海螺水泥有限责任公司厂区	7万t/a	7万t/a	0.5万t/a	6.5万t/a	处理空气钻、水基钻井固废

3.2.5.3 依托当地城镇生活污水处理厂（站）

本项目产生的生活污水和试压废水拉运至当地生活污水处理厂（站），据统计，项目所在地城镇生活污水处理厂（站）共有6座，详见下表。

表 3.3-6 本项目所在地城镇生活污水处理站

污水处理厂站名称		污水处理站目前能够最大处理规模(吨/天)	目前每天污水实际处理规模(吨/天)	剩余规模(吨/天)	污水处理站出水标准	排入河流名称	处理工艺
元坝镇污水处理站		200	140	60	《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级A标	东河	A/O+滤池+紫外线消毒
云峰镇污水处理站(烟峰楼社区)		240	试运行	/		东河	机械格栅+水解酸化+好氧+过滤+消毒
云峰镇污水处理站(王渡社区)		150	试运行	/		东河	机械格栅+水解酸化+好氧+过滤+消毒
陵江镇	苍溪县城石家坝污水处理厂	19000	16000	3000		嘉陵江	A ² O
	苍溪县城江南生活污水处理厂	7500	3500	4000		嘉陵江	A ² O
元坝镇中土社区污水处理站		100	试运行	/	东河	格栅池+调节池+A/O生物反应池+二沉池+混凝池+生物滤池	
合计		27190	19640	7060			/

图 3.3-1 本项目所在地城镇生活污水处理站分布图

3.3 现有工程环保手续

元坝气田已建成单井站 22 座、集气站 9 座、集气总站 1 座，地面集输管网设计总体上分布成东（4#）、南（5#）、西（2#、3#）、北（1#）四个区域五条干线，气田内部海相原料气集输管线总长约 118km，设计年产净化天然气 34 亿 m³，集输规模 $1200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。另外，元坝气田还建有元坝净化厂、大坪气田水处理站、元坝 29 气田水处理站、地层水低温蒸馏站、5 座回注站（回注 1 井、回注 2 井、川柏 54 井、川石 43 井、石龙 2 井）、元坝重浆储备库等配套设施。

3.3.1 环评及验收情况

元坝气田现有工程已建工程环评及验收情况见下表。

3.3.2 排污许可履行

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)，本项目天然气开发并实行登记管理。采气二厂已于广元市进行固定污染源排污登记(编号：915113817566300106018Y)。经调查，元坝气田区域内各座采气站场均无总量控制指标要求，区域内水套加热炉、长明火炬实施简化管理，按要求缴纳环保税。

3.3.3 突发环境事件应急预案

采气二厂《突发环境事件应急预案》于 2020 年 5 月 22 日于苍溪县环境监察执法大队备案，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。

同时每年组织一次内部应急演练工作，有效提高站场人员的应急处置能力，运行至今，无突发环境事件发生。

3.4 元坝气田已勘探开发工程回顾性分析

3.4.1 已勘探开发工程主要污染物产排情况及措施

3.4.1.1 废气

(1) 施工期

元坝气田已勘探开发工程钻前工程、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，主要污染物为烟尘，产生量较少，属于流动源且为间歇式排放，焊接工序为野外露天工作，随着工程结束而消失；防腐废气主要是在管道敷设补口补伤时产生的，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。据调查，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 SO₂、NO₂、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~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 CO₂、水蒸气、NO_x、SO₂、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。



图 3.5-1 施工期部分大气污染防治措施

（2）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，主要产物为颗粒物、NO_x、SO₂，其中水套炉燃烧废气通过设备自带的排气筒排放，长明火炬燃烧废气高空排放；火炬分液罐释放原料气通过长明火炬燃烧后高空排放；原料气放空仅在事故检修时进行，一年约 1~2 次，放空的原料气通过长明火炬燃烧后高空排放。



图 3.5-2 运营期部分大气污染防治措施

3.4.1.2 废水

元坝气田海相已勘探开发工程施工期产生的废水主要为钻前工程产生的施工废水和生活污水；钻井工程空气钻阶段产生的除尘废水、常规钻井废水、洗井废水、压裂返排液以及施工人员生活污水；地面集输工程施工产生的施工废水、试压废水和生活污水。运营期产生的废水主要为气田水、设备检修废水以及值守人员的生活污水。

（1）施工期

元坝气田海相已勘探开发工程钻前工程、地面集输工程施工产生的施工废水量较少，主要污染物为 SS，经场地截排水沟截留后经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。集输管道施工完成后采用清水试压，将产生少量的试压废水（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

沉淀处理后，就近排入当地冲沟、河流。施工人员产生的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 NH₃-N 等）产生量较少，租住在附近农户，产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集处置，现场无外排。

钻井期间，各井场钻井废水主要产生于各井空气段、清水段、水基泥浆段钻井阶段，空气钻钻井完毕后，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。大部分酸化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；部分钻井废水和酸化洗井废水运往苍溪县污水处理厂处理后达标排放；部分钻井废水和酸化洗井废水处理后外运，通过石龙2井、西49井回注地层；部分钻井废水、酸化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。施工人员产生的生活污水（主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N），由旱厕或生态厕所收集后用作农肥。

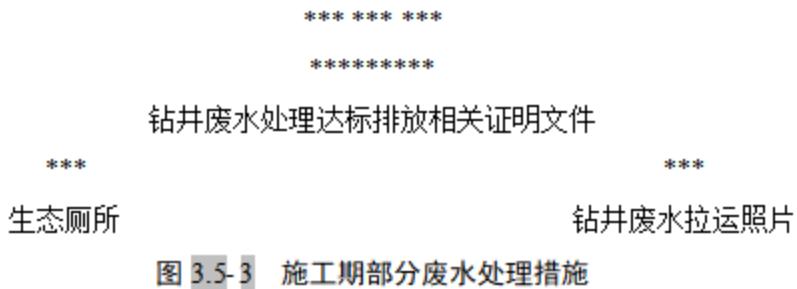


图 3.5-3 施工期部分废水处理措施

(2) 运营期

元坝气田海相已勘探开发工程运营期产生的废水主要为气田水、设备检修废水以及值守人员的生活污水。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 污水处理站处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。站场值守人员产生的生活污水（主要污染物为 COD、 BOD_5 、SS、 NH_3-N ），由旱厕、化粪池收集后用作农肥。

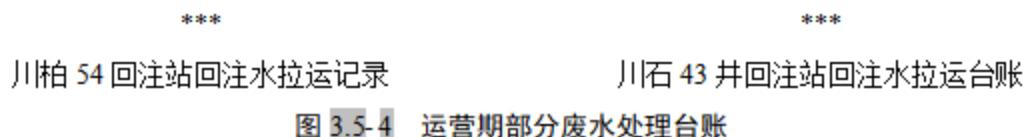


图 3.5-4 运营期部分废水处理台账

3.4.1.3 噪声

(1) 施工期

已勘探开发工程施工期钻前工程的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，钻前施工工程量小，为短期施工且为野外作业，钻前工程仅昼间施工作业，夜

间不作业。

钻井及压裂施工期间的噪声源主要包括钻机、泥浆泵、压裂设备以及其他种机械运转所产生的噪声；以及固井作业、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、压裂作业等所产生的噪声。其中钻井施工为昼夜连续作业，压裂作业仅昼间进行。完井测试阶段放喷排液过程会产生气流噪声，为短期施工，仅昼间作业。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。地面建设工程管线敷设和采气站场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，为短期施工且为野外作业，仅昼间施工作业，夜间不作业。

发电机放置在发电机房内

隔声降噪减震措施

图 3.5-5 施工期部分噪声污染防治措施

（2）运营期

已勘探开发工程正常生产时，噪声主要来源于节流阀、水套炉、分离器等设备产生的气流摩擦噪声，通过合理布局、控制气流、减震等措施降低噪声。

3.4.1.4 固废

已勘探开发工程实施过程中的固废主要为钻前工程产生的土石方、建筑垃圾和生活垃圾，地面集输工程施工产生的土石方、施工废料、清管试压废渣和生活垃圾，钻井期间的空气钻井固废、水基钻井固废、含油固废及生活垃圾和废包装材料，运营期产生的固废主要为各站场维修设备时产生的清管废渣、废油以及值守人员的生活垃圾。

（1）施工期

根据气田内海相已勘探开发工程实施过程中固体废物产生情况可知，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作业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。



图 3.5-6 施工期部分固体废物处理措施

(2) 运营期

元坝气田海相已勘探开发工程运营期集输管线每年一般进行 2 次清管，酸气管线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。定期维护产生的废润滑油属于危险废物，收集后交由相应危险废物处理资质的单位处置。站场值守人员产生的生活垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理。

3.4.1.5 地下水及土壤

(1) 施工期

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

根据收集的相关资料，施工期井场土壤和地下水污染防治措施部分照片如下图所示。

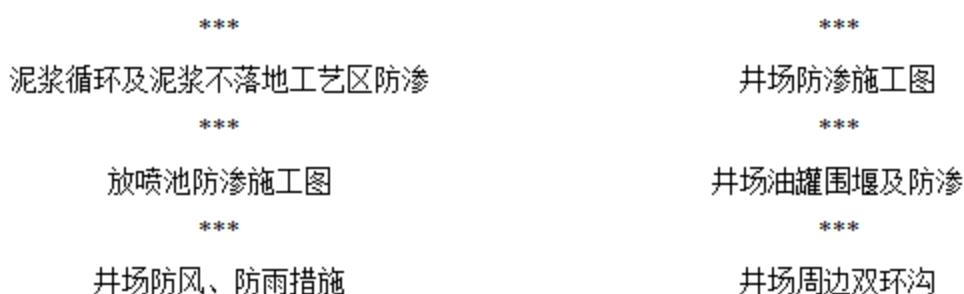


图 3.5-7 施工期土壤及地下水部分污染防治措施

(2) 运营期

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。

根据收集的相关资料，运营期站场土壤和地下水污染防治措施部分照片如下图所示。



图 3.5-8 运营期土壤及地下水部分污染防治措施

3.4.1.6 环境风险

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。主要功能：负责工区内外资源分布收集处理、消防灭火、气防救援、医疗救护、应急物资储备、应急泥浆储备及转运、安全防护用品检测、环境检测、自然灾害抢险以及响应地方抢险救灾工作。

中石化集团公司制定、发布了《中国石化突发环境事件应急预案》，西南石油局有限公司西南油气分公司编制了《西南石油局有限公司西南油气分公司突发环境事件应急预案》，本项目业主单位为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，编制有《突发环境事件应急预案》，元坝气田生产运营单位为中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂，编制有《突发环境事件应急预案》，并于 2020 年 5 月 22 日于苍溪县环境监察执法大队备案；同时，采气二厂还编制有《专项应急预案》以及《西南油气分公司元坝 29-1 井硫化氢泄漏企地联合应急演练评估报告》等并进行应急演练。

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。

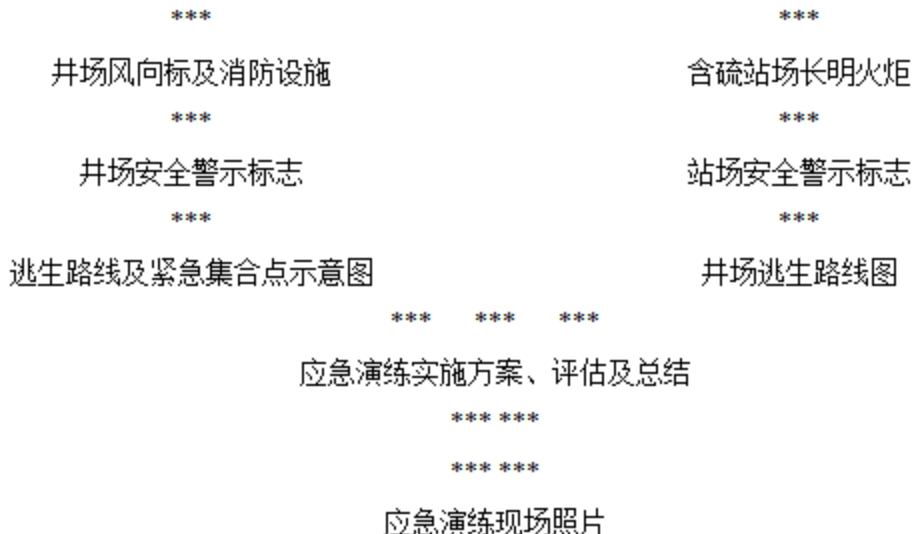


图 3.5-9 部分环境风险防治措施

3.4.1.7 生态

根据气田内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。按要求对永久占用耕地进行异地补偿，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，在“岛屿”之间建立廊道，消减对区域生境稳定状况的影响。加强管道维护、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。

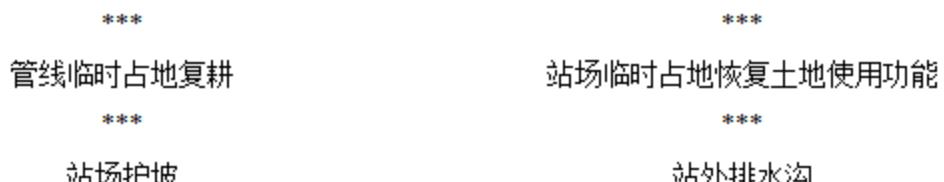


图 3.5-10 部分生态保护措施

3.4.2 已勘探开发工程主要环境影响回顾

已勘探开发工程施工期对环境空气、地下水环境、土壤环境影响通过类比同气田同目的层在建或最近建成投产的生产井钻井过程对环境空气、地下水环境、土壤环境的影响进行回顾；对声环境的影响通过类比川东北元坝、河坝气田在建或最近建成投产的生产井钻井过程对声环境的影响进行回顾。运营期对环境空气的影响根据类比同气田同目的层最近建成投产的站场竣工环保验收监测数据进行回顾；对地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境及生态环境的影响根据跟踪监测数据进行回顾。

3.4.2.1 已勘探开发工程对大气环境影响回顾

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、空气钻粉尘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。

(1) 钻井过程对环境空气的影响

根据元坝 102-4H 井钻井工程、元坝 104-1H 井组钻采工程、元坝 272-2 井钻采工程环境影响报告现状监测数据，结合中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托第三方监测单位对元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井钻井过程日常监测数据可知，钻井过程中一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮、PM_{2.5}、PM₁₀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 2mg/m³ 要求。

表 3.5-1 元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井大气环境监测结果表

项目	监测时段	监测日期	监测点位	监测项目	监测结果 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)	达标情况
元坝 104-4H 井钻井工程	建设前(环评监测)	2018.03.14~2018.03.20	元坝 104-1H 井井口	SO ₂	0.021~0.027	0.5	达标
				NO ₂	0.041~0.046	0.2	达标
				H ₂ S	未检出	0.01	达标
	钻井过程中(日常检测)	2019.12.18~2019.12.19	项目东厂界大门外 1m 处	SO ₂	未检出~0.019	0.5	达标
				NO ₂	0.024~0.059	0.2	达标
				H ₂ S	0.002~0.003	0.01	达标
				PM _{2.5}	0.023	0.075	达标
元坝 102-4H 井组钻采工程	建设前(环评监测)		井场东北侧最近居民处	H ₂ S	未检出~0.003	0.01	达标
			厂界外东侧距厂界 1m 处	PM ₁₀	0.135	0.15	达标
				PM _{2.5}	0.053	0.075	达标
	钻井过程中(日常检测)	2019.12.15~2019.12.22	厂界外东侧距厂界约 5m 处	SO ₂	0.008~0.009	0.5	达标
				NO ₂	0.017~0.024	0.2	达标
				CO	0.522~0.613	10	达标
				非甲烷总烃	0.92~0.95	2.0	达标
				总悬浮颗粒	0.201~0.268	1.0	达标
			厂界外西北侧距厂界约 5m 处	SO ₂	0.011~0.012	0.5	达标
				NO ₂	0.020~0.031	0.2	达标

项目	监测时段	监测日期	监测点位	监测项目	监测结果 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)	达标情况
元坝 272-2 井钻采 工程	建设前(环评 监测)	2019.02.27~2 019.03.05	厂界外西南侧距 厂界约 5m 处	CO	0.498~0.603	10	达标
				非甲烷总烃	0.92~0.96	2.0	达标
				总悬浮颗粒	0.246~0.291	1.0	达标
				SO ₂	0.011~0.012	0.5	达标
				NO ₂	0.021~0.031	0.2	达标
				CO	0.531~0.607	10	达标
			项目所在地北侧 厂界外约 4m 处	非甲烷总烃	0.92~0.98	2.0	达标
				总悬浮颗粒	0.268~0.313	1.0	达标
				TVOC	0.19~0.22	0.6	达标
				TVOC	0.27~0.29		达标
		钻井过程中 (日常检测)	2020.04.14~2 020.04~15	H ₂ S	0.002	0.01	达标
				TVOC	0.0942	0.6	达标

(2) 采气过程对环境空气的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂《元坝 104-1H 井地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》，元坝 104-1H 站场西南侧厂界（项目下风向）监测点硫化氢能满足《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 2mg/m³ 要求。

表 3.5-2 元坝 104-1H 站场大气监测点位及达标情况判定

监测点位	监测时间	监测因子	采样个数	浓度范围/(mg/m ³)	标准值(小时值)/(mg/m ³)	最大浓度占标准值百分比(%)	超标率	备注
元坝 104-1H站 场西南侧 厂界(项目 下风向)	2021. 01.17	非甲烷总烃	4	0.84~1.28	2.0	42~64	0	《元坝 104-1H 井地面建设工 程项目竣工环 境保护验收调 查报告》
		H ₂ S	4	未检出	0.01	/	0	
	2021. 01.18	非甲烷总烃	4	0.99~1.28	2.0	45.5~64	0	
		H ₂ S	4	未检出	0.01	/	0	

3.4.2.2 已勘探开发工程对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。大部分酸化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；部分钻井废水和酸化洗井废水运往苍溪县污水处理厂处理后达标排放；部分钻井废水和酸化洗井废水处理后外运，通过石龙 2 井、西 49 井回

注地层；部分钻井废水、酸化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。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 污水处理站处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。生活污水（主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N）由旱厕或生态厕所收集后用作农肥。

根据广元天平环境检测有限公司于 2020 年 9 月 25 日对四川鑫泓钻井废水处理有限公司污水处理设施出口出水检测结果（见附件 8-1）可知，pH、悬浮物、化学需氧量、氨氮、五日生化需氧量、六价铬、挥发酚、硫化物、石油类均达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准；且到目前为止，西南油气分公司未收到钻井废水、洗井废水、压裂返排液乱排乱放的环保投诉。

根据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四川省华地新能源环保科技有限责任公司于 2019 年 9 月、11 月进行的跟踪检测报告（华地检 20190065 号、华地检 20190094 号，见附件 7-1），本项目所在地元坝气田地表水监测点位除 9 月陈家湾 -2 总磷外，其余水质均达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 III 类限值要求和表 2 中限值要求。地表水现状监测点中超标因子主要与周边居民生产、生活扰动相关，与本项目特征污染因子无关。

表 3.5-3 元坝气田已勘探开发工程跟踪地表水监测点位及达标情况判定

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
1	2019 年 9 月	桥沟河跨越	pH 值、悬浮物、化学需氧量、硫化物、挥发酚、氨氮、六价铬、总磷、总氮、石油类、氯化物、硫酸盐、铁、锰、铜、锌、镉、铅、砷、汞共 20 项。	陈家湾 -2 总磷超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 III 类限值要求其它相关检测因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 III 类限值要求和表 2 中限值要求
2		韩家沟跨越		
3		东河 -1		
4		东河 -2		
5		东河 -3		
6		罗家沟跨越（原白家湾）		
7		大坑河 -3		
8		大坑河 -2		
9		大坑河 -1		
10		三岔河 -2		
11		陈家湾 -2		
12	2019 年 11 月	桥沟河跨越		相关检测因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 III 类限值要求和表 2 中限
13		韩家沟跨越		
14		东河 -1		

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
15		东河-2		值要求
16		东河-3		
17		罗家沟跨越(原白家湾)		
18		大坑河-3		
19		大坑河-2		
20		大坑河-1		
21		三岔河-2		
22		陈家湾-2		

图 3.5-11 元坝气田已勘探开发工程跟踪地表水监测断面分布图

3.4.2.3 已勘探开发工程对地下水环境影响回顾

(1) 钻井过程地下水环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托第三方监测单位对元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井钻井过程日常监测（见附件 7-3），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。钻井过程未出现地下水超标情况。

表 3.5-4 元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井钻井过程地下水日常监测达标情况

日期	井号	监测因子	达标情况判定
2019.12.19	元坝 104-1H 井场	pH、钾、钙、钠、镁、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硫化物、铁、锰、六价铬、挥发酚、石油类	5个点位，相关监测因子能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类限值要求
2020.7.28	元坝 102-4H 井场	pH、氨氮、硝酸根、亚硝酸根、挥发酚、氟化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、钾、钙、钠、镁、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、硫酸根、氯离子、硫酸根、硫酸盐、氯化物	5个点位，相关监测因子能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类限值要求
2020.04.15	元坝 272-2 井	pH、氯化物、硫酸盐、耗氧量、铁、锰、石油类、氨氮、硫化物、挥发酚、六价	5个点位，相关监测因子能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）

日期	井号	监测因子	达标情况判定
		铬、钾、钙、钠、镁、总硬度	III类限值，石油类能满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类限值要求

(2) 采气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采气二厂委托四川省华地新能源环保科技有限责任公司于 2019 年 9 月、10 月、11 月进行的跟踪监测报告（华地检 20190065 号、华地检 20190083 号、华地检 20190095 号，见附件 7-1），地下水监测点位除 9 月元坝 27-4 井-2 总硬度，元坝 1-1-2 总硬度，元坝气田隧道-1 总硬度、硝酸盐氮，元坝气田隧道-1 元坝气田隧道-2 总硬度、氟化物、硝酸盐氮，元坝 205-1 井-2 氟化物、元坝 205 至元坝 205-1 井污水线西侧耗氧量、氟化物超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，其它相关因子满足 III 类限值要求，石油类能满足《地表水环境质量标准》III 类限值要求。地下水跟踪监测点中超标因子主要与岩体溶滤作用及周边居民生产、生活扰动相关，与本项目特征污染因子无关 (pH、硫化物、氯化物、硫酸盐、石油类等)。总体来说，采取地下水污染防治措施后，已运营的井场和集输管道暂未出现对地下水较大的污染影响。

表 3.5-5 元坝气田已勘探开发工程地下水跟踪监测达标情况判定

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
1	2019 年 9 月	元坝 27-4 井-2	pH 值、总硬度、耗氧量、挥发酚、硫化物、六价铬、氨氮、石油类、硫酸盐、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、铁、锰、镉、镍、铜、锌、铅、砷、汞、苯、甲苯、乙苯、邻二甲苯、间二甲苯，对二甲苯、甲基特丁基醚、可萃取性石油烃(C10-C40)、1,3-二氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、邻-甲酚、4-硝基酚、2,4-二甲基苯酚、萘、2,4-二氯苯酚、1,2,4-三氯苯、4-氯苯胺、六氯丁二烯、2,4,6-三氯苯酚、2,4,5-三氯苯酚、芴、2-硝基苯胺、苊烯、2,6-二硝基甲苯、4-硝基苯胺、苊、六氯苯、菲、蒽、荧蒽、芘、苯并(a)蒽、䓛、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、苯并(g,h)芘	元坝 27-4 井-2 总硬度，元坝 1-1-2 总硬度，元坝气田隧道-1 总硬度、硝酸盐氮，元坝气田隧道-1 元坝气田隧道-2 总硬度、氟化物、硝酸盐氮，元坝 205-1 井-2 氟化物、元坝 205 至元坝 205-1 井污水线西侧耗氧量、氟化物超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，其它相关因子满足 III 类限值要求。石油类能满足《地表水环境质量标准》III 类限值要求。
2		元坝 1-1-2		
3		元坝气田污水管线-2		
4		元坝气田隧道-1		
5		元坝气田隧道-2		
6		元坝 29-2		
7		元坝 205-1 井-2		
8		元坝 205 至元坝 205-1 井污水线西侧		
9		元坝 205 至元坝 205-1 井污水线东侧		
10	2019 年 10 月	元坝 28 井-2		元坝 102-3 井-2 总硬度、相关监测因子能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准。石油类能满足《地表水环境质量标准》III 类限值
11		元坝 102-3 井-2		
12		元坝气田污水管线-1		
13		元坝 103-1 井-2		

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
14	2019年11月	元坝 29-2 井-2	共 60 项。	要求。
15		元坝 29 井-2		元坝 29-2 井-2 总硬度、锰超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，其它相关因子满足 III 类限值要求。石油类能满足《地表水环境质量标准》II类限值要求。
16		元坝 205 井-2		
17		元坝 101-1 井-2		

图 3.5-12 元坝气田已勘探开发工程跟踪地下水监测点位分布图

3.4.2.4 已勘探开发工程对声环境影响回顾

(2) 施工期对声环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部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、河嘉 202H 井、河嘉 204H 井组、河嘉 206H 井组钻井过程日常监测（见附件 7-3），钻井过程中声环境存在场界超过《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不能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类限值要求。因此钻井过程中会出现厂界噪声超标和周边环境敏感目标超标的现状。

表 3.5-6 声环境监测点位及达标情况判定

监测时间	井号	监测点位	监测值 (dB (A))	达标情况
2019.10.19	河嘉 202H 井场	北侧厂界	54.2 (昼间)	达标
			57.6 (夜间)	超标
		东北侧厂界	57.7 (昼间)	达标
			57.8 (夜间)	超标
		东南侧厂界	56.1 (昼间)	达标
			57.7 (夜间)	超标
		西北侧厂界	59.0 (昼间)	达标
			54.4 (夜间)	达标
2019.12.19	元坝 104-1H 井场	厂界东大门最近农户*	52.9 (昼间)	达标
		厂界东大门右侧 1m 处	57.4 (昼间)	达标
		项目厂界西大门外 1m	56.4 (昼间)	达标
2020.7.28	元坝	井场东侧外 1m	66 (昼间)	达标

监测时间	井号	监测点位	监测值 (dB (A))	达标情况
2020.07.20	河嘉 204H 井 组	井场南侧外 1m	47 (夜间)	达标
			65 (昼间)	达标
			48 (夜间)	达标
		井场西侧外 1m	62 (昼间)	达标
			44 (夜间)	达标
		井场北侧外 1m	64 (昼间)	达标
			43 (夜间)	达标
		井场东北侧 135m 处*	48 (昼间)	达标
			46 (夜间)	超标
		井场东侧外 1m 处	63 (昼间)	达标
			33 (夜间)	达标
2020.04.16	河嘉 206H 井 组	井场南侧外 1m 处	66 (昼间)	达标
			34 (夜间)	达标
		井场西侧外 1m 处	63 (昼间)	达标
			36 (夜间)	达标
		井场北侧外 1m 处	65 (昼间)	达标
			36 (夜间)	达标
		井场东南居民点围墙外 1m 处*	57 (昼间)	超标
			35 (夜间)	达标
		大门外 1m 处	71.8 (昼间)	超标
		南侧厂界外 1m 处	74.4 (昼间)	超标
2020.04.15	元坝 272-2 井	东偏北侧厂界外 1m 处	78.0 (昼间)	超标
		东偏南侧厂界外 1m 处	74.6 (昼间)	超标
		北侧厂界外 1m 处	59.2 (昼间)	达标
		东侧厂界外 1m 处	66.6 (昼间)	达标
注：加***点位执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类限值要求；其它点位执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 表 1 限值要求。				

(2) 运营期对声环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂《元坝 27-4 钻井工程与地面集输工程竣工环境保护验收调查报告》元坝 27-4 站场厂界噪声能满足《工业企业

厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类标准, 站场外最近农户处声环境监测结果(附件 7-6)能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 1 类标准要求。

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂《元坝气田(试采工程)污水输送改造工程竣工环境保护验收调查报告》四川良测检测技术有限公司于 2020 年 10 月 26 日~27 日对元坝 28、元坝 29、元坝 272H 站场厂界噪声监测结果(见附件 7-6), 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。

表 3.5-7 元坝 27-4H 钻井工程与地面集输工程竣工环境保护验收调查声环境监测结果表 (dB (A))

监测点位 站场及时间			站场 南侧	站场东 侧	站场井 口附近	井口西南侧约 290m 农户处	标准限值		达标情况
元坝 27-4H 站场	2018. 11.06	昼间	/	/	46	46	60	55	
		夜间	/	/	37	36	50	45	达标
	2018. 11.07	昼间	/	/	45	45	60	55	达标
		夜间	/	/	35	36	50	45	达标
	2018. 11.21	昼间	46.3	47.0	/	/	60	55	达标
		夜间	42.9	42.9	/	/	50	45	达标
	2018. 11.22	昼间	45.8	46.7	/	/	60	55	达标
		夜间	44.9	43.5	/	/	50	45	达标

综上, 根据引用的噪声监测数据, 元坝 27-4H、元坝 28、元坝 29、元坝 272H 站场厂界噪声, 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。

3.4.2.5 已勘探开发工程对土壤环境影响回顾

(1) 钻井过程对土壤环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托第三方监测单位对元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井钻井过程日常监测(附件 7-3), 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尚未出现超标情况。

表 3.5-8 元坝 102-4H 井、元坝 104-1H 井、元坝 272-2 井钻井过程日常监测土壤监测点位及达标情况判定

日期	井号	监测点位	监测因子	达标情况
2019.12.19	元坝 104-1H 井场	东厂界大门外农田处	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、三氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	相关检测土壤监测能满足《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
2020.04.15	元坝 272-2 井	厂界外约 5m 处	pH、砷、镉、六价铬、铜、锌、铅、汞、镍、苯并[a]芘	相关检测土壤监测能满足《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
2020.07.28	元坝 102-4H 井	井场井口位置	总砷、镉、六价铬、铜、铅、总汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	相关检测土壤监测能满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管理标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类筛选值要求

(2) 采气过程对土壤环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂委托四川省华地新能源环保科技有限责任公司于 2019 年 11 月进行的跟踪检测(华地检 20190088 号, 见附件 7-1), 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(试行)》(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(试行)》(GB15618-2018) 中筛选值要求。总体来说, 严格采取土壤污染

防治措施后，已运营的井场和集输管道暂未出现对土壤较大的污染影响。

表 3.5-9 元坝气田已勘探开发工程跟踪土壤监测点位及达标情况判定

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
1	2019年11月	元坝 102-3	pH值、镉、锰、铜、锌、总铬、镍、铅、汞、砷、石油烃(C10-C40)、苯、甲苯、乙苯、邻一二甲苯、间，对一二甲苯、铁、氯化物、硫化物、总硫、硫酸盐、总氮、硝基苯、2-氯酚、六氯环戊二烯、2,4-二硝基甲苯、邻苯二甲酸、二(2-乙基己基)酯、邻苯二甲酸丁基苄基酯、邻苯二甲酸二正辛酯、苯胺、萘、苊、苊、芴、芴、菲、蒽、荧蒽、芘、苯并(a)蒽、䓛、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、苯并(g,h,i)芘共计46项。	相关土壤监测因子均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值
2		元坝 103		
3		元坝 10-1		
4		元坝 10-2		
5		元坝 104		
6		元坝 124-C1		
7		元坝 271		
8		元坝 27-3		
9		元坝 27-1/2		
10		元坝 27-4		
11		元坝 204-2		
12		元坝 204-1		
13		元坝 29 污水站-1		
14		元坝 29 污水站-2		
15		元坝 29		
16		元坝 29-2		
17		元坝 273-1		
18		元坝 272-1		
19		元坝 272		
20		元坝 205-1		
21		元坝 205-2		
22		元坝 205		
23		元坝 1-1		
24		元坝 11		
25		元坝 103-1		
26		元坝 102-2		
27		元坝 102-1		
28		元坝 29-1		
29		元坝 28		
30		元坝气田隧道-1		相关土壤监测因子能满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管理
31		元坝气田隧道-2		

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
32		元坝气田水污水管线-1		标准(试行)》(GB15618-2018)中筛选值要求
33		元坝气田水污水管线-2		

图 3.5-13 元坝气田已勘探开发工程跟踪土壤监测点位分布图

3.4.2.6 已勘探开发工程固体废物环境影响回顾

根据调查,元坝气田海相已勘探开发工程站场现场无固体废物堆存,施工期的弃渣场护坡完好、顶部已完成生态恢复;岩屑固化池完成生态恢复。根据已勘探开发工程地下水、土壤跟踪监测结果,区域内地下水、土壤未出现已勘探开发工程特征因子超标现象。

因此,元坝气田海相已勘探开发工程固体废物对工程周边地下水和土壤环境影响较小。

原弃渣场现状

岩屑固化池现状

图 3.5-14 部分已建工程固废处置现状图

3.4.2.7 已勘探开发工程对生态环境影响回顾

根据现场调查及查阅相关资料,已勘探开发工程临时占地会造成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;集输管线敷设工程的线型结构特点具有分割和破碎作用,造成了沿线各类景观生态系统的破碎化和斑块化;部分林草地的占用,造成地表裸露,形成水土流失;土地利用现状发生变化,对农业生产造成一定的影响。已勘探开发工程临时占地目前已大部分已复垦,仅个别采气站场由于后续钻采计划安排,存在放喷池、清水池等区域还未复垦的现象。

经过遥感解译和现场调查结果表明:已勘探开发工程受工程占地影响的生态系统仅占评级区土地面积很小,从生态系统整体性和系统性角度来讲,对工程涉及陆生生态系统的完整性、稳定性造成总体不利影响的规模很小。元坝气田已勘探开发工程没有导致生态系统类型及比例发生较大变化。

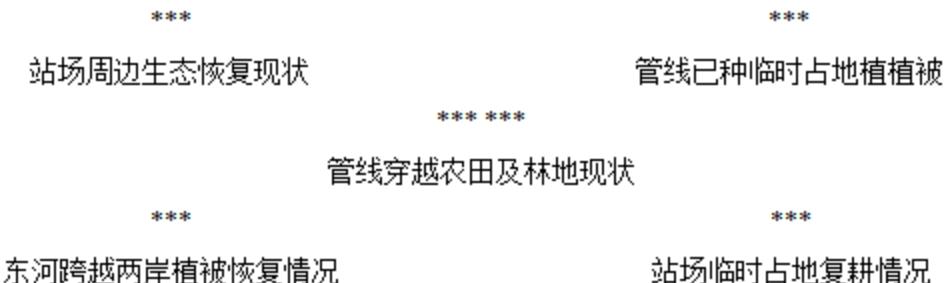


图 3.5-15 部分站场及管线生态恢复现状

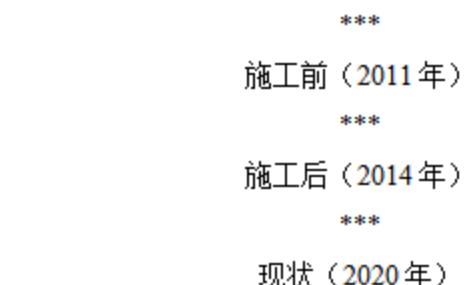


图 3.5-16 管线施工前、施工后及现状生态景观影像图

由于元坝气田海相一期和海相二期项目原料气中含有硫化氢，本次生态回顾性评价针对已勘探开发含硫井场区域土壤和植物全硫、可溶性硫进行影响分析。

根据《元坝气田井场生态监测委托项目》2020 年度元坝气田井场陆生生态监测（监测布点详见下图）：井场区域各点陆生植物植被丰富，生长茂盛，对采样点的农作物和其它优势植被的叶片表象观测结果标明该监测区域的玉米、水稻和植被叶片生长正常，未发现明显绿斑。

图 3.5-17 生态监测布点图

元坝气田已勘探开发工程井场区域土壤和植物全硫、可溶性硫变化情况见下图。

图 3.5-18 井场区域土壤全硫变化情况（单位：mg/kg）

根据上图，2013 年井场建设初期，对照点土壤全硫处于较低水平；2014 年、2015

年和 2020 年井场开始投入生产，土壤中全硫含量明显增加：表明气井生产对土壤中全硫含量影响明显；2020 年与 2014 年和 2015 年相比，集气站 27-1/2、272H 和 29 集气站硫增加明显，其他监测井场区域土壤全硫与 2014、2015 年全硫结果基本保持稳定。

图 3.5-19 井场区域土壤可溶性硫变化情况（单位：mg/kg）

根据上图，2013 年井场建设初期，对照点土壤可溶性硫处于较低水平；2014 年、2015 年和 2020 年井场开始投入生产，土壤中可溶性硫含量明显增加；2020 年与 2015 年相比，监测井场区域土壤可溶性硫结果基本保持稳定。

图 3.5-20 井场区域植物总硫变化情况（单位：%）

根据上图，与对照点相比，2020 年井场区域取样监测点植物的总硫总体保持稳定，处于清洁状态。从 2014 年、2015 年和 2020 年数据看，植物全硫总体基本保持稳定。IPC 值均小于 2，表明植物目前未明显受到硫影响，这与该区域农作物和植被生长状态良好观测结果一致。

图 3.5-21 井场区域植物可溶性硫变化情况（单位：%）

根据上图，2020 年监测点植物的可溶性硫与 2013 年对照点相比有所增加，与 2014 年和 2015 年监测结果总体保持稳定，IPC 值均小于 2，表明植物目前未明显受到硫影响，处于清洁状态。

综上所述，2020 年度元坝气田井场陆生生态监测结果：井场监测区域土壤全硫和可溶性硫跟项目建设前比较有一定程度的增加，但是目前农作物和植物的生长未明显受到硫影响；井场监测区域植物的全硫和可溶性硫处于清洁状态，与 2014 年和 2015 年监测结果相比保持稳定。

3.4.3 回顾性评价小结

通过类比元坝、河坝气田在建或最近建成投产的生产井钻井过程、竣工环保验收的监测数据，结合对元坝气田海相已勘探开发工程跟踪监测数据，对施工期和运营期已勘探开发工程对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境和生态环境的影响进行回顾。结果标明：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、土壤环境造成较大污染影响；施工期部分井场边声环境敏感目标不能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类限值要求，站场周边声环境敏感目标能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类限值要

求；根据生态监测井场监测区域土壤全硫和可溶性硫跟项目建设前比较有一定程度的增加，但是未影响农作物和植物的生长；井场监测区域植物的全硫和可溶性硫处于清洁状态，与 2014 年和 2015 年监测结果相比保持稳定。

根据建设单位提供资料，元坝气田海相已勘探开发工程各建设项目已按照环境保护管理法律法规要求，依法编制环境影响评价文件，取得了地方环境保护主管部门的批复。依法执行了环保“三同时”制度，按照环境影响评价文件及其批复的要求，设计、建设和运行了环保设施，采取了各种环保措施。依法执行了项目竣工环保验收制度，开展了竣工环境保护验收，确保了项目依法合规投产运行。元坝气田海相建设项目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、生态环境造成较大的污染影响。

3.4.4 已勘探开发工程存在的环境问题和建议

3.4.5 已勘探开发工程存在的环境问题

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督性监测，尚未发现因已建工程而引起的大气、噪声、地表水、地下水、土壤等环境污染情况，但还存在以下环境问题：

- (1) 钻井施工期存在厂界噪声超标的现象。
- (2) 个别采气站场由于后续钻采计划安排，存在放喷池、清水池等区域还未复垦的现象。
- (3) 部分站场土壤全硫和可溶性硫跟项目建设前比较有一定程度的增加。

3.4.6 已勘探开发工程的建议

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

(2) 针对土壤全硫和可溶性硫跟项目建设前比较有一定程度的增加，建议清管检修时采取平稳泄压减少原料气排放量，减少对周边土壤和植物影响；加强设备阀门检修和巡查，防止原料气无组织泄露；持续保持对站场陆生生态监测，关注各站场生产对土壤和植物硫的影响状况。

3.4.7 对已勘探开发工程提出的“以新带老”措施

- (1) 在确定相关站场不再后续开发使用后，尽快完成放喷池、清水池等的拆除，并进行复耕复垦，进行生态恢复。

4. 工程概况

4.1 项目基本情况

项目名称: 元坝气田海相产能建设项目（四期）；

建设单位: 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部；

生产管理单位: 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司西南油气分公司采气二厂；

建设性质: 新建、滚动开发；

建设地点: 项目主要涉及苍溪县漓江镇、元坝镇（原石门乡）、白鹤乡、唤马镇

产能规模: 新建产能 $6.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；

行业类别: 陆地天然气开采 B0721；

建设周期: 24 个月，预计 2023 年 1 月～2024 年 12 月；

工程投资: 项目总投资 3.8 亿元，其中环保投资 776 万元，占总投资的 2.04%。

4.2 建设内容、产能及原料气组分

4.2.1 建设内容

钻井工程: 新钻 4 口开发井。新建元坝 206H 钻井井场，新钻元坝 206H、元坝 206-1H 井，在已建元坝 15 钻井井场内新钻元坝 15-1H、元陆 15-2H 井。4 口井均为水平井，井深约 7000~8000m，水平段长约 1000m，目的层为长兴组。

采气工程: 建设 5 座采气站场。新建 1 座元坝 206H 采气站场，在已建钻井井场内建设元坝 15、元坝 701、元坝 702、元坝 13 等 4 座采气站场，站场内 4 口探井转为开发井。各站场分别设置工艺流程装置（含水套加热炉、分离器等）和火炬系统等。

集输工程: 同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km。酸气管线选用 DN250 PN9.6MPa 镍基复合管，污水管线选用 DN80 PN5.5MPa 连续增强型复合管，燃料气管线选用 DN80 PN4.0MPa 20#钢管。

本项目不涉及回注井、增压站、脱水站、污水站等建设。

图 4.7-1 项目总体布局方案

4.2.2 产能

按照“总体部署，分区开发，滚动实施”的原则，计划 2024 年底建成产能 $6.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。本次产能部署详细情况见下表。

表 4.2-1 本次产能部署情况表

序号	矿权	开发井(口)		产能($\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	平均单井配产($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)
		新钻井	探转采		
1	元坝气田采矿权范围	4	1	4.125	25
2	元坝气田Ⅱ区采矿权范围	0	3	2.475	25
总计		4	4	6.6	25

4.2.3 原料气组分

项目目的层为长兴组，含 H₂S，原料气组分类比现有元坝 102-1H 井站（长兴组）。主要原料气组分见下表。

表 4.4-1 长兴组天然气组分表

组分	组成(mol%)	组分	组成(mol%)
H ₂	0.001	C3H8	<0.001
He	0.012	iC4H10	0.001
N ₂	0.280	nC4H10	<0.001
CO ₂	5.442	iC5H12	<0.001
H ₂ S	7.365	nC5H12	<0.001
CH ₄	86.856	nC6H14	<0.001
C ₂ H ₆	0.043	Ar/O ₂	<0.001
硫化氢(g/m ³)	105.639	相对密度(kg/m ³)	0.6550
真实密度(kg/m ³)	0.7889	高位发热量(MJ/m ³)	34.01
沃泊指数(MJ/m ³)	42.02		

4.3 项目组成

本项目包括建设期、运营期、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。本工程主要工程组成见下表。

4.3.1 施工期井场工程项目组成

本项目共布设井场 2 座，每个井场新钻 2 口井。施工期井场主要工程内容组成见下表所示。

表 4.5-2 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	布设 2 座井场，其中新建元坝 206H 井场，利旧元坝 15 井场。坝 206H 井场主要工程：新建 140m × 70m 井场、建设积液池、沉砂池、放喷池、设备设施基础、分区防渗、清污分流等			新建	
		道路工程：元坝 206H 井场新建道路长度 100m，元坝 15 井场进场道路利旧				
	钻井工程	钻井作业	拟新钻 4 口水平井，设计井深约 7000m~8000m，水平段长度约 1000m；导管段采用清水钻；一开、二开采用空气站；三开、四开采用水基钻进；五开采用油基钻进		新建	
		固井作业	采用实施套管保护+水泥固井			
		井控作业	井控装置：闸板防喷器、环形防喷器等			
	储层改造（压裂作业）	采用酸压增产工艺，分段压裂作业。单井主体酸（高温凝胶酸和闭合酸）和压裂液用量总计约 1500m ³ 。			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	使用当地电网供电。同时井场设置发电机房 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。			/ 新建	
	排水工程	井场采取清污分流，施工期废水采用罐车拉运，运营期污水采用管道输送			/ 新建	
	通信系统	井场设通信系统 1 套			/ 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修建改进型生态厕所 1 座			/ 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、优化平面布置、临时撤离等措施			/ 新建	
	垃圾桶	在井场及生活区设置移动式垃圾桶			/ 新建	
	泥浆不落地系统和泥浆循环	单井场设一套泥浆不落地系统和泥浆循环系统，包括振动筛、除砂除泥设备、			噪声、钻井固废、钻井废水、环境风险 新建	

类别	建设内容及规模		可能产生的主要环境问题	备注
工程	系统	离心机、搅拌罐等固控设备。主要包含接收罐 2 个(40m ³)；脱稳罐 1 个(60m ³)；加药罐 1 个 (60m ³)；固液分离单元 1 个；废水暂存罐 2 个 (单个 60m ³)；泥饼暂存罐 2 个 (30m ³)。		
	放喷池	2 座/井场，放喷池净空容积 300m ³ /座，占地面积约 250m ² /座，3m 高防火砖构筑。	噪声、原料气燃烧废气、压裂返排液、环境风险	新建
	积液池	1 座/井场,1000m ³ /座,占地面积约 800m ² /座	环境风险	新建
	沉砂池	1 座/井场,1000m ³ /座,占地面积约 800m ² /座	钻井固废、降尘废水	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 1m ³	废油、废水	新建
	集污坑	1 个/井场，外环沟靠近积液池的井场角落设置 1 个 0.5m×0.5m×0.5m	废水	新建
	移动式一体化污水处理装置	1 套，处理能力≥60m ³ /d	噪声、固废	新建
	危废暂存间	1 座/井场，20m ² /座	环境风险	新建
储运工程	积液池	1 座/井场, 1000 m ³ /座, 占地面积约 800m ² /座	/	新建
	重浆罐区	重浆储备罐 40m ³ /个 (3 个)，设置不小于 40m ³ 围堰	环境风险	新建
	泥浆储备罐	50m ³ /个， 1 个/井场，设置不小于 50m ³ 围堰	环境风险	新建
	压裂液重叠液罐	50m ³ /个， 40 个/井场；压裂时井场内后场布置（成品吊装），设置不小于 50m ³ 围堰	环境风险	新建
	柴油罐	井场设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油。最大储存量 16t，设不小于 10m ³ 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

注：依托工程见

4.3.2 运营期地面集输工程项目组成

地面集输工程主要包括采气站场及内部集输管网建设。建设 5 座采气站场，同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km。

表 4.5-3 地面集输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		备注
			施工期	运营期	
主体工程	采气站场	新建采气站场 5 座，站场内修建围栏、大门及井口操作台、值班室，站场根据井口数量和分布情况进行布置	天然气燃烧废气、清管、检修及事故废气、备用天然气发电机废气、采气废水、设备检修废水、清管废渣、废油、生活垃圾及生活污水	新建/依托	新建
		工艺区 设置分酸分离器、水套加热炉、缓蚀剂连续加注撬、火炬分液罐等设备			
	集输管线	同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km。酸气管线选用 L360QS 材质，污水管线选用 DN80 PN5.5MPa 连续增强型复合管，燃料气管线选用 DN80 PN4.0MPa 20#钢管。		环境风险	
		穿越工程 水域穿跨越：管道沿线穿越 1 次东河，长度 150m，采用定向钻方式穿越。 道路穿跨越：管线穿越机耕道、村（乡）道 34 次，长度 136m，采用大开挖方式；穿越苍旺公路 1 次，长度 10m，采用顶管方式穿越。		正常情况无污染问题；环境风险	
	火炬系统	采气站场各配置 1 套，共计 5 套 (H=40m,DN200)		燃烧废气	新建
公用及辅助工程	供配电	由电网供给	/	/	新建
	供水	水源为周边场镇购买的自来水		/	新建
	供暖	各井站分别设置水套加热炉；各采气站值班房及控制室等采用分体空调。		/	新建
	消防	各站设消防系统 1 套，有灭火器以及消防沙池		/	新建
	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）		/	新建
	施工便道	利用现有道路，不新建施工便道		/	/
	堆管场	管道运往管道作业带之前，选取适当地点进行管道堆管。通常在 2~3km 间距内设置一处堆管场，项目共设置约 10 处堆管场，每处堆管场考虑临时占地 250m ² 。		/	/
	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。		/	新建

类别	建设内容及规模		可能产生的主要环境问题		备注
			施工期	运营期	
环保工程	防腐	包含站场管线、设备、阀门及集输管线的防腐	/	/	新建
	改进型生态厕所	1座/站场		生活污水	新建
	垃圾桶	值班室设置移动式垃圾桶，1个/站场		生活垃圾	新建
	水土保持	做好护坡、护岸、堡坎和排水设施。		/	新建
	气田水输送	新建污水管道接入气田内已建污水管道		环境风险	新建
	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		/	新建

注：依托工程见

4.3.3 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。

4.4 井场工程

井场工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造、完井测试以及完井搬迁和恢复生产。

4.4.1 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。

(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，对井场全场进行取表层土 300mm，就近堆放，并碾压平整密实。井场场平除井架基础、方井和水沟不硬化外，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 泥结碎石，对填方场地基层需补强满足相关要求。

图 4.7-1 井场场面设计结构图

本项目新建井场 2 座。其中沉砂池、积液池占地面积约 800m²/座，放喷池占地面积约 250m²/座。池体采用钢筋混凝土结构。

表 4.7-2 井场工程建设内容表

编号	井场名称	井场规格 (m×m)	方井 (口)	沉砂池 (m ³)	积液池 (m ³)	1#放喷池 (m ³)	2#放喷池 (m ³)
1	元坝 206H 井场	160×70	2	1000	1000	300	300
2	元坝 15 井场 (160×70 利旧)	160×90	2	1000 (利旧)	1000 (利旧)	300 (利旧)	300 (利旧)

(2) 分区防渗

各井场采取了分区防渗措施，避免污染物入渗。重点防渗区包括井口区域、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、积液池、重浆罐区、泥浆料台区、危废暂存间等位置；一般防渗区主要包括改进型生态厕所、双环沟等；其他区域为简单防渗区。

(3) 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。同时外环沟靠近积液池设置 1 个 $0.5\text{m} \times 0.5\text{m} \times 0.5\text{m}$ 的集污坑，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水坑抽汲至积液池。

图 4.7-2 排水沟、集污坑设计图

(4) 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。

*** ***

图 4.7-3 井架及附属设备基础结构图

(5) 方井建设

项目新钻 4 口井，每口井设置 1 口方井。

- (1) 方井净空尺寸 $4.5\text{m} \times 4.5\text{m} \times 4.5\text{m}$ ；重点分区防渗设置。
- (2) 如基坑开挖后遇基坑突水等地质现象，应制定必要的临时基坑支护措施；

(3) 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。

图 4.7-1 方井结构设计图

(6) 积液池、沉砂池建设

元坝 206H 新建 1 个容积 1000m³ 积液池，分两个储存单元，500m³ 用于生产用水储存，另 500m³ 用作应急池。池体采用地陷式构造，尽可能地降低了池体垮塌的风险；并对池体进行防渗漏处理，应急池平时保持空置，池体位于井场旁，便于收集紧急情况下溢出的污水。

元坝 206H 新建 1 个容积 1000m³ 沉砂池，用于空气钻阶段排屑，采用钢筋混凝土结构。元坝 15 井场沉砂池利旧。

图 4.7-1 积液池结构设计图

(7) 放喷池

元坝 206H 井场新建 2 个 300m² 放喷池，分别位于井口西北 175m、东南 135m。元坝 15 井场放喷池利旧。

- (1) 放喷池净空尺寸长 10.0m × 宽 20.0m × 深 1.8m，重点分区防渗设置。
- (2) 放喷池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离 ≥ 75m，距民房及公路等各种设施 ≥ 50m；
- (3) 放喷池采用半埋式；
- (4) 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；
- (5) 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

图 4.7-4 放喷池结构设计图

(8) 泥浆不落地循环系统

井场均配套建设 300m² (50m×6m) 泥浆不落地循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理。

表 4.7-3 泥浆不落地装置设备配套表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	接收罐	12*2.2*1.7m (40m ³)	个	2	
2	脱稳罐	12*2.2*2.4m (60m ³)	个	1	
3	加药罐	12*2.2*2.4m (60m ³)	个	1	
4	固液分离单元	12*2.2*2.4m	个	1	
	废水暂存罐	12*2.2*2.4m (60m ³)	个	1	
6	水罐	12*2.2*2.4m (60m ³)	个	1	
7	泥饼暂存罐	6*2.2*2.4m (30m ³)	个	2	
8	滑槽及支架	5 路	批	1	
9	地面电缆槽	/	批	1	
10	电气	/	批	1	
11	管道、阀门	/	批	1	
12	罐间过道、栏杆	/	套	1	覆盖脱稳罐及脱稳、加药罐、固液分离单元
13	坐岗房	2.5*2.5*2.5米	栋	1	

(9) 道路工程

项目运输主要依托现有道路，在现有道路与井场之间新建部分入场道路。

(1) 平场前取表土 300mm 就近堆放，先排水晾干，在碾压密实基础上，路基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；两侧设土质路肩各 0.5m × 0.5m.

(2) 道道路面结构设计为路基宽度 4.5m，设计路面宽度 3.5m。

图 4.7-4 新建道路标准路面结构图

表 4.7-3 道路工程建设内容表

序号	井场名称	井场道路长度 (m)	占地面积 (m ²)
1	元坝 206H	100	450

2	元坝 15	40 (利旧)	180 (利旧)
合计	合计	141	630

(10) 生活区

单个井场由井队配备 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，占地约 2000m²/井场。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。

(11) 临时表土堆场

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，本项目在元坝 206H 井场下风向设置的 1 处临时堆土区，元坝 206H 井场地表平整，临时堆土区占地约 500m²，能够满足使用需求。临时堆土区应用沙袋围堰，篷布遮盖，以防止雨水冲刷造成水土流失，待井场建设完成后全部用于站场或者管道工程复耕工作。

4.4.2 钻井工程

4.4.2.1 钻井工程组成

钻井包括设备安装、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、油罐等）搬运至井场，并进行安装和调试，然后进行钻井作业。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，水和水基泥浆循环使用，同时对钻井过程中产生的污染物进行治理。

项目新钻 4 口井，均为开发井，均为水平井，目的层为长兴组，钻井井身均按五开设计，采用“空气钻+液体钻”方式钻井，单井钻井周期约为 343 天。项目钻井基本情况见下表。

表 4.7-4 钻井工程建设内容表

4.4.2.2 井场布局

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》(SY/T 5225-2019)、《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。

项目元坝 206H 井场施工期典型平面布置，典型平面布置图见附图 3。

4.4.2.3 井身结构（典型）

本项目分布于四川盆地构造，主要目的层为长兴组，4口水平井。井身结构设计参数表见

表 4.7-4 井身结构设计参数表

开钻程序	套管名称	钻头程序		套管程序			备注	
		井眼尺寸 (mm)	钻达井深 (m)	尺寸 (mm)	下入井段(mm)			
					起	止		
导管	导管	914.4	32	720.0	0	31	根据需要设置	
一开	表层套管	660.4	702	508.0	0	700	表套，封上部易漏层和水层	
二开	技术套管	444.5	3327	365.13	0	3325	技套，封上沙底部以上地层	
三开	技术套管悬挂	320.68	5160	273.05	3125	5158	悬挂技套，封雷三段顶部以浅地层	
三开	技术套管回接	320.68	5160	273.05	0	3125	回接技术套管	
四开	油层套管悬挂	241.3	6818	193.68	4958	6816	悬挂油套，封长兴组顶部以浅地层	
四开	油层套管回接	241.3	6818	193.68	0	4958	五开完钻下入衬管及固井后回接	
五开	套管/衬管	165.1	8000	127.0	6600	8000	贯眼完井	

图 4.7-4 井身结构图

4.4.2.4 钻井技术选择

根据元坝气田地质特点，本项目采用空气钻井技术+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，一开、二开采用空气钻进；三开、四开采用水基泥浆钻进；五开采用油基泥浆钻进。

（1）空气钻井

① 空气钻井参数

表 4.7-5 空气钻井参数示意表

井深 (m)	钻头		其它参数			
	钻头尺寸 (mm)	喷嘴面积 (mm ²)	注气量 (m ³ /min)	注气压力 (MPa)	钻压 (kN)	转速 (r/min)
导管段以下~702	Φ660.4	未装喷嘴	180~200	1.5~2.5	80~240	50~100
702~约 3000	Φ444.5	未装喷嘴	180~260	2.5~5.5	40~60	50~60

②空气钻井配套设备

空气钻井设备主要由空压机、增压器及供气设备、旋转防喷器、燃烧管线、排砂管线、供气管汇、排气管汇及其它辅助设备组成。

为了安全钻井，空气钻井需要在钻具上安装浮阀等特殊工具。

③空气钻井转化为其他方式钻井的原则

a. 地层出水不能进行空气钻井时，应转化成雾化、泡沫或常规钻井液钻井，当影响正常钻进时直接转换为常规钻井液钻井。

b. 天然气含量连续大于 3%，或井下连续发生两次燃爆，空气钻井应转化成氮气、雾化、泡沫或常规钻井液钻井。

c. 天然气产量连续高于 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，空气钻井应压井转化为常规钻井液钻井。

d. 发现硫化氢应终止空气钻井，并转化成常规钻井液钻井。

e. 井壁失稳，阻卡严重，应转化成常规钻井液钻井。

f. 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。

④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

钻井泥浆是广泛使用的钻井液，主要适用于松散、裂隙发育、易坍塌掉块、遇水膨胀剥落等孔壁不稳定岩层。钻井液主要功用是：①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑；②润滑钻具；③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层；④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井液的循环程序包括：钻井液罐→地面管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口泥浆槽→钻井泥浆循环处理设备→钻井液罐。

表 4.7-6 本项目钻井液钻井示意参数

地层	钻头推荐	钻头直径 (mm)	钻压 (kN)	转速 (r/min)	排量	钻井液密度 (g/cm ³)
剑门关组	牙轮钻头	Φ914.4	20~60	40~60	60L/s	
剑门关-蓬莱镇	牙轮钻头(515、517、525)	Φ660.4	80~240	50~100	120~200m ³ /min 气体 12~20L/s 基液	1.07~1.30
蓬莱镇-下沙溪庙	牙轮钻头(517、537) PDC钻头(m ³ 23)	Φ444.5	40~60	50~60	80~260m ³ /min 气体	
下沙溪庙-雷口坡	牙轮钻头(517、537、617)、PDC钻头(m ³ 33、M842)	Φ320.68	120~200	60~100	36~48L/s	1.30~2.10
雷口坡-长兴组	PDC钻头(M432、m ³ 33)、牙轮钻头(537、617)	Φ241.3	60~100 40~80	50~60+螺杆 螺杆	28~35L/s	1.45~1.85
长兴组	PDC钻头(m ³ 33、M433)、牙轮钻头(537)	Φ165.1	40~60	50~60+螺杆	13~18L/s	1.15~1.35

注：剑门关~下沙溪庙组钻井液为备用。

4.4.2.5 钻井液方案

(1) 可能钻遇的复杂情况和钻井液技术重点

①环境保护：提供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，特别是在施工过程中不能污染地表水，全井禁止使用有毒有害材料。

②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。

③井漏：元坝地区自上而下多层位易发生漏失，陆相地层常见于白垩系、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。

④流变性控制：地质预测井底温度可达 150°C 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、水平段易于发生岩屑沉积，须钻井液优化流变性能，确保具备良好的悬浮和携屑能力，防止岩屑床的沉积。

⑤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。

⑥润滑性能控制：为超深水平井，钻具在重力下总靠着下井壁，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。

⑦防 H_2S ：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 5 吨的除硫剂。

（2）分段钻井液类型

根据地质和钻井工程要求，钻井液要保持低固相、强抑制、较低的滤失量、薄而韧的泥饼、优良的造壁性和润滑性，以及良好的流变性和抗温性，保证安全快速钻进。本项目导管段采用清水钻进，可有效保护浅层地下水，避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响，建设方拟采用清水钻工艺进行导管段的钻井作业。清水主要成分为无毒无害的淡水（并可根据实际情况添加膨润土），钻完后及时下套管和固井，可最大程度的保护浅层地下水环境。

结合区域水文地质普查报告仪陇幅和梓潼钻孔数据显示，项目周边地下水浅层含水层底板深度最浅为地面 53m 以下，浅层含水层底板深度最深为地面 230m 以下，项目导管段清水钻长度设置为 230m 。

表 4.7-7 本项目钻井液体系

钻井段	钻井液体系	pH	主要成分
导管	清水	7	水、膨润土（少量）

一开	钾基钻井液	8~10	基本配方： 5%~6%膨润土+4%纯碱（土量）+0.5%~0.8%黄原胶+0.6%~0.8%聚阴离子纤维素+0.2%~0.4%两性离子聚合物包被剂+1%~2%钻井液用清洁剂+3%~4%氯化钾+重晶石
二开	钾基钻井液		上部井浆+5%~7%氯化钾+0.2%~0.4%两性离子聚合物包被剂+0.3%~0.5%两性离子聚合物降粘剂+1%~3%改性沥青+1%~2%井壁封固剂+重晶石
三开	钾基钻井液		上部井浆+5%~7%氯化钾+0.2%~0.4%两性离子聚合物包被剂+2%~3%褐煤树脂+0.3%~0.5%两性离子聚合物降粘剂+1%~3%改性沥青+1%~2%井壁封固剂+2%~3%褐煤树脂类降滤失剂+1%~2%聚合物抗温抗盐降滤失剂+2%~3%抗温抗饱和盐润滑剂+1%~2%石墨类固体润滑剂+重晶石
四开	钾基钻井液	9~11	上部井浆+3%~4%褐煤树脂+1%~2%纳米-微米聚合物成膜封堵剂+1%~2%井壁封固剂+3%~4%褐煤树脂类降滤失剂+2%~4%抗温抗饱和盐润滑剂+1%~2%石墨类固体润滑剂+重晶石
五开	油基钻井液	9~11	80%~90%白油+4%~6%主乳+4%~6%辅乳+0.5%~1%润湿剂+10%~20%氯化钙水（浓度20%~25%）+2%~3%有机土+2%生石灰+4%~5%降滤失剂+2%~4%刚性封堵剂+2%~3%天然沥青+重晶石等

项目钻井过程中造斜段+水平段将水基泥浆转换为油基泥浆钻井。本次环评每口井按照造斜段+水平段（平均按照1500m计）采用油基泥浆进行评价。**环评要求油基泥浆必须使用环保友好型泥浆，禁止使用柴油作为基础油。**

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。

(3) 钻井泥浆循环工艺

钻井液主要功用是：①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使钻井泥浆性能改变，给钻井工程及油、气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复

利用。

4.4.2.6 固井设计

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。

项目固井工艺一般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。

4.4.2.7 井控方案

油气井井控应严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》(SY/T5964-2019)、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2017)、《中国石化井控管理规定》(中国石化油(2015)374号)、《西南油气分公司内防喷工具管理实施细则》(西南油气(2018)303号)、《西南石油局西南油气分公司井控管理实施细则》(西南局(2015)174号)、《西南石油局西南油气分公司井控技术实施细则》(局工单安环(2012)15号)等行业或企业相关文件。

4.4.3 储层改造（压裂作业）

本项目储层改造主要为压裂作业，本次采用酸压增产工艺。

(1) 酸压工作液体系

元坝长兴组储层含 H₂S，残酸在含 H₂S 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。

高温胶凝酸配方：20%HCl + 0.8%胶凝剂 + 2.0%缓蚀剂 + 0.5%缓蚀增效剂 + 1.0%铁稳剂 + 1.0%助排剂 + 0.5%多功能增效剂

闭合酸配方：20%HCl + 0.4%胶凝剂 + 2.0%缓蚀剂 + 0.5%缓蚀增效剂 + 1.0%铁稳剂 + 1.0%助排剂 + 0.5%多功能增效剂

②压裂液体系

针对长水平段非均质强储层，采用压裂液冻胶暂堵及纤维暂堵工艺，提高水平段均匀布酸程度。在漏失层或裂缝发育层段，采用滑溜水与酸液交替注入，扩张及清洗裂缝目的。

压裂液配方：0.55%瓜胶+0.3%杀菌剂+0.5%粘土稳定剂+0.5%助排剂+1.5%温度稳定剂+0.5%多功能增效剂+0.12%NaOH+0.4%交联剂

滑溜水配方：0.25%瓜胶+0.5%助排剂+清水

(2) 酸压增产工艺

①工艺选择

借鉴区域内邻井前期改造酸压增产工艺，本项目酸化改造优选采用滑套多级分流酸化改造工艺，根据储层段测录井显示、裂缝发育、漏失等情况进行段内暂堵酸化工艺。

②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φ88.9mm+73mm油管注入。

③井口选择

根据邻井前期改造施工压力，选择105MPa井口采油树满足解堵酸化施工要求。

④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200~400m。为了加强均匀布酸效果，水平井酸化分段数初步定在3~8段（段间距100~200m）。

⑤酸化规模

根据调研磨溪、川东等水平井酸化施工情况，水平段解堵酸化用酸强度一般在0.5m³/m~0.9m³/m。元坝长兴组酸化施工规模100m³~200m³，但是储层埋藏深，酸岩反应速度快，为了增加酸蚀缝长，可适当增加酸液用量，因此本项目各段设计酸化施工规模100m³~300m³，根据储层钻遇裂缝及漏失情况进行优化。

⑥酸压参数

根据水平段钻遇储层油气显示、裂缝发育及漏失情况，优化酸化改造工艺、分段数及改造参数，对长水平段显示较好层段进行分流定点酸化改造，以达到充分改造水平段的目的，酸压总体设计示意参数见下表。

表 4.7-10 酸压总体设计参数示意表

分段数	3~8 段
完井方式	衬管完井
酸化工艺	酸化
分段工艺	滑套多级分流酸化
酸化管柱	$\Phi 88.9\text{mm}+\Phi 73\text{mm}$ 油管
井口装置	105MPa 井口
单段酸液规模 (m^3)	100~300 (根据分段储层情况优化)
单段压裂液规模 (m^3)	0~200 (根据储层裂缝发育情况采用及优化)
暂堵剂规模 (kg)	2000 (根据储层情况采用及优化)
最高排量酸化施工排量 (m^3/min)	3.0~5.0

4.4.4 完井测试

当钻井钻至产气层完井后，对气井进行储层改造，增大气井产量，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。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，属短期排放，待产气满足集输要求后接入集输管网。

4.4.5 完井搬迁及恢复生产

本项目采用的是衬管完井（备用裸眼），之后按要求安装井口装置。

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。搬迁前所有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。

4.5 地面集输工程概况

本项目地面集输工程主要包括采气站场建设、酸气管线、燃料气管线、污水管线。共涉及 8 口井，拟新建采气站场 5 座。

4.5.1 采气站场

(1) 井口参数

表 4.8-1 本项目气井井口参数表

序号	参数名称	参数
1	井口最高关井压力 (MPa)	44.47
2	井口最高流动压力 (MPa)	42.45
3	井口流动温度 (°C)	55

(2) 单井配产

本项目共涉及 8 口井，拟新建采气站场 5 座。单井配产均为 25 万方/天。

表 4.8-2 采气站场建设内容表

(3) 采气站场平面布置

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。

本项目各井站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。典型采气期各井站平面布置示意图见附图 3-2 和附图 3-3。

(4) 站场工艺

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。站场均采用“临时分酸、加热节流、生产分离器分离计量、气液分输、管输污水”工艺方案。

图 4.8-1 单井站工艺流程示意图

图 3-2-1 元坝海相

图 4.8-1 双井站工艺流程示意图

(5) 缓蚀剂

元坝气田开发采用井口采用连续加注缓蚀剂防止 H_2S 和 CO_2 对管线的腐蚀。

①缓蚀剂主要成分

缓蚀剂主要成分是含硫咪唑啉的衍生物，包含一个咪唑啉环状结构，C7~C17的烷基支链、酰胺基团和巯基。

②缓蚀剂用量

缓蚀剂化学药剂加注压力为40MPa，采用连续加注方式，按照每100万方天然气加注60L缓蚀剂，元坝气田长兴组年加注缓蚀剂估算为39.6m³。

(6) 水合物抑制工艺

本项目防止水合物形成采用“加热+抑制剂”法。正常生产时，站场采用水套加热炉加热防止水合物的形成，事故工况和开停工状况采用注抑制剂方式防止水合物形成。

①水合物抑制剂主要成分

元坝气田长兴组采用加注甲醇抑制剂的方法来防止初期水合物的生成，抑制剂为甲醇。

②水合物抑制剂用量

本项目在井口节流阀后管道上设置水合物抑制剂加注口，在事故工况和开停工况采用临时注抑制剂方式防止水合物形成。

本项目开井初期，由于管线温度较低，每口井井筒内需一次加入甲醇1m³左右，2~4小时后开井，甲醇总计使用量约8m³。

(7) 元素硫沉积处理工艺

高含硫气井在开采过程中，随着时间推移，地层压力和温度不断降低，硫微粒在气相中的溶解度逐渐减小，在达到或超过含硫饱和度时，气体中析出元素硫，若元素硫不能被气流携带走就会产生硫沉积现象。元素硫在井筒及管线中的沉积会对生产带来影响，沉积量较小时，附着在管壁上的硫单质会使流体通道变小；沉积量较大时，堆积的硫单质将堵塞流体通道。析出并沉积在管壁上的元素硫可能加速管材腐蚀，并造成钢材疲劳破坏。

为防止硫沉积对生产的不利影响，本项目各站场预留硫溶剂加注橇块的位置，如果生产过程中地面管道设备出现硫沉积的情况，可在水套加热炉前预留硫溶剂加注口临时加注硫溶剂，井筒内出现硫沉积，通过采气树临时加注硫溶剂。

可选的硫溶剂如DADS，DMDS，CS₂等，用量根据实际情况而定。

(8) 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。

各采气站场放空区结合当地风向（下风向布置）、周边地貌及建筑物（地势高处）等进行确定，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。项目 5 座采气站各设置火炬一套（H=40m、DN200），占地面积 10m²。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。

4.5.2 集输管线

4.5.2.1 管线长度

项目同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km。酸气管线选用 DN250 PN9.6MPa 镍基复合管，污水管线选用 DN80 PN5.5MPa 连续增强型复合管，燃料气管线选用 DN80 PN4.0MPa 20#钢管。

表 4.8-4 集输管线项目情况一览表

4.5.2.2 管线穿跨越

（1）河流穿跨越

项目穿越河流 1 次，穿越段长度为 150m，具体见下表。

表 4.8-5 河流穿越汇表

序号	管线名称	河流名称	穿跨越方式	穿跨越长度(m)	穿越段功能
1	元坝 13~元坝 101-1	东河	定向钻	150	灌溉
穿越河流位置		穿越位置现状			长度/m
***		***			150
元坝 15~元坝 101-1 管线 106°5'0.64518'', 31°53'4.52331''					

图 4.8-3 河流穿越点现场状图

（2）道路穿跨越

本项目集输管线穿越机耕道、村（乡）道 34 次，路面宽度约 3~5m，采用大开挖穿越，穿越总长度 136m。穿越三级公路（苍旺公路）1 次，采用顶管方式穿越。穿越长度 10m。具体见下表所示。

表 4.8-6 道路穿跨越汇总表

序号	管线名称	道路	穿越次数(次)	推荐跨越方式	穿越长度(m)
1	元坝 13~元坝 101-1	乡(村)道/机耕道	19	大开挖+套管	82
2	元坝 701~元坝 702		9	大开挖+套管	33
3	元坝 702~元坝 206H		3	大开挖+套管	11
4	元坝 206H~元坝 205-1		2	大开挖+套管	7
5	元坝 15~元坝 205-3		1	大开挖+套管	3
6	元坝 13~元坝 101-1	三级公路	1	定向钻	10
合计			35	/	146

穿越道路位置	穿越位置现状	长度/m
***	***	3
机耕道穿越现状图(元坝 13~元坝 101-1 管线)		
***	***	4
村道穿越现状图(元坝 206H~元坝 205-1)		
***	***	10
苍旺公路穿越现状图(元坝 13~元坝 101-1 管线)		

图 4.8-4 部分公路穿越点现场状况图

4.5.2.3 管线管材比选

(1) 原料气集输管道

本项目长兴组原料气属于含硫和二氧化碳的天然气集输系统，在管材选材时必须同时考虑管材的耐腐蚀能力和抗应力腐蚀性能。燃料气管道采用 20#钢。

根据《石油和天然气工业——油气开采中用于含硫化氢环境的材料》(NACE MR0175/ISO15156)、《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和应力腐蚀开裂金属材料技术规范》(SY/T 0599-2018)、《石油天然气工业管线输送系统用钢管》(GB/T9711) 标准的要求，规定了在 H₂S 环境条件下要选择允许使用的材料，保证抗 SSC 和 HIC 性能的要求，以确保管材的可靠性。

①选材方案

方案 1：抗硫碳钢+缓蚀剂

站内外酸气管道材料根据 NACE MR0175/ISO15156 的要求，采用 ISO 183 的 L360S 无缝钢管，并对材料的 S、P 等有害元素进行严格的限定，控制材料的硬度不超过 220HV10，并对所选抗硫管材进行 SSC、HIC、SOHIC 试验和评价及焊接工艺评定。同时配套相应的缓蚀剂加注，对缓蚀剂提出相应的技术要求，配合全面有效的腐蚀监测设

施。

方案 2：抗腐蚀开裂合金（纯镍基合金等）

根据 NACE MR0175/ISO15156.3-2003 标准的要求，采用具有较好耐蚀效果的耐蚀合金系列，如采用纯的镍基合金 825。

方案 3：镍基复合管

介于上述 2 种方案之间的还有双金属复合管的方案，即基层钢管采用 L360QS 抗硫碳钢钢管，内层采用镍基合金 825（一般厚度为 3mm）的双金属复合管方案。

②方案对比

表 4.8-7 本项目管材方案比选一览表

序号	比选内容	方案 1	方案 2	方案 3
1	产品质量	1) 制造工艺成熟，产品制造质量可靠性高； 2) 焊接工艺简单、成熟，焊接质量可靠。	1) 制造工艺成熟，产品制造质量可靠性高；2) 焊接工艺简单、成熟，焊接质量可靠。	1) 制造工艺成熟，产品制造质量可靠性高；2) 焊接工艺简单、成熟，焊接质量可靠。
2	工程应用	国内高含硫气田已采用，截止目前均稳定运行（如普光气田、龙岗气田）。	高含硫集输管道没有大规模使用的业绩。	目前元坝气田酸气管网采用该管材
3	工程投资	一次性投资较低	一次性投资高（管材比方案 1 高 15~20 倍）。	一次性投资高（管材比方案 1 高 4~9 倍）。
4	运行成本（缓蚀剂）	2020 万元/年，其中：缓蚀剂成本：1280 元/年；人工费+设备（2 组）：740 万元/年。	不需要加注缓蚀剂。	不需要进行缓蚀剂批处理。
5	主要优点	1) 技术较为成熟，在国内外已经广泛应用，并已得到工程验证；2) 造价较低，一次性投资较低。	耐腐蚀性能最好，不需要添加缓蚀剂。	具有强度高、韧性好、抗脆断以及抗氢致诱导开裂和抗硫化物应力开裂的特点；耐腐蚀性能较方案 1 好，造价较方案 1 高、较方案 2 低。
6	主要缺点	1) 材料本身不具备耐一般的电化学性能，需要加注缓蚀剂；2) 因缓蚀剂需连续加注，会增加后期工作量及运行成本，而且还影响产量。	造价最高。	造价较方案 1 高

综上所述，方案 2 的安全性能最高，但造价很高，不宜大范围使用；尽管方案 1 管线造价最低，但是材料本身不具备耐一般的电化学性能，需要加注缓蚀剂，会增加后期

工作量及运行成本，而且还影响产量。

因此，本项目气田内部集输酸气管线均采用镍基复合管材质。

(2) 污水集输管道

由于气田水腐蚀性较强，输送管材必须是耐腐蚀性的，鉴于低压非金属管材比较成熟，因此本工程气田水输送管材不考虑采用普通碳钢。

管材推荐采用非金属材质，下表是几种主要管材的性能缺点对比表。

表 4.8-8 污水管线性能特点对比表

类别	玻璃钢管	钢骨架塑料增强复合管	连续增强型复合管
防腐结构	玻璃纤维环氧树脂结构	基体为 PE 材料，中间体为高强度钢丝网	内管为 PE 管，中间为高强度纤维，外层为 PE 防腐层、保护层
单根长度	8~12m	50~200m	10~200m
连接方式	承插、对接粘接、丝扣、法兰	双层金属卡箍连接	扣压短节、焊接、法兰、由壬等
使用条件	压力≤28MPa，温度≤95°C	DN≤200mm， 压力≤32MPa，温度≤90°C	DN≤200mm， 压力≤32MPa，温度≤110°C
承载能力	弱	强	强
耐腐蚀性	一般	好	好
耐磨性	一般	好	好

玻璃钢管存在单根长度短、泄漏点多、山区施工维护不方便等缺点，本工程处于山区，不推荐使用玻璃钢管。

钢骨架塑料增强复合管、连续增强型复合管工艺结构有区别，但可统称为增强型塑料复合管，单根长度可以达到 200m 左右，有利于减少泄露点，此外还具有承载能力强、耐腐蚀性好、耐磨性优良结构等特点。但是根据元坝气田使用的经验，选复合管不能使用中间是钢丝网或者钢带增强型的。

综上，为方便施工、减少泄漏点，同时根据元坝气田使用经验，本项目污水管材采用连续增强型复合管，从环保的角度污水管道选材合理。

4.6 主要设备

4.6.1 施工期设备

4.6.1.1 钻井工程设备清单

依据井身结构与钻具优化结果和钻机负荷综合确定钻机，本项目长兴组选用推荐选择 ZJ70 型或以上级别钻机并配备顶驱装置。

表 4.10-1 本项目典型单井钻井作业主要设备一览表

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
一	钻井				
1	机械钻机	ZJ70 及以上	7000 及以上	m	1
2	井架	JJ450/45-K6	4500	kN	1
3	底座	DZ450/9-KS	4500	kN	1
4	绞车	JC70A	/	/	/
5	天车	TC450-1	/	/	/
6	游车/大钩	YC450/DG450	/	/	/
7	水龙头	SL450 II		/	/
8	转盘	ZP-375	/	/	/
9	传动装置	BC632/8-1 3/4'L-1	/	/	/
10	空压机	280m ³ /min	/	/	6
11	增压机	280m ³ /min	/	/	2
12	空气钻井其他配套设备	/	/	/	/
13	机械传动装置	JS3-1000	/	/	/
14	柴油机	PZ12V190BG2-3	800	kW	3 (备用)
15	发电机	PZ-8V190DZ	400	kW	1 (备用)
16	泥浆泵	3N	Z1300965	HP	2
17	重浆储备罐	地上罐 8000×2800×2400	50	m ³	1
18	泥浆循环系统及泥浆不落地工艺系统	在井场设置泥浆不落地系统和泥浆循环系统，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐等固控设备。	/	套	1
19	挖掘机	DH-60		台	1
20	装载机			台	1
21	运输车	FH-60		台	2
22	柴油罐	地上罐	10m ³ (8t)	个	2
23	生活水罐	地上罐	10	m ³	1
二	救生及消防				
1	消防房及消防工具				按标准配套
2	二层台逃生装置				

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
3	钻台紧急滑道				
4	可燃气体监测仪			台	2
三	硫化氢防护设备				
1	固定式 H ₂ S 监测仪		/	/	按标准配置
2	便携式 H ₂ S 监测仪		/	/	
3	空气呼吸器		/	/	
4	空气压缩机		/	/	
5	大功率防爆排风扇		/	/	
6	点火装置		/	/	
7	小型汽油发电机		/	/	

4.6.1.2 储层改造（压裂作业）主要设备

本项目压裂作业阶段，施工车辆及设备准备如表见下表。

表 4.10-2 压裂作业设备设施一览表

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
1	2500型压裂车	YL40-1860		辆	5
2	灌注撬	/		个	1
3	混配车	S	X5292TYC	辆	1
4	奔驰混砂车	STL-00100		量	1
5	压裂液罐	/	50m ³ /个	个	40
6	组合砂罐	/	100m ³ /个	个	4
7	管汇车	/		台	1
8	压裂液重叠液罐	/	50m ³ /个	个	40

4.6.2 运营期设备

项目单井采气站为元坝 13、元坝 701、元坝 702 采气站场；双井采气站为元坝 206H 采气站场；三井采气站为元坝 15 采气站场。地面设施设备详见下表。

表 4.10-3 本项目采气工程主要设施设备

、序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量		
				单井站	双井站	三井站
1	采气树	/	套	1	2	3
2	井口安全截断系统	/	套	1	2	3
3	水套加热炉	PN20MPa 400KW	套	1	2	3

、序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量		
				单井站	双井站	三井站
4	临时分酸分离器	PN20MPa DN1200	套	1	2	3
5	生产分离器	PN9.6Mpa DN1000	套	1	2	3
6	两相流量计橇	9.6MPa DN80 两相流流量 计量橇	套	1	1	1
7	火炬分液罐(含罐底泵)	PN1Mpa DN2000	台	1	1	1
8	缓蚀剂连续加注橇	额定流量 5L/h, 出口压力 5.5MPa	套	1	1	1
9	移动式甲醇加注橇(预留)	出口压力 35MPa	套	1	1	1
10	移动式硫溶剂加注橇(预留)	/	套	1	1	1
11	燃料气调压分配撬	P=4.0MPa	套	1	1	1
12	火炬	DN200 , H=40m	套	1	1	1
13	站内管网	/	套	1	1	1
14	值班室(活动板房)	/	座	1	1	1
15	生活水罐	10m ³	个	1	1	1
16	天然气发电机(备用)	60kW	台	1	1	1

临时分酸分离器: 对开井初期气田水进行分离。

生产分离器: 主要对站内集输天然气进行气田水分离和计量统计。

水套加热炉: 为了防止井场节流水合物形成风险。

火炬分液罐: 在火炬系统前设置火炬分液罐, 过滤流经气体中的杂质、液体。

放空火炬: 放空系统由放空支线、总管、火炬燃烧器、火炬筒、火炬分液罐和点火装置组成。站内各部分安全阀、手动放空阀通过放空支线汇入放空总管, 为长明火。

燃料气调压分配撬: 燃料气调压分配撬负责供应站内井口水套加热炉用气、吹扫气用气、燃气发电机用气和仪表风用气等。

缓蚀剂连续加注橇: 主要是为了减缓管道的腐蚀速度。缓蚀剂罐中的缓蚀剂分别由加热炉缓蚀剂加注泵输送至井口分水分离器后缓蚀剂加注装置。由于缓蚀剂需要连续加注, 井口加注泵选用一用一备, 元坝气田各站缓蚀剂药剂加注压力均为 20MPa。

移动式甲醇加注橇(预留): 为了防止开井时形成水合物堵塞管道和设备, 本工程考虑“移动式”加注装置, 利用元坝已有的甲醇加注橇块(公用), 井口甲醇加注主要在开井时使用。

移动式硫溶剂加注橇块(预留): 本项目硫沉积概率低, 但为防止硫沉积对生产的

不利影响，本站预留硫溶剂加注橇块的位置，如果生产过程中出现硫沉积的情况，向管线或者井筒中临时加注硫溶剂。

4.7 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。

4.7.1 施工便道

项目施工可利用现有道路或拟建采气站场到达施工现场，无需修整或新建施工便道。

4.7.2 管线附属物

(1) 标志桩

根据《油气管道线路标识设置技术规范》SY/T6064-2017的规定，管道沿线应设置：

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

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

穿越标志桩：管道穿跨东河、苍旺公路的两侧，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）缆和其它地下构筑物交叉的位置应设置交叉标志桩。交叉标志桩上应注明线路里程、交叉物的名称、与交叉物的关系。

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

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

(2) 警示牌

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

(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。

4.7.3 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积液池储存使用，生活用水从当地场镇购买，采用清水罐车运输到井场供给。由于本项目钻井采取不同的工艺工程取水量就不相同，本次按照取水量最大工艺计算用水量。

运营期：包括生产用水和生活用水，生产用水主要为水套加热炉用水。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，车拉水卸至站场高架水箱，由水箱供给采气站场生产用水，生活用水采用清水罐车运输至站场水罐储存。

表 4.11-2 本项目用水量汇总表

序号	名称	井口数量	施工期(m ³)					运营期(m ^{3/a})		
			钻井用水量	压裂液配置用水量	生活用水	试压用水	总用水	生活用水	水套加热炉补水	总用水
1	元坝 13 采气站	1	/	/	/	/	0	73	133	206
2	元坝 701 采气站	1	/	/	/	/	0	73	133	206
3	元坝 702 采气站	1	/	/	/	/	0	73	133	206
2	元坝 206H 采气站	2	3383	1660	3087	5	8135	73	266	339
3	元坝 15 采气站	3	3383	1660	3087	5	8135	73	399	472
8	合计	8	6766	3320	6174	10	16270	365	1064	1429

注：钻井用水按照“空气钻+水基钻”工艺进行计算。

由上表可知。项目施工期总用水量为各钻井工程钻井用水量、压裂液配置用水量、试压用水量以及生活用水量之和，总用水量约 16270m³，运营期总用水量为生活用水和生产用水，总用水量约 1429m^{3/a}。

(2) 排水系统

根据“雨污分流、污污分流、集中治污”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。

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，基础周边雨、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积液池回用；井场内四周修

建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑，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至积液池，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；清污分流使基础周边废水经提升至积液池可回用，项目高出地面的放喷池、沉砂池、积液池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

本项目钻前工程施工废水经处理后循环利用，不外排；空气钻井阶段产生的污水及岩屑进入沉砂池，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，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；常规水基钻井废水经泥浆不落地工艺处理后，可回用的用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注站回注；洗井废水经泥浆不落地工艺处理后，用于区域内配置钻井液，不外排；可回用的压裂返排液回用于同区域其他井压裂作业，不可回用的压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注站回注。

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厂处理达标后外排。

图 4.11-2 改进型生态厕所实景图

④气田水和检修废水

本项目运营期气田水和检修废水由管线输送至大坪污水处理站预处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，无废水外排。

⑤污水预处理站和元坝气田采出水零排放综合处理站（低温蒸馏站）

本项目气田水、检修废水预处理拟依托现有大坪污水处理站；深度处理拟依托元坝气田采出水零排放综合处理站（低温蒸馏站）。

⑦回注井

经大坪污水站预处理后达到回注要求后的气田水和检修废水，依托现有的川柏 54 回注井、川石 43 回注井、回注 1 井、元坝 2 回注井、石龙 2 回注井等回注地层。

4.7.4 供电系统

施工期：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。

运营期：由当地电网供给。

4.7.5 消防系统

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005) 的要求及《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014[2018 年版]) 的要求，井场内各建筑单体和场内按相应危险等级配置手提式、推车式磷酸铵盐灭火器，并配置消防沙箱、消防铲等消防器材。

4.7.6 通信系统

根据元坝气田工艺和自控对通信系统的要求，采取既要保证气田所有工艺安全、可靠运行和高效管理，又要工程投资合理、降低运营成本和满足通信网络发展规划的原则，结合气田生产管理、行政管理及自控 SCADA 数据传输要求，及气田通信的整体统一性、多业务性，高数据量的需求，在气田内部建设通信专网，内部专网采用光通信与公网通信相结合的通信方式，依托于光通信系统在气田内部设计行政电话系统、调度电话系统、数据传输系统、视频监控系统等。通信系统的语音电话、视频监控中心设在生产管理区。

4.7.7 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及阀室控制系统、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。

本项目采气站场采用集中监控，定时巡检的管理模式，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。

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。

4.7.8 防腐

本项目原料气属于强腐蚀性工况。针对含 H₂S/CO₂ 气田地面集输系统的内外腐蚀问题，可采用的腐蚀控制措施主要有下列一种或多种方案的组合。

(1) 内腐蚀控制措施

- ①采用镍基双金属复合管，配套缓蚀剂处理工艺。
- ②工艺控制，控制管道内流速，减少输送过程中的凝析水及局部积液的出现。
- ③根据工艺流程和腐蚀趋势特点，建立一个适用有效的腐蚀监测系统，对系统的腐蚀速度和某些与腐蚀速度密切相关的参数进行连续或断续监测，根据监测结果对生产过程的相关腐蚀控制措施进行调整和改善。

(2) 外腐蚀控制措施

地上管线采用防腐涂层保护，埋地管线采用防腐涂层及阴极保护联合保护，并对杂散电流干扰采取有效防护措施。

①线路防腐保温

线路埋地酸气管线防腐保温采用“管中管”成型工艺，保温层采用硬质聚氨酯泡沫聚乙烯防腐保温层（保温层厚 40mm），防腐层采用环氧粉末；防护层采用聚乙烯层，酸气管道补口采用现场发泡，补口防腐采用无溶剂液体环氧涂料+粘弹体胶带+聚乙烯袖套管+粘弹体胶带+辐射交联聚乙烯热收缩带。

燃料气管线以及污水管线采用机械强度高，耐磨耐冲击，耐化学介质腐蚀，抗植物根茎穿透，吸水性低，使用寿命长，电绝缘性好，使用寿命长的加强级三层 PE 防腐层，

管道补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

引起埋地管道外部腐蚀的原因主要为涂层缺陷，在管道存在涂层缺陷的部位，当阴极保护失效时，就可能加速埋地管道外腐蚀的发展，为提前预控管道的腐蚀风险，充分体现完整性管理中预防为主的指导思想，防腐管下沟前，应用电火花检漏仪对管道全部进行检漏，检漏电压为 15kV。如有漏点应进行修补至合格，并填写记录。管道回填土自然沉降密实后，应对管道防腐层进行地面检漏，发现漏点应进行开挖修补并做好记录。

②线路阴极保护

埋地管道阴极保护常用阴极保护方法有强制电流法和牺牲阳极法 2 种，元坝气田集输管网采用了强制电流阴极保护方案。为避免已建阴极保护系统电流流失，在站外连接线管道进、出站设置绝缘接头，绝缘接头外侧埋地管道纳入已建阴极保护系统进行保护。为避免雷击及强电对绝缘接头的破坏，绝缘接头采用火花间隙保护器进行保护。同时，各采气站场设置 1 套电位采集器（包括防爆接线箱、极化探头）、及在管道沿线与已建管道碰口附近设 1 套智能测试桩、用于日常保护电位监测，测得保护电位上传至元坝气田阴极保护在线服务器。

阴极保护系统投运且管道极化完成后，应对管道全线管地电位和电流进行测量，管道断电电位应满足阴极保护准则要求，测量内容应包括 GB/T 21448 的要求的内容。若管道未达到有效阴极保护时，应调整阴极保护系统参数，并重新测量，直到所有管段的管地电位均满足阴极保护准则的要求。阴极保护有效性测试与调整完成，应编制测试与调整报告。在有效性测试过程中发现管道受交流、直流干扰且不符合相关标准的规定时，应进行详细测试，根据测定结果确定是否进行干扰防护设计，直至杂散电流干扰防护效果满足 GB/T50698、GB50991 中的相关规定。

③采气站场内设备及管道防腐

采气站场井口分离器后涉酸的工艺设备采用抗硫碳钢，抗硫碳钢有良好的抗开裂性能，但耐电化学腐蚀性能不足，需配套防止介质电化学腐蚀的措施。上述设备内部结构简单、构件少、规格适中、介质工况稳定，采用内涂层对其进行保护是目前最为经济性的防腐手段之一，内涂层是采用涂料在金属内表面形成保护层，用以隔绝介质与金属材料的接触，避免腐蚀的发生。用作内涂层的涂料应通过筛选试验或现场测试确定，同时通过涂覆工艺评定试验确定涂料施工的相关参数以确保防腐层效果。

同时，为避免大气、水、土壤等外部环境对碳钢设备、管线的腐蚀破坏，设备及管线均采用外防腐涂层的进行保护。

4.7.9 拆迁

根据《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T6277)要求：硫化氢体积分数为13%~15% 的天然气集气站场，搬迁区域边缘距最近的装置区边缘宜不小于200m。硫化氢体积分数低于13%或高于15%的天然气集气站场，建设单位组织专家论证后，可适当减小或增大搬迁区域。根据《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277)中3.6的要求：“假定发生硫化氢泄漏时，经模拟计算或安全评价，空气中硫化氢浓度可能达到1500mg/m³(1000ppm)时，应形成无人居住的区域。”本项目原料气成分硫化氢含量约为7.365%，硫化氢体积分数低于13%。含硫井场和管线实际需拆迁范围应根据安全评价进行确定，不在本项目评价范围内。

4.8 工程占地、土石方平衡及拆迁

4.8.1 工程占地

本项目总占地面积约30.975hm²，其中新增永久占地面积约0.785hm²，临时占地约26.957hm²；利旧面积为3.233hm²；占地情况汇总见表3.12-1，占地类型汇总见表3.12-2。

表4.12-1 本项目占地面积汇总表

名称	新增占地面积		利旧占地面积		备注
	永久 m ²	临时 m ²	永久 m ²	临时 m ²	
钻井工程	井场占地	/	6600	/	3400元坝206H井场规格160m×70m,元坝15井场规格160m×90m(利旧面积为160m×70m),临时占地扣除采气站场永久占地
	放喷池占地	/	500	/	500共4座,新建2座,利旧2座,250m ² /座
	积液池	/	800	/	800共2座,新建1座,利旧1座,800m ² /座
	沉砂池	/	800	/	800共2座,新建1座,利旧1座,800m ² /座
	表土堆场	/	500	/	/元坝206H井场新建1处表土堆场
	活动房占地	/	2000	/	2000共2座,新建1座,利旧1座,2000m ² /座
	道路工程	/	450	/	180钻井期进场道路
地	采气站场	7800	/	24650	/元坝206H采气站为新增占地,其余均利用

名称	新增占地面积		利旧占地面积		备注
	永久 m ²	临时 m ²	永久 m ²	临时 m ²	
面集输工程					已建钻井井场建设采气站
	集输管线	/	257920	/	管线开挖总长约 32.24km, 临时占地施工宽度 6~8m, 本次按 8m 计
	放空系统	50	/	/	各采气站设置一套火炬放空系统 (H=40m、DN200), 占地面积 10m ²
合计	7850	269570	24650	7680	总计 30.975hm ²

4.8.2 占地类型

本项目新增占地类型以耕地为主, 总计占用耕地 19.11hm², 其中基本农田 14.43hm², 另外工程占用林地 8.01hm²、水域 0.20hm², 建设用地 0.43hm², 运营期本工程占地用土地类型具体情况见下表。

表 4.12-2 本项目新增占地类型汇总表

占地类型		本项目新增占地面积 (hm ²)		
		临时占地	永久占地	总计
耕地	永久基本农田	13.66	0.77	14.43
	其他	4.68	0	4.68
林地	天然林	3.62	0	3.62
	其他	4.37	0.02	4.39
建设用地		0.43	0	0.43
水域		0.20	0	0.2
小计		26.96	0.79	27.75

4.8.3 土石方平衡

本项目主要土方开挖量为道路、管线施工以及井场平整, 产生的挖方可回填消化。工程施工期开挖土石方总量 14.37 万 m³, 其中: 表土回覆 8.09 万 m³, 填方 6.28 万 m³, 工程总土石方测算见下表。

表 4.12-3 本项目土石方平衡表

项目名称	挖方 (万 m ³)			填方 (万 m ³)		
	表土剥离	挖土	合计	填土方	表土回覆	合计
井场工程	0.34	0.42	0.76	0.42	2.16	0.76
集输管线工程	7.74	5.76	13.5	5.76	7.74	13.5

道路工程	0.01	0.1	0.11	0.1	0.01	0.11
合计	8.09	6.28	14.37	6.28	8.09	14.37

注：道路工程剥离的表土用于井场工程或集输管线工程临时占地回覆。

4.9 平面布置合理性分析

项目井场采用丛式井组布置，以 ZJ70 及以上钻机进行钻进，采用标准化的平面布置，项目新建元坝 206H 井场，利旧元坝 15 井场，平面布置合理性分析见下。

4.9.1 钻井工程

根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013) 中要求：“油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”的要求。项目元坝 206H 井场及元坝 15 井场符合此要求。

元坝 206H 井场尺寸为 160m×70m，元坝 15 井场为 160m×90m，井场布局设计方案采用单钻机作业，井组单排布置，单井间距不小于 8m。满足《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》(SY/T6396-2014)和《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 规定。

4.9.1.1 油罐区、发电房布置合理性

表 4.13-1 油罐区、发电房布置合理性

标准及规范要求	本工程油罐区布置	是否符合要求
《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 中的第 4.3.1 条规定：发电房应布置在井场左方，与井口的距离不小于 30m。油罐区应布置在井场的左后方，与井口距离不小于 30m。	元坝 206H 井场油罐布置在前场右方，发电机布置在后场右方，油罐距井口约 60m、发电房距井口约 65m，发电房距油罐 125m。 元坝 15 井场油罐布置在前场左方，发电机布置在后场右方，油罐距井口约 65m、发电房距井口约 65m，发电房距油罐 130m。	符合要求

4.9.1.2 放喷池布置合理性

表 4.13-2 放喷池布置合理性

标准及规范要求	本项目放喷池布置	是否符合要求
《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 第 5.12 (g) 含硫气井至少应安装两条放喷管线，其布局夹角为 90°~180°	元坝 206H 井场 2 个放喷池分别位于井口西北侧约 175m 和东南侧约 140m 处，周边 50m 范围内无居民。两座放喷池（两条放喷管线）夹角为 150°。	符合要求
《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2017) 第 4.3.8.1 条规定放喷管线至少应 2 条，布局要考虑当地季节风、居民区、道路、油罐区、电力设备及各种设施等情况下夹角为 90°~180°，保证	元坝 15 井场 2 个放喷池分	

标准及规范要求	本项目放喷池布置	是否符合要求
当风向改变时至少有一条能安全使用；管线转弯处的弯头夹角不小于 120 杜；管线出口应接至距井口 100m 以上的安全地带。	别位于井口西北侧约 115m 和西南侧约 110m 处，周边 50m 范围内无居民。两座放喷池 95°。	

4.9.1.3 噪声源布局合理性分析

本项目主要噪声源为钻机和备用柴油发电机，将元坝 206H 发电机房布置在东南侧，元坝 15 发电机房布置在南侧，远离周边居民，与噪声源保持了一定的噪声衰减距离，可最大限度地降低钻井噪声对敏感点的影响，噪声源布局较合理。

4.9.1.4 表土堆场合理性分析

元坝 206H 井场拟建表土临时堆放场布设于井场厂界外南侧。该处地势平坦，表土堆放后不存在下滑风险，钻井期间临时表土堆放后及时用蓬布遮盖，以防止扬尘、水土流失和土壤中养分的流失，同时在临时堆存处周围设置排水沟，避免雨水冲刷，造成水土流失，采取这些措施后，表土堆场布置合理。

4.9.2 采气站场

本项目建设 5 座采气站场，每座采气站场主要包含井口、工艺区、值班室和火炬区组成。本次以元坝 206 采气站为代表分析站场平面布置的合理性。井口位于中部，主要包括：井口采气树、井口配套系统和消防沙箱；工艺区位于站场后方，主要包括：水套加热炉、分离器橇块、燃料气调压分配橇块、移动式甲醇加注橇块、缓蚀剂加注橇块、收发球筒等设备；值班室位于大门左侧；每个站场设置一处大门和一处逃生门，放空火炬位于采气站场外西南侧 125m 外（大于 40m）地势较高处，满足环境保护与热辐射防护的相关要求。运营期典型采气站场平面布置详见附图 3。

采气站场建设完成后，对除永久占地外的临时占地（未利用场地、放喷池、积液池、井场四周便道等）实施生态恢复作业。根据元坝气田已投运的采气站场实际运营情况，产排污量小，通过平面合理布局，满足石油天然气工程设计防火规范（GB50183-2004）相关规定要求，从环境可接受性分析，本项目采气站场运营期平面布置合理。

4.10 劳动定员及工作制度

4.10.1 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 2 个月/井场，仅白天施工，夜间不作业。

4.10.2 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，钻井周期最长的井约 11.4 个月（343d）。

4.10.3 储层改造及完井测试

储层改造（压裂作业）单井压裂作业时间为 5~10 天，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 10~15 天，单井作业人员 20 人。

4.10.4 地面集输工程

施工期：采气站场和管线高峰期人数约 80 人，人员由专业施工队伍和附近农民工组成。

运营期：本项目采气站场为有人值守，每个新建采气站场劳动定员 4 人，设站长 1 名，三班倒，总计 24 人。运营期连续 24h 不间断生产，年运行 365d。

4.11 施工组织设计

（1）施工计划

项目采用单钻机作业，新钻 4 口井，建设 5 座采气站。实施计划详见下表。

表 4.2-2 本项目钻井工程和采气站场实施计划

序号	工程名称	实施计划	投产时间
1	元坝 13、元坝 701、元坝 702 采气站及集输管线	目前元坝 13、元坝 701、元坝 702 等 3 口井钻井施工中，预计 2023 年初完钻，有工业产能后即刻建设采气站及集输管道。	2024 年初
2	元坝 206H 井场、元坝 15 井场及集输管线	2 座井场内分别新钻 2 口井，单井施工时间约 1 年，预计 2023 年初开工，2023 年内建成元坝 206H、元坝 15-1H 两口井，2024 年底 4 口井全部建成并投产。	2024 年底

预计 2023 年~2024 年进行施工。预计 2024 年底全部达到投产条件。

（2）施工营地

本项目除钻井工程、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。

5. 工程分析

本项目环境影响评价根据天然气开发项目“整体部署，滚动实施，接替稳产”的项目特点，从本次元坝气田整体区域开发层面分析新建产能 $6.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，新建采气站场 5 座，产排污水平、环境影响及依托的环保工程接收能力。

5.1 天然气开采总体工艺流程

本项目各井场天然气井数量共计 8 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，则建设建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 5.1-1 本项目天然气开采总体工艺流程

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，故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，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	井场工程	地面集输工程
施工期	钻前工程	采气站场建设
	钻井工程	
	储层改造（压裂作业）	集输管道建设
	完井测试	
	完井搬迁及恢复生产	
运营期	生产初期	加热、节流、分离、计量、管输等
	生产后期	
退役期	退役	退役

5.2 施工期工艺流程及产污环节分析

施工期单项工程有钻前工程、钻井工程、储层改造（压裂作业）、完井测试、地面集输工程（采气站场建设、管线工程）。

图 5.2-1 单项工程施工流程框图

5.2.1 钻前工程

5.2.1.1 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、积液池，布置活动板房，主要工程量为井场占地范围、放喷池及其周围 100m 范围内的植被的清除，井场场地、积液池、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 45 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 5.2-2 钻前工程施工过程及主要环境影响示意图

5.2.1.2 产污环节分析

（1）生态影响

井场道路建设、平整井场、设备基础建设和活动板房布置等工程将占用一定数量的土地，改变了土地使用功能，将会对农业生产造成一定的影响。部分林草地的占用，将造成地表裸露，形成水土流失。

（2）污染影响

钻前工程污染物有机械废气和施工扬尘、生活污水、施工噪声、生活垃圾及生活污水等。

5.2.2 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，主要包括钻井、固井、完井阶段。钻进工程以电网为动力（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

用的是衬管完井（备用裸眼），然后再进行压裂作业，以实现储层改造。本项目正常情况下，一口井钻井周期约322~343d，且为24小时连续作业。

5.2.2.1 工艺流程及产污节点

（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油基泥浆钻进。

①清水钻进过程（导管段）

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：由网电（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（ $\phi 914.4\text{mm}$ ）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空气钻进过程（一开、二开）

一开、二开使用空气钻，空气钻井是以空气为循环介质，用空气压缩机等设备作为增压装置，用旋转防喷器作为井口控制设备的一种欠平衡钻井工艺。空气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，并将增压后的空气从立管三通压入钻具，利用压缩空气完成冷却钻头、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。

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，则及时地转换成充气泡沫钻井。如果仍

然难以确保井下安全和正常钻进时，应转换为钻井液钻井。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（三开、四开）

本项目 3000m 以下井段采用水基泥浆钻井，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，将切割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 5.2-3 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体经振动筛分离后，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，可回用钻井废水的用于区域内配置钻井液或压裂液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注；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。

④油基泥浆钻进过程（五开）

项目五开使用泥浆稳定性更好、钻井连续性较高、钻速更快的油基泥浆钻井。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。

图 5.2-4 油基泥浆钻井工艺流程及产污节点示意图

油基泥浆钻井分离后的油基泥浆送其他平台配置油基泥浆（优先回用于元坝气田，回用不完送其他区块回用），油基岩屑及废泥浆收集后及时交由有危废处理资质和处理能力且环保手续齐全的单位处置。

（2）钻井辅助作业

钻进辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、中途测试等作业组成。

测井方法有电、声、放射性三种基本方法。目前测井通常指地球物理测井，指利用

电、磁、声、热、等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。目前川东北多采用电或声的方法进行测井。

取心是在钻井过程中使用特殊的取心工具把地下岩石成块地取到地面上来，这种成块的岩石叫做岩心，通过它可以测定岩石的各种性质，直观地研究地下构造和岩石沉积环境，了解其中的流体性质等。

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

中途测试是在钻井过程中如果发现良好油气显示即停止钻进，对可能的油、气层进行的测试求产。其方法一般有钻杆地层测试是使用钻杆或油管把带封隔器的地层测试器下入井中进行试油的一种先进技术。它既可以在已下入套管的井中进行测试，也可在未下入套管的裸眼井中进行测试；既可在钻井完成后进行测试，又可在钻井中途进行测试。

（3）固井作业

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

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

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。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。

（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。根据西南油气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 $90m^3$ ，该污水暂存于污水罐中，后续用于配置压裂液。

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，但不适用于有不同性质、不同压力的多油层。

5.2.2.2 产污环节分析

钻进期间主要的环境影响因素是备用柴油机运行产生的废气，空气钻阶段产生的粉尘，油基泥浆钻井时产生的有机废气（VOCs），非正常状态事故放喷废气，非正常工况下气侵时泥浆携带的 H_2S 和非甲烷总烃废气；钻进、起下钻和固井作业等产生的钻井废水，空气钻阶段产生的除尘废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井固废、废弃泥浆、废油等固体废物。

5.2.3 储层改造（压裂作业）

5.2.3.1 工艺流程及产污节点

通过有效储层改造，有效提高单井产量。基于前期该气田的储层改造实践与认识，本次采用酸压增产工艺。

压裂作业即利用地面压裂车组将一定粘度的液体以足够高的压力和足够大的排量沿井筒注入井中。由于注入速度远远大于油气层的吸收速度，所以多余的液体在井底憋起高压，当压力超过岩石抗张强度后，油气层就会开始破裂形成裂缝。当裂缝延伸一段时间后，继续注入携带有支撑剂的混砂液扩展延伸裂缝，并使之充填支撑剂。施工完成后，由于支撑剂的支撑作用，裂缝不致闭合或至少不完全闭合，因此即可在油气层中形成一条具有足够长度、宽度和高度的填砂裂缝。此裂缝具有很高的渗滤能力，并且扩大了油气水的渗滤面积，故油气可畅流入井，注入水可沿裂缝顺利进入地层，从而达到增产的目的。

图 5.2-5 压裂作业流程及产污节点示意图

根据西南油气分公司大量统计数据，本项目水平井需主体酸和压裂液约 1500m^3 ，分 3~8 段压裂作业。

5.2.3.2 产污环节分析

压裂作业主要污染为压裂过程中会产生噪声、施工人员生活垃圾和生活废水。

5.2.4 完井测试

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内原料气经该管线，通过专用产量测试仪器测定原料气产量。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，单口井持续放喷时间约 4~6h，属短期排放。测试放喷燃烧一般为高度 1m 的地面火炬，放喷池内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。

图 5.2-6 完井测试作业流程及产污节点示意图

测试放喷阶段的污染物主要是压裂返排液、原料气点火产生的废气及气流噪声以及热辐射影响。

5.2.5 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；若该井不产油气或无工业开采价值，则将井口用水泥封固并进行完井后的完井设备搬迁工作。

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。建设方依法办理环保手续并按照井场环保标准进行验收。

搬迁期间主要环境影响因素是设备搬迁车辆运输会引起的道路扬尘、运输车辆尾气及运输车辆产生的噪声。

5.2.6 地面集输工程

本项目地面集输工程主要包括采气站场建设和集输管线敷设。

5.2.6.1 采气站场建设

1、工艺流程及产污节点

采气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，采气站场建设将永久改变了土地使用功能，主要对占地农业生产造成一定影响。具体工艺流程如下图所示。

图 5.2-7 采气站场建设施工期工艺流程及产污节点示意图

2、产污环节分析

（1）生态影响

施工期影响生态环境的因素主要是工程占地、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。另外，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，各采气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）污染影响

采气站场建设过程中废气主要为施工作业产生的尾气和扬尘，噪声为设备安装噪声，废水为施工废水和生活污水。

5.2.6.2 集输管线

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、沟溪、公路、铁路等基础工程后，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。

图 5.2-8 管线施工作业流程及产污节点图

（1）敷设形式

输气管道根据地形、地质、水文地质及气候条件的不同，采用不同敷设形式。主要敷设形式及适应条件见下表。

表 5.2-1 输气管道主要敷设形式及适应条件

序号	敷设形式	适应条件
----	------	------

1	地下敷设	我国输气管道基本上采用地下敷设
2	半地下敷设	适用于局部低洼处和管沟形成困难或费用高的连续坚硬岩石地段
3	地上敷设 (土堤埋设)	适用于局部低洼、窄而深的小型沟壑、非农业区地下水位较高和沼泽地区地段
4	管架敷设	适用于以上敷设形式不宜采用的地区。

本项目集输管线通过的地区主要为二、三级地区，根据当地地形、地质等条件，管道敷设以地下沟埋敷设为主，其他敷设形式为辅。同时根据地形、地质条件，采用弹性敷设和预制弯头，以适应管道在平面和竖面上的变化的要求。

(2) 管道最小覆土层厚度

为确保管道安全运行，不受外力破坏，其最小埋设深度应符合《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 中的相关要求，管道最小覆土层厚度（即埋深，管顶至地面），具体详见下表。

表 5.2-2 管道最小覆土层厚度表

地区等级	土壤类 (m)		岩石类 (m)
	旱地	水田	
一级地区	0.6	0.8	0.5
二、三级地区	0.8	0.8	0.5

其中，对于本项目穿越的公路，管道最小覆土层厚度应不小于 1.0m。同时在岩石、卵砾石区管沟底部应比土壤地区深挖 0.2m，用细土垫平，穿越鱼塘或沟渠的管线，应埋设在清淤层以下不小于 1.0m。

(3) 施工方案

本项目管道沿线地势险峻、沟壑纵横，属典型山区、深丘地形，且穿越山涧、沟壑多。本项目的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。

①施工作业带

本项目施工占地作业带宽度一般为 6~8m，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，树根或其它坚硬物，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二、三级地区，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。

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)《高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范》(SY/T 4119-2016)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，沟谷，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嘴角净距不应小于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

连头→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，作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 $5\% \sim 8\%$ 。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。

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°C 、变化幅度不大于 3°C 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 $0.12\sim0.15\text{MPa}$ （绝压）干燥状态下的密封，防止外界湿气从新进入管道，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°C，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。

⑦投运

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，经相关部门审查通过后实施。

2.特殊地段施工方式

(1) 道路穿越施工

项目管线穿越机耕道、村（乡）道 34 次，长度 136m，采用大开挖方式，开挖穿越的水泥路，采用标号为 C25 素混凝土恢复路面，厚度不小于原路面厚度且不小于 10cm，若原路面厚度小于 10cm，应在原路面下缘向下加厚路面厚度。施工中造成短时交通影响和产生少量弃土。

穿越苍旺公路 1 次，长度 10m，采用一般顶管法施工，在地下工作坑内借助顶进设备的顶力将管道逐渐顶入土中，并将阻挡管道向前顶进的土壤，从管内用人工或机械挖出。这种方法比开槽挖土减少了大量的土方，并节约施工用地，特别是要穿越建筑物时，采用此法更为有利。施工中除产生少量的弃土外，对环境影响不大。

顶管和大开挖穿越方式都将产生一定量的弃渣，弃渣成分简单，可用于开挖填方。

图 5.2-9 顶管穿越公路平面布置示意图

(2) 河流穿越施工

项目穿越 1 次东河，长度 150m。定向钻穿越是目前较为常见的技术方法，是应用垂直钻井中所采用的定向钻技术发展起来的，主要包括钻机、动力源、泥浆系统、钻具、控向测量仪器及重型吊车、推土机等辅助设备。该技术主要特点为：

- A、完全可以保证管道设计埋深，大型水域管道埋深一般可在河床以下 20m（不低于 6m）。
- B、施工过程既不影响河道两侧的堤坝，又不影响航运和船舶抛锚，对水中生物也无影响；
- C、施工周期短、施工人员少；

D、距离穿越水域的水面一般都较远，施工作业废水和固体废物不易污染水体。

定向钻施工过程：首先用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。当钻杆进尺达十余根时，开始下冲洗管，并使钻杆与冲洗管交替钻进。在钻进过程中，随时通过控向装置掌握钻头所处位置，通过调整弯管壳的方向。使导向孔符合设计曲线。导向孔完成和冲洗管出土后，钻杆全部收回，在冲洗管出土端，连接上切削刀、扩孔器、旋转接头和已预制好的管道，然后开始连接回拖，即在扩孔器扩孔的同时，将钻台上的卡盘向上移动，拉动扩孔器和管道前进，管道就逐渐地被敷设在扩大的孔中，直到管端在入土点露出，完成管道的穿越。钻孔和扩孔的泥屑均随泥浆返回地面。

施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般主要为膨润土和清水、少量（一般为 5%左右）的添加剂（羧甲基纤维素钠 CMC 等），无毒及无有害成分。泥浆在施工期间设置泥浆坑，重复利用，工程完成后剩余泥浆作为废物处置，一般采用自然干化后覆土掩埋恢复种植，但本项目位于饮用水水源地，环评要求本工程将泥浆运走至政府指定位置，严禁就地掩埋。定向钻穿越不开挖扰动河床，对航道、河道影响很小，扰动地表面积小，土石方开挖量小，施工周期短。从环保角度看该穿越方式是最合理可行的。定向钻施工示意图见下图。

图 5.2-10 顶管穿越公路平面布置示意图

图 5.2-11 定向钻入土场地施工布置示意图

图 5.2-12 定向钻出土场地施工布置示意图

图 5.2-13 钻导向孔示意图

图 5.2-14 预扩孔示意图

图 5.2-15 管线回拖示意图

定向钻穿越可常年施工，不受季节限制；不开挖扰动河床，对航道、河道影响很小，扰动地表面积小，土石方开挖量小，施工周期短。施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般主要为膨润土和清水、少量（一般为 5% 左右）的添加剂（羧甲基纤维素钠 CMC 等），无毒无害。

（3）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：

①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。

②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。

③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。

④除顶管穿越段以外的管道上方埋设警示带。

⑤设置标志桩、加密桩和警示牌，其中间隔 50m 设置一个加密桩。

⑥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。

⑦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。

⑧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。

⑨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。

⑩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。

（4）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。

①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条，不应整棵树砍伐。

②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。

③原则上能移植的尽量移植，能不砍伐的尽量不去砍伐。

④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。

⑤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。

⑥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。

⑦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。

⑧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、产污环节分析

（1）生态影响

管道敷设的作业带清理、施工便道和管沟开挖总是同时进行。施工便道尽量利用现有的村道、县乡级公路整修而成。

管线敷设活动，一般会对施工活动区域内的局部生态环境产生一定影响，主要表现在施工临时占地对土壤和植被的破坏，主要集中在管线中心线两侧的施工作业带范围内。施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。由于管线敷设的需要，会对地表造成影响，扰动地表土壤，破坏地表植被，客观上加剧水土流失，从而可能导致开发区域局部生态环境劣化。

(2) 污染影响

管线敷设时场地平整、开挖管沟以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；管线开挖后进行布管，敷设好后的管道需要进行焊接、补伤、防腐，焊接时产生焊接废气及焊渣，管道补口补伤时产生防腐废气。管道进行强度试压和严密性试验前应先设临时清管设施进行清管，采用分段清管试压，管道清管采用压缩空气作为推动力，管道试压一般采用清洁水为试压介质，清管时产生清管废渣，试压产生试压废水。管线施工过程施工机械产生施工噪声。

5.2.7 施工期产污环节汇总

本项目施工期间施工人员产生的生活垃圾及生活污水。本项目施工期产污环节汇总见下表。

表 5.2-3 施工期产污环节及种类汇总

类别	内容		产污环节	施工人员产生生活污水及生活垃圾等	
钻井	钻前工程		占地；施工过程产生的施工扬尘及施工机械废气；设备拉运、材料的运输等过程造成的运输扬尘及运输车辆尾气；施工机械、设备和运输车辆产生的噪声；施工过程产生的废渣；施工土石方全部回填，不设取、弃土场。		
	钻井工程		备用柴油机运行产生的废气，空气钻阶段产生的粉尘，钻进、起下钻和固井作业等产生的钻井废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井固废、废油等固体废物。		
	储层改造和完井测试		测试放喷时产生的燃烧废气、事故放喷废气、热辐射、高压气流噪声、返排的压裂液。		
	完井搬迁及恢复生产		设备搬迁车辆运输会引起的道路扬尘、运输车辆尾气及运输车辆产生的噪声。		
地面集输工程	采气站场	场地平整 建筑物建造、设备安装	施工扬尘、施工机械废气、施工废水、施工噪声、施工固体废弃物，用地性质改变。		
	线路阀	场地平整、建筑物建造、设备及管线			

类别	内容		产污环节
组区	安装		
	管线	管沟开挖	临时占地对土壤和植被的破坏，加剧水土流失；场地平整、开挖管沟以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；焊接时产生焊接废气及焊渣，管道补口补伤时产生防腐废气；清管时产生清管废渣；试压产生试压废水；管线施工过程施工机械产生施工噪声。
	穿越工程	产生一定量的弃渣。大开挖穿越道路造成短时交通影响和。	

5.3 运营期工艺流程及产污环节分析

运行期环境影响可以从正常运行和事故状态两种工况进行分析。本项目正常运行时，对环境的影响主要来自采气站场工艺过程的排污。

5.3.1 采气站场工艺

5.3.1.1 工艺流程及产污节点

项目采用“湿气加热保温，气液分输”工艺方案，燃料气来自于元坝净化厂净化天然气。为了防止天然气在节流和输送过程中形成水合物，本项目采用水套加炉加热防止水合物形成，水套炉年运行 365d，补充用水由罐车拉运。

元坝气田长兴组在开井初期井口加注甲醇、事故工况和开停工况采用临时加注抑制剂方式防止水合物形成，甲醇与天然气、气田水进行密闭输送，气田水通过污水处理站处理回注至地下或者达标回用，天然气到元坝净化厂处理后再密闭外输，环境影响较小。

本项目采气站场工艺流程见图 4.2-1~图 4.2-2。

图 5.3-1 气液分输采气站场工艺流程图

5.3.1.2 产污环节分析

各采气站场正常生产时主要产生气田水以及设备检修废水，气田水为工艺装置分离器分离出的天然气中的游离水，设备检修废水为装置设备检修产生的废水，采气站场进行清管作业时产生清管废渣；采气站场内水套炉和长明火炬以元坝净化厂净化后的天然气为燃料会产生燃烧废气；火炬分液罐废气经长明火炬燃烧后排放；采气站场设备运行时产生设备噪声；工作人员产生的生活污水和生活垃圾。

5.3.2 集输管线

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。在正常集输过程不产生废水、废气、噪声，管道每年一般进行1~2次清管，清管作业时产生清管废渣。在环境风险事故状态下的含硫天然气泄漏以及污水管线泄漏环境风险影响。

5.3.3 运营期产污汇总

表 4.2-1 运营期产污环节及种类汇总表

类别	产污环节
采气站场	气液分离器分离出的气田采出水，设备检修废水，生活污水
	放空火炬废气、水套炉燃烧废气
	设备运行噪声
	清管废渣，设备定期维护产生废润滑油，生活垃圾
集输管线	清管废渣

5.4 退役期工艺流程及产污环节

5.4.1 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 5.4-1 退役期施工工艺流程图

5.4.2 产污环节分析

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

5.5 施工期污染源强核算及治理措施

5.5.1 钻前工程

5.5.1.1 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，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，采用水管对易产尘施工点每隔3~4h喷水1次，减少起尘量。

5.5.1.2 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处置，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，及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。

5.5.1.3 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 5.5.1 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)
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	82	移动设备	间断，<2
4	钻孔机	1	100	移动设备	间断，<4
5	空压机	1	100	移动设备	间断，<4
6	柴油发电机	1	98	移动设备	间断，<2
7	振动棒	1	100	移动设备	间断，<4

5.5.1.4 固体废物

本项目场地平整挖填量基本能做到挖填平衡，固废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，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。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附近农户现有的设施进行收集处置。

5.5.1.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 5.5-2 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	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进行收集处置	/
噪声	挖掘机、推土机、运输汽车等	机械噪声		80~100 dB	选择低噪声设备，避免夜间施工	80~100 dB
固废	施工人员	生活垃圾	/	不集中产生	利用农户已有的设施进行收集处置	/
	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	统一收集清运至政府指定地点	少量

5.5.2 钻井工程

本项目采用空气钻井技术+液体钻井技术（清水、水基泥浆、油基泥浆）相结合的方式，若空气钻过程中出现地层出水、天然气含量连续大于 3% 等，则必须转化为水基泥浆钻进。

5.5.2.1 废气

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；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 H₂S 和非甲烷总烃废气。

(1) 备用柴油机/发电机废气

本项目计划配套建设供电工程，将网电接入各个井场，由于供电工程与钻井工程同步实施，初期有部分井场网电未能建成，或者停电以及电网不能达到区域采用柴油发电机作为电源，在网电覆盖区域采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。

项目采用网电钻井，停电期间使用柴油发电机作为备用电源，钻井阶段单个井场单套钻井设备配置 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《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（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 5.5-3 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
3 台柴油 动力机	185.16	2407.08	NO _x	0.307	127.65	6m
			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	6m
			SO ₂	0.0463	153.9	
			颗粒物	0.003888	12.92	

(2) 空气钻阶段产生的粉尘

空气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 的岩屑将随返排空气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。在空气钻阶段，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。钻井单井采用空气钻钻井深度约 3000m，预计平均钻速约 15m/h，空气钻时间 200h (4 口井约 800h)。本项目在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，废水和岩屑进入沉砂坑，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。根据类比调查，水洗除尘后废气量中含尘量较小，仅约 (10~30) mg/m³ 废气量约 12000m³/h，则钻井期间粉尘排放速率 (120~360) g/h，本项目总计排放量约为 (96~288) kg。

同时，类比元坝 102-4H 井钻采工程 2020 年 7 月 28 日 PM₁₀、PM_{2.5} 空气钻井期间厂界外环境空气检测（施工期）结果。

表 5.5-4 元坝 102-4H 井钻采工程环境检测（施工期）

检测内容	检测点位	检测结果 (mg/m ³)			标准限制 (mg/m ³)
		第一次	第二次	第三次	
PM ₁₀	厂界外东侧距厂界 1m 处	0.135			0.15
PM _{2.5}	厂界外东侧距厂界 1m 处	0.053			0.075

由上表可以看出，空气钻井过程中厂界外 PM₁₀、PM_{2.5} 能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求，对环境影响很小。

(3) 油基泥浆钻井时产生的有机废气

五开使用油基泥浆钻井。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；油基钻井固废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。**1** 口井油基泥浆钻井时间约 10d~20d，废气的产生随着施工的结束而结束。

油基泥浆一般含油量在 50% 左右，油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为白油，油基钻进长度约 1500m（造斜段+水平段）。油基泥浆预测用量约 429m³（约 858t），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》（GB/T 11085-1989）中其他油贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.06kg/h，约 0.014 t ~0.029t，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 0.14~0.29t。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在钻井过程中，在气田内需将气井采出的井产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求对油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密封罐进行密封，同时转运过程中应采用密封的储罐罐车进行转运，减少气田内有机物挥发量。

（4）非正常状态事故放喷废气

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，无阻天然气量预计为 $105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，事故放喷一般时间较短，属于临时排放，本次按照 4~6h 预计，则放喷天然气量约 $26.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，H₂S 含量为 105.639g/m³，其燃烧主要产物为 SO₂，SO₂ 排放量预计约 8700kg/h。

（5）非正常工况下气侵时泥浆携带的 H₂S 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，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 5 吨的除硫剂，据实钻情况确定除硫剂加量，确保钻井液中 H₂S 含量不高于 50mg/m³，若钻进过程中硫化氢浓度达到 30mg/m³（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

保硫化氢和非甲烷总烃进入空气中量很少。

5.5.2.2 废水

钻井工程产生的废水主要为空气钻阶段产生的除尘废水、钻井废水，洗井废水以及施工人员生活污水。

(1) 空气钻阶段除尘废水

根据情景分析，空气钻阶段每米进尺用水量约 0.4m^3 ，本项目单井空气钻深约 3000m，则单井空气钻阶段用水量总计约为 1200m^3 ，废水回用率为 90%。通过回用措施后单井空气钻降尘废水产生量约为 60m^3 ，则本项目空气钻除尘总计产生量约 240m^3 。本项目在使用空气钻的过程中，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时向井内注入干燥空气，依靠环空空气的冲力，把岩屑从井底带回地面的排砂管，在排屑管处喷淋降尘，产生的污水及岩屑进入沉砂坑，经简易沉淀后，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，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 5.5.5 单井除尘废水产生量 (单位: m^3)

预计钻进井深 (m)	总用水量	新鲜水用量	回用量	损耗量	废水产生量
3000	1740	1200	540	1140	60

注：①总用水量=新鲜水用量+废水回用量；②新鲜水用量=损耗量+井场废水产生量；③废水回用率为 90%

(2) 常规水基泥浆钻井废水

常规水基泥浆钻井，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 5.5-6 钻井工程废水排放量标准

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

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 0.2m³。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，约 90% 可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。本项目单井设计井深约 (7000~8000) m，钻井废水计算按照最大井深计算，钻井废水具体产生情况见下表。

表 5.5-7 钻井液钻井废水产生量 (单位: m³)

井场	井号	设计井深 (m)	新鲜水用量	废水产生量	无法回用的钻井废水
元坝 206H 井场	元坝 206H	8000	1600	480	48
	元坝 206-1H	8000	1600	480	48
元坝 15 井场	元坝 15-1H	8000	1600	480	48
	元陆 15-2H	8000	1600	480	48
合计		32000	6400	1920	192

由上表可知，新鲜水补充量 6400m³ (其中约 67m³ 来自方井雨水，1920m³ 来自可回用钻井废水)，不可回用钻井废水产生量约 192m³。钻井废水中的污染物主要来自泥浆和柴油机跑冒漏滴的油类，因此废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD，经类比调查，项目钻井废水的主要污染物浓度见下表。

表 5.5-8 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 无量纲)					
	pH	COD _{cr}	SS	石油类	氨氮	氯化物
钻井废水	7~10	200~5000	50~500	0.5~110	0~60	5000

(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 90m^3 ，则本项目洗井废水总计产生量约 360m^3 。该部分废水进入泥浆不落地工艺区固液分离出来的液体相部分，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。

经类比调查，洗井废水水质情况见下表。

表 5.5-9 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 无量纲)				
		pH	COD _{cr}	SS	石油类	氯化物
洗井废水	90	6.5~9	≤ 2000	≤ 200	≤ 80	500~1500

(4) 生活污水

钻井施工人员生活污水：钻井施工期间，钻井队的员工一般为 45 人，每人每天用水量为 0.1m^3 ，则生活用水量约 $4.5\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目单井钻井周期按照 $343\text{d}/\text{井}$ ，则本项目生活用水总量约 6174m^3 。排污系数为 0.8，则生活污水量约为 4939m^3 ，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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

(5) 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，多年平均降水量约 1046.7mm ，本项目单井方井占地面积约 16m^2 ，则方井雨水量约为 $16.7\text{m}^3/\text{单井}$ ，共计 67m^3 ，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L 。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。

(6) 初期雨水

本项目初期雨水按照广元市暴雨强度计算公式计算。

计算过程及公式如下：

式中： Q —暴雨雨水流量， L/s ；

ψ —径流系数，经验值为 0.4（按碎石路面考虑）；

q —设计暴雨强度， L/s.hm^2 ；

F —汇水面积， hm^2 （取 1.44hm^2 ，井场汇水面积）；

降雨强度采用如下暴雨强度公式计算：

$$q=1234.955(1+0.633lgP)/(t+7.493)^{0.608}$$

式中： P —设计降雨重现期 5a；

t —降雨历时（取 15min）。

根据公式计算，考虑 15min 初期雨水收集量为 154.6m³/次，主要为 SS 和石油类。定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。

5.5.2.3 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。

本项目钻井采用 ZJ70 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 5.5-10 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	100~115	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
	泥浆循环及泥浆不落地工艺系统	1套	90~105	机械	昼夜连续		固定声源
	增压机	2台	85~95	空气动力	昼夜连续		固定声源
	空压机	6台	90~100	动力	昼夜连续		固定声源
停电	柴油机	3台	90~100	机械	连续	固定声源	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

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，施工期间建设单位应采取如下措施：

- a.井场平面布置时，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；空压机和增压机安装减震垫层。

- c.合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；
- d.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；
- e.施工方在施工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；
- f.尽量使用噪声较低的设备；

5.5.2.4 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空气钻钻井固废

空气钻阶段钻井固废主要为钻井岩屑，本项目导管段以下至约 3000m 使用空气钻，空气钻井过程中会产生岩屑，据产能建设及勘探项目部统计，单位进尺产生量总量控制在按 $0.28\text{m}^3/\text{m}$ 计算，则空气钻阶段钻井固废产生量约 $840\text{m}^3/\text{井}$ ，则元坝气田空气钻阶段钻井固废为 3360m^3 。空气钻井岩屑属于一般固废，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水基钻井固废

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。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于：a 被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；b 在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；c 完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；d 钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆；e 钻井完成后剩余的不可回用的废钻井泥浆。废钻井泥浆主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和无铬磺化褐煤。钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆带出至地面。主要成分为岩石、土壤及钻井液，为一般固废。

据产能建设及勘探项目部统计，单位进尺产生量总量控制在按 $0.28\text{m}^3/\text{m}$ 计算，则水基钻阶段钻井固废为 $2240\text{m}^3/\text{井}$ ，本项目水基钻井固废总计产生量为 8960m^3 。本项目采用的是水基钻井泥浆，不含重金属物质，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。

泥浆不落地技术工艺简介：钻井过程中出井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泥浆和钻井固废，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，钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋传输器至搅拌罐，经后续的压滤设备等进行两次强制固液分离后产生的固相废渣（泥饼）经螺旋传输器进入泥饼暂存罐，产生的液相废水按照钻井废水进行处理和回用。泥浆不落地技术工艺对水基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在 20%~40% 的范围内。

图 5.5-1 泥浆不落地工艺流程图

③顶替泥浆

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约 30m^3 ，本项目共产生顶替泥浆约 120m^3 (240t)，根据《国家危险废物名录》(2021年版)，顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。各井产生的顶替泥浆与油基钻井固废一并处理，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单位妥善处置。

④油基钻井固废（岩屑和废油基泥浆）

按照单井的造斜段和水平段（平均约 1500m 计）全部采用油基泥浆进行钻井预测计算，根据类比同区域同目的层油基泥浆钻井产生固废量统计可知，油基钻井固废（油基岩屑和废油基泥浆）产生量为井身理论计算体积的 3 倍，则计算出每口水平井产生的油基钻井固废约 96m^3 (192t)，则总计产生量约 768t。根据《国家危险废物名录》(2021 年版)，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单位妥善处置。

(2) 废油

本项目钻井过程中废油的主要来源有：

① 机械设备（如泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油及润滑油泄漏；

① 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；

② 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，单井废油产生总量约 0.3m^3 ，钻井期间共计产生 1.2m^3 ，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 2t 。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。

（4）生活垃圾

钻井施工期间，井队工作人员按 45 人计算，其产生量按每人每天产生 0.5kg 计算，则生活垃圾日产生量为 22.5kg/d 。本项目单井钻井周期按照 $343\text{d}/\text{井}$ ，则本项目生活垃圾总量约 30.87t 。施工作业场地设垃圾桶，依托当地环卫部门对生活垃圾进行定期清运。

本项目钻井工程危险废物产生量见下表：

表 5.5-11 钻井工程危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
顶替泥浆	HW08	072-001-08	240t	水基转油基	半固态	黏土、柴油等	白油	水基转油基约 1d	T	收集后暂存于危废暂存间，交有资质单位处理
油基钻井固废	HW08	072-001-08	768t	油基钻井	半固态	岩石、白油等	白油	10~20d	T	
含油固废	HW08	900-249-08	1.2m^3	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	钻井期间	TI	

5.5.2.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 5.5-12 钻井工程施工污染物产排情况统计表

类别	污染物源	主要污染物	产生量	防治措施	排放量
废气	柴油机/发电机废气	NO_x 、颗粒物、 SO_2 等	少量	燃油采用合格的轻质柴油成品	少量

类别	污染物源	主要污染物	产生量	防治措施	排放量
废水	空气钻井废气	粉尘 (TSP)	/	排砂管出口处喷淋除尘	(96~288) kg
	油基泥浆钻井时产生的有机废气	非甲烷总烃	少量	无组织排放	少量
	非正常工况放喷废气	SO ₂	短期排放，点火燃烧处理，主要产物为 SO ₂		
	非正常工况气侵废气	H ₂ S、非甲烷总烃	/	根据实际情况逐步提高钻井液密度，并且现场储备不少于 5 吨的除硫剂，无组织排放	少量
废水	空气钻降尘水	SS	240m ³	经“泥浆不落地工艺”处理后，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	石油类、悬浮物、COD 及氯化物等	1920m ³	经泥浆不落地工艺处理后，可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注站回注。	192m ³
	洗井废水		360m ³	经泥浆不落地工艺处理后，回用于同区域配置压裂液，不外排	0
	生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	4939m ³	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	4939m ³
	方井雨水	SS 和石油类	67m ³	井场隔油罐内处理后，回用于水基泥浆调配用水	0
噪声	初期雨水	SS 和石油类	154.6m ³ /次		
	机械噪声	/	85~115dB	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震垫层	75~105dB
	钻井固废	空气钻阶段	岩屑	3360m ³	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）
		水基钻阶段	岩屑和废弃泥浆	8960m ³	
		油基钻阶段	顶替泥浆	240t	收集后交由具有相应危废处置资质单位妥善处置
			油基钻井固废	768t	
	废油	油类物质	1.2m ³	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	0

类别	污染物源	主要污染物	产生量	防治措施	排放量
				处理资质的单位处置	
	废包装材料	包装袋等	2t	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	/	30.87t	收集在生活垃圾桶中，委托当地环卫部门转运处置	30.87t

5.5.3 储层改造（压裂作业）

5.5.3.1 废气

压裂作业废气主要为压裂车施工机械尾气，以及储层改造和压裂返排液无组织废气。

(1) 施工机械尾气

压裂作业废气主要为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。

(2) 储层改造和压裂返排液无组织废气

无组织废气来源于储层改造和完井测试压裂液返排过程产生的，酸化液的主要成分为盐酸，废气成分主要为 HCl。本次酸液（高温凝胶酸和闭合酸）按照单井 800m³ 计，酸液中盐酸含量均为 20%。本项目储层改造和完井测试压裂液返排时 HCl 无组织排放量按万分之五计算，则估算单井实施压裂和完井测试压裂液返排时无组织 HCl 废气产生量约 0.08t，4 口井共 0.32t。

项目压裂液配置好后用罐拉运至现场进行压裂，暂存时间较短；压裂返排液临时存放于压裂液重叠液罐内，加碱液（用氧化钙配置）中和预处理后经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不现场检测），若水质能达到回用要求，则回用于同区域其他井压裂作业，若水质不能达到回用要求，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。

5.5.3.2 废水

井场压裂作业人员按 40 人计，人均生活用水量按 100L/d 计。生活总用水量约 4.0m³/d。单井压裂作业时间为 5~10 天，按 10 天计，单井生活用水量为 40m³，则本项目总生活用水量为 160m³。产污系数取 0.8，则生活污水量 128m³，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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

5.5.3.3 噪声

本项目采用酸压增产工艺实现对目的储层的改造，压裂过程中噪声源主要来自于压裂车，虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响，故压裂作业采用低噪声设备且夜间不施工作业。

噪声源声级见下表。

表 5.5-13 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	压裂设备	5 台	100~105	机械	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
	奔驰混砂车	1 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

措施：压裂作业虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响，本次压裂作业采用低噪声设备同时采取以下措施。

- 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；
- c.合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；
- d.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，并可采取临时撤离等措施，确保压裂作业的顺利进行；
- 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；在夜间作业时，应平稳操作，尽量避免偶发噪声；

5.5.3.4 固废

压裂作业人员 40 人，生活垃圾产生量 0.5kg/d·人，单井压裂施工周期为 5~10 天，按 10 天计，生活垃圾产生量为 0.2t/井，则本项目总生活垃圾产生量为 0.8t。生活垃圾集中存放在生活垃圾桶中，委托当地环卫部门转运处置。

5.5.3.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 5.5-14 压裂作业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

类别	污染源	主要污染物	产生量	防治措施	排放量
废气	汽车尾气	CO、NO _x 等	少量	燃油采用合格的轻质柴油成品	少量
	储层改造和压裂液返排废气	HCl	0.32t	无组织，设备管道密闭、压裂返排液进入压裂重叠液罐后中和预处理，压裂液重叠液罐密闭	0.32t
废水	生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	128m ³	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	128m ³
噪声	机械噪声	/	85~105dB	低噪声设备、合理布局等	80~100dB
固废	生活垃圾	/	0.8t	收集在生活垃圾桶中，委托当地环卫部门处理	0.8t

5.5.4 完井测试

5.5.4.1 废气

(1) 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，本项目预测计算按照 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 单井配产流量预测计，则每次放喷天然气量预计约 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，H₂S含量为105.639 g/m³，SO₂排放量预计约2486kg/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、SO₂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，根据预测分析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。

5.5.4.2 废水

(1) 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，压入地层的酸液和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，也叫酸化压裂废水。根据类比调查，本项目单井需酸液和压裂液约1500m³，分3~8段压裂，返排率约40%计，则单井压裂返排液约600m³。综上，本项目总计返排压裂液约2400m³。

根据四川元坝气田已实施的天然气井压裂返排液实际统计情况，压裂后开井返排周期一般时长10~15d（排水生产期）。本项目压裂液用量及返排液量情况见表4.4-16，返

排液水质情况见表 4.4-17 所示。

表 5.5-15 单井压裂液用量及返排液量

酸液和压裂液入井量 (m ³)	返排液量 (m ³)	返排周期 (d)	日返排液量 (m ³)
1500	600	10~15	40~60

表 5.5-16 压裂返排液水质

废水种类	主要污染物浓度 (mg/L, pH 除外)				
	pH	COD _{cr}	SS	石油类	氯化物
返排液	2~8	380~2600	50~800	5~200	5200~12000

本项目大部分压裂返排液从井口返排，进入压裂液重叠液罐，少部分压裂返排液从放喷口返排，存放于已做防渗处理的放喷池，及时收集至压裂液重叠液罐内，加碱液（用氧化钙配置）中和预处理后经取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不现场检测），若水质能达到回用要求，则回用于同区域其他井压裂作业，若水质不能达到回用要求，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。根据经验数据可回用的返排液量约 50%。则本项目不可回用需处置的压裂返排液约 1200m³。

（2）生活污水

完井测试技术人员约 20 人，每人每天用水量为 0.1m³，则生活用水量约 2.0m³/d，本项目单井油气测试时间约（10~15）d/井计，本次按照 15 天计算，则本项目单井生活用水总量约 30m³。排污系数为 0.8，则生活污水量单井约为 24.0m³，总计约 96m³。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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

5.5.4.3 噪声

完井测试阶段放喷排液过程会产生气流噪声，虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响，故完井测试夜间不施工作业。噪声源强值见下表。

表 5.5-17 各井场完井测试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	声源种类
测试放喷	放喷池	/	105~115	气流噪声	测试 4~6h	固定声源

5.5.4.4 固废

完井测试技术人员 20 人，生活垃圾产生量 0.5kg/d·人，单井油气测试施工周期为 10~15

天，按 15 天计，生活垃圾产生量为 0.15t/井，则本项目总生活垃圾产生量约 0.6t。生活垃圾集中存放在生活垃圾桶中，委托当地环卫部门进行转运处置。

5.5.4.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 5.5-18 完井测试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	放喷池燃烧废气	SO ₂		短期排放，点火燃烧处理，主要产物为 SO ₂	
废水	压裂返排液	石油类、COD 及氯离子等	2400m ³	可回用的返排液回用于同区域其他井压裂作业，不外排；不可回用的返排液，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注	1200m ³
	施工人员生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	96m ³	利用农户已有的设施进行收集处置	96m ³
噪声	放喷气流噪声	/	105~115dB	夜间不施工作业	105~115dB
固废	施工人员生活垃圾	/	0.6t	收集在生活垃圾桶中，委托当地环卫部门转运处置	0.6t

5.5.5 完井搬迁及恢复

钻井结束后，将放喷池、活动房、设备基础及井场等进行拆除搬迁并清理干净。

5.5.5.1 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。

5.5.5.2 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。

5.5.5.3 固体废物

完井搬迁固体废物主要为放喷池、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，由施工队伍统一收集清运至政府部门指定的地点。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。

5.5.5.4 设备拆除与迹地恢复

搬迁前，污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能恢复其原来的土地利用状况。建设单位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。具体迹地恢复措施如下：

- ①钻井结束后，将放喷池、活动房、设备基础、等进行拆除并清理干净。
- ②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。
- ③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。
- ④项目临时占地为基本农田，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。
- ⑤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。

表 5.5-19 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	拆除建构筑物	废弃建筑材料等	少量	统一收集清运至政府指定地点	少量
	施工人员生活垃圾	/	不集中产生	利用农户已有的设施进行收集处置	/

5.5.6 地面集输工程

地面集输工程包括采气站场、路线阀组区建设和集输管线敷设，采气站场建设将永久改变了土地使用功能，主要对占地农业生产造成一定影响。

5.5.6.1 废气

(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，采气站场、路线阀组区建设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、洒水抑尘等措施减少起尘量的情况下，产生的扬尘较少。

（2）机具尾气

在管线敷设和采气站场建设过程，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 $CxHy$ 、CO、 NO_x 等。由于管线是线性工程，采气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。

5.5.6.2 废水

地面集输工程施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水。

（1）试压废水

本项目管道全线均采用清水试压，预计每座采气站场内部工艺管网试压用水约 $5m^3$ ，同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km，预计试压废水产生量约 $650m^3$ 。

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用外购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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

（2）生活污水

本项目采气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，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

5.5.6.3 噪声

管线敷设和采气站场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，虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响，故管线敷设和采气站场夜间不施工作业。主要施工机械噪声源强见下表。

表 5.5-20 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	82	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	柴油发电机	1	98	移动设备	间断，<2

5.5.6.4 固废

采气站场和管线施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料以及清管试压废渣。

(1) 生活垃圾

本项目管线敷设和采气站场施工不设施工营地，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，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

(2) 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，新建集输管线约 32.24km，则管道施工废料产生量为 6.5t。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 0.5t，均属于一般固废。清管废渣集中收集后委托环卫部门清运处理。

5.5.6.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 5.5-21 地面集输工程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		
废水	试压管道	试压废水	SS等	650m ³	经简易的沉淀池沉淀后拉运至当地生活污水厂处理达标后外排	650m ³
	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进行收集处置	/
噪声	挖掘机、推土机、运输汽车等	机械噪声		81~98dB	选择低噪声设备，避免夜间施工	81~98dB
固废	施工人员	生活垃圾	/	不集中产生	利用农户已有的设施进行收集处置	/
	地面集输工程建设	施工废料	废包装材料、废焊条等	6.5t	由施工单位回收利用	6.5t
	清管	废渣	灰尘和铁锈	0.5t	收集后委托环卫部门清运处理	0.5t

5.5.7 生态影响

本项目施工期钻前工程、管道工程、地面工程建设过程是对生态环境造成影响的主要工程活动，其主要生态环境影响如下：

(1) 占用土地、压占破坏植被

本项目总占地面积约 30.975hm²，其中新增永久占地面积约 0.785hm²，临时占地约 26.957hm²。工程建设必然要压占、破坏这部分土地上的植被和农作物，对农业生产产生一定影响。这种影响属高强度、低频率、局地性的破坏了原有生态环境的自然性，干扰了地面植物和野生动物的繁殖、迁移和栖息，在一定程度上影响了生态环境的类型和结构。

(2) 破坏、污染土壤

本项目对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。本项目土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地农作物等植被的生长和产量造成一定影响。

(3) 水土流失

井场、管道施工扰动，井场、管线及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。项目不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

(4) 破坏景观

工程建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。工程建设仅对景观格局和功能产生临时性的影响，采取相应的生态保护措施后，对环境影响较小。

(5) 破坏干扰生态系统

本项目建设将对评价区内的农业生态系统、草地生态系统、林业生态系统、村镇生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受到破坏干扰，采取生态保护措施后，工程影响范围和程度有限。

5.5.8 施工期“三废”汇总表

综上所示，本项目施工期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表 5.5-22 本项目施工期正常工况下“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	短期排放，定期洒水抑尘
	施工机械和运输车辆尾气	CO、NO _x 等	少量	少量	选用尾气排放达标车辆，加强保养维护。
	空气钻阶段产生的粉尘	TSP	/	少量	排砂管内喷水除尘
	油基泥浆钻井时产生的有机废气	非甲烷总烃	少量	无组织排放	少量
	储层改造和压裂液返排废气	HCl	0.32t	0.32t	无组织，设备管道密闭、压裂返排液进入压裂重叠液罐后中和预处理，压裂液重叠液罐密闭
	测试放喷废气	SO ₂	点火燃烧处理，其燃烧主要产物为 SO ₂ ，SO ₂ 排放量预计约 2486kg/h。放喷前组织疏散周边居民，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响短期排放。		
	事故放喷	SO ₂	点火燃烧处理，其燃烧主要产物为 SO ₂ ，SO ₂ 排放量预计 8700kg/h。发生事故后立即组织疏散周边居民，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响短期排放。		
	非正常工况气侵废气	H ₂ S、非甲烷总烃	根据实际情况逐步提高钻井液密度，确保安全钻进，并且现场储备不少于 5 吨的除硫剂，并采取控制和处理措施，确保硫化氢和非甲烷总烃无组织排放进入空气中量很少。		
	焊接烟尘	烟尘	间断排放，排放量小		

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施
	防腐废气	非甲烷总烃	间断排放，排放量小		
废水	空气钻降尘水	SS	240m ³	0	经沉砂坑沉淀后，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
	钻井废水	石油类、悬浮物、COD 及氯化物等	1920m ³	192m ³	经泥浆不落地工艺处理后，可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注站回注
	洗井废水			360m ³	0
	压裂返排液	石油类、SS 和 COD 等	2400m ³	1200m ³	可回用的返排液回用于同区域其他井压作业，不外排；不可回用的返排液，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。
	管道试压废水	SS	650m ³	650m ³	经简易的沉淀池沉淀处理后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排
	生活污水	COD _{cr} 、BOD ₅ 、SS 等	5163m ³	5163m ³	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。
	施工废水	SS 和石油类	少量	/	经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘
	方井雨水	SS 和石油类	67m ³	0	井场隔油罐内处理后，回用于水基泥浆调配用水
	初期雨水	SS 和石油类	154.6m ³ /次		
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；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震垫层；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。			
固废	钻井固废	空气钻阶段	岩屑	3360m ³	0
		水基钻阶段	泥浆和岩屑等	8960m ³	0m ³
		油基钻阶段	顶替泥浆	240t	0
	废油	润滑油等	768t	0	在场内统一收集在危废暂存间暂存，收集后交由具有相应危废处置资质单位妥善处置。
			1.2m ³	/	部分回用于井场钻井综合利用，无

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施
					法回用的交有相应危险废物处理资质的单位处置
	生活垃圾	/	32.27t	32.27t	集中收集后委托当地环卫部门处理
	废包装材料	包装袋等	2t	0t	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	0.5t	0.5t	集中收集后委托环卫部门清运处理
	施工废料	废包装材料、废焊条等	6.5t	/	由施工单位回收利用
	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	统一收集清运至政府指定地点
生态	钻前工程、道路、管线等施工、采气站场地面工程建设	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，含硫天然气井喷对附近人群生命财产造成伤害与损失				

5.6 运营期污染源强核算及治理措施

5.6.1 废气

本项目输气管线进出井场、阀室的主要生产设备前后都有安全阀控制，正常生产情况下，井场、阀室工艺设备为高压密闭作业，无废气产生。项目集输工程运营期正常情况下主要废气为水套炉废气，火炬燃烧废气；非正常运行状态主要有清管废气、检修废气、采气站场发生事故时自动放空（火炬燃烧）以及停电时天然气发电机燃烧废气。

5.6.1.1 天然气燃烧废气

(1) 水套炉废气

本项目各采气站场均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，400kW 水套炉天然气消耗量约 600m³/d。NO_x、SO₂、废气量均参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(2021 版) 工业锅炉产排污系数表—燃气工业锅炉确定，烟尘产生量参照《环境保护实用数据手册》中产物系数确定，天然气产污系数见表 4.6-1。各采气站场水套加热炉热负荷、年耗量和废气产生量见下表 4.6-2 所示。

表 5.6-1 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

二氧化硫	千克/万立方米—原料	0.02S
氮氧化物	千克/万立方米—原料	15.87
烟尘	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 5.6-2 单套水套加热炉产污情况表

污染物	产生情况				排放情况		
	烟气量 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	2984075.82	0.053	0.006	17.613	0.053	0.006	17.613
SO ₂	2984075.82	0.009	0.001	2.936	0.009	0.001	2.936
NO _x	2984075.82	0.410	0.047	137.312	0.410	0.047	137.312

表 5.6-3 各采气站场水套加热炉产污情况表

采气站场	热负荷 (kW)	单台天然气年耗量 (万 m ³)	数量 (台)	天然气年总耗量 (万 m ³)	SO ₂ (t/a)	NO _x 量 (t/a)	烟尘(t/a)
元坝 13	400kW	21.9	1	21.9	0.009	0.410	0.053
元坝 701	400kW	21.9	1	21.9	0.009	0.410	0.053
元坝 702	400kW	21.9	1	21.9	0.009	0.410	0.053
元坝 206H	400kW	21.9	2	43.8	0.018	0.820	0.106
元坝 15	400kW	21.9	3	65.7	0.027	1.228	0.159
合计		21.9	8	175.2	0.072	3.278	0.424

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) 放空火炬燃烧废气

①净化天然气燃烧废气

本项目各采气站场设置有长明火炬 (H=40m, DN200)，火炬燃烧预计耗天然气量约 720m³/d，燃料为净化后的天然气 (《天然气》(GB17820-2018) 中一类标准)，主要污染物为 NO_x、 SO₂ 和颗粒物。

表 5.6-4 各采气站净化天然气放空火炬产污情况表

污染物	产生情况		
	烟气量 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h
烟尘	3580891	0.063	0.007
SO ₂		0.011	0.001
NO _x		0.492	0.056

②火炬分液罐废气

本项目采气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 会从水中逸散出来进入火炬系统燃烧后排放，产生的主要污染物为 SO₂。根据《天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义》(郝石生等, 石油学报, 1993.4) 和《气田水中硫化物控制指标及处理措施》(翁帮华等, 安全环保, 2019.3), 本项目罐上部空间内气相 H₂S 浓度按照 20.54mg/m³ 计。

各站场火炬分液罐内释放天然气约 14695m³/a, 硫化氢含量约 0.3kg, 经过密闭管道引至火炬燃烧后排放, 污染物产生情况详见下表。

表 5.6-5 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 m ³ /a	产生量 t/a	速率 kg/h
颗粒物	200233	0.0035	0.0004
SO ₂		0.00056	0.000064
NO _x		0.0275	0.003

本项目各站场放空火炬产污情况详见下表。

表 5.6-6 各站场放空火炬产污情况表

污染物	产生情况				排放情况		
	烟气量 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	3781124	0.0665	0.0074	17.6	0.0665	0.0074	17.6
SO ₂		0.01156	0.001064	3.1	0.01156	0.001064	3.1
NO _x		0.5195	0.059	137.39	0.5195	0.059	137.39

采气站场放空火炬年排放颗粒物约 0.33t/a, SO₂约 0.06t/a, NO_x约 2.6t/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。

5.6.1.2 清管、检修及事故废气

正常运行时, 采气站场采气全部在压力管道内运行, 无废气排放。在非正常运行状态下有清管废气、检修废气或系统超压等情况产生的事故放散废气 (天然气原料气)。

①清管废气及检修废气

本项目每座采气站场每年 2 次清管作业, 1~2 次定期检修, 清管作业采用密闭不停气智能清管技术, 清管废气主要是清管器和分离器排污时放空。设备检修和清管排放的

少量原料气通过火炬燃烧后排放。根据类比分析，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放散气量，原料气通过火炬燃烧后排放，燃烧后的污染物主要为 SO_2 。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，本项目清管、检修及事故原料气燃烧后排放，符合要求。

表 5.6-7 各站场清管、检修及事故废气排放情况表

排放量 / (m^3/a)	排放高度 (m)	SO_2 量 kg	排放方式
200	40	39.8	间歇

注：硫化氢浓度按照 105.639 g/m^3 计算。

②事故放空废气

如果发生事故，将对井场或者管道原料气进行放空，最大的放空管段长 21.53km (元坝 13~元坝 101-1)，管道压力 9.6MPa ，原料气最大放空量约为 10825m^3 (计算参数详见表 10.7-9)，放空时间约为 15min 。放空原料气通过下游站场的放空火炬点火燃烧，主要污染物为 SO_2 ，每次排放 SO_2 最大约 2153kg 。

5.6.1.3 备用天然气发电机废气

正常运行时，采气站场由电网供电，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天然气为元坝净化厂净化后的天然气，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。

5.6.2 废水

在正常情况下，本项目管道运营期间无废水产生，管道运营期环境产排污主要是环境风险事故状态下污水管线泄漏引起环境风险影响，环境风险评价章节中予以详细评价。由于天然气输送采用密闭输送，管道沿线没有泄露等过程，而管输系统的运行控制、计量调配、维护检修、事故处理等作业都在采气站场内进行，因此投产后正常工况下污染物的产生主要集中在采气站场。

5.6.2.1 气田水

根据元坝管理区统计，开采 $100 \text{ 万 } \text{m}^3/\text{d}$ 原料气同时产生采出水约 36.55m^3 。则本项目完全投产后气田水产生量约 $73.1\text{m}^3/\text{d}$ 。初期气田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。主要污染物为 COD、硫化物、SS 和氯化物等。SS 为类比调查数据，元坝气田水水质情况见下表。

表 5.6.8 气田采出水主要污染物浓度

废水产生量 (m ³ /d)	主要污染物浓度 (mg/L,pH 除外)				
	pH	COD _{cr}	氯化物	硫化物	SS
73.1	6~8	3000~5100	26000~28000	1700~2400	50~400

运营期各站场井口天然气经站内气液分离计量，分离计量后产生的气田水进入火炬分液罐，由火炬分液罐外输提升泵提升进入污水管线，运至大坪污水处理站预处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂。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) 5.4.1 条要求“油气田采出水……应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施”，本项目气田水由火炬分液罐外输提升泵提升进入污水管线，火炬分液罐与长明火炬相连通，满足 GB 39728—2020 中采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施要求。

5.6.2.2 生活污水

每座采气站场常驻人口约 4 人，每天生活用水量约 0.05m³/d，则年用水量约 73m³ (附近农户家中购买)，排放系数取 0.8，则本项目各采气站场生活污水产生量约 0.16m³/d (58.4m³/a)，本项目总计生活污水产生量约 0.8m³/d (292m³/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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

5.6.2.3 设备检修废水

每座采气站场每年需进行 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·年，产生废水 3.6m³/a·座，则本项目总计产生量约 18m³/a，主要污染物有 SS、石油类。

本项目设备检修废水经污水管道运至大坪污水处理站预处理后运至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂。

5.6.3 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 5.6.9 采气站场主要噪声源及声值

噪声源	单台设备声级[dB(A)]	排放规律	备注
-----	---------------	------	----

噪声源	单台设备声级[dB(A)]	排放规律	备注
水套加热炉	60	连续	单台声级
分离器	60	连续	单台声级
节流阀	60	连续	单台声级
气田水转输泵	65	连续	单台声级
临时分酸分离器	60	连续	单台声级
燃料气调压分配撬	60	连续	单台声级
缓蚀剂连续加注撬	60	连续	单台声级
火炬	50	连续	/
天然气发电机	75	间歇	单台声级(备用)

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；站内设备合理布局。火炬燃烧产生的噪声较强，拟通过在喷嘴处安装消声装置降噪。

5.6.4 固废

5.6.4.1 生活垃圾

本项目采气生产期间前期每座采气站场值班人员4人，生活垃圾产生量按0.5kg/(d·人)计，预计采气生产期间每座井站生活垃圾产生量约为2.0kg/d，则本项目总计生活垃圾产生量为3.65t/a。通过在采气站场内设置垃圾收集桶，将垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理。

项目运营期所产生的生活垃圾，不得随意堆放和丢弃，以保持站内和站外的环境卫生。项目投入运行时，应及时与当地环卫部门进行衔接，确保生活垃圾能得以有效处置，避免造成环境污染。

5.6.4.2 生产固废

生产固废主要为清管废渣。天然气管道每年一般进行2次清管，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，主要成份是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等。根据类比分析每座采气站场及其配套管线产生的清管废液量平均约为1m³/a，产生总量约5m³/a，根据《国家危险废物名录》(2021年版)，酸气管线清管废渣属于危险废物(HW09油/水、烃/水混合物或乳化液，代码：900-007-09)，运营单位统一收集后及时交有资质单位处置。

5.6.4.3 废油

采气站场设备定期维护会产生废润滑油，每座采气站场产生量约0.1t/a，则本项目

共计产生约 0.5t/a, 属于危险废物(HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液, 代码: 900-007-09)。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。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。

本项目钻井工程危险废物产生量见下表:

表 5.6-10 运营期危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
生产固废	HW09	900-007-09	5m ³ /a	清管	半固态	杂质、铁屑、缓蚀剂等	缓蚀剂	运营期清管	T	统一收集后及时交有资质单位处置
废油	HW08	900-249-08	0.5t/a	设备	半固态	废润滑油	润滑油	运营期设备维护	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

5.6.5 运营期“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与生态影响见下表。

表 5.6-11 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	水套炉废气	SO ₂	0.072t/a	0.072t/a	经 8m 高排气筒排放
		NO _x	3.278t/a	3.278t/a	
		烟尘	0.424t/a	0.424t/a	
	放空火炬燃烧废气	SO ₂	0.055t/a	0.055t/a	各站场放空火炬 (H=40m, DN200)
		NO _x	2.46t/a	2.46t/a	
		烟尘	0.315/a	0.315/a	
	清管、检修	SO ₂	0.22 t/a	0.22 t/a	各站场经放空火炬 (H=40m, DN200) 燃烧后排放
	事故放空(最大量)	SO ₂	2153kg/次	2153kg/次	放空原料气通过下游站场的放空火炬点火燃烧
	备用天然气发电机废气	烟尘、NO _x 、SO ₂	少量	少量	/
废水	气田水	COD、硫化物、SS 和氯化物等	73.1m ³ /d	73.1m ³ /d	经污水管道运至大坪污水处理站预处理后运至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合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	18m ³ /a	18m ³ /a	

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施
	生活污水	COD _{cr} 、BOD ₅ 、SS 等	292m ³ /a	292m ³ /a	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
噪声	采气期分离器、水套加热炉、泵、放空系统	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；站内设备合理布局。
固废	生活垃圾	生活垃圾	3.65t/a	3.65t/a	集中收集后委托当地环卫部门处理
	废油	费润滑油	0.5t/a	0.5t/a	属于危险废物（HW09），收集后及时交由相应危险废物处理资质的单位处置。
	生产固废	清管废渣	5m ³ /a	5m ³ /a	酸气管线清管废渣属于危险废物（HW09），统一收集后交有资质单位处置
风险	1、运营期环境风险主要是采气管线发生破裂造成天然气泄漏事故，原料气中含有的 H ₂ S 以及泄露气体遇明火引起火灾或爆炸对附近人群生命财产造成伤害与损失。 2、管道、采气站场事故时的天然气放空，含硫天然气会产生 SO ₂ ，对附近人群生命财产造成伤害与损失				

5.7 退役期污染源及污染物排放情况

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

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017) 等技术要求对井口进行封堵。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：

(1)站场清理工作：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。为使土地功能的尽快恢复，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。

5.8 总量控制

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进行固定污染源排污登记（登记编号：915113817566300106018Y）。经调查，元坝气田区域内各座采气站场均无总量控制指标要求，区域内水套加热炉、长明火炬按要求缴纳环保税。

本项目钻井废水、洗井废水、压裂返排液同区域内回用，剩余不能回用的钻井废水和压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注；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外排；试压废水经沉淀池沉淀后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排；气田水和检修废水通过污水管道输送至大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不外排。本项目处理后回注和回用的废水不计算总量，处理后外排的生活污水和试压废水的总量纳入依托的污水处理设施总量指标。

5.9 清洁生产

本环评从天然气产能建设的各个环节出发，对本项目的工艺技术、原材料、产品的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

5.9.1 生产技术与设备的清洁性分析

5.9.1.1 钻井工程

(1) 各井场采用丛式井组，减少井场等建设用地，同时减少了项目道路工程量，有利于减轻对生态环境的扰动，符合清洁生产的要求。

(2) 本项目采用清水钻、空气钻、水基泥浆、油基泥浆联合钻井工艺，钻井介质属于环保型，技术成熟，措施可靠，在国内属于先进水平，符合清洁生产的要求。

(3) 本项目钻井废水、洗井废水、压裂返排液同区域内回用，符合清洁生产的要求。

5.9.1.2 地面集输工程

(1) 采用密闭不停气清管流程，合理设置清管作业放空管段的长度，减少清管作业时

天然气放空损耗；及时清管，提高管道输送效率。符合清洁生产的要求。

(2) 优化工艺方案，减小能源消耗：采用先进的 SCADA 控制系统，对管道全线实行优化运行管理和监控，模拟各种情况下管道系统的最佳运行工作状况与最佳运行参数，正确预测天然气需求，为调度决策提供指导，确保管道及设备在最佳状态下运行，降低能源的损耗。

5.9.2 原材料的清洁性

5.9.2.1 钻井工程原材料

(1) 本项目在网电覆盖区域采用网电供电，柴油发电机作为备用电源；初期有部分井场网电未能建成，或者停电以及电网不能达到区域采用柴油发电机作为电源，可减少发电机废气排放。柴油发电机主要能源为柴油，项目设置多台柴油机进行组合，使柴油机运行功率最接近钻井所需要的动力功率，让柴油机运行时可处于高效运行状态，以减少柴油的使用量和减少废气排放。柴油机效率达到国内清洁生产先进水平。

(2) 在钻井过程中，各井场导管段采用清水钻进，1~2开（导管段以下至 3000m）使用空气钻，约 3000m 以后改用水基泥浆钻井液（主要成份是水、聚合物、润滑剂等，无毒，可生物降解，降低了钻井液处理的消耗），符合清洁生产的要求。

5.9.2.2 地面集输工程原材料

5.9.2.3 管材选择

本项目酸气管线均采用镍基复合管材质，具有强度高、韧性好、抗脆断、耐腐蚀性以及抗氢致诱导开裂和抗硫化物应力开裂的特点；污水管材采用连续增强型复合管，内管为 PE 管中间为高强度纤维，外层为 PE 防腐层、保护层，具有承载能力强、耐腐蚀性好、耐磨性好等特点；元坝 8 配套燃料气管道采用 L245N 无缝钢管，能有效的提高管线抗应力腐蚀开裂和氢致开裂的能力，其余燃料气管道采用 20#钢，以确保管材的可靠性，从而减少环境风险事故。

5.9.2.4 防腐措施

本项目原料气具有强腐蚀性，针对含 H₂S/CO₂ 原料气、气田水地面集输系统的内外腐蚀问题，采用内、外腐蚀控制措施。

5.9.2.5 燃料气

本项目采气站场水套加热炉、长明火炬燃料气为经元坝净化厂净化处理后的天然气，属于清洁能源，燃烧后可满足国家相应标准的要求符合清洁生产要求。

5.9.2.6 用水

本项目采气站场水套加热炉用水、设备检修用水和值班人员生活用水均为向附近农

户购买的清水，符合清洁生产要求。

5.9.3 产品的清洁性

本项目产品为天然气，经过净化处理后天然气是清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的温室气体 CO₂ 只是煤炭的一半左右，比石油还少三分之一。天然气与电力相比较，在燃料费上的节省是显著的，但投资费用较大；与焦炭、原煤比较，虽无价格优势，但环保性和产品质量优势明显；与汽油、液化气相比，其价格和环境性能也有明显优势，天然气替代工业用油和液化石油气，有直接的经济效益，容易被用户接受，同时技改的投资少。天然气、原油与煤燃烧的三废产生量对比见下表。

表 5.9-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）

燃烧产物	天然气	原油	煤
灰分	1	14	148
SO ₂	1	400	700
NO ₂	1	5	10
CO	1	16	29
CO ₂	3	4	5

5.9.4 环境管理要求

选择具有专业资质和业绩优秀的施工队伍，在实施工程监理的同时，实施环境监理工作，以加强施工管理，规范施工行为，强化施工人员环保意识，做到规范施工，文明施工，最大限度减轻施工过程对环境的影响。

对本项目实施 HSSE 管理。对员工进行相应的 HSSE 培训，使井场员工自觉遵守 HSSE 管理体系要求以保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

5.9.5 清洁生产措施

5.9.5.1 废水处理措施

本项目施工期空气钻井阶段产生的喷淋除尘废水在集污罐内简易沉淀去除后，上清液回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，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；钻井废水经泥浆不落地工艺处理后，可回用的用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注，现场不外排；洗井废水经泥浆不落地工艺处理后，用于区域内配置钻井液，不外排；可回用的压裂返排液回用于同区域其他井压裂作业，不可回用的压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注，现场不外排；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；试压废水经沉淀池沉淀后拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。运营期气田水和设备检修废水通过污水管道输送至大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不外排；各站场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，现场不外排。

5.9.5.2 废气处理措施

本项目运营期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原料气通过长明火炬燃烧后排放，水套炉废气通过自带的排气筒排放。

5.9.5.3 固体废物处理措施

空气钻阶段钻井固废和水基钻井岩屑、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）；钻井过程中产生的顶替泥浆及油基钻井固废属于危险废物，在井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，无法回用的交有相应危险废物处理资质的单位处置。运营期酸气管线清管废渣属于危险废物，交由有危险废物处理资质的单位处置；采气站场设备定期维护产生的废润滑油属于危险废物，收集后交由相应危险废物处理资质的单位处置。生活垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理。

5.9.6 清洁生产结论

本项目贯彻了清洁生产原则，符合清洁生产的要求及国家目前有关节能减排要求。为保持良好的清洁生产水平，鉴于钻井工程属高风险行业，本评价建议主要是加强管理，减少生产中的跑、冒、滴、漏现象，同时按照钻井行业规范做好井控和防喷措施，做好现场的应急措施。加强人员培训，提高职工清洁生产意识，尽可能的避免环境风险事故的发生，将本项目清洁生产维持在国内先进水平。

6. 区域自然环境概况

6.1 地理位置

本项目井场及地面集输工程建设占地涉及地理位置为苍溪县。

苍溪县，是四川省广元市的一个下辖县，位于四川盆地北缘山区，巴山东障，剑门西横，古称秦陇锁钥，蜀北屏藩。地跨北纬 $31^{\circ}37' \sim 32^{\circ}10'$ ，东经 $105^{\circ}43' \sim 106^{\circ}28'$ 。苍溪县南北宽 61.1 公里，东西长 70.5 公里，幅员面积 2330 平方公里。东与巴中市巴州区、南江县接壤，西与剑阁县相邻，北与广元市昭化区、旺苍县交界，南与阆中市相连。

6.2 地形地貌

苍溪县位于四川盆地北缘，长江上游嘉陵江中段，居大巴山南麓。苍溪县域受米仓山、大巴山构造控制，地势由东北向西南倾斜，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 1377 米为最高峰，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。最低八庙镇涧溪口海拔 353 米。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。

低中山区：黄猫、漓江、三川、五龙一线以北，受九龙山、龙亭山、龙干山背斜构造影响，形成山峦重叠深谷交错、相对高度 200 米以上、海拔高度 1000~1377.5 米的低中山区，尤以东溪、三川两区山势较高。低中山区面积 8.73 万亩。

低山区：回水、石门、歧坪一线以北至黄猫、漓江、三川、五龙一线以南区域，多呈平台、长梁状低山似树枝或羽毛状展布，形成向西南倾斜的单面山。西部长宁山最高，主峰海拔 868 米。东部以琳琅山最高，主峰海拔 946.4 米。此区相对高度多在 200 米以上，海拔 559~1000 米间，山脉起伏，坡较陡而沟较深。低山区面积 257.66 万亩。

山塬区：山塬主要分布于低山、低中山山脊和相邻山脉结合部，地势倾斜，坡度一般在 10 度以下，海拔多在 700~1000 米间，土层较厚。山塬面积 53.31 万亩。

深丘区：回水、石门、歧坪一线以南及西南部广大区域，相对高度 100~200 米，海拔高度小于 527 米，多为水平岩地层组成，砂岩盖顶，丘体呈阶梯状，丘顶大多平坦，丘坡一般 15~25 度，部分大于 25 度。深丘区面积 8.86 万亩。

台地区：台地多分布于嘉陵江、东河沿岸，多为高阶台地、洪积台地，台坎高度在 20~200 米间。高阶台地台面坡度较平缓，一般小于 7 度。洪积台地台面坡度较倾斜，台面后缘坡度稍陡，最大 10 度左右。台地区面积 8.57 万亩。

平坝区：多分布在县境南部嘉陵江、东河沿岸一、二级阶地和丘陵之间，由第四系全新统的冲积、洪积作用形成。平坝区面积 11.84 万亩。

苍溪县在大地构造上属扬子准地台之四川中台坳，从地质力学观点看，苍溪县属我国东部巨型新华夏系第三沉降带四川盆地的川西褶带和川中褶带。以苍溪向斜为界，其西北为川西褶带，其东北南为川中褶带。总的来看，构造较为简单，由宽缓的褶皱——背斜和向斜构成，以北东和北东东向为主。

6.3 地质

6.3.1 地层岩性

据区内相关水文地质普查报告，以及 1980 年四川航空区域地质调查大队重新调查命名，元坝气田调查评价范围内主要出露地层为以下：

1、第四系

区内出露的第四系全新统和上更新统。

(1) 中更系统

中更新统 (Q_2) 冲积层：在地貌上构成二、三级基座阶地，因而有新老之分。零星分布于嘉陵江河谷两岸。

构成三级阶地的堆积物，为棕红色粘土砂卵石、土石各半，无明显的二元结构，下部卵石增多，卵石直径一般 5-15cm，成分以石英砂岩为主，磨圆度较好。

构成二级阶地的堆积物的颜色较浅，为褐色亚粘土、粘土及卵石，具有明显的二元结构，卵石砾径一般为 5-10cm，成分以石英砂岩为主，磨圆度较好。

(2) 全新统 (Q_{4^a}) 冲积层

地貌上构成河漫滩及一级阶地，为近代河流冲积层。主要分布于嘉陵江、东河等河谷两岸。

一级阶地上部为灰褐色亚粘土，厚 2-5cm，下部为卵石层，其中砂占 30%，卵石粒径一般为 3-8cm，成分以石英砂岩为主，磨圆度较好。漫滩均由卵石层组成，局部为沙滩，具有一定的开采价值。

2、前第四系基岩

区内的地层属于四川盆地川北通江小区，主要出露白垩系下统苍溪组 (K_1c)，白龙组 (K_1b) 和七曲寺组 (K_1q)，为中生代的陆相碎屑沉积岩，为一套长石石英砂岩、泥质粉砂岩、泥岩及其互层，岩性单一。

(1) 白垩系苍溪组 (K_{1c})

为紫灰、砖红等色岩屑、长石石英砂岩、粉砂岩及泥岩呈不等厚韵律互层，夹少量灰质砾岩条带或凸镜体。

(2) 白垩系白龙组 (K_{1b})

紫红与砖红等色泥岩(粘土岩)、砂质泥岩及粉砂岩为主，夹灰白、紫灰等色细—中粒岩屑长石砂岩，偶夹钙质砾岩。

(3) 白垩系七曲寺组 (K_{1q})

岩性以砖红色、紫红色泥岩(粘土岩)为主，夹粉砂岩、细—中粒砂岩，向上变细的韵律互层，偶夹钙质砾岩条带及凸镜体。

6.3.2 钻遇地层岩性

根据已有钻井资料，元坝长兴组(含飞二段)含气区地层自上而下依次为白垩系剑门关组，侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、上沙溪庙组、下沙溪庙组、千佛崖组、自流井组，三叠系须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组，二叠系长兴组，因出露地层不一致，部分地区出露地层为白垩系下统苍溪组、白龙组侏罗系上统蓬莱镇组。

白垩系下统剑门关组 (K_{1j})：以厚层状灰色粉砂岩为主夹棕紫色、棕色泥质粉砂岩，棕色粉砂质泥岩。底为厚层状砂岩与下伏蓬莱镇组整合接触。

上侏罗统蓬莱镇组 (J_{3p})：以中~厚层棕红色、棕紫色泥岩、粉砂质泥岩与中~薄层棕色泥质粉砂岩，灰色粉砂岩不等厚互层。底为块状灰色砂岩与下伏遂宁组厚层泥岩夹薄层砂岩组合呈整合接触。

上侏罗统遂宁组 (J_{2sn})：以厚层棕红色、棕紫色、灰色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹薄层灰色粉砂岩、泥质粉砂岩。与下伏上沙溪庙组呈整合接触。

中侏罗统上沙溪庙组 (J_{2s})：中厚层棕红色泥岩、粉砂质泥岩与中薄层灰色粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩不等厚互层。底部与下伏下沙溪庙组顶部深灰、灰黑色叶肢介页岩呈整合接触。

中侏罗统下沙溪庙组 (J_{2x})：棕红、棕紫色、灰色泥岩、砂质泥岩与灰色细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩不等厚互层，间夹灰黑色页岩。底部常以厚层绿灰色细—粉砂岩(“关口砂岩”)与下伏千佛崖组呈整合接触。

中侏罗统千佛崖组 (J_{2q})：可分为三段。千三段以棕红色、灰色泥岩为主夹灰色细砂岩，灰色泥质粉砂岩及粉砂质泥岩；千二段以灰色泥岩、灰黑色炭质泥岩、灰黑色页岩为主夹灰色细砂岩；千一段以棕红色、灰色泥岩为主，夹灰色泥质粉砂岩。

下侏罗统自流井组 (J₁z): 以湖相沉积为主，分四个岩性段。

大安寨段 (J₁z⁴): 灰色灰岩、泥质灰岩与灰色、深灰色泥岩、灰质泥岩不等厚互层，中部为褐灰色介壳灰岩，间夹少量薄层灰色粉砂岩、细砂岩。

马鞍山段 (J₁z³): 绿灰色、灰色、深灰色泥岩为主，间夹灰色粉砂岩。

东岳庙段 (J₁z²): 上部以厚层状灰色泥岩为主，下部灰色细砂岩、泥质细砂岩与灰色泥岩、黑色煤不等厚互层。

珍珠冲段 (J₁z¹): 上部灰色泥岩与灰色细砂岩不等厚互层夹黑色煤。下部主要为灰白色含砾粗砂岩、含砾中砂岩厚层块状砂砾岩沉积为主，夹灰色泥岩、灰黑色页岩。底为粗砂岩与下伏须五段灰、黑灰色泥岩、页岩之间呈假整合接触。

上三叠统须家河组 (T₃x): 按岩性本组地层共分为五段。

须五段 (T₃x⁵): 灰色灰质粉砂岩、细砂岩与灰色、深灰色泥岩略等厚互层，间夹黑灰色砂质页岩、黑色煤。

须四段 (T₃x⁴): 以厚层块状灰色灰质细砂岩、粉砂岩，浅灰色含砾中砂岩为主，间夹灰色、深灰色泥岩。

须三段 (T₃x³): 灰色、深灰色泥岩、灰质泥岩与灰色、深灰色粉砂岩、灰质粉砂岩呈不等厚互层，局部夹黑色煤线、黑灰色碳质泥岩。

须二段 (T₃x²): 厚层浅灰、灰色细~中砂岩夹薄层黑灰色、深灰色泥岩，间夹黑色煤线。

须一段 (T₃x¹): 深灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色粉砂岩、泥质粉砂岩略等厚互层。与下伏中三叠统雷口坡组灰岩或白云岩呈假整合接触。

中三叠统雷口坡组 (T₂l): 岩性上可四分。

雷四段 (T₂l⁴): 上部为灰色白云岩、灰质白云岩与灰色白云质灰岩不等厚沉积；下部为灰色白云岩、膏质白云岩、含灰白云岩与灰白色石膏不等厚互层。

雷三段 (T₂l³): 主要为灰色灰岩、灰色石膏质灰岩沉积为主，局部夹灰白色石膏岩、含白云石膏岩。

雷二段 (T₂l²): 上部为灰色灰岩、含泥灰岩、石膏质灰岩夹灰白色硬石膏；中下部为薄层灰色白云岩、膏质白云岩、灰质白云岩与灰白色硬石膏岩略等厚互层。

雷一段 (T₂l¹): 灰色白云岩、膏质白云岩、含泥白云岩与灰白色硬石膏呈略等厚~不等厚互层。与下伏地层呈整合接触。

下三叠统嘉陵江组 (T_{1j})：因嘉四、五段膏盐层揉皱滑脱影响及顶部区域标志层“绿豆岩”岩屑录辨认困难，与雷口坡组分层较为困难。为多套浅海台地—蒸发台地的沉积，岩性上分为五段：

嘉五一四段 (T_{1j}⁵⁺⁴)：上部为厚层块状灰白色硬石膏岩、薄层白云质灰岩互层，下部以灰白色膏岩、盐岩为主夹灰色白云岩。

嘉三段 (T_{1j}³)：主要以灰色灰岩、含泥灰岩、泥质灰岩沉积为主，间夹灰白色灰质石膏岩。

嘉二段 (T_{1j}²)：由灰白色硬石膏岩与灰白色白云质硬石膏岩、灰、深灰色砂屑白云岩之互层，组成“上石膏岩、下云岩”三个重复旋回。

嘉一段 (T_{1j}¹)：巨厚层块状灰色灰岩夹灰色含泥灰岩。与下伏地层呈整合接触。

下三叠统飞仙关组 (T_{1f})：按岩性组合可以分成四段：

飞四段 (T_{1f}⁴)：上部为灰色含石膏灰岩、灰岩、含泥白云岩；中部为灰白色硬石膏岩与灰色白云岩不等厚互层；下部灰色白云岩为主，间夹灰色含泥灰岩；底部棕红色泥质白云岩。

飞三段 (T_{1f}³)：上、中部主要为灰色灰岩与紫灰色含泥灰岩略等厚互层，间夹灰色鲕粒灰岩。

飞二段 (T_{1f}²)：上部为厚层灰色灰岩，下部为灰色、浅灰色鲕粒、砂屑灰岩沉积。

飞一段 (T_{1f}¹)：厚层状灰色、浅灰色灰岩沉积，间夹深灰色、灰色含泥灰岩；底部为泥晶灰岩、含泥灰岩与长兴组顶部含白云灰岩、生屑灰岩分界清楚。与下伏长兴组呈整合接触。

上二叠统长兴组 (P_{2ch})：总体分为三个岩性段，上部为浅灰~灰~深灰色灰岩、含白云生屑灰岩、生屑灰岩；中部为浅灰色含灰白云岩与灰色白云质灰岩不等厚互层；下部为灰色含白云灰岩、灰岩。

表 6.7-1 元坝气田区域典型钻遇地层岩性简述表

图 6.7-1 川东北元坝地区地层划分综合柱状图

根据钻遇地层简述，区域钻遇地层中岩溶地层主要位于三叠系雷口坡组及以下，基本位于元坝气田地下水调查评价范围内地表约 3000m 以下，同时调查评价范围内无岩溶地层出露，相对来说避免了钻进阶段钻遇岩溶地层，因溶洞、暗河等造成的钻井液漏失而导致的污染影响开发利用的浅层含水层。

6.3.3 地质构造

区域在大地构造上属扬子准地台之川中台坳，以地质力学观点看，属中国东部巨型新华夏系第三沉降带四川盆地之川西褶皱带和川中褶皱带。工作区无断裂构造，总体来看构造较为简单，以北东或北东东向的宽缓褶皱为主，主要有：新场向斜、新观背斜、九龙山背斜、苍溪向斜及龙干山背斜，以苍溪向斜为界，其西北为川西褶皱带，其东南为川中褶皱带。区域内褶皱平缓，北部以倾向南东的单斜形态为构造特征，岩层倾角自北而南逐渐减缓，由 $7\sim10^\circ$ 渐变过渡为 $1\sim3^\circ$ ，甚至水平，其中仅苍溪向斜在构造上形成略具储水向斜的轮廓。

区内褶皱平缓，北部以倾向南东的单斜形态为其构造特征，岩层倾角自北而南逐渐减缓，由 $7\sim10^\circ$ 逐渐变为 $2\sim3^\circ$ ，甚至水平。区内未见大的构造断裂，以北西向及北东向构造裂隙和层面裂隙为主要的破裂结构面，风化带裂隙的发育，在很大程度上是受这一构造带的影响和控制。

新场向斜分布于县境北端，为近东西南，两翼产状平缓，倾角 $5\sim10$ 度。

新观背斜南自苍溪龙王场，经新观、桥溪，北上至旺苍县塌洞坪，轴向北东 70 度，轴部及两翼出露地层都为侏罗系上统之蓬莱镇组。北西翼较缓，倾角 $5\sim7$ 度。南东翼稍陡，倾角 $5\sim11$ 度。此背斜在县境内长 20 公里左右。

九龙山背斜分布于县境西部，沿天观及三川场延伸，轴向北东 $60\sim65$ 度，全长 37 公里。两翼平缓开阔，倾角 $1\sim3$ 度。

苍溪向斜位于县城北至文昌场之间，近于直线展布，轴向北东 70 度，两翼对称，倾角为 1 度，东端可达 3 度。境内长 36 公里。

龙干山背斜位于东河以东，西与九龙山背斜为邻，轴向北东 65 度，走向北偏东，轴部时宽时窄，倾角 $1\sim3$ 度。全长 30 公里。

6.4 气候、气象

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°C ，最高年份为 17.4°C ；最低年份仅 15.9°C 。累年各旬平均气温最高为 8 月上旬 27.8°C ；最低为 1 月上旬 5.9°C 。累年候

平均气温最高 28.2°C , 出现在第 43 候即 8 月 1~5 日; 最低 5.3°C , 出现在第 1 候即 1 月 1~5 日。累年极端最高气温 39.3°C , 出现在 1959 年 7 月 14 日; 最低 -4.6°C , 出现在 1975 年 12 月 15 日。

地温: 苍溪县累年各月不同深度土层平均地温均在 5.0°C 以上, 8 月最高, 1 月最低。累年各月地表极端最高温度 67.9°C , 出现在 1962 年 7 月 14 日; 最低 $\sim 8.9^{\circ}\text{C}$, 出现在 1963 年 1 月 14 日。

降雨: 苍溪县境累年年均降雨量, 北部山区在 $1100\sim1300$ 毫米之间, 东部低山区多在 $900\sim1200$ 毫米之间, 西南部深丘地区多在 $800\sim1100$ 毫米之间。县气象站多年平均降雨量 1046.7 毫米, 最多为 1605.1 毫米, 出现在 1981 年; 最少为 703.4 毫米, 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 $460\sim600$ 毫米之间, 占全年总降雨量 $46\sim50\%$; 秋季次之, 为 $280\sim350$ 毫米之间, 占全年总降雨量 $26\sim32\%$; 春季降雨量为 213.5 毫米左右, 约占全年总降雨量 20% ; 冬季最少, 平均降雨量 35.4 毫米, 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 214.3 毫米; 9 月次之, 为 185.5 毫米; 最少是 12 月, 为 9.8 毫米。日降雨量在 50.0 毫米以上之暴雨多出现在 4~10 月; 100.0 毫米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 $67\sim79\%$ 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% 。

6.5 土壤、动植物资源

(1) 动植物资源

苍溪县域内动植物资源种类繁多, 生物资源丰富。森林植被繁茂, 雪梨、猕猴桃和三尖杉是苍溪县名果和特有的珍贵经济林木。有粮食作物 17 类 140 个品种, 烟、麻、椒、杂等经济作物 10 类 64 个品种, 以及各种蔬菜和食用菌等。动物资源品种较多, 有 15 类 39 个品种。鱼类有 7 目 16 科 10 亚科 115 种, 同时有野猪、豹、狐、猴等 100 余种野生生物资源。

(2) 土壤资源

苍溪县土类及分布: 1983 年第二次土壤普查, 参照国家《暂拟土壤分类系统》, 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，轻粘土居第二，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。轻粘土面积 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。

6.6 地表水

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 619 平方公里，长约 103 公里。东河水系流域面积 954.4 平方公里，插江水系流域面积 392.4 平方公里，渠江水系流域面积 395.6 平方公里。江河过境水流总量达 228.96 亿立方米。

嘉陵江从剑阁县蚕溪乡流入苍溪县蚕溪乡水晶坪，蜿蜒流经亭子、浙水、马桑、回水、庙垭，绕县城纳九曲河后折向南，流经镇水、五里、寨山、八庙乡。于润溪口流入阆中县境。县内长 103 公里，平均比降 0.52-0.58%，为流经县境第一大河。县境河段河床由砾石、砂岩和页岩组成，大部由卵石沉积，基部砂岩层较厚，江水随纵横山势流转，急弯上下段险滩与深沱相接。枯水河宽 80~120 米，洪水河宽 250~400 米。多年平均流量 2120 立方米/秒，过境洪峰最大流量 19800 立方米/秒，最小流量 112 立方米/秒。据亭子口水文站资料，江水多年平均含沙量 3.04 公斤/立方米，多年平均输沙量 1.57 亿吨，年侵蚀模数 1200 吨/平方公里。嘉陵江苍溪段，枯水期江水清澈如镜。

东河又名宋江，从旺苍县张华乡流入苍溪县桥溪乡喻家嘴，迂回流经东溪、田菜、石灶、土鲤、岳东、文林、漓江、登高、歧坪、南阳、唤马、张王、石门、元坝、金璧、

中土等乡，纵贯县境腹部，至王渡乡周家河流入阆中县境文成乡于滥泥沟注入嘉陵江。县内长 189.5 公里，为流经县境第二大河。县境河段河曲发育，漕道日浅，河漫滩多。为单皱河谷。河底由粗沙和卵石组成，两岸台地分布颇广。喻家嘴至东溪河床平均比降 1.21%。枯水期河水面宽 40~50 米；东溪至元坝河床平均比降 0.7%，插江至元坝河谷呈 V 形。横断面呈阶梯状，枯水期河水面宽 50~100 米；元坝至王渡河床平均比降 0.49%，两岸山势开阔，枯水期河水面宽 80~150 米。

东河苍溪段水量丰富，多年平均流量 104 立方米/秒，年最大流量 185 立方米/秒，年最小流量 26.6 立方米/秒。洪水期最大流速 6.5 米以上/秒，最大洪峰流量 11100 立方米/秒。河水多年平均含沙量 0.73 公斤/立方米，多年平均输沙量 239 万吨，年侵蚀模数 522 吨/平方公里。

插江又名苗水，源头有两支，一为雍河，源出雍河乡甘家沟和鸡叫寨，流经雍河月儿坝纳月儿坝河，经龙王场至两河口；一名桥河，源出广元大南山南麓火把山韩家垭，流经卫子、清水，出广元昭化区界，流入苍溪县境两河乡至两河口与雍河合流，经三川、石门两乡，沿途纳文庙溪、北溪，于插江口注入东河，全长 68 公里，河床平均比降 0.7%。插江河谷狭窄，上游呈 U 形河谷，河段均为荒溪，落差较大；下游石门至插江口属静水河段。正常流量 0.6 立方米/秒，洪水期最大洪峰流量 4000 立方米/秒。

苍溪县境属大巴山暴雨影响区，多年平均地表径流量 10.33 亿立方米，年均径流深 437 毫米。

6.7 地下水

苍溪县境内地下水丰富，径流模数为 $0.5 \text{L/s} \cdot \text{km}^2$ ，储量 0.37~0.65 亿 m^3/a ，东溪、三川两区为中等含水岩组，机井平均出水量为 $300\sim100 \text{m}^3/\text{d}$ ，径流模数 $0.5 \text{L/s} \cdot \text{km}^2$ ，龙山、文昌、歧坪、五龙、东青、城郊是若含水岩组，出水量小于 $50 \text{m}^3/\text{d}$ 。

6.7.1 地下水类型

地下水类型按含水介质特征为红层风化带裂隙水和第四系松散岩孔隙水。

风化带裂隙水主要赋存于白垩系下统苍溪组 (K_{1c})、白龙组 (K_{1b})、七曲寺组 (K_{1q}) 砂、泥岩风化裂隙中，第四系松散岩孔隙水主要赋存于第四系全新统 (Q_4) 和中更新统 (Q_2) 松散沉积物中，现分述如下。

(1) 孔隙水

主要分布于嘉陵江近苍溪县县城河漫滩地及一级阶地，属于近代河流堆积的砂砾卵石孔隙含水层，上覆少量粘质沙土，富水性相对较好，一般属重碳酸钙型水，矿化度低

于 0.5g/L。

(2) 裂隙水

①白垩系下统七曲寺组 (K_{1q})

青灰色砂岩和砖红色泥质粉砂岩夹砖红色泥岩。大部分残留在山顶。主要赋存构造裂隙水。泉流量 0.01~0.1 升/秒。

②白垩系下统苍溪组 (K_{1c})

青灰色砂岩和砖红色泥质粉砂岩夹砖红色泥岩，底部有一层不稳定的钙质砾岩。砂岩和泥质粉砂岩与泥岩之比为 3:1。胶结物中碳酸盐含量占 4.5~21.6%。砂岩单层厚 10~40 米。裂隙率 2~4%。赋存碎屑岩孔隙裂隙水（层间水）和构造裂隙水。

③白垩系下统白龙组 (K_{1b})

分布于测区东北部及中部地区。地貌为单面山和深丘洼地。岩层倾角陡的富水性强，单孔涌水量 145.7~334.4 吨/日，最大 852.1 吨/日。富水性属于单井涌水量 100~500 吨/日级，倾角缓者富水性差，单孔涌水量多在 50 吨/日以下，富水性属于单井涌水量 10~100 吨/日级。大部分地区下部（60 米左右）都有承压水，但水量很小。

6.7.2 地下水补给、径流、排泄条件

调查区的地下水径流场主要受地形地貌控制，还受到岩性特征、风化裂隙发育程度和构造裂隙发育程度的影响。低山、丘陵区一般一条沟谷即为一个独立的水文地质单元，山（丘）顶一般为地下水的补给带，丘坡为入渗补给和强烈交替径流带，平台、缓坡带、沟谷为埋藏储集区或地下水出露带。

区内风化带裂隙水主要赋存于白垩系砂、泥岩风化裂隙中，调查区内广泛分布。补给来源主要有大气降水、农灌水、塘库堰水、渠系水及其他地表水体。

山地地形切割深，沟深谷窄，相对高差大，地形坡度陡，沟谷纵、横向坡度大，地下水水力坡度大，交替循环强烈。地下水接受补给后，经短暂运移向低洼沟谷径流，当含水层被切割或遇阻时则以下降泉形式排泄，地下水较贫乏。

总体上，大气降水是红层浅层风化带裂隙水主要补给来源，其次是地表水体。低山丘陵区水库、堰塘、稻田、溪沟等对地下水均有一定的补给。

图 6.8-1 红层丘陵区地下水补、径、排示意图

6.7.3 地下水化学类型

根据区域地下水水质监测结果，地下水水化学类型统计如下表，根据统计结果，本

项目区地下水 pH 介于 6.9~8.3，呈弱碱性，矿化度介于 0.30~0.57g/L，属弱矿化度淡水。各水样阳离子以 Ca^{2+} 为主，阴离子以 HCO_3^- 为主，地下水化学类型为以 HCO_3^- - Ca 为主。

表 6.8-1 水样水化学因子当量浓度及水化学类型（单位： meq/L）

根据统计结果，本项目区地下水 pH 值介于 6.9~8.3，呈弱碱性，矿化度介于 0.30~0.57g/L，属弱矿化度淡水。各水样阳离子以 Ca^{2+} 为主，阴离子以 HCO_3^- 为主，地下水化学类型为以 HCO_3^- - Ca 为主。

6.7.4 地下水水位统计

通过委托监测单位对元坝区域地下水水位进行统测，区域地下水水位统计结果见下表。根据统计结果显示，地下水埋深介于 0.11~4.43m。

表 6.8-2 水井地下水水位统计

7. 生态环境影响评价

7.1 总则

7.1.1 陆生生态调查及评价范围原则

生态影响评价应能够充分体现生态完整性，涵盖本项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。评价工作范围应依据本项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。

7.1.1.1 直接影响区和间接影响区的确定

直接影响区指井场和地面集输工程占地或开挖的区域，包括钻井井场、管道、放喷池、积液池、表土堆场、活动房、沉砂坑、道路、堆管场等基础设施，以及施工人员人为活动、生活垃圾、生活废水、施工产生的废气、废水、噪声、垃圾等带来的直接影响区域。

间接影响区指工程施工和运营对自然资源、生态系统和景观等带来的潜在影响、生态风险的区域。

7.1.1.2 评价时段

评价时段分为工程施工期、运营期和退役期。

7.1.2 评价等级及评价范围

项目涉及自然保护区、天然林、公益林、生态红线陆生生态敏感区，不涉及水生生态。生态环境影响评价等级为陆生生态一级评价。本项目生态评价范围为各井场(站场)场界和管线及道路两侧外扩 1km 范围，调查重点为天然气井和管道建设等占地区域。

7.1.3 生态敏感点与保护目标

本项目元坝 15 采气站及配套管线影响区域（本项目按 1km 考虑）距离四川九龙山自然保护区较近距离最近约为 280m。四川九龙山自然保护区：地处长江上游，位于广元市苍溪县三川镇境内，现为省级自然保护区，海拔 1337m，是苍溪县的最高峰，其中核心保护区 1942.60hm²，一般控制区 4019.60hm²，森林覆盖率 91.7%，可称之为天然氧吧。保护区内动植物资源丰富，根据资料可知该保护区有野生植物铁甲松、樟树、兰花、天麻等 170 科 892 种，其中有国家一级重点保护植物 1 种，即银杏；国家二级保护植物 8 种，即巴山榧、篦子三尖杉、杜仲、水杉、香樟等；保护区内拥有野生动物豹、金雕、狐狸、野猪、大灵猫等 84 科 277 种，其中国家一级保护动物 3 种；国家二级保护动物 22 种，主要为红腹锦鸡、猕猴、大鲵等；省级重点保护动物 7 种；中国特有动物 13 种。

九龙山自然保护区是 2003 年经广元市政府批准建立的森林生态和野生动物类型的市级自然保护区，2011 年 1 月升级为省级自然保护区，更名为四川九龙山自然保护区。保护区内植被垂直分布不明显，海拔 1000m 以下为低山常绿阔叶林带，主要乔木树种有柏木、马尾松、青冈栎、麻柳、刺槐等，灌木树种主要以马桑、黄栌、黄荆、化香、火棘为主；海拔 1000m 以上为山地常绿与落叶阔叶混交林带，主要乔木树种有华山松、栎类、枫香、桦木等，灌木树种以马桑、盐肤木为主，山脊有少量的箭竹、杜鹃等。

7.1.4 评价内容

7.1.4.1 生态影响因素识别

1、施工期

本项目施工期主要生态影响因素如下：

- (1) 钻井井场和输气管道、放喷池、积液池、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、景观格局等产生影响；
- (2) 钻井井场、放喷池、积液池、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) 采气站场和输气管道运行和维护对区域环境及动植物资源产生影响；
- (2) 采气站场和输气管道运营风险事故对区域环境及动植物资源产生的潜在威胁。

7.1.4.2 生态影响对象识别

影响对象识别应包括：

- (1) 受影响的自然资源：含土地资源、水资源、动物资源、植物资源等；
- (2) 受影响的生态系统：含森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等；

7.1.4.3 生态影响效应识别

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。

7.1.4.4 生态影响识别结果

根据上述识别内容，结合本项目建设特点，将影响识别结果汇总见下表。

表 7.1-1 工程建设和运营对保护区影响识别结果汇总表

时段	工程内容	影响因素	影响对象	影响效应
施工期	钻井井场新建和输气管道敷设	钻井井场新建和管沟开挖与回填	①植物资源、动物栖息地 ②森林、灌丛、农田生态系统 ③土壤、空气、声	a)不利、可逆影响 b)影响范围：施工作业带内 c)影响几率：极小
		施工机械操作	①空气、声	a)不利、可逆影响 b)影响范围：施工作业带内 c)影响几率：极小
运营期	采气站场和管道正常工况运行		影响对象很少	a)不利、可逆影响 b)影响范围：天然气井和管道内 c)影响几率：极小
		天然气泄漏	①动物栖息地 ②空气	a)不利、可逆影响 b)影响范围：天然气井和管道四周 c)影响几率：可能
	采气站场和输气管线事故	爆炸事故	①植物资源、动物栖息地 ②森林、灌丛、农田生态系统 ③土壤、空气、声	a)不利、不可逆影响 b)影响范围：天然气井和管道四周 c)影响几率：很可能

7.1.5 陆生生态调查方法

采用植物区系、植被、生态系统、景观、两栖、爬行、鸟类与兽类、鱼类等专业的野外工作规范要求进行。

7.1.5.1 植物区系和植被

1、植物多样性

评价区内植物种类、位置，以及国家重点保护物种的种群数量和地理位置是物种多样性调查的基本内容。植物多样性调查限于维管植物，重点是种子植物。在评价区内不同区域、不同海拔设置样线，在样线上记录看到的植物物种。国家重点保护植物还要记录经纬度、海拔、生境和种群数量。

调查中对植物种类能直接进行鉴定的就立即鉴定，不能立即鉴定的带回，根据《中国高等植物图鉴》《中国植物志》《四川植物志》和 *Flora of China* 等志书进行鉴定。确定名录时，除参考上述志书外，还参考了相关区域历年发表的植物物种多样性和植被有关的专著和论文。

每一种植物都生活于特定的生境中。项目施工有永久和临时占地，运营期沿线存在永久干扰。在野外调查基础上，列表表示每一工程占地地块上主要植物种类和数量。把植物物种的生境、分布与施工布置、施工活动类型和强度、以及运营期人员的活动结合

起来分析，可以预测工程占地上受影响植物的种类、影响程度，预测运营期评价区内植物受影响的种类和程度。

国家重点保护植物的调查重点在于施工占地区，同时也调查评价区内其他区域。具体方法是：（1）保护植物成片分布的，野外直接在地形图上勾绘其分布范围，并记录估计的株数；（2）对散生的、胸径和树高较大的保护植物，在野外记录其胸径、树高和经纬度；（3）列表表示调查到的保护植物种类、数量以及与拟建工程的关系；（4）直接根据野外调查结果绘制国家重点保护植物分布图。

施工和运营期还会产生生产和生活废水、废渣、垃圾、燃油泄露等污染，根据每种植物对各类污染的耐受程度，可以分析施工和运营产生的污染可能影响的植物物种。在此基础上，可进一步分析施工和运营对国家重点保护植物物种的影响，并提出避免或减少施工和运营对植物物种多样性影响的措施。

在上述两类分析基础上，再根据受影响的植物物种分布区判断是否可能有植物物种从评价区消失。

2、植被

结合林地保护利用资料、现地考察、四川植被分布遥感资料，对所涉及的植被类型进行解译。通过实地踏察，查验校对植被类型图斑，编制项目评价区范围植被类型图。植物群落调查有如下两种方法：

线路调查：根据调查区的植被状况，布设若干条不同方向的样线，调查时沿样线每隔一定距离布设样方，定量调查样方的乔木、灌木、草本，以此对区域植被进行数量分析。

典型群落调查：勾绘评价区不同群落的分布范围。在优势群落的典型地段布设样方，调查乔木、灌木、草本的群落数量特征。乔木样方面积： $10m \times 10m$ ，分种记录株数、胸径、树高等数据，灌木层样方面积： $5m \times 5m$ （或 $2m \times 2m$ ），分种记录株数、高度、盖度等数据，草本层样方面积： $1m \times 1m$ （或 $0.5m \times 0.5m$ ），分种记录高度、盖度。调查样方还包括样方地理位置、小地名、经纬度、调查时间和调查人员等基本数据。

群落生物量调查（地上部分生物量）：在典型群落调查的同时，对乔木、灌木、草本各层生物量进行调查。乔木层和灌木层生物量采用维量分析法和收割法，分种实测不同径级树种的高、径以及各器官生物量，建立不同树种生物量估算模型，推算群落乔木层的生物量。草本采用样方收割法估算地上部分生物量。限于当地林业行政部门的管理，并且对环保的需求，不能采伐乔灌木，所以，只对草本植物作了测定。

施工有永久和临时占地，通过分析施工占地上的植被类型，可以直接确定将被占用的植物群落。把植被分布与施工布置、施工活动类型和强度以及运营期人员的活动结合起来分析，可以预测工程占地上受影响的植被类型、影响程度，预测运营期评价区内受影响的植被类型、影响程度。列表表示每一工程占地地块上的植被类型和面积。

根据每种植被类型所在地的污染类型、强度和持续时间，以及其中优势物种对各类污染的耐受程度，可以分析施工和运营所产生的污染可能影响的植被类型以及影响类型、强度和持续时间。

在上述两类分析基础上，再根据受影响的植被类型分布区判断是否可能有植被类型从评价区消失。

7.1.5.2 野生动物调查

1、动物调查方法

本项目影响评价范围仅涉及小部分石门河、拱桥沟、陈家河和柏溪沟和计划水库、东方水库、闫家沟水库等，鱼类调查采取垂钓、撒网和访问当地居民的方式进行。

陆生脊椎动物多样性调查采用现场路线法、走访调查和查阅文献资料进行。

(1) 实地调查

陆生脊椎动物多样性的调查以样线法为主，样线设置涵盖不同海拔的生境类型。调查中记录物种名、数量、海拔、生境类型，以及地理位置、小地名、经纬度、调查时间和调查人员等。

两栖类和爬行类野外主要采用样线法调查，参照观察到的或采获的实体、蝌蚪、幼体等标本确定属种。

鸟类以野外样线调查为主获得鸟类的种类，在施工临时占地、永久占地以及典型生物群落均设置样线，样线设置以重点调查区域为主，同时考虑一般调查区域。种群数量以实际观察到的个体数作估计值。在野外样线调查中，根据见到的个体、听到的鸣叫或痕迹（如羽毛）识别物种。对于大型鸟类，还采用访问法调查，访问中记录看到的标本、羽毛、实体等。

进行鸟类样线调查时，同时进行兽类样线调查和小型兽类样方调查。野外调查中直接根据观察到的兽类实体、毛发、粪便、脚印和其他痕迹识别大中型兽类物种，同时访问当地居民，根据他们猎获的兽皮或骨头分析估计评价区域兽类物种组成和相对数量。

(2) 走访调查

通过走访评价区范围内及其周边附近的村民，对照动物图鉴向他们核实曾经所见动物种类、数量、时间、地点等信息。该方法主要针对兽类、爬行类物种资源的调查。

(3) 查阅文献资料

查阅以往的调查资料，主要参考资料包括《四川两栖类原色图鉴》《四川爬行类原色图鉴》《四川鸟类原色图鉴》《四川兽类原色图鉴》《中国鸟类野外手册》《中国鸟类分类与分布名录》和《中国动物志》等，该方法主要适合两栖和部分鸟类、兽类物种资源调查，获得评价区内陆生脊椎动物的基本组成情况。

2、施工和运营影响分析

一方面，每一种动物对生境都有自己的特定要求，都有自己的生境选择行为。另一方面，一切动物都会运动，差别只是运动距离和频率。运动使动物能够得到更多的食物、水、空间等生存资源，也保证了相同物种种群内或种群间个体/基因的交换，提高它们的生存能力。动物都有为了觅食和寻找交配对象在巢区的日常运动，有为了降低种内竞争发生的出生扩散，有为了寻找更好的觅食地的长距离运动。

分析每一工程区段可能影响的主要陆生脊椎动物种类。分析施工和运营对陆生脊椎动物的影响，一是看施工占地是否占用了某脊椎动物最适宜的生境，二是看施工产生的污染是否降低了某脊椎动物生境的质量，三是看施工和运营是否阻断了某脊椎动物种群的扩散通道，成为了该物种种群内或种群间个体/基因之间交换的障碍。占用了该脊椎动物的生境、降低了它生境的质量或者阻断了它个体间/基因间的交换，都会使其栖息地面积下降、种群数量下降、生存力下降。另外还要看运动能力差的动物会不会受到施工活动的直接伤害。

7.1.5.3 景观调查

1、景观生态体系分布图

首先以野外 GPS 定点的植被调查结果和林地保护利用资料，参考卫星遥感照片结果，利用 3S 技术制作评价区的植被分布图。然后归并各类森林、灌丛、草丛，制作出包含主要生态系统类型和斑块类型的景观生态体系分布图。

2、施工和运营影响分析

首先利用工程施工前评价区生态体系图，以 GIS 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施工布置图，然后用同样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

前和工程完成后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的变化预测值，列表表示。

以各类斑块或生态系统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的变化，分析以下变化：（1）是否会改变景观生态体系中基质的空间异质性；（2）是否会破坏种群源的可持续性和可达性；（3）是否会破坏景观组织的开放性；（4）是否会显著减少各类斑块/生态系统的生物质量以及减少比例，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。

7.1.5.4 调查样线与样方布置

评价区域主要为工程四周 1000m 范围，实地调查中主要沿现有公路作为主样线，在采气站和管道四周设置次样线进行调查，主样线经过了工程主要占地区域，次样线经过调查区域，调查样线涵盖了评价区内的主要植被生境类型。动物和植物调查样线基本相同，记录发现的动物、植物种类，在典型植物群落设置样方，调查植物群落结构特征。样线、样方信息见表 7.1-3 和表 7.1-4。

表 7.1-2 评价区调查样线信息汇总表

表 7.1-3 评价区调查样方信息表

7.1.6 生态影响评价技术路线

图 7.1-1 生态影响技术路线图

7.2 评价区生态现状调查

7.2.1 景观生态体系现状

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，主要是景观生态体系的内容。美国哈佛大学设计研究生院的 Richard 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，包括荒漠、森林、农业、草原、郊区和建成区景观（Forman and Godron, 1986）。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景观类型之间的联系。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。将评价区景观结构从这三个方面分析如下。

7.2.1.1 斑块分析

利用景观生态学中，描述景观结构的基本模式，斑块代表景观类型的多样性。根据评价区的生态系统分布及土地利用现状可将景观斑块类型划分为林地、农业用地、城镇交通用地和水域 4 类。灌丛、竹林地及宜林地面积较少，并且往往见于林缘、林间空地，统计时按林地处理。各类景观类型统计见下表。

表 7.2-1 评价区各类景观斑块的斑块数比例、面积比例及平均面积

林地斑块有 657 块，面积 1439.73 hm^2 ，平均斑块面积 $2.1914 \text{ hm}^2/\text{块}$ ，略高于评价区的平均水平 ($2.0209 \text{ hm}^2/\text{块}$)。

农业用地斑块有 865 块，面积 2055.90 hm^2 ，平均斑块面积 $2.3768 \text{ hm}^2/\text{块}$ ，是评价区中平均斑块面积最大的类型。

紧挨农业用地的为城镇交通用地，主要为当地村庄房舍和道路体系，斑块数达 178 个，面积 127.75 hm^2 ，平均斑块面积 $0.7177 \text{ hm}^2/\text{块}$ ，小于评价区的平均水平。

评价区水域主要为小部分石门河、拱桥沟、陈家河和一些库塘等，分布较为零散，斑块数 143 个，面积 101.10 hm^2 ，平均斑块面积 $0.7070 \text{ hm}^2/\text{块}$ ，为评价区平均斑块面积最小的斑块类型。

评价区中，林地和农业用地决定了评价区的总体水平。

7.2.1.2 廊道分析

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作用。评价区内廊道主要为公路廊道。

评价区的公路廊道发达，通乡、通村、通户公路为线状廊道，车流量小，沿村落、聚居区走线，这些区域多为农业用地等人工景观类型，对自然景观的阻隔影响微弱。而白天人为活动强烈，对两侧动物活动的影响较大，对植物也有一定影响；夜间人为活动基本停止，对动植物的影响减弱。由于评价区内交通状况较好，夜间动物可从道路经过到达其他地方，这些道路此时成为动物可利用的廊道。

7.2.1.3 基质分析

基质是景观中面积最大、连通性最好的类型，在景观功能上起着重要作用，影响能流、物流和物种流。判定基质的三个标准是相对面积最大、连通性最好和控制程度最高。对景观基质的判断采用传统生态学中计算植被重要值的方法，决定某一斑块在景观中的优势，也叫优势度值。优势度值由 3 种参数计算而出，即密度（ R_d ）、频率（ R_f ）和景观比例（ L_p ）。通过计算得出优势度值最大的景观类型往往各项指标都处于各景观类型的前列，可以认为其中相对面积大，连通程度高的斑块类型，即为我们寻找的具有生境质量调控能力的基质。

为了计算某类斑块的优势度值，首先计算它们的密度、频率和景观比例：

设斑块类型数为 n ， N_i 为第 i 类斑块的数目，则第 i 类斑块的密度：

$$R_d = N_i / \Sigma N_i$$

设 S_i 为第 i 类斑块出现的样方数， S 为样方总数，则第 i 类斑块出现的频率：

$$R_f = S_i / S$$

设 A_i 为第 i 类斑块的面积， A 为样地总面积，则第 i 类斑块的景观比例：

$$L_p = A_i / A$$

于是，第 i 类斑块的优势度值

$$D_o = ((R_d + R_f) / 2 + L_p) / 2$$

利用由 AcView GIS 制作的评价区景观结构图，对评价区内各类斑块所计算的优势度值见下表。

表 7.2-2 评价区各类景观斑块优势度值

评价区的各类景观中，农业用地的优势度值最高，达到 52.25%，高于其它景观类型。优势度值居于第二位的是林地， D_o 值为 37.53%。其余景观类型的优势度值均较低，城镇交通用地和水域两者优势度之和都小于 11.00%。

总体而言，评价区林地和农业用地分布广泛、优势度最大，而且与城镇交通用地和水域的联系均很密切，对景观动态具有控制作用，可以判定林地和农业用地是评价区的景观基质，其成因是评价区多为柏木林地，且区域内长期的农业生产活动。农业生产活动是评价区景观生态体系主要的干扰来源，农业生产及居民生活干扰对景观整体格局带来不利影响。

7.2.1.4 景观格局指数特征

景观格局指数是指能够高度浓缩景观格局信息，反映其结构组成和空间配置某些方面特征的简单定量指标。通过景观格局指数分析可以揭示各景观要素的变化特征和变化机制以及对区域生态系统的影响。结合评价区的景观格局特征和评价目的，选取以下指标来研究评价区的景观格局，计算公式如下：

(1) 斑块密度：

式中： D_p —斑块密度（块/hm²）； N_p —斑块数（块）； A —总面积（hm²）。

(2) 优势度指数：

式中： D —优势度指数； n —景观类型数； P_i —第*i*类景观占总面积的比例。

(3) Shannon 多样性指数

式中： $SHDI$ —Shannon 多样性指数； n —景观类型数； P_i —第*i*类景观占总面积的比例。

(4) Shannon 均匀指数

式中： $SHEI$ —Shannon 均匀度指数； n —景观类型数； P_i —第*i*类景观占总面积的比例。

(5) 分维数

式中： FD —分维数； P_{ij} —斑块*ij*的周长（m）； a_{ij} —斑块*ij*的面积（m²）； A —景观总面积（m²）； m —景观的类型数（类）； n —某类景观的斑块数（块）。

(6) 破碎化指数

式中： FN —破碎化指数； N —斑块总数； A —景观总面积（m²）； A_{min} —景观中最小斑块面积（m²）。

(7) 自然性指数：

式中： NI —自然性指数； A_n —未遭受人为破坏的面积（hm²）； A —总面积（hm²）。由上述公式计算得到评价区景观结构特征指数，见下表。

表 7.2-3 评价区生态景观结构特征指数表

时段	<i>D_p</i>	<i>D</i>	<i>SHDI</i>	<i>SHEI</i>	<i>FD</i>	<i>FN</i>	<i>NI</i>
现状	0.5063	0.7226	1.2774	0.6387	1.21	0.00002	0.5418

评价区内斑块数为 1843 块，斑块密度为 0.5063，破碎化指数为 0.00002，表明评价区景观中斑块破碎程度较高。

Shannon 多样性指数为 1.2774，优势度指数为 0.7226，表明评价区景观多样性指数较高，占优势的景观类型即林地和农业用地较为显著。

Shannon 均匀度指数为 0.6387，表明评价区景观的均匀度不高。

分维数描述评价区景观斑块的边缘褶皱程度，其值越趋近 1，表明斑块边缘越简单、规律，即受人类活动影响越大。评价区 *FD* 值为 1.21，说明评价区景观受到一定程度的人类活动干扰，景观斑块边缘较为规整。

自然性指数计算结果为 0.5418，说明评价区自然景观并不占据绝对优势地位，农业用地、城镇用地、交通用地等人工性质的景观极大地削弱了自然景观对评价区的控制力。

7.2.2 生态系统现状

本次评价区面积 3724.48 hm²，根据评价区植被组成及土地利用格局，评价区自然生态系统类型包含森林生态系统和湿地生态系统 2 类，人工生态系统包含农田生态系统和城镇生态系统 2 类。评价区各类生态系统面积统计见下表。

表 7.2-4 评价区各类生态系统面积及所占比例统计表

川东盆地丘陵地区林地资源丰富，但也有悠久的农耕历史，农业生产活跃至今。评价区内农田生态系统 2055.90 hm²，占总面积的 55.20%，其次为森林生态系统，其面积为 1439.73 hm²，占总面积的 38.66%，这一统计结果客观反映出评价区林地和农业生产的重要地位。森林生态系统面积居第一位，对提升整个评价区生态系统稳定性和抗干扰能力具有重要作用。

7.2.2.1 森林生态系统

评价区的森林主要由柳杉、杉木、马尾松、柏木等针叶林和南酸枣、刺楸 (*Kalopanax septemlobus*)、灯台树 (*Bothrocaryum controversum*)、桤木 (*Alnus cremastogynne*)、臭椿 (*Ailanthus altissima*)、喜树 (*Camptotheca acuminata*)、枫杨 (*Pterocarya stenoptera*)、八角枫 (*Alangium chinense*)、栓皮栎 (*Quercus variabilis*)、紫弹树 (*Celtis biondii*) 等阔叶林构成。评价区内森林生态系统面积为 1439.73 hm²，占评价区总面积的 38.66%。从森林生态系统的植物群落类型组成看，该区森林的主要建群树种有柏木 (*Cupressus funebris*)、栓皮栎 (*Quercus variabilis*)、紫弹树 (*Celtis biondii*)、灯台树 (*Bothrocaryum*

controversum)、桤木 (*Alnus cremastogynne*) 等。建群树种下形成了灌木层 (水麻 (*Debregeasia orientalis*)、马桑 (*Coriaria nepalensis*)、牛奶子 (*Elaeagnus umbellata*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、铁仔 (*Myrsina africana*)、芙蓉、悬钩子、火棘 (*Pyracantha fortuneana*) 等)、草本层 (夏枯草 (*Prunella vulgaris*)、繁缕 (*Stellaria media*)、白茅 (*Imperata cylindrica*. var. *major*)、狗尾草 (*Setaria viridis*)、通泉草 (*Mazus japonicus*)、车前 (*Plantago asiatica*) 等)，偶尔还会发现有发达的地被层。森林生态系统分布在生境条件较好的区域，其主要特点是群落的结构复杂，动物种类丰富，种群的密度和群落的结构能够长期处于稳定的状态；同时在涵养水分、保持土壤、调节气候等诸多方面有巨大的作用。森林生态系统是评价区内最重要的生态系统，是评价区域生物多样性维持和发展的基础。评价区内的鸟类、兽类、两栖爬行等脊椎动物，主要分布在这个区域内，森林生态系统为它们提供了理想的活动区域、食物，是维持评价区生物多样性最关键的生态系统。

图 7.2-1 森林生态系统照片

7.2.2.2 农田生态系统

农田生态系统包括耕地、果园等土地类型，是人工建立、经营的生态系统，其主要特点为人类是该生态系统存在和维持的主导。评价区内农田生态系统面积为 2055.90 hm^2 ，占评价区总面积的 55.20%。农田中的动植物种类较少，人工群落结构单一。人们必须不断地从事农业管理活动，才能使农田生态系统产出粮食、蔬菜、水果等农产品。所以，农田生态系统是受人工控制的生态系统，人的管理作用消失，农田生态系统就会很快退化。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。评价区的农田生态系统当中，农作物以玉米、红苕、油菜、小麦、豌豆为主，经济树种为花椒、猕猴桃、柑橘、桃、李等，另外还种植多种蔬菜。

图 7.2-2 农田生态系统照片

7.2.2.3 城镇生态系统

城镇生态系统是城乡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，评价区内城镇生态系统面积为 127.75 hm^2 ，占评价区总面积的 3.43%。该生态系统主要的特征是以人为核心，对外部的强烈依赖性和密集的人流、物流、能流、信息流、资金流等。

图 7.2-3 城镇生态系统照片

7.2.2.4 湿地生态系统

湿地生态系统指海滨之外的永久水体，以及生态条件和利用状况受永久性、季节性或间断性洪水控制的区域。在空间类型划分上包括河渠、湖泊、水库坑塘、永久性冰川雪地、滩涂以及沼泽湿地。评价区内主要是小部分石门河和柏溪沟和一些库塘等，其离工程较远，是维持整个生态系统稳定的重要因素之一，评价区湿地生态系统面积为101.10 hm²，占整个评价区范围的2.71%。湿地内和近湿地地带主要的植物群落为禾草灌草丛、薹草植被等。

图 7.2-4 湿地生态系统照片

7.2.3 植物多样性现状

7.2.3.1 鞘管植物物种组成

(1) 维管植物区系组成

经对评价区植物多样性和植被现状的实地调查和参阅相关资料，整理出评价区维管植物名录（附表一）。根据名录统计，评价区内维管植物有 117 科 334 属 421 种：其中蕨类植物 15 科 21 属 25 种，裸子植物 5 科 7 属 7 种，被子植物 97 科 306 属 389 种（表 7.2-5）。天然气井评价区内种子植物科属种数分别占四川种子植物总科数的 61.26%、属的 21.97% 及种的 4.92%；占全国种子植物总科数的 34.72%、属的 10.44% 及种的 1.54%（表 7.2-6）。

表 7.2-5 评价区维管植物科属种统计表

表 7.2-6 评价区种子植物与全国、四川种子植物的科、属、种比较

地区	评价区			四川			全国		
种类	科	属	种	科	属	种	科	属	种
蕨类植物		21	25	52	141	880	63	223	2447
裸子植物	5	7	7	9	28	100	10	36	195
被子植物	97	306	389	182	1474	8453	327	3164	27073
合计	117	334	421	191	1520	8553	337	3200	27268
评价区所占比例(%)	---	---	---	61.26	21.97	4.92	34.72	10.44	1.54

(2) 常见植物照片

* * *

柏木

* * *

杉木

三

例音

十一

* * *

馬尾松

* * *

青冈

* * *

化香树

七



图 7.2-5 常见植物照片

(3) 种子植物属的区系分析

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。在此，根据吴征镒（1991）、吴征镒等（2006）对属分布区的划分原则，可将评价区内种子植物 313 属划分为 14 个类型，见下表。

表 7.2-7 评价区种子植物属的分布区类型统计表

分布区类型	属数	比例%
1、世界分布	43	—
2、泛热带分布	62	22.96
3、热带亚洲和热带美洲间断分布	11	4.07
4、世界热带分布	12	4.44
5、热带亚洲至热带大洋洲分布	9	3.33
6、热带亚洲至热带非洲	11	4.07
7、热带亚洲(印度-马来西亚)分布	17	6.30
8、北温带分布	75	27.78
9、东亚和北美间断分布	17	6.30
10、旧世界温带分布	17	6.30
11、温带亚洲分布	4	1.48
12、地中海区、西亚至中亚分布	3	1.11

分布区类型	属数	比例%
14、东亚分布	26	9.63
15、中国特有分布	6	2.22
合计（属的统计及比例不含世界分布）	270	100

评价区内植物地理成分复杂，具有全部 15 个分布区类型中的 14 个分布类型。其中世界分布 43 属，代表性的属有蓼属 (*Polygonum*)、酸模属 (*Rumex*)、铁线莲属 (*Clematis*)、堇菜属 (*Viola*)、悬钩子属 (*Rubus*) 等。热带分布 (2-7 型) 共计 122 属，占总属数 (不含世界分布) 的 47.87%，其中又以泛热带分布为主 (62 属，占总属数的 22.96%)。温带分布 (分布区类型 8-14 型) 142 属，占总属数的 54.81%，在本区域占据优势，其中北温带分布最多，有 75 属，占总属数的 27.78%，代表性的属有莢蒾属 (*Viburnum*)、蔷薇属 (*Rosa*)、鸢尾属 (*Iris*)、盐肤木属 (*Rhus*)、柏木属 (*Cupressus*)、紫菀属 (*Aster*) 等，均为该区域常见种类。中国特有分布仅 6 个属，占 2.22%，包括喜树属 (*Camptotheca*)、杉木属 (*Cunninghamia*)、银杏属 (*Ginkgo*) 等。该区种子植物在属的层次上温带分布略占据优势。

但是通常而言，某一具体植物区系的表现面积至少在 100km^2 以上，或者至少包含一定的特有成分。加之评价区所处的川东盆地开垦历史较长、人为活动影响较强，原生植被、特别是亚热带常绿阔叶林几乎消失殆尽，植物物种以广布种、伴人种为主，更模糊了该地区的区系特征。因此，种子植物区系特征并不明显。

7.2.3.2 国家重点保护植物和珍稀濒危野生植物的种类及分布

根据野外调查和评价区珍稀濒危保护植物资料查证，按照中华人民共和国国务院 1999 年 8 月 4 日《国家重点保护野生植物名录 (第一批)》中所列物种，评价区有苏铁 (*Cycas revoluta*)、水杉 (*Metasequoia glyptostroboides*)、银杏 (*Ginkgo biloba*)、香樟 (*Cinnamomum campHora*)、厚朴 (*Houpoea officinalis*)、喜树 (*Camptotheca acuminata*) 等分布，但全为栽培种，非国家重点保护与珍稀濒危野生植物分布。

表 7.2-8 评价区珍稀濒危和国家重点保护植物名录

科名	种名	保护级别
苏铁科 Cycadaceae	苏铁 <i>Cycas revoluta</i> (栽培)	I
银杏科 Ginkgoaceae	银杏 <i>Ginkgo biloba</i> (栽培)	I
杉科 Taxodiaceae	水杉 <i>Metasequoia glyptostroboides</i> (栽培)	I
樟科 Lauraceae	香樟 <i>Cinnamomum campHora</i> (栽培)	II
蓝果树科 Nyssaceae	喜树 <i>Camptotheca acuminata</i> (栽培)	II
木兰科 Magnoliaceae	厚朴 <i>Houpoea officinalis</i> (栽培)	II

喜树（Ⅱ级栽培）

樟（Ⅱ级栽培）

水杉（Ⅰ级栽培）

银杏（Ⅰ级栽培）

图 7.2-6 评价区国家重点保护植物照片

7.2.3.3 古树名木

通过现场调查，评价区内未见经过当地林业主管部门认定的古树名木。

7.2.3.4 重要经济资源植物

评价区内资源植物种类较多，均呈零星分布，野外考察未发现集中分布、可供开发利用的植物资源。经初步调查评价区内主要植物资源见下表。

表 7.2-9 评价区的主要资源植物

类别	主要种类
用材植物	柏木、马尾松、杉木、水杉、青冈、枫杨、竹类等
粮食作物	马铃薯、小麦、水稻、玉米、豆类等
蔬菜	萝卜、白菜、青菜、瓜类、豆类、蒜、葱等
淀粉植物	栓皮栎、贯众、葛、魔芋、马铃薯、番薯等
药用植物	委陵菜、腹水草、截叶铁扫帚、车前、鸡矢藤、菟丝子、活血丹、益母草、白英、接骨草、天南星等
绿化植物	琉璃草、铁线蕨、美人蕉、慈竹、蔷薇、火棘等
水果	桃、枇杷、李、柑桔、柚、梨、柿、猕猴桃等
香料植物	花椒、枳、香椿、橙、柑橘、柚、柏木、紫苏等
纤维植物	桑树、水麻、荨麻、红雾水葛、苎麻等
油料植物	油菜、花椒、胡桃等
经济植物	薯蓣、茶、芒、密蒙花等

7.2.4 植被现状

7.2.4.1 评价区植被概述

植被按照《四川植被》的分类区划结果，评价区属于川东盆地及西南山地常绿阔叶林地带-川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带-盆边北部中山植被地区-米仓山植被小区。该区位于大巴山西部，西端以龙门山为界，与盆地西部中山植被地方相接，东端以万源为界。该区基质以石灰岩为主，与盆地相接部分有砂页岩。一般山麓地带气温较高。整个小区由于气温偏低，降雨量偏少，石灰岩基质透水性强，因此，林内喜温湿的阔叶树种很少。

该区植被主要特征是由包石栎、曼青冈、细叶青冈、多穗石栎组成的常绿阔叶林。灌木以短耳方竹、木竹为主，多分布于在地形陡峭不易垦殖的深沟河谷地区。

评价区与其所在的植被小区相比，该评价区面积较小，且海拔跨度不大，植被垂直分布规律不明显。评价区主要为人工种植的次生林，以桤木、厚朴、栓皮栎、南酸枣等阔叶林和柳杉林、柏木林、杉木林等人工林为主。

7.2.4.2 植被类型的划分

依据《中国植被》(1980)的分类原则、单位及方法，对评价区植被进行分类。凡建群种生活型相近，群落外貌相似的植物群落联合的建群植物，对水热条件、生态关系一致组成的植物群落联合成为植被型（Vegetation type），是分类系统中的高级单位，用I、II、III、……符号表示；在植被型之下，凡建群种亲缘关系近似（同属或相近属），生活型近似，生态特点相同的植物群落联合为群系组（Formation group），属群系以上的辅助单位，用（一）、（二）（三）……符合表示；凡建群种和共建群种相同的植物群落联合为群系（Formation），是分类系统中的中级单位，用1, 2, 3……符号表示。

根据野外调查和数据整理结果，按照《中国植被》的分类方法，评价区域的自然植被可以划分成3个植被型组、6个植被型、6个植被亚型和13个群系。栽培植被可以划分为3个组合型。分类系统序号连续编排，具体的分类系统如下表所示。

表 7.2-10 评价区植被类型表

植被型组	植被型	植被亚型	群系
针叶林	I暖性针叶林	一、暖性常绿针叶林	1.柏木林 2.马尾松林
阔叶林	II常绿阔叶林	二、常绿阔叶林	3.青冈林 4.枫杨林
	III落叶阔叶林	三、落叶阔叶林	5.桤木林 6.杨树林
	IV常绿、落叶阔叶混交林	四、落叶、常绿阔叶混交林	7.杂木林
	V灌丛	五、落叶阔叶灌丛	8.黄荆灌丛 9.马桑灌丛 10.悬钩子灌丛
灌丛和灌草丛	VII灌草丛	六、暖热性灌草丛	11.白茅草丛 12.蜈蚣草灌草丛 13.芒萁灌草丛
	栽培植被		14.一年两熟水田作物组合型 15.一年两熟旱地作物组合型 16.经济林、园地及行道树

7.2.4.3 评价区植被类型描述

下面将各个群落的分布、结构及演替特征结合野外调查数据描述如下：

自然植被

1. 柏木林 (Form. *Cupressus funebris*)

柏木林是四川省境内中低海拔地带分布的针叶树林之一，多分布于四川盆地内部和边缘的低山、丘陵地带，在盆地中部大部分地带呈片状分布，其分布面积远大于针叶树林的其它类型，和阔叶杂木林、慈竹林共同形成盆地中部地区森林植被的三大类群。评价区内的柏木林多为块状或疏林状出现的人工林或半人工林，有时也与马尾松（*Pinus massoniana*）或阔叶杂木形成混交林。柏木为喜温暖湿润的阳性树种，具有喜钙的特点，在土壤深厚、环境湿润之钙质土上，生长繁茂，能较快地成材。酸性土壤上则生长不良，树形奇曲而苍老。土壤发育于紫色页岩、砂岩、石灰岩之钙质紫色土壤或黄壤，或为冲积土。

群落外貌苍绿，林冠整齐。林冠郁闭度 0.6~0.8，以柏木占绝对优势，株高 5~14m，胸径 10~30cm，其他常见有化香树（*Platycarya strobilacea*）、桤木（*Alnus cremastogynne*）、栓皮栎（*Quercus variabilis*）、女贞（*Ligustrum lucidum*）、朴树（*Celtis sinensis*）、乌桕（*Triadica sebifera*）、八角枫（*Alangium platanifolium*）等。

灌木层高低相差悬殊，层次不明显，常见有盐肤木（*Rhus chinensis*）、铁仔（*Myrsina africana*）、崖花子（*Pittosporum truncatum*）、黄荆（*Vitex negundo*）、火棘（*Pyracantha fortuneana*）、金山英蓬（*Viburnum chinshanense*）、油桐（*Vernicia fordii*）、山莓（*Rubus corchorifolius*）、宜昌悬钩子（*Rubus ichangensis*）等，灌木层盖度在 30~70% 之间。

草本有些群落多以蕨类、禾本科和莎草科植物，以茅叶荩草为优势，次为狗尾草（*Setaria viridis*）、苔草（*Carex spp.*）、井栏边草（*Pteris multifida*）、野雉尾金粉蕨（*Ongchium japonicum*）等，群落盖度为 50~70%。而有些群落多为杂草，其盖度多为 25~50%，其常见种主要为马兰（*Aster indicus*）、鸭儿芹（*Cryptotaenia japonica*）、临时救（*Lysimachia congestiflora*）、天名精（*Carpesium abrotanoides*）、小二仙草（*Gonocarpus micranthus*）、三脉紫菀（*Aster ageratoides*）、野菊（*Chrysanthemum indicum*）等，草本高度不超过 0.8m。

2. 马尾松林(**Form. Pinus massoniana**)

马尾松林也是四川低海拔地区针叶林的代表林种之一，在四川中部和东部地区分布较为普遍。马尾松是向阳、喜温暖的树种。多分布于酸性土上。分布区的土壤发育于砂岩、页岩之酸性黄壤、酸性紫色土或石灰岩经淋溶后形成的酸性土壤。四川省内分布的海拔幅度为 200~1200m，集中分布于海拔 1000m 以下地区。但在评价区内仅见分布于少数丘陵顶部。

评价区内马尾松林群落外貌翠绿色，林冠整齐。多为次生林或人工林。除部分幼林外，一般树龄差异大，通常树龄不超过 30 年。郁闭度 0.4~0.8。株高 12~25m，胸径 12~30cm 左右。以纯林或与柏木混生为主要存在方式。林内比较通风透光，较少苔藓等活地被物，乔灌草三层层次明显。

乔木层除马尾松外，多见有柏木 (*Cupressus funebris*)、栓皮栎 (*Quercus variabilis*) 与之混生但树高明显低于马尾松。林下灌木以铁仔 (*Myrsina africana*)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa*)、火棘 (*Pyracantha fortuneana*)、油桐 (*Vernicia fordii*)、长叶胡颓子 (*Elaeagnus bockii*) 为优势，其次为盐肤木 (*Rhus chinensis*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、山胡椒 (*Lindera glauca*)、金山英遂 (*Viburnum chinshanense*)、宜昌悬钩子 (*Rubus ichangensis*)、小蜡 (*Ligustrum sinense*)、细齿叶柃 (*Euryanitida*) 等。

草本层常以打破碗花花 (*Anemone hupehensis*)、艾纳香 (*Blumea balsamifera*)、芒萁 (*Dicranopteris dichotoma*) 为优势，或与芒 (*Miscanthus sinensis*)、白茅 (*Imperata cylindrica* var. *major*) 等形成多优势种。其次常见的有野雉尾金粉蕨 (*Ongchium japonicum*)、茅叶荩草 (*Arthraxon prionode*)、戟叶堇菜 (*Viola betonicifolia*)、蒿 (*Artemisia spp.*) 等。

3. 青冈林(*Form. Cyclobalanopsis glauca*)

青冈林是评价区内常绿阔叶林的主要构成植被类型，该群落在评价区分布较大。其树林郁闭度通常在 0.45~0.65，乔木层树高 7~15m；青冈胸径为 6~25 cm。乔木层优势物种表现不显著，除青冈外还有枫香 (*Liquidambar formosana*)、乌桕 (*Sapindus sebiferum*)、桤木 (*Alnus cremastogyna*)、灯台树 (*Bothrocaryum controversum*)、八角枫 (*Alingum chinense*) 等。

林下灌木盖度一般较大，约 30%，均高 2.0m，主要物种有蜡莲绣球 (*Hydrangea strigosa*)、醉鱼草 (*Buddleja lindleyana*)、红毛悬钩子 (*Rubus pinfaensis*)、杭子梢 (*Campylotropis macrocarpa*)、马桑 (*Coriaria nepalensis*)、川莓 (*Rubus setchuensis*)、油桐 (*Vernicia fordii*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、中华绣线菊 (*Spiraea chinensis*) 等。

草本层盖度也较大，约 40%，以喜湿禾本科植物为主，伴有牡蒿 (*Artemisia japonica*)、黄鹌菜 (*Youngia japonica*)、地瓜藤 (*Ficus tikoua*)、荩草 (*Arthraxon hispidus*)、一年蓬 (*Erigeron annuus*)、益母草 (*Leonurus japonicus*)、泽漆 (*Euphorbia helioscopia*)、蕺菜 (*Houttuynia cordata*) 等。

4. 枫杨林(*Form. Pterocarya stenoptera*)

枫杨为喜光性树种，不耐庇荫，但耐水湿。深根性，主、侧根均发达，以深厚肥沃的河床两岸生长良好，在评价区均分布于河岸两侧临近河流和水沟边的地方。枫杨林树高约 6~18 m，平均胸径约 20 cm 左右，林冠郁闭度约为 0.5~0.75。伴生树有桤木 (*Alnus cremastogynne*)、响叶杨 (*Populus adenopoda*)、榆树 (*Ulmus pumila*)、刺槐 (*Robinia pseudoacacia*)、八角枫 (*Alingum chinense*) 等。

林下灌木有水麻 (*Debregeasia orientalis*)、醉鱼草 (*Buddleja* sp.)、胡枝子 (*Lespedeza bicolor*)、马桑 (*Coriaria nepalensis*)、插田泡 (*Rubus coreanus*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、铁仔 (*Myrsina africana*) 等。

草本有黄鹤菜 (*Youngia japonica*)、井栏边草 (*Pteris multifida*)、地瓜藤 (*Ficus tikoua*)、土荆芥 (*Chenopodium ambrosioides*)、鬼针草 (*Bidens bipinnata*)、荩草 (*Arthraxon hispidus*)、龙芽草 (*Agrimonia pilosa*)、蕺菜 (*Houttuynia cordata*) 等。

5. 桤木林 (Form. *Alnus cremastogynne*)

桤木是喜光和喜湿的乔木树种，在评价区丘陵坡地呈块状或条带状分布，其树干通直、生长迅速。群落外貌呈浅绿色，群落结构比较简单。以桤木为单优势种的纯林，生长茂密。评价区内通常有灯台树 (*Cornus controversa*)、喜树 (*Camptotheca acuminata*)、刺楸 (*Kalopanax septemlobus*)、化香 (*Platycarya strobilacea*)、八角枫 (*Alangium chinense*) 和朴树 (*Celtis sinensis*) 生长于其间，因而其群落外貌为翠绿与墨绿相间。乔木高度在 6~13m 左右，郁闭度 0.6~0.8，胸径 10~25cm 左右，最大胸径 25cm。

林下灌木有异叶榕 (*Ficus heteromorpha*)、水麻 (*Debregeasia orientalis*)、黄荆 (*Vitex negundo*)、构树 (*Broussonetia papyrifera*)、雾水葛 (*Pouzolzia zeylanica*)、马桑 (*Coriaria nepalensis*)、火棘 (*Pyracantha fortuneana*)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa*) 等，灌木高 1.0~2.0m，盖度 15~55% 左右。

草本植物有地耳草 (*Hypericum japonicum*)、节节草 (*Equisetum ramosissima*)、千里光 (*Senecio scandens*)、过路黄 (*Lysimachia christinae*)、蝴蝶花 (*Iris japonica*)、蒿 (*Artemisia* spp.)、马兰 (*Kalimeris indica*)、打破碗花花 (*Anemone hupehensis*)、野菊 (*Dendranthema indicum*)、苔草等，草本层高 15~50cm，盖度 20~40%。

6. 杨树林 (Form. *Populus* spp.)

杨树林主要位于林缘和河流旁边，群落外貌春夏绿色，林冠较整齐。杨树主要指的是响叶杨和加杨，它们在群落中占绝对的优势，乔木层高 6~17m，总郁闭度 0.50。群落中伴生乔木种类较少，偶见有柏木 (*Cupressus finebris*)、乌桕 (*Triadica sebifera*)、枫杨

(*Pterocarya stenoptera*)、桤木(*Alnus cremastogyme*)、朴树(*Celtis sinensis*)、胡桃(*Juglans regia*)等。

林下灌木层灌木层高2~6m，总盖度35%，主要有构树(*Broussonetia papyrifera*)、黄荆(*Vitex negundo*)、马桑(*Coriaria nepalensis*)、桑(*Morus alba*)、宜昌悬钩子(*Rubus inchangensis*)等。

草本层高5~50cm，总盖度55%，常见伴生植物主要有酸模(*Rumex acetosa*)、蔊菜(*Rorippa indica*)、路边青(*Geum aleppicum*)、白车轴草(*Trifolium repens*)、酢浆草(*Oxalis corniculata*)、西南附地菜(*Trigonotis caudata*)、香薷(*Elsholtzia ciliata*)、芒(*Miscanthus sinensis*)、牛筋草(*Eleusine indica*)等。另外活地被物丰富，苔藓盖度达50%以上。

7.杂木林

杂木林是评价区内多见的常绿阔叶与落叶阔叶树种混生的林类，群落乔木层参差不齐，树高通常在5~25m之间，无任何一种树在乔木层占绝对优势地位，但乔木层郁闭度较大，为0.55~0.75。主要树种有枫杨(*Pterocarya stenoptera*)、桤木(*Alnus cremastogyme*)、喜树(*Camptotheca acuminata*)、棟树(*Melia azedarach*)、臭椿(*Ailanthus altissima*)、构树(*Broussonetia papyrifera*)、八角枫(*Alangium chinensis*)、朴树(*Celtis sinensis*)、野漆(*Toxicodendron succedaneum*)、女贞(*Ligustrum lucidum*)等。

林下灌木层少见有分布，调查记录有黄荆(*Vitex negundo*)、山莓(*Rubus corchorifolius*)、小叶菝葜(*Smilax micropylalla*)、高粱泡(*Rubus lambertianus*)、火棘(*Pyracantha fortuneana*)、枇杷(*Eriobotrya japonica*)等分布于林缘。

草本层高度多低于50cm，盖度5~45%左右，常见种类有艾蒿(*Artemisia argyi*)、苔草、千里光(*Senecio scandens*)、白茅(*Imperata cylindrica* var. *major*)、茅叶荩草(*Arthraxon prionodes*)以及一些蕨类。

8.黄荆灌丛 (Form. *Vitex negundo*)

评价区内黄荆灌丛主要见于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1.5~3m之间，盖度30~65%左右，除黄荆外其它常见的灌木有马桑(*Coriaria nepalensis*)、火棘(*Pyracantha fortuneana*)、盐肤木(*Rhus chinensis*)、宜昌悬钩子(*Rubus inchangensis*)、山莓(*Rubus corchorifolius*)、牛奶子(*Elaeagnus umbellata*)、截叶铁扫帚(*Lespedeza cuneata*)、醉鱼草(*Buddleja* spp.)等。

9. 马桑灌丛(Form. *Coriaria nepalensis*)

主要分布于评价区山体下部陡峭地带。土壤为黄壤、山地黄壤、山地黄棕壤。

群落外貌呈绿色，丛状，参差不齐。盖度 30%~50%，也有达 70% 的，除马桑外，主要由黄荆 (*Vitex negundo*)、火棘 (*Pyracantha fortuneana*)、盐肤木 (*Rhus chinensis*)、金山英遂 (*Viburnum chinshanense*)、截叶铁扫帚 (*Lespedeza cuneata*) 等，也常在灌丛中占一定数量。

草本层植物一般种类较少，盖度 20%~40%。主要优势种有夏枯草 (*Prunella vulgaris*)、败酱 (*Patrinia scabiosifolia*)、白英 (*Solanum lyratum*)、臭牡丹 (*Clerodendrum bungei*) 和竹叶草 (*Oplismenus compositus*)、垂穗鹅观草 (*Roegneria nutans*)、早熟禾 (*Poa annua*)、芒草等禾草构成。

10. 悬钩子灌丛 (Form. *Rubus* sp.)

该灌丛分布于海拔 650~1300m 的低山、丘陵等低海拔处。群落外貌绿色，成团块状，一般盖度 70% 左右，高 0.5m~2m，评价区内悬钩子种类主要有川莓 (*Rubus setchuensis*)、山莓 (*Rubus corchorifolius*)、高粱泡 (*Rubus lambertianus*)、红毛悬钩子 (*Rubus pinfaensis*) 等。群落其他常见的种类还有水麻 (*Debregeasia orientalis*)、雾水葛 (*Pouzolzia zeylanica*)、火棘 (*Pyracantha fortuneana*)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa*)、马桑 (*Coriaria nepalensis*)、盐肤木 (*Rhus chinensis*) 等。

草本层植物总盖度 20%~30%，主要有天蓝苜蓿 (*Medicago hupulina*)、打破碗花花 (*Anemone hupehensis*)、白茅 (*Imperata cylindrica* var. *major*)、地耳草 (*Hypericum japonicum*)、紫花地丁 (*Viola philippica* subsp. *Minda*)、路边青 (*Geum aleppicum*)、地瓜藤 (*Ficus tikoua*)、贯众 (*Cyrtomium fortunei*)、蜈蚣草 (*Eremochloa ciliaris*)、尼泊尔蓼 (*Polygonum nepalense*) 等种类。

11. 白茅灌草丛 (Form. *Imperata cylindrical* var. *major*)

白茅灌草丛是评价区内暖热性灌草丛的代表，呈小块零星分布在平原与耕地和树林边缘地带或坡度较大山坡上，群落外貌绿色，总盖度 80~95%。白茅在草丛中常占绝对优势，为群落的唯一建群种，高度 50~130cm。除白茅灌草丛外，评价区还可见的草丛还有小蓬草 (*Conyza canadensis*)、婆婆针 (*Bidens bipinnata*)、斑茅 (*Saccharum arundinaceum*)、芒 (*Miscanthus sinensis*)、芒萁 (*Dicranopteris dichotoma*) 等，这些草丛多分布于耕地地缘和树林及道路边。

12. 蜈蚣草灌草丛(Form. *Pteris vittata*)

蜈蚣草一般生长于阔叶树林林缘或松林下，有时与芒萁混生。高度 25~65cm。其地下茎分布致密，导致别的物种难以生存而成单优群落。

13. 芒萁灌草丛(*Form. Dicranopteris dichotoma*)

芒萁多见于松林林下或竹林林缘的酸性土壤，群落高度比蕨矮但比蕨丛整齐。草丛层高 35~65cm，盖度在 55~80% 之间。芒萁灌草丛通常是以芒萁为唯一物种而为单种群落。偶伴生物种有海金沙 (*Lygodium japonicum*)、芒、野古草等。

栽培植被

14. 一年两熟水田作物组合型

水田是评价区内非常常见的栽培植被类型。由于评价区气温适宜、年降雨丰富且河流众多、灌溉渠系纵横交错，水田作物产量较高，为主要的粮食生产基地。评价区水田作物一年两熟，夏季种植水稻 (*Oryza sativa*)、冬季种植小麦 (*Trisetum aestivum*) 或油菜 (*Brassica campestris*)，夏季一般在田埂上种植大豆 (*Glycine max*)、冬季种植蚕豆 (*Vicia faba*) 以及一些蔬菜作物。

15. 一年两熟旱地作物组合型

旱地种植农作物以玉米 (*Zea mays*)、油菜 (*Brassica campestris*)、冬小麦 (*Trisetum aestivum*)、番薯 (*Ipomoea batatas*)、马铃薯 (*Solanum tuberosum*) 与豆类等为主。主要分布在评价区水源相对贫瘠地带，由于水源的限制，只能种植旱地作物，以玉米、油菜、冬小麦、马铃薯、番薯与大豆为主，基本轮作倒茬方式为冬春两季种植油菜、冬小麦、蚕豆、马铃薯，夏秋两季种植玉米、番薯、豆类。近年来由于退耕还林政策的施行，农民在陡坡上退耕的旱地栽植上了桤木 (*Alnus cremastogyme*)、乌桕 (*Triadica sebifera*) 和竹叶花椒 (*Zanthoxylum armatum*) 等经济树种，林下草本长势非常稀疏。

16. 经济林、园地及行道树

评价区内的靠近丘陵顶部陡峭的旱地大多肥力较差，农作物产量偏低。近年来随着水果与经济园林树种市场的需求和实施退耕还林政策，根据市场需求，当地农民将原有贫瘠的坡耕地种上了茶 (*Camellia sinensis*)、桂花 (*Osmanthus fragrans*)、银杏 (*Ginkgo biloba*)、胡桃 (*Juglans regia*)、桉 (*Eucalyptus robusta*)、香樟 (*Cinnamomum camphora*)、臭椿 (*Ailanthus altissima*) 等经济林木和猕猴桃 (*Actinidia chinensis*)、枇杷 (*Eriobotrya japonica*)、柚 (*Citrus maxima*)、柑橘 (*Citrus reticulata*)、橙 (*Citrus sinensis*)、桃 (*Amygdalus persica*)、李 (*Prunus salicina*)、梨 (*Pyrus pyrifolia*) 等果树。其间套种有豆类、番薯、

时令蔬菜等低矮农作物。目前甚至一些肥力较好的平原耕地也栽植上了经济园林树种和果树。

7.2.4.4 生物量核算

根据现场调查，评价区 3724.48 hm^2 ，其中 3494.14 hm^2 为林地、耕地和园地等，其植被主要为柏木林、桤木林、马尾松林、青冈林、杨树林、枫杨林、马桑灌丛、悬钩子灌丛等，根据查阅文献和现场实测计算占地区灌草植被地类单位面积生物量和生产力，再乘以相应占地面积得到占地区生物量和生产力损失情况(即生物量的估算方法： Σ 占地面积×各植被类型单位面积的生物量；生产力的估算方法： Σ 占地面积×各植被类型单位面积的生产力；森林植被的单位面积生物量与生产力值源于《四川森林》《四川森林生态研究》和冯宗炜编著《中国森林生态系统的生物量与生产力》等资料)，见下表。

表 7.2-11 评价区植被生物量和生产力计算

从上表可知，本项目评价区内植被生物量为 350072.09 t ，其中柏木林生物量最大，分别为 265969.62 t ，其次为马尾松林，其生物量为 38110.88 t ，阔叶林中桤木林最大，为 16888.44 t ，其次为枫杨林，其生物量为 3599.97 t ，再次为青冈林，其生物量为 1763.82 t ，其他植被类型因为分布面积较少或者单位面积生物量较少，所以其生物量较少。生物量最少的为杂木林，为 1.74 t ，因其分布面积较少。

本项目评价区内植被生产力为 28834.69 t/a ，其中耕地的生产力最高为 21340.24 t/a ，其次为柏木林，生产力为 5743.08 t/a ，第三为马尾松林，生产力为 741.95 t/a ，其他植被类型生产力较少，杂木林和灌草丛生产力最少，分别为 11.83 t/a 和 5.52 t/a 。

7.2.5 脊椎动物多样性现状

评价区域内耕地、农田广布，人居分散、乡村道路纵横，受到的人为影响较大。根据现场调查、查阅资料和访问当地居民，确认在评价区域共有脊椎动物 22 目 57 科 127 种。其中两栖类 1 目 2 科 8 种，爬行类 2 目 6 科 12 种，鸟类 13 目 37 科 82 种，兽类 5 目 9 科 19 种；鱼类 1 目 3 科 6 种；评价区主要动物物种见附表 2-附表 5。

7.2.5.1 鱼类

评价区内包含小部分石门河、拱桥沟、陈家河和柏溪沟，此外还有一些小的水库蓄水，用于夏季栽种水稻和灌溉用。经实地调查、访问和资料收集，评价区的野生鱼类种类和数量均很少，为 1 目 3 科 6 种。河沟中有鲤形目鲤科的短体副鱥 (*Paracobitis potanini*) 1 种，稻田或沟渠有合鳃鱼目合鳃鱼科的黄鳝 (*Monopterus albus*) 1 种。但在库塘里面

有人工养殖的鲤形目理科鱼类 4 种，分别是草鱼（*Ctenopharyngodon idellus*）、鲢（*Hypophthalmichthys molitrix*）、鲤（*Cyprinus carpio*）和鲫（*Carassius auratus*）。

7.2.5.2 两栖动物

1、种类及组成

野外实地调查确认，评价区有两栖动物 1 目 2 科 8 种（详见附表 2），各科物种组成见下表。

表 7.2-12 评价区两栖动物物种组成表

目	科	物种数	占总种数
无尾目 Anura	蟾蜍科 Bufonidae	2	25.00%
	蛙科 Ranidae	6	75.00%
合计	2 科	8	100.00%

2、区系

从两栖动物的区系来看，该区目前已知有分布的 8 种两栖类中，东洋界和古北界种类有 5 种和 3 种，占有分布物种数的 62.50% 和 37.50%。

从物种分布区类型看，季风型 2 种，包括黑斑侧褶蛙（*Rana nigromaculata*）、中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）；喜马拉雅-横断山区型 1 种：棘腹蛙（*Paa boulengeri*）；南中国型 4 种，包括华西蟾蜍（*Bufo andrewsi*）、沼水蛙（*Hylarana guentheri*）、绿臭蛙（*Odorrana margaretae*）和花臭蛙（*Odorrana schmackeri*）等；东洋型 1 种：泽陆蛙（*Rana limnocharis*）；东北-华北型 1 种：中国林蛙（*Rana chensinensis*）。

3、生态类型

根据《中国动物志两栖纲》的记述，黑斑侧褶蛙属于水栖类型的静水类型；绿臭蛙、绿臭蛙属于水栖类型的溪流类型；泽陆蛙属于陆栖类型的林栖静水繁殖性；中华蟾蜍、华西蟾蜍属于穴栖静水繁殖型。

4、国家、省级重点保护两栖类

经调查、访问和资料查询，评价区没有国家重点保护的两栖类。

7.2.5.3 爬行动物

1、种类及组成

在野外调查的基础上，结合资料记载和访问当地村民，确定在评价区内有爬行类 2 目 6 科 12 种，各目、科、所含物种数及比例见下表。

表 7.2-13 评价区爬行动物种组成表

目	科	物种数	占总种数
龟鳖目 Testudinata	鳖科 Trionychidae	1	8.33%
有鳞目 Squamata	壁虎科 Gekkonidae	1	8.33%

目	科	物种数	占总种数
	蜥蜴科 <i>Lacertidae</i>	1	8.33%
	石龙子科 <i>Scincidae</i>	3	25.00%
	游蛇科 <i>Colubridae</i>	5	41.67%
	蝰科 <i>Viperidae</i>	1	8.33%
合计	6 科	12	100.00%

2、区系

评价区有 12 种爬行动物分布，有 4 种为古北界物种，占有分布爬行类的 33.33%；8 种为东洋界物种，占有分布两栖类的 66.67%。

从物种分布区类型看，有 4 个分布型，其中：华北型 1 种，即黄纹石龙子 (*Eumeces capito*)，占全部物种数的 8.33%；季风型 3 种，占全部物种数 25.00%，包括鳖 (*Pelodiscus sinensis*)、北草蜥 (*Takydromus septentrionalis*) 和赤链蛇 (*Dinodon rufozonatum*)；南中国型 6 种，占全部物种数 50.00%，包括蹼趾壁虎 (*Gekko chinensis*)、蓝尾石龙子 (*Eumeces elegans*)、翠青蛇 (*Cyclophlops major*)、王锦蛇 (*Elaphe carinata*)、乌梢蛇 (*Zaocys dhumnades*) 和原矛头蝮 (*Protobothrops mucrosquamatus*) 等；东洋型分布有铜蜓蜥 (*SpHenomorphus indicus*) 和黑眉锦蛇 (*Elaphe taeniura*) 2 种，占全部物种数的 16.66%。

3、生态类型

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。

评价区的铜蜓蜥、蓝尾石龙子和蹼趾壁虎等属于陆栖类型的地上类型；中华鳖属于水栖类型中的底栖类型。

4、国家、省级重点保护爬行类

经调查、访问和资料查询，评价区无国家重点保护爬行类；但中华鳖属于四川省重点保护的爬行类。

中华鳖：生活于江河、湖沼、池塘、水库等水流平缓、鱼虾繁生的淡水水域，也常出没于大山溪中。在安静、清洁、阳光充足的水岸边活动较频繁，有时上岸但不能离水源太远。能在陆地上爬行、攀登，也能在水中自由游泳。喜晒太阳或乘凉风。民间谚语形容鳖的活动是“春天发水走上滩，夏日炎炎柳荫栖，秋天凉了入水底，冬季严寒钻泥潭”。夏季有晒甲习惯，寒冷的冬季会冬眠，翌年开始苏醒寻食。

喜食鱼虾、昆虫等，也食水草、谷类等植物性食物，并特别嗜食臭鱼、烂虾等腐食，耐饥饿，但贪食且残忍，如食饵缺乏还会互相残食。性怯懦怕声响，白天潜伏水中或淤泥中，夜间出水觅食。

评价区曾经是中华鳖分布比较广泛的区域，有一定种群数量。但随着人类对野生鳖的需求量的增大，以及湿地环境的改变或者恶化，野生鳖的数量已经是极其稀少，很难以发现。

5、常见爬行动物照片

图 7.2-8 王锦蛇乌梢蛇

7.2.5.4 鸟类

1、种类及组成

评价区鸟类共有 13 目 37 科 82 种，其中雀形目 23 科 56 种，占总科数的 62.17%，占种类总数的 68.29%；非雀形目 14 科 26 种，占总科数的 37.83%，占种类总数的 31.71%。各科物种组成见下表。

表 7.2-14 评价区鸟类物种组成表

目	科	物种数	占总种数
䴙䴘目 Podicipediformes	䴙䴘科 Podicipedidae	1	1.22%
鹤形目 Ciconiiformes	鹭科 Ardeidae	3	3.66%
雁形目 Anseriformes	鸭科 Anatidae	2	2.44%
隼形目 Falconiformes	鹰科 Accipitridae	3	3.66%
鸡形目 Galliformes	雉科 Phasianidae	2	2.44%
鹤形目 Gruiformes	秧鸡科 Rallidae	2	2.44%
鸻形目 Charadriiformes	鸻科 Charadriidae	2	2.44%
	鹬科 Scolopacidae	3	3.66%
鸽形目 Columbiformes	鸠鸽科 Columbidae	2	2.44%
	杜鹃科 Cuculidae	1	1.22%
鸮形目 Strigiformes	鸱鸺科 Strigidae	2	2.44%
佛法僧目 Coraciiformes	翠鸟科 Alcedinidae	1	1.22%
戴胜目 Upupiformes	戴胜科 Upupidae	1	1.22%
䴕形目 Piciformes	啄木鸟科 Picidae	1	1.22%
雀形目 Passeriformes	百灵科 Alaudidae	1	1.22%
	燕科 Hirundinidae	2	2.44%
	鹟科 Motacillidae	5	6.10%
	山椒鸟科 Campephagidae	2	2.44%
	鹟科 Pycnonotidae	3	3.66%
	鹟科 Troglodytidae	1	1.22%
	河乌科 Cinclidae	1	1.22%
	鸫科 Turdidae	9	10.98%
	莺科 Silviidae	5	6.10%
	鹟科 Muscicapidae	1	1.22%
	画眉科 Timaliidae	5	6.10%
	鸦雀科 Paradoxornithidae	1	1.22%
	长尾山雀科 Aegithalidae	1	1.22%
	山雀科 Paridae	2	2.44%

目	科	物种数	占总种数
	绣眼鸟科 Zosteropidae	1	1.22%
	黄鹂科 Oriolidae	1	1.22%
	伯劳科 Laniidae	1	1.22%
	卷尾科 Dicruridae	2	2.44%
	鸦科 Corvidae	3	3.66%
	椋鸟科 Sturnidae	2	2.44%
	文鸟科 Ploceidae	2	2.44%
	雀科 Passeridae	2	2.44%
	鹀科 Emberizidae	3	3.66%

从上表中可以看出，雀形目的鹀科、画眉科、鹟科和莺科鸟类有明显的鸟种数量优势，其次为鸦科、鹀科、鹟科、鹭科、鹰科和鹤科。

从居留型上来看，评价区现有留鸟 45 种，夏候鸟 26 种，冬候鸟 10 种，旅鸟 1 种，分别占鸟类总数的 54.88%、31.71%、12.20% 和 1.22%。

2、区系分析

根据张荣祖的《中国动物地理区划》，评价区地处东洋界西南区西南山地亚区。评价区有分布的 82 种鸟类中古北界种类有 28 种，东洋界种类有 37 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有 17 种，分别占该区鸟类总种数的 34.15%，45.12% 和 20.73%。评价区鸟类分布型及数量见下表。

表 7.2-15 评价区鸟类区系组成表

区系	分布型	物种数	百分比
古北界	古北型	10	12.20%
	全北型	7	8.54%
	东北型	8	9.76%
	东北-华北型	1	1.22%
	季风型	2	2.44%
东洋界	喜马拉雅-横断山型	1	1.22%
	东洋型	27	32.93%
	南中国型	9	10.98%
广布种	广布型	17	20.73%
合计	9 种	82	100.00%

由上表中可看出，评价区鸟类以东洋型、广布种和古北型为多，尤其是东洋型种类最为丰富。它们占评价区鸟类总种数 65.85%，构成了评价区鸟类区系的主体。

3、生态类群和栖息地类型

按照生态类群来分，评价区有游禽的䴙䴘目、鹈形目和雁形目，涉禽的鹤形目和鸻形目，陆禽包含鸡形目和鸽形目，猛禽包含了隼形目和鸮形目，攀禽包含了鹃形目、䴕形目、佛法僧目和雨燕目，鸣禽即雀形目的种类。

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：

耕地及民居类型：主要生活于村庄附近，活动的鸟类主要有麻雀（*Passer montanus*）、珠颈斑鸠（*Streptopelia chinensis*）、家燕（*Hirundo rustica*）、金腰燕（*Hirundo daurica*）、灰林即（*Saxicola ferrea*）、棕头鸦雀（*Paradoxornis webbianus*）、喜鹊（*Pica pica*）和大嘴乌鸦（*Corvus macrorhynchos*）等。

水域类型：此类生境在评价区较少，包括评价区的溪沟、水塘等环境。其间活动的鸟类为游禽、涉禽以及伴水生的鸣禽，如金眶鸻（*Charadrius dubius*）、褐河乌（*Cinclus pallasi*）、白鹭（*Egretta garzetta*）、苍鹭（*Ardeo cinerea*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、普通翠鸟（*Alcedo lugubris*）、红尾水鸲（*pHyacornis fuliginosus*）等。

灌丛类型：在此活动栖息的鸟类有雉鸡（*pHasianus colchicus*）、灰胸竹鸡（*Bambusicola thoracicus*）、戴胜（*Upupa epops*）、黄臀鹎（*Pycnonotus xanthorrhous*）、领雀嘴鹎（*Spizixos semitorques*）、白头鹎（*Pycnonotus sinensis*）、画眉（*Garrulax canorus*）、红嘴相思鸟（*Leiothrix lutea*）、白腰文鸟（*Lonchura striata*）、柳莺类（*pHylloscopus spp.*）、大山雀（*Parus major*）、绿背山雀（*Parus monticolus*）、暗绿绣眼鸟（*Zosterops japonicus*）、黑卷尾（*Dicrurus macrocercus*）等。

森林类型：在评价区内呈现间断分布，包含各类阔叶树种和以柏木林为主的针叶林。栖息在其中的鸟类较多，比如灰头绿啄木鸟（*Picus canus*）、柳莺类、斑头鸺鹠（*Glaucidium cuculoides*）、普通鵟（*Buteo buteo*）、雀鹰（*Accipiter nisus*）等。

4、国家和省级重点保护鸟类

据实地调查、查阅资料和访问获知，评价区无国家I级重点保护鸟类分布；有国家重点II级保护鸟类7种。包括黑鸢（*Milvus migrans*）、雀鹰（*Accipiter nisus*）、普通鵟（*Buteo buteo*）、领角鸮（*Otus bakkamoena*）和斑头鸺鹠（*Glaucidium cuculoides*）、画眉（*Garrulax canorus*）、红嘴相思鸟（*Leiothrix lutea*），还有四川省级保护鸟类小鸺鹠（*Tachybaptus ruficollis*）和鹰鹃（*Cuculus sparverioides*）2种。

5、常见鸟类照片

普通翠鸟

领雀嘴鹎

黑枕黄鹂

山斑鸠

白腰文鸟

珠颈斑鸠

红尾水鸲

黄臀鹎

图 7.2-9 常见鸟类

7.2.5.5 哺乳类

1、种类及组成

通过实地调查、查阅资料以及访问得知，评价区有兽类 5 目 9 科 19 种。其中啮齿目的种类最多 2 科 10 种，其次是食肉目 3 科 5 种，翼手目 2 种，鼩形目和兔形目各 1 种。各类兽类的科、种及所占比例具体情况见下表。

表 7.2-16 评价区兽类物种组成表

目	科	物种数	占总种数
鼩形目 Soricomorpha	鼩鼱科 Soricidae	1	5.26%
翼手目 Chiroptera	蹄蝠科 Hipposideridae	1	5.26%
	蝙蝠科 Vespertilionidae	1	5.26%
食肉目 Carnivora	鼬科 Mustelidae	3	15.79%
	灵猫科 Viverridae	1	5.26%
	猫科 Felidae	1	5.26%
啮齿目 Rodentia	松鼠科 Sciuridae	1	5.26%
	鼠科 Muridae	9	47.37%
兔形目 Lagomorpha	兔科 Leporidae	1	5.26%
合计	9 科	19	100.00%

2、区系

评价区有分布的 19 种兽类中属古北界的有 5 种，属东洋界的有 12 种，广布种 2 种。分别占评价区兽类总种数的 26.32%、63.16% 和 10.53%。可见，评价区的兽类区系以东洋界成分占绝对优势。

按张荣祖（1999）对哺乳类分布型的划分，评价区内兽类有 4 种分布型，其种类和所占比例见下表，以东洋型种类占多。

表 7.2-17 评价区兽类区系组成表

区系	分布型	物种数	百分比
古北界	古北型	5	26.32%
东洋界	东洋型	9	47.37%
	南中国型	3	15.79%
广布种	广布型	2	10.53%
合计	4 类	19	100.00%

3、生态类型

根据评价区生境特点及兽类的生活习性，评价区内的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。如赤腹丽松鼠（*Callosciurus erythraeus*）、黄鼬（*Mustela sibirica*）、猪獾（*Mustela collaris*）、鼬獾（*Melogale moschata*）、豹猫（*Prionailurus bengalensis*）、花面狸（*Paguma larvata*）等。

灌丛类型: 评价区灌丛生境中活动栖息的兽类。如草兔 (*Lepus capensis*)、社鼠 (*Niviventer confucianus*)、龙姬鼠 (*Apodemus draco*)、针毛鼠 (*Niviventer fulvescens*) 等。

农居耕地类型: 主要为啮齿类的鼠科种类, 如四川短尾鼩 (*Anourosorex squamipes*)、巢鼠 (*Micromys minutus*)、黑线姬鼠 (*Apodemus agrarius*)、褐家鼠 (*Rattus norvegicus*)、黄胸鼠 (*Rattus tanezummi*)、小家鼠 (*Mus musculus*) 等。

4、国家和省级重点保护兽类

经实地调查、访问并结合相关历史资料得知, 评价区仅有国家重点 II 级保护兽类和四川省重点保护兽类豹猫 1 种。

豹猫: 主要栖息于山地林区、郊野灌丛和林缘村寨附近。分布的海拔高度可从低海拔海岸带一直分布到海拔 3000 米高山林区。在半开阔的稀树灌丛生境中数量最多, 浓密的原始森林、垦殖的人工林 (如橡胶林、茶林等) 和空旷的平原农耕地数量较少, 干旱荒漠、沙丘几无分布。

食性: 主要以鼠类、松鼠、飞鼠、兔类、蛙类、蜥蜴、蛇类、小型鸟类、昆虫等为食, 也吃浆果、榕树果和部分嫩叶、嫩草, 有时潜入村寨盗食鸡、鸭等家禽。豹猫的食性和生活习性与俗称“野狸子”的丛林猫很相似, 虽然两者外观有差异, 但仍然容易被搞混。

习性: 窝穴多在树洞、土洞、石块下或石缝中。豹猫的巢域大小, 豹猫主要为地栖, 但攀爬能力强, 在树上活动灵敏自如。夜行性, 晨昏活动较多。独栖或成对活动。善游泳, 喜在水塘边、溪沟边、稻田边等近水之处活动和觅食。

评价区豹猫的数量本来很少, 近年来由于森林植被的恢复, 豹猫的种群数量有逐渐扩大的趋势。在评价区的林区环境偶尔能发现其粪便。

7.2.6 生态敏感区现状

元坝 15 采气站及配套管线影响区域 (本项目按 1km 考虑) 距离四川九龙山自然保护区较近, 其保护区是 2003 年经广元市政府批准建立的森林生态和野生动物类型的市级自然保护区, 2011 年 1 月升级为省级自然保护区, 更名为四川九龙山自然保护区, 2020 年, 保护区范围进行了调整。本项目紧挨保护区一般控制区。

保护区内动植物资源丰富, 根据资料可知该保护区有野生植物铁甲松、樟树、兰花、天麻等 170 科 892 种, 其中有国家一级重点保护植物 1 种, 即银杏; 国家二级保护植物 8 种, 即巴山榧、篦子三尖杉、杜仲、水杉、香樟等; 保护区内拥有野生动物豹、金雕、

狐狸、野猪、大灵猫等 84 科 277 种，其中国家一级保护动物 3 种；国家二级保护动物 22 种，主要为红腹锦鸡、猕猴、大鲵等；省级重点保护动物 7 种；中国特有动物 13 种。

调查发现天然气井和管线周围 1000 m 范围内，在工程南边有一片青冈、栓皮栎、桦木、漆树、宜昌润楠、钓樟等山地常绿与落叶阔叶混交林，其它多为耕地和柏木林地。评价区内植物多为栽培植物，自然植物较少，主要包括朴树、榆树、柏木、栓皮栎、槐树、黄荆、马桑、野菊等。

天然气井井场及其管线施工位置人工干扰严重，其脊椎动物也分布较少，常见的主要有鶲科、画眉科、鹟科和莺科等鸟类和中华蟾蜍、沼水蛙、泽陆蛙、北草蜥、翠青蛇等两栖爬行动物，其它动物较少，调查也未发现有保护动物。

该评价区中生态系统也包括森林生态系统、湿地生态系统、农田生态系统和城镇生态系统，其中森林生态系统和农田生态系统面积较大，其它两类生态系统面积较小。

7.2.7 土地资源现状

根据土地利用现状分类（GB/T21010-2017）标准，对评价区按一级分类标准进行面积统计，结果见下表。

表 7.2-18 评价区土地资源分类统计表

评价区内耕地面积最大，达 2055.90 hm^2 ，占评价区总面积的 55.20%；林地次之，面积达 1368.99 hm^2 ，占总面积的 36.76%。林地和耕地的面积之和达到评价区总面积的 91.96%，奠定了评价区的土地利用格局。评价区土地利用格局的基本特征为：农业生产活动十分发达，同时林地也广泛分布。

7.2.8 水资源现状

本评价区面积较大，评价区内主要有小部分石门河、拱桥沟、陈家河和柏溪沟和计划水库、东方水库、闫家沟水库等一些库塘。其面积为 101.10 hm^2 ，占评价区总面积的 2.71%。河沟的水量较小，在评价区中蜿蜒穿过，用于周围居民的生活和农业用水，评价区中的库塘也较小，主要用来蓄水，用于夏季栽种水稻和灌溉用。

7.2.9 生态问题现状

1、根据资料检索和实地调查，评价区内水土流失轻微，仅靠近沟渠或坡地周边有少量轻微水土流失；无沙化现象。

2、评价区域内也存在着虫害、雷击、风折等自然因素，对评价区动植物资源、生态系统和主要保护对象产生威胁。

3、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、盗猎和生物入侵等生态风险仍然存在。这些干扰一年四季均存在，对生态影响较大。

7.2.10 生态现状综合评价

根据野外实地调查，结合该区域的历史文献资料，初步确认影响评价区内共有维管植物 117 科 334 属 421 种：其中蕨类植物 15 科 21 属 25 种，裸子植物 5 科 7 属 7 种，被子植物 97 科 306 属 389 种。评价区自然植被可划分为 3 个植被型组、6 个植被型、6 个植被亚型和 13 个群系。栽培植被可以划分为 3 个组合型。

通过现场调查、访问并结合保护区综合科学考察报告资料、近年来的巡护监测资料，经统计，评价区域内共有脊椎动物 22 目 57 科 127 种。其中两栖类 1 目 2 科 8 种，爬行类 2 目 6 科 12 种，鸟类 13 目 37 科 82 种，兽类 5 目 9 科 19 种；鱼类 1 目 3 科 6 种。评价区内四川省重点保护的爬行类中华鳖；国家重点 II 级保护鸟类 7 种，即包括黑鸢（*Milvus migrans*）、雀鹰（*Accipiter nisus*）、普通鵟（*Buteo buteo*）、领角鸮（*Otus bakkamoena*）、斑头鸺鹠（*Glaucidium cuculoides*）、画眉（*Garrulax canorus*）和红嘴相思鸟（*Leiothrix lutea*），还有四川省级保护鸟类小䴙䴘（*Tachybaptus ruficollis*）和鹰鹃（*Cuculus sparverioides*）2 种；国家重点 II 级兽类和四川省重点保护兽类豹猫（*Prionailurus bengalensis*）1 种。保护动物在评价区内种群数量少，有些种类为季节性出现，很少能见到。

评价区内有森林生态系统、农田生态系统、城镇生态系统和湿地生态系统 4 类生态系统。农田生态系统的分布面积最大，森林生态系统次之；城镇生态系统和湿地生态系统面积相对较小。景观生态体系是以森林和农业用地为景观基质；景观廊道主要为道路 1 种线性廊道。

7.3 生态影响预测与评价

7.3.1 生态影响预测与评价方法

生态影响预测内容和方法主要依据《涉及国家级自然保护区建设项目生态影响专题报告编制指南》所确定的指标和标准，并参考《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）的内容进行生态影响预测和评价。

7.3.2 对土地资源的影响分析

7.3.2.1 施工期

本项目总占地面积约 30.975hm^2 , 其中新增永久占地面积约 0.785hm^2 , 临时占地约 26.957hm^2 。项目占地多为耕地、乔木林地、灌木林地, 项目占地面积为评价区总面积 (3724.48hm^2) 的 0.50% , 占地面积较小, 因此, 施工期的影响预测为小。

7.3.2.2 运营期

运营期大部分临时占地区域进行植被恢复或复耕, 永久占地在临时占地范围内进行, 因此, 运营期的影响预测为小。

7.3.3 生态系统和景观影响分析

7.3.3.1 对生态系统面积的影响分析

施工前后评价区各类生态系统的面积变化见下表。

表 7.3-1 项目建设前后评价区生态系统面积变化表

受施工影响面积减小最大的为农田生态系统, 减少面积为 11.12hm^2 , 减幅为 0.54% ; 其次为森林生态系统, 减少面积为 4.58 hm^2 , 减幅为 0.32% ; 其次为湿地生态系统, 减少面积为 0.14hm^2 , 减幅为 0.14% 。

所有减小的生态系统面积在施工期转化为工程建设临时用地, 面积达到 15.84hm^2 , 增幅为 12.40% , 施工期对生态系统面积的影响预测为大。

施工结束后, 临时占地区植被将得以恢复, 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, 运营期对生态系统面积的影响预测为小。

7.3.3.2 对生态系统稳定性的影响分析

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。项目建设前后评价区自然生态系统生物质量变化见下表。

表 7.3-1 项目建设前后自然生态系统生物质量变化表

计算结果表明, 项目建设前评价区森林生态系统的生物质量为 331897.94t , 项目施工期生物质量减少 747.41t , 减少比重为 0.23% , 农田生态系统的生物质量为 18174.16t , 项目施工期生物质量减少 98.30t , 减少比重为 0.54% 。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。

7.3.3.3 对生态系统完整性的影响分析

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，即系统是否具有本生的全部物种，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侵占的多为临时用地，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。

7.3.3.4 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4类生态系统，项目建设将略微减小各类生态系统的面积，但项目建设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。

7.3.3.5 对景观的影响分析

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。

7.3.4 植物及植被多样性影响分析

7.3.4.1 施工期

钻井井场和输气管道建设对于植物多样性和植被的直接影响主要表现以下几个方面：

(1) 本项目施工期的工程主要包括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。依据工程施工

工设计，对评价区本项目的永久占地的植被及植物种类进行了针对性调查，调查结果如下表中详细地列出了建设项目、占地类型、占地面积、影响植被类型和影响的主要植物种类。

表 7.3-2 施工期对工程占地区及周边植物和植被调查信息表

建设项目	占地类型	影响植被类型	影响的主要植物种类
元坝 15 采气站及其管道	开挖地表，永久与临时侵占	耕地、柏木林、桤木林等	柏木、桤木、八角枫、化香树、香樟、油桐、来江藤、黄荆、胡颓子、香叶子、勾儿茶、西南悬钩子、十大功劳、枇杷、莢蒾、盐肤木、菝葜、菱叶冠毛榕、铁仔、马桑、勾儿茶、水麻、小檗、卷柏、马鞭草、小木通、败酱、糯米团、雾水葛、过路黄、忍冬、瓦韦、毛茛、地耳草、鸡眼草、蜈蚣草、渐尖毛蕨、江南卷柏、贯众等自然植物和水稻、油菜、桃、柿、李等栽培植物
元坝 701 采气站及其管道	开挖地表，永久与临时侵占	荒地、柏木林、桤木林等	柏木、桤木、栓皮栎、马尾松、朴树、八角枫、榆树、构树、鸡桑、勾儿茶、粗糠柴、马桑、黄荆、水麻、野苘蒿、缬草、艾蒿、乌蔹莓、马兰、五节芒、爵床、野菊、狗尾草、海金沙、菝葜、蝴蝶花、白英等自然植物和水稻、油菜、桃、柿、李等栽培植物
元坝 702 采气站及其管道	开挖地表，永久与临时侵占	耕地、柏木林等	柏木、栓皮栎、马尾松、槐、紫弹树、小梾木、八角枫、榆树、构树、鸡桑、勾儿茶、粗糠柴、马桑、黄荆、长叶水麻、野苘蒿、缬草、艾蒿、打破碗花花、乌蔹莓、马兰、五节芒、爵床、野菊、狗尾草、海金沙、葛藟葡萄、菝葜、蝴蝶花、白英等自然植物和花椒、蔬菜、玉米等栽培植物
元坝 206H 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	耕地、柏木林、桤木林等	柏木、栓皮栎、桤木、火棘、女贞、山槐、崖花子、油桐、胡颓子、莢蒾、小果蔷薇、野蔷薇、铁仔、西南悬钩子、杭子梢、高粱泡、小蜡、凤尾蕨、芒、野菊、马兰、黄荆、地果、狗尾草、香蒲、深红龙胆、艾纳香、鬼针草、马兰、金丝草、马桑、马鞭草、截叶铁扫帚、丛毛羊胡子草、地榆、夏枯草、黄荆等自然植物和水稻、油菜、桃、柿、李等栽培植物
元坝 15 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	荒地、柏木林、桤木林等	柏木、桤木、化香树、油桐、黄荆、胡颓子、勾儿茶、悬钩子、莢蒾、盐肤木、菝葜、马桑、勾儿茶、水麻、小檗、卷柏、马鞭草、小木通、糯米团、雾水葛、过路黄、忍冬、瓦韦、地鸡眼草、蜈蚣草、渐尖毛蕨、江南卷柏、贯众等自然植物和水稻、油菜、李等栽培植物

在本项目施工期间，永久占地范围内的植物物种和植被将受到直接影响，原有植被被清除，群落中的乔木、灌木、大径竹类、草本物种植株死亡，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，植被盖度可能会降低。本项目占地范围内的植被类型主要为耕地和以柏木林、桤木林和柳杉人工林和杂灌丛灌草丛为主，这些植被类型在评价区内及周边区域都分布广泛，种群数量较大。工程区所处的自然、气候条件总体优越，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。

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被类型和植物物种消失。

(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，从而导致植物群落物种多样性降低。

7.3.4.2 运营期

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输气线路维护以及可能出现的事故影响。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。

7.3.5 动物多样性影响分析

7.3.5.1 影响因素

钻井井场和输气管道工程施工期对评价区内动物的影响可以概括为以下几个方面：

- (1) 永久占地和临时占地使动物栖息地面积缩小。原在此区域栖息的两爬类、鸟类、兽类的部分栖息地将被直接侵占，迫使其迁往周边区域适宜栖息地；
- (2) 施工活动可能直接导致动物巢穴破坏，使动物幼体死亡；

(3) 钻井井场的新建和输气管道铺设将直接致使导致地上覆盖的植被消失，使在此栖息的动物觅食地、活动地面积减少，让在附近栖息的动物产生不适感；

(4) 工程活动和施工人员产生的废水、废气污染物造成水体或土壤污染，施工粉尘造成环境及空气污染，危害动物健康甚至危及动物生命，两栖、爬行动物对此类影响最为敏感；

(5) 施工噪声、机械振动、施工人员活动惊扰野生动物，影响它们的正常活动、觅食及繁殖，噪音影响严重的将迫使它们暂时迁徙。

7.3.5.2 对各动物类群的影响分析

1、对两栖类的影响分析

两栖类对生境质量要求较高，对两栖类影响最大的是施工对水环境的污染。

施工活动将产生生产废水、废渣；施工人员产生生活垃圾和生活污水。这些直接污染，会在周围土壤和水域（特别是溪流）中形成有毒物质，降低两栖动物的栖息地质量，从而影响它们的生存和繁殖。施工活动将形成 14m 宽的施工作业带，影响两栖类的交流，部分在天然气井和管道四周活动的两栖类还可能被碾压而死，施工期影响预测为大。

运营期临时占地管沟填埋、覆土，进行植被恢复或复耕，对两栖类的影响较小。

2、对爬行类的影响分析

由于施工破坏植被，从而改变爬行动物的生境。各类施工活动将使施工区生境变得干燥，北草蜥、铜蜓蜥、黄纹石龙子等可能会短时间在施工区周围频繁活动；施工活动将侵占评价区沿线植被，给爬行动物的生境带来干扰，但由于爬行类种群数量较低且一般难以见到，所以一般而言施工活动不会直接伤害爬行类个体；

而人的捕食将对游蛇科的黑眉锦蛇、乌梢蛇、王锦蛇、赤链蛇、中华鳖等个体构成直接威胁，降低它们的数量。因此，施工期影响分析为较大。

运营期对爬行类也无新增影响因素，影响分析为较小。

3、对鸟类的影响分析

施工期施工人员活动及机械运作，对鸟类生存环境的干扰影响表现在三个方面：一是在施工区的灌丛、森林等的覆盖度减少，使各种鸟类适宜栖息地面积缩小；二是土方开挖、机器震动、人员活动等产生的噪声，影响鸟类在施工区域内的觅食、求偶等活动；三是施工人员的捕猎，因鸡形目鸟类个体大、可食且行动相对迟缓，施工期施工人员可能捕食雉鸡和灰胸竹鸡，也可能网捕鸣声优美和外观漂亮的鸟类，如红嘴相思鸟、棕头鸦雀、红头长尾山雀、黄臀鹎、画眉等。

鸟类具有较强的迁移能力和躲避干扰的能力，在觅食、饮水、寻找栖息地方面都具有优越性。因此在控制人类蓄意捕捉的前提下，工程建设对鸟类基本没有影响。施工期和运营期的影响分析为较小。

4、对兽类的影响分析

工程沿线的种类以小型鼠类为主，因此受影响最大的是野栖的小型兽类，如四川短尾鼩、巢鼠、黑线姬鼠、龙姬鼠、大足鼠、针毛鼠、社鼠、草兔等。

项目建设对小型兽类的影响主要是工程占地对栖息地的破坏，破坏它们的地下巢穴，机械振动和人员活动影响其活动范围。但由于工程呈现线性走向，占地规模较小，上述小型兽类都具有较强的适应能力、繁殖快，施工不会使它们的种群数量发生明显波动。

影响评价区大中型兽类以访问和历史资料为主，数量稀少而极其少见，但工程施工、车辆运输产生的噪音较大，对偶尔活动到附近的种类还是会产生惊扰而暂时逃离；还可能发生在草兔、鼬獾、猪獾等捕捉行为，施工期影响分析为大；运营期，受破坏的生境得以恢复，除进行线路的巡查干扰外，无其它新增干扰因素，对兽类的影响分析为小。

5、对鱼类的影响分析

评价区野生鱼类种类和数量均较少，工程距离石门河和柏溪沟较远，所以项目对其鱼类影响较小。

运营期影响因素消除，影响较小。

7.3.5.3 对国家重点保护野生动物的影响分析

评价区内有黑莺、雀鹰、普通鵟、领角鸮、斑头鸺鹠、画眉、红嘴相思鸟 7 种国家Ⅱ级重点保护鸟类分布，豹猫 1 种国家Ⅱ级重点保护兽类分布，有小鹏鶲、鹰鹃、豹猫、中华鳖 4 种四川省级保护动物分布。

1、爬行类

评价区曾经是中华鳖分布比较广泛的区域，有一定种群数量。但随着人类对野生鳖的需求量的增大，以及湿地环境的改变或者恶化，野生鳖的数量已经是极其稀少，很难以发现。

工程距离石门河和柏溪沟较远，所以项目对其鱼类影响较小。

2、鸟类

对于猛禽类的 5 种国家Ⅱ级重点保护鸟类，由于其活动范围大，其中 3 种还是冬候鸟，且数量稀少，因此，短期的施工对期难以造成实质性的影响；对于夏候鸟鹰鹃和冬候鸟小鹏鶲，天然气井的新建和管道的开挖和填埋对其实质性影响也较小；而画眉和红

嘴相思鸟因为市场上贩卖较多，在 2021 年新增加作为国家Ⅱ级重点保护鸟类，若管理好施工人员，工程对其影响也较小。

3、兽类

豹猫的数量曾一度减少，近年来由于森林植被的恢复，其种群数量有了一定的恢复，据访问，在林区偶尔能发现其粪便。

豹猫适应能力较强、行为敏捷、躲避危险环境的能力较强，在施工期和运营期都可以迅速远离工程直接影响区，不易受到施工作业的损伤，施工和运营期对其栖息活动影响较小。

总体看来，施工期对保护动物的影响主要有栖息地部分被占用或影响，噪声对其产生惊扰，还可能发生人为猎捕事件。但由于本项目占地规模小，主要经过的是农耕区，对保护动物原生生境影响小；工程为线性经过，对栖息地的影响呈现带状分布且较小。在做好相应环保措施和禁止人为猎捕前提下，工程施工期对保护动物的影响较小。

钻井井场和输气管线施工完成后，施工人员、设备撤离，临时占地植被进入恢复期，对动物栖息地的干扰强度大大降低。采气站场和输气管线运营期对保护动物的影响主要表现在以下方面：对采气站场和线路进行定期维护和检查的人员，会对刚好活动在采气站场和线路及周边的动物造成惊扰。但这种干扰强度很低，对保护动物的影响有限。

7.3.6 对生态敏感区的影响分析

本项目元坝 15 采气站及管线距四川九龙山自然保护区一般控制区直线距离最近约为 280m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 2869m。

元坝 15 采气站、积液池、道路工程、放喷池等配套设施和管道工程占地会导致农田生态系统和景观的面积减小，斑块更加破碎化。

施工期施工活动会产生废水、废气以及废渣等物质，会对空气、水和土壤等环境因子造成破坏，会改变项目占地区及附近周边的森林、耕地等生态环境的结构和面貌，一定程度上影响评价区内生境自然性，影响评价区野生动物活动和栖息范围。

工程占地面积主要植物为柏木、栓皮栎、马尾松、槐、紫弹树、小梾木、八角枫、榆树、构树、鸡桑、勾儿茶、粗糠柴、马桑、黄荆、长叶水麻、野苘蒿、缬草、艾蒿、打破碗花花、乌蔹莓、马兰、五节芒、爵床、野菊、狗尾草、海金沙、葛藟葡萄、菝葜、蝴蝶花、白英等自然植物和花椒、蕺菜、玉米等栽培植物。这些植物植被在评价区中分布广泛，是苍溪县的常见种，其生长力旺盛，恢复较快。工程不会导致这些植物受到灭绝或者较大的破坏，工程对其影响较小。

综上所述，本工程对九龙山自然保护区生态环境影响较小。

7.3.7 环境风险预测分析

7.3.7.1 火灾生态风险预测分析

1、火灾生态危害

火灾对自然资源的危害：森林火灾将烧毁或烧伤植物，直接致伤、致死火灾区的野生动物或导致事故点附近区域的野生动物种类与种群数量大幅度下降。

火灾对自然生态系统的危害：火灾将使评价区的自然生态系统受到严重危害。第一，森林火灾直接烧死或烧伤火灾区的乔木、灌木和草本植物，烧死、烧伤或逼走分布于火灾区的两栖类、爬行类、鸟类和兽类动物，使火灾发生地的初级生产能力和次级生产能力大幅度降低甚至消失；第二，森林火灾后大量受损林木的生理机能受到干扰，抵抗病虫害的能力降低，容易爆发大规模的病虫害，影响森林生态系统的生产力；第三，产生的烟雾影响火灾区及附近区域的环境空气质量；第四，火灾后森林生态系统的各组分发生变化，改变了野生动物的栖息地环境。

火灾对景观的危害：火灾区及其附近区域分布的森林、灌丛等植被将部分被烧毁，形成火烧迹地，将破坏该区域原景观结构。

2、火灾生态风险发生概率

火灾发生有三个不可缺少的因素：火源、可燃物和助燃物。（1）火源分为自然火源和人工火源，自然火源多由雷电、静电产生，人工火源则来自生产用火（电器运作等）、生活用火（吸烟、煮饭、取暖等）；（2）可燃物是指能够在火源的引导下发生燃烧的物质，在评价区的可燃物为森林群落中的乔木、灌木、草本及秸秆等；（3）助燃物主要指空气。

从我国解放后森林火灾统计数据看，森林火灾发生频率约为 0.266×10^4 次 ($hm^2 \cdot a$)，其中由吸烟、取暖、做饭、氧气罐等人为因素引起的森林火灾仅占 2% 左右。结合本工程实际情况，**施工期**，即施工时间较长，人员较多，柏木林易燃等因素，火灾风险增加几率大于 10 倍，约为 12 倍，位于 10-100 倍之间，火灾生态风险预测结果为大。

运营期：在正常工况下，运营期仅有采气站场运营和管道检修等为数较少的人为活动，引发森林火灾的几率很小。综合考虑，运营期的火灾影响预测为小。

7.3.7.2 化学品泄漏生态风险预测分析

危化品包括有毒有害、易燃易爆等性质的物品。化学品泄露会对土壤、水、大气等非生物因素造成不利影响，从而影响动物栖息地的宜居性和生理健康。

施工期：在施工期，油料、水泥、油漆以及其他建筑材料若被雨淋或发生泄露和倒洒现象进入土壤，有毒化学品将杀灭土壤中的微生物、影响营地下生活的兽类以及两栖爬行类，甚至危及鸟类的安全；同时，有毒物质进入溪流水体将对水体中的生物带来毁灭性的影响。易燃易爆物品对评价区的影响主要是发生爆炸与燃烧，破坏评价区及附近区域植被，使野生动物失去部分栖息地，甚至损失部分野生动物个体，对区域生态系统将带来严重影响。剧烈爆炸所引起的震动与噪声，将对区域野生动物带来严重惊扰，导致野生动物种类与种群数量的下降。

因此，施工方必然会严加管理化学品，管理者也必然对其严加管理和监督，尽量减少人为因素对化学品的泄露几率；同时只要做好安全措施和灾害应急预案，防范自然灾害带来的影响，就会把化学品泄漏生态风险进行排除。综合分析，化学品泄漏生态风险增加几率约为 8 倍，小于 10 倍，因而影响较小。

运营期：运营期施工机械停止作业，人员施工活动停止，项目进入采气过程，大大减少了化学品泄漏的风险；但要防止天然气泄漏造成的不良后果，综合看，影响较小。

7.3.7.3 外来物种引入生态风险预测分析

1、外来物种入侵的危害

外来物种入侵对生态系统的直接影响是：通过与评价区物种竞争食物、直接扼杀当地物种、抑制其它物种生长、占据评价区物种生态位等途径，排挤评价区物种，导致评价区现有物种的种类和数量减少，甚至濒危或灭绝。

外来物种入侵对生态系统的间接影响是：在外来入侵物种直接减少评价区物种的种类和数量的基础上，形成单优群落，间接地使依赖于这些物种生存的其它物种的种类和数量减少，最后导致生态系统单一和退化，改变或破坏保护区的自然景观。

2、外来物种入侵的机率

施工期：外来物种入侵几率取决于两个方面。第一，工程建设过程中外来人员带进外来物种，主要是通过车辆和材料引入多种外来害虫。但本项目主要为井场建设和管道敷设，引入外来虫害的可能性很小，影响较小。

运营期：运营期施工机械停止作业、人员施工活动停止，工程所需材料基本停止运输，大大减少了病虫害入侵等风险。临时占地均进行植被恢复，若大量使用非本区域物种，可能造成外来物种入侵，因此，植被恢复选择乡土植物情况下，影响较小。

7.3.8 退役期生态环境影响

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)等技术要求对井口进行封堵。封井和场站清理后，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，使场站占地恢复成耕地、林地。因此，退役期场站占地采取复垦、复植措施后，有助于增加区域耕地、林地面积，利于改善区域生态环境质量。

7.4 生态保护与恢复措施

7.4.1 建设方案优化措施

(1) 通过优化方案缩短线路穿过林木密集覆盖区的长度

进一步优化具体方案，使线路走向、布局更为合理，尽量减少和缩短天然气井和输气管道穿越林木密集覆盖区的长度和占地，尽量避开林木密集覆盖区、果园，减少林木砍伐，减少工程建设对生态环境的影响。

(2) 划定最小施工范围及占地范围红线，杜绝超出范围对植被和动物栖息地造成影响

这是有效降低评价区内受影响植被和动物栖息地的关键环节。在天然气井和输气管道占地区域，应根据地形划定最小施工作业区域，天然气井施工作业区域不超过200*200m，管道施工作业带宽度不超过14m。

在新建天然气井和管道敷设时，要设置施工范围，通报所有施工人员活动规则，并在重要施工区域点设置警示标牌，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。

主管部门新增针对本次工程的管理人员，加强巡护和管理，对擅自越过施工禁入区红线的施工人员进行严肃处理和教育，对造成损失的追究施工单位及施工人员相应责任。

(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，将对四周生态造成持续干扰。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) 确保质量安全，预防天然气泄漏事故

建设方在施工时需加强质量监管，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。

在运营期，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。

(5) 加强火源管理，制定火灾应急预案

工程施工期间施工人员施工、活动，施工用火、生活用火频率大大提高，评价区柏木较多，施工期保护区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它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火情安全。

在运营期，管道运营方也应加强对天然气井和输气管道的巡查和检修，确保天然气井和输气线安全运营，降低森林火灾风险。

(6) 降低管道敷设对土层的影响，及时进行植被恢复

管道敷设时，要将新挖出的土石方进行适当加固，避免到处散落，减少对其它土层和植被的破坏。为降低对邻近土层、植被造成较大的破坏和惊扰，施工时应禁止放炮开石。开挖管沟时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，建设单位应及时按照植被恢复方案开展植被恢复。

7.4.2 对植物和植被影响的防护与恢复

7.4.2.1 加强防火管理，制定火灾应急预案，杜绝火灾对保护区的潜在威胁

施工期：施工人员及器械进入工区开展施工活动，施工用火、生活用火频率大大提高，一旦发生火灾火势极易蔓延至评价区，给保护区内陆生植被带来潜在威胁。因此，施工期保护区面临较高的火灾威胁。施工方应该配合保护区的防火工作，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它生活和生产用火的火源管理。

施工区应配备一定数量的森林防火设备，包括风力灭火机、干粉灭火器、多用铲、组合工具、消防水袋及灭火水枪等。

运营期：运营管理方应依据《中华人民共和国森林法》《森林防火条例》等制定森林防火预案，增加保护区内管线的巡线频次，发现隐患及时处理，防患于未然，防止林区火灾发生，杜绝破坏林区生态系统的事故发生。

7.4.2.2 做好施工区内施工裸露面植被恢复

由于区域气候条件相对较好，在该区域气候条件下植物生长迅速，在各种施工迹地上辅以人工手段，可以在较短的时间内完成施工迹地的恢复，尽快消除植被开挖给保护区带来的不利影响。本项目临时占地主要为输气管道的埋设。

输气管道施工临时占地的植被恢复有以下技术要点：

①由于植物根系可能损坏管道防腐层，输气管道中心线两侧各 5m 范围内不能种植深根性的乔木、灌木、竹子、芦苇等植物。管道中心线两侧各 5m 范围内应选择浅根性的草本植物进行恢复；施工作业带宽度为 14m，除去上述 10m 后两侧剩余 2m 范围内可采用乔、灌、草结合方式配置保护区的原生植物。

②应在施工前对当地具体植被类型做记录，施工完成后，按照原来的植被类型进行恢复。在清理施工作业带时，应将原来生长的乔木、乔木幼树幼苗、灌木和草皮移栽至附近适宜的地段重新栽植，尽量减少对植物的直接破坏，杜绝滥砍滥伐。

③应优先利用施工前移栽的原生植株——特别是乔木幼树幼苗，进行植被恢复。如移栽的原生植株不能满足植被恢复需求，则采购人工苗木开展恢复。苗木应选用保护区内的乡土植物，严禁购买保护区没有分布的种苗进行栽植。当地主要的乡土植物见下表。

表 7.4-1 保护区植被恢复主要乡土植物表

生活型	主要物种
乔木	柏木、桤木、栓皮栎、化香树
灌木	黄荆、缫丝花、火棘、铁仔、密蒙花、芫花
草本	大白茅、荩草、画眉草、狗尾草、早熟禾、蜈蚣草、野菊

④应按照拟使用林地恢复林业生产条件实施方案的编制，采取相应的工程措施对临时占用林地进行恢复。

⑤按照各地块的立地条件开展植被恢复，以保证植被恢复成功。

⑥乔木、灌木如采用人工植苗，植苗时间为春季。柏木恢复密度设计为 2000 株/hm²，株行距设计为 2m×2.5m，采用穴状整地方式。灌木恢复密度设计为 5000 株/hm²，株行距设计为 1m×2m，采用穴状整地方式，栽植穴按品字形交错排列。对于成活率低于 85% 的地块，要及时组织补植，补植时间为当年的秋季或第二年的春季。

⑦草本植物如采用撒播方式进行种植，应及时洒水，确保成活率。对于草本植物成活率低于 85% 的地块，要及时进行补种。

⑧植被恢复后营造的有林地地块要加强抚育管理，及时割除影响幼苗生长的杂草，对有牲畜出没的地块要增加保护围栏防止牲畜啃食和破坏。对于恢复为草地的地块，要开展合理施肥、洒水等措施，并建立围栏防止牲畜啃食和破坏。最终保证植被恢复成功。

7.4.2.3 加强对野生植物的保护宣传

在施工和运营期利用宣传标牌等宣教手段，开展宣传教育工作，并通过积极的日常巡护管理工作加强对野生植物的保护管理，杜绝滥砍滥伐及其它破坏野生植物的行径。

7.4.3 对陆生脊椎动物影响的减免和保护

7.4.3.1 施工期

(一) 采取先进的工艺和技术，减少震动对野生动物带来的干扰。

(二) 在施工期和运营期，要禁止任何人员、采取任何方式进行捕捉和猎杀动物等非法行为。

(三) 在施工和运营期利用宣传标牌等宣教手段，开展宣传教育工作，并通过积极的日常巡护管理工作加强对野生动物的保护管理。

工程评价区分布的有些两栖类、爬行类、鸟类、兽类和鱼类是偷猎的对象。两栖类中的黑斑侧褶蛙、泽陆蛙等，爬行类中的中华鳖、翠青蛇、乌梢蛇、黑眉锦蛇等，鸟类的雉鸡、绿头鸭、绿翅鸭等，兽类的猪獾、花面狸、豹猫、草兔等都是比较危险被捕捉的对象。减免工程对陆生脊椎动物影响的措施为：施工单位采取多种方式，打击偷猎野生动物的违法行为。

1、对两栖爬行类的保护措施

加强对评价区范围内现有植被的保护，严格限定施工范围，避免造成大的水土流失；

严防燃油泄漏及油污对土壤环境造成污染；对工程废弃物进行快速处理，防止遗留物对环境造成污染，防止对两栖爬行动物本身及栖息环境的破坏和污染；

早晚施工注意避免对两栖动物造成碾压危害，冬春季节施工发现冬眠的蛇及中华鳖、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、对鸟类的保护措施

①增强施工人员的环境保护意识，加强对国家重点珍稀保护动物的保护，严禁猎捕各种鸟类；禁止施工人员对雉鸡、灰胸竹鸡等雉类和红嘴相思鸟、棕头鸦雀、珠颈斑鸠、长尾山椒鸟、黄臀鹎、画眉等观赏性和鸣声优美鸟类的捕捉。

②减少施工对鸟类栖息地的破坏，极力保留临时占地内的乔木、灌木草本，条件允许时边施工边进行植被快速恢复。

③应加强水土保持，促进临时占地区植物群落的恢复，为鸟类提供良好的栖息、活动环境，使鸟类的种群数量不发生大的波动。

3、对兽类的保护措施

天然气井和输气管线铺设工程沿线以小型兽类的栖息地为主，针对这些小型兽类，应做到如下保护措施：

- ①严格控制施工范围，保护好小型兽类的栖息地；
- ②对工程废物和施工人员的生活垃圾进行快速处理，尽量避免生活垃圾为鼠类等疫源性兽类提供生活环境，避免疫源性兽类种群爆发。

对于大、中型兽类，应做到如下保护措施：

- ①施工活动时要集中时间快速完成，避开植被较好、兽类物种较丰富的区域等兽类繁殖的季节。
- ②禁止偷猎、下夹、设置陷阱的捕杀行为，违者严惩。特别注意对猪獾、鼬獾、花面狸等经济食用价值较大的兽类的保护。
- ③施工中尽量减少噪声干扰。通过减少机械噪声和禁止车辆鸣笛等措施避免对野生动物产生惊扰。
- ④禁止夜间施工，为在该区域夜行性的动物保留较安宁的活动环境。

4、对鱼类的保护措施

严禁捕鱼、电鱼；严禁捕捉黄鳝和短体副鱥等；防止水土流失，做好水源保护。

5、对评价区国家重点保护动物的保护措施

评价区域有国家Ⅱ级重点保护鸟类 7 种和省级保护鸟类 2 种：黑鸢、雀鹰、普通鵟、画眉、红嘴相思鸟、领角鸮和斑头鸺鹠、小䴙䴘和鹰鹃。

其中黑鸢、雀鹰、普通鵟、画眉、红嘴相思鸟、鹰鹃由于飞行能力强、活动范围广，受到施工影响很小，一般无需采取特别措施保护。

领角鸮、斑头鸺鹠一般晚上活动，白天休息，有时候出现在农居区附近，被发现的几率相对较高，需要禁止任何人去惊扰和捕捉。小䴙䴘活动于库塘，也要禁止捕捉。

评价区有国家Ⅱ级重点保护兽类和四川省级保护动物豹猫 1 种，偶尔活动到农居附近寻食，严禁施工人员采取诱捕或毒害的方式进行危害。

7.4.3.2 运营期

工程施工结束后，各施工机械和人员已经撤离，人为干扰逐渐消除；临时占地区域的植被逐渐得到恢复，受到施工影响的野生动物也会逐渐回到该区域栖息。

运营期采气站场和管道维护人员禁止破坏野生动物栖息地，禁止伤害和捕捉野生动物。

7.4.4 生态敏感区生态保护与恢复的管理措施

7.4.4.1 签订自然生态及野生动植物保护承诺书

项目在动工前，建议建设单位、承建单位与四川九龙山自然保护区管理部门签定施工期间自然生态及动植物保护承诺书，要求建设单位有组织、有计划地开展施工活动，落实本评价报告中的保护措施，不在四川九龙山自然保护区内占地。施工单位承诺加强对施工人员的管理，承诺施工过程中落实各项保护措施，极力减轻项目建设对保护区自然生态环境、动植物资源的不利影响。

建设单位、承建单位在与四川九龙山自然保护区管理部门签订协议后，建议与施工单元签订自然生态及野生动植物保护协议，各施工单元再与具体施工人员签订自然生态及野生动植物保护协议，使保护生态环境、动植物资源及主要保护对象的责任制度层层建立。

7.4.4.2 配置巡护管理人员

元坝 15 采气站及其管线施工期间，建议聘请专门人员作为评价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。其主要任务如下：

- (1) 全程对元坝 15 采气站及其管线内施工活动进行规范和监管，及时制止违规建设行为；
- (2) 根据保护动物、主要保护对象的分布地、活动地及个体行为特征指导工程建设活动，控制对保护动植物及主要保护对象的影响；
- (3) 限制工程占地范围，禁止材料随意堆放、施工活动随意扩张导致的施工占地扩大，敦促施工方严格按照工程划定的占地红线施工；
- (4) 监督相关的保护和减缓措施全部落实到位，确保工程建设带来的不利影响得到有效控制。

7.4.4.3 开展宣传教育及培训工作

在施工开始前，由主管部门组织专家对施工人员进行相关法律法规、野生动植物保护知识等方面的培训，培训考核合格后方可施工。通过培训和施工期的监管，杜绝施工期人为破坏事件发生。

同时，在项目建设区设置多个保护宣传牌，并面向施工人员印发宣传小册子，内容以保护生态环境、保护自然保护区资源为主，提醒施工人员落实保护措施，在施工过程中控制、减少对环境的影响。

7.4.5 环境风险消减措施

(1) 提高工程质量

为了减少天然气井和输气管道施工对动植物资源、景观资源和生态系统的威胁，施工材料应该选用对环境友好、质量上乘的材料，加强工程管理，确保工程建设质量。

(2) 加强火灾风险控制

严格控制野外用火、施工生产和生活用火。结合工程施工规划，做好施工人员吸烟和其他生活和生产用火的火源管理，对施工人员抽烟行为进行规范，烟头必须进行浇灭或填埋处理。

加强防火宣传教育，建立施工区森林防火及火警警报系统和管理制度。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。

由于评价区沿线居民点较多，而参与施工的施工人员较少，这些施工人员的食宿可在就近的乡镇、村庄中解决，以减少野外生活用火。

(3) 加强对燃油、化学物品的管理

建立燃油、危险化学物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。

7.4.6 退役期生态环境保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2006) 等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。

复垦时，首先是要将场站设备基础、场站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，更有利生态环境的恢复。

7.5 生态环境影响评价结论与建议

本项目共 5 座采气站场，项目分为钻井工程和地面集输工程，本项目总占地面积约 30.975hm²，其中新增永久占地面积约 0.785hm²，临时占地约 26.957hm²。永久占地包括井场占地、放喷池占地、积液池、表土堆场、活动房占地、道路工程；临时占地包括道路工程、采气站场、施工便道、堆管场、集输管线、放空系统等。

7.5.1 评价结论

本报告在实地调查、资料收集、室内数据整理和分析基础上，对该建设项目在施工期和运营期对评价区野生动植物、生态系统、景观生态体系、环境风险等4个方面的影响进行了分析评估，天然气井和输气管道施工和运营期对周围环境的主要影响有：

(1) 施工期临时占地造成森林生态系统生物量减少，景观斑块破碎化程度有所增加；运营期部分植被可以得到恢复。

(2) 施工期产生的废气、噪声对生态因子影响较大；运营期正常工况下基本无影响。

(3) 施工期临时占地和施工过程造成野生动物栖息地破坏，可能影响个体生存；运营期对野生动物的影响可以得到减缓。

综合考虑，项目建设对周围生态环境影响较小。

7.5.2 建议

本报告针对该项目在施工及运营期对四周带来的影响提出了对应的管理措施和工程措施，主要包括：

(1) 对建设项目进行优化。主要措施为进一步优化具体方案，使各个井场及配套设施、采气站场布局更为合理，尽量缩短项目的面积，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。明确要求不得在保护区内挖沙采石，不得设置渣场、料场、施工便道、施工营地。鉴于天然气泄漏风险的不确定性，建设方在施工时加强质量监管，确保天然气井在焊接、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；在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。

(2) 针对施工和营运过程，提出了加强森林防火，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；并提出了对野生动植物资源、自然生态系统进行有效管理的措施，从而把该项目对周围生态环境的不利影响降至最低。

施工期施工单位和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，在项目施工和运营阶段落实本报告中提出的各项保护和监测措施，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。

8. 地表水环境影响评价

8.1 地表水环境质量现状与评价

8.1.1 区域地表水环境现状调查

根据现场调查，本项目评价区域内常年地表水主要有嘉陵江、东河两大主要河流及其支流和沟溪。其主要水体功能为泄洪、灌溉及集中式饮用水源。

表 8.1-1 项目区域内主要河流一览表

所属区县	河流名称	流域面积/km ²	平均流量/(m ³ /s)	河流长度(km)	备注
苍溪县	嘉陵江	619	2120	103	大河
	东河	954.4	104	189.5	大河

根据苍溪县人民政府官方网站公开发布的《苍溪县 2020 年度环境状况公报》，本项目评价区域涉及的地表水体环境质量现状见下表。

表 8.1-2 区域地表水水质状况

所属区县	河流名称	断面名称	实测类别	执行标准	河流水质状况
苍溪县	嘉陵江	白桥河李家咀（入河口）	II	III类	优
		张家沟跳蹬子（出境）	III	III类	优
	东河	王渡（出境）	II	III类	优
		插江杨老汉地边	II	III类	优
		文庙河秧田坝（入河口）	III	III类	优

本项目评价区域内 2020 年度地表水环境质量均能达到相应执行标准（III类），水质状况均为优。

8.1.2 地表水环境质量现状监测

（1）监测断面

本项目污水管线河流跨越点 1 处，为调查各穿越河流水质现状，本次环评共布设 2 个地表水现状监测断面。

表 8.1-3 地表水监测断面布设

（2）监测项目

水温、pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、氯化物、硫酸盐、硫化物、挥发酚、石油类。

（3）监测时间及频率

现状监测时间 2022 年 6 月 7 日~2022 年 6 月 9 日，各断面连续监测 3 天，每天各断

面采混合样 1 个。

(4) 评价标准

水温和悬浮物无质量标准，不做评价；氯化物和硫酸盐按照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 2 的标准限值进行评价；其余项目按照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中 III 类标准限值进行评价。

(5) 监测结果

本项目评价范围内地表水的现状监测结果见下表。

表 8.1-4 地表水检测结果表

(6) 评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$$S_{ij} = C_{ij}/C_{si}$$

式中： S_{ij} —— i 种污染物的单项指数；

C_{ij} —— 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：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}, pH_j \leq 7.0$$

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 ，表明该项水质参数到达或优于规定的水质，完全符合国家标准，可以满足使用要求。

(7) 评价结果

地表水环境质量评价结果见下表。

表 8.1-5 地表水环境质量评价结果

检测项目	东河 1#		东河 2#	
	监测浓度范围 (mg/L)	最大标准指数	监测浓度范围 (mg/L)	最大标准指数

检测项目	东河 1#		东河 2#	
	监测浓度范围 (mg/L)	最大标准指数	监测浓度范围 (mg/L)	最大标准指数
pH	6.8~7.6 (无量纲)	0.06	7.0~7.5 (无量纲)	0.06
化学需氧量	2.3~2.5	0.625	2.5~2.7	0.675
五日生化需氧量	6~12	0.65	8~14	0.7
氨氮	0.025	0.01	0.025	0.01
氯化物	3.77~3.81	0.18	3.85~4.19	0.19
硫酸盐	18.7~20.1	0.25	17.9~19.4	0.24
硫化物	0.01	0.01	0.01	0.01
挥发酚	0.0005~0.0007	0.09	0.0005~0.0006	0.104
石油类	0.02	0.18	0.01~0.02	0.18

根据以上评价结果，项目监测因子均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准，区域地表水质量良好。

8.2 施工期地表水环境影响分析

8.2.1 施工期地表水环境影响评价

施工期废水包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、管道试压废水、施工废水及施工人员生活污水。

8.2.1.1 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

钻前工程施工期约 45 天，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处置，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。

8.2.1.2 钻井工程地表水环境影响评价

(1) 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积液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（靠积液池），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积液池，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、沉砂坑、清水池、积液池池壁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。预计不会对周边河流、水库以及周边的堰塘水环境造成污染影响。

(2) 钻井废水及洗井废水

① 空气钻阶段除尘废水

空气钻井阶段产生的喷淋除尘废水其主要污染物为 SS，在沉砂坑内简易沉淀去除后，上清液及时回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，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，对周围地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

② 常规水基泥浆钻井废水

本项目针对钻井过程实施污染物“泥浆不落地”处理工艺，使钻进过程中产生的废水经收集处理后回用于钻井系统用水。完钻后钻井废水产生量约 $480\text{m}^3/\text{井}$ ，剩余不可回用钻井废水约 $48\text{m}^3/\text{井}$ ，不可回用钻井废水产生总量为 192m^3 。经“泥浆不落地”处理工艺处理后钻井废水所含的 COD、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 360m^3 中），本项目钻井废水可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化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。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

洗井废水经泥浆不落地工艺处理后，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。

（3）生活污水

本项目钻井期间生活污水单井产生量约为 1234.75m^3 ，总计约 4939m^3 ，主要污染物为 COD、 BOD_5 、SS、 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排，对当地地表水环境影响可接受。

（4）方井雨水和初期雨水

由于方井区域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 。方井雨水和初期雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理后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。

8.2.1.3 储层改造地表水环境影响评价

本项目压裂作业期间生活污水量总计产生量约为 128m^3 ，主要污染物为 COD、 BOD_5 、SS、 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排，对当地地表水环境影响可接受。

8.2.1.4 完井测试地表水环境影响评价

（1）压裂返排液

本项目大部分压裂返排液经分离器分离后，进入压裂液重叠液罐，少部分天然气携带的压裂返排液放喷时从放喷口排出，存放于已做防渗处理的放喷池。压裂返排液收集后暂存于压裂液重叠液罐内，加碱液（用氧化钙配置）中和后预处理后经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不现场检测），若水质能达到回用要求，则回用于同区域其他井压裂作业，若水质不能达到回用要求，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。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。

（2）生活污水

本项目完井测试期间生活污水量总计产生量约为 96m^3 ，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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排，对当地地表水环境影响可接受。

8.2.1.5 地面集输工程地表水环境影响评价

(1) 管道试压废水

本项目管道全线均采用清水试压，预计产生试压废水约 650m^3 。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达到《污水综合排放标准》三级标准后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排，对地表水环境影响较小。

(2) 生活污水

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厂处理达标后外排。因此，本项目生活污水对地表水环境影响较小。

(3) 管线跨越河流施工方式对地表水的影响分析

本工程地表水穿越河流 1 次， 150m ，根据现场情况采取定向钻方式穿越。

定向钻穿越是一种环境影响较小的穿越施工方法，管道穿越地表水应优先考虑。

定向钻穿越是一种先进的管道穿越施工方法。定向钻穿越的管道孔在河床以下，距离河床 10m 以上，具有不破坏河堤、不扰动河床等优点。由于定向钻穿越施工场地，要求“入土点”、“出土点”设在堤岸外侧，定向钻技术在河流河床下 $10\text{m}-20\text{m}$ 处穿越，不对堤岸工程、河流水温、水利条件及水体环境产生影响，施工地点距离穿越水域的水面一般较远，施工作业废水不会污染水体；施工时只会对河堤两侧土层暂时破坏，施工完成恢复河堤原貌后，不会给河堤造成不利影响；施工期和运营期河面景观均无改变；大型水域管道埋深一般在河床以下，施工过程既不影响河道两侧的堤坝，也不影响航运和船舶抛锚，对主河道水流不会产生阻隔作用，不会扰动河流水文、水利条件、河水水质和相关水利设施，基本不会对水环境造成影响。

本项目不涉水施工，不设置施工营地，通过加强穿越河流的施工管理，工程施工过程中不会对东河水环境质量造成影响。

8.2.1.6 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钻井工程用水，本项目工程用水由输水管道或者罐车将井场周边河流、水库水贮存于现场的积液池供给工程用水，项目附近有闫家沟水

库、嘉陵江、东河及其支流等，地表水资源丰富。本项目平均每口井取水量约 2730m^3 ，日取水量为 $15\text{m}^3/\text{d}$ ，根据相关资料，嘉陵江多年平均流量 $2120\text{m}^3/\text{s}$ ，东河多年平均流量 $104\text{m}^3/\text{s}$ 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。

8.3 运营期地表水环境影响分析

8.3.1 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、生活污水和设备检修废水。气田水和设备检修废水通过污水管道输送运至大坪污水处理站预处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。按照环境影响评价技术导则—地表水环境（HJ2.3-2018）本项目地表水评价等级属于三级B。

8.3.1.1 气田水和设备检修废水对地表水环境影响分析

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，进入分离器，分离出的气田水由污水管道送至污水站预处理，主要污染物为 COD、SS、氯化物和硫化物等，本项目采气废水最大日产生量约 $73.1\text{m}^3/\text{d}$ 。气田水和设备检修废水通过污水官网输送至大坪污水处理站预处理后运输至区域现有回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，正常情况下废水不外排，对地表水影响较小。在管道发生泄露事故时，对水环境会产生一定影响，详见风险评价章节。

8.3.1.2 生活污水对地表水环境影响分析

本项目营运期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。

综上所述，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。

8.4 地表水环境影响评价小结

本项目施工期产生的钻井废水经不落地系统处理后钻井废水进入废水收集罐中进行暂存，可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化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。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，不外排。完井测试产生的压裂返排液，可回用的返排

液回用于同区域其他井压裂作业，不外排；不可回用的返排液，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。管道试压废水经沉淀处理后拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。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。施工废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。

本项目营运期气田水和设备检修废水经污水管道运至大坪污水处理站预处理后运至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程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，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

综上所述，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。

9. 大气环境影响评价

9.1 环境空气质量现状调查与评价

9.1.1 区域环境空气质量达标情况

本项目大气评价范围涉及苍溪县、阆中市 2 个区县。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官方网站公开发布的《苍溪县 2020 年度环境状况公报》, 苍溪县环境空气质量监测点位为县东城站, 采用点式干法系统进行 24 小时自动连续监测。苍溪县环境空气基本污染物现状监测情况统计结果见下表。

表 9.1-1 苍溪县 2020 年度空气质量现状评价表

评价因子	评价指标	年均浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	3.9μg/m ³	60μg/m ³	6.5%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	13.3μg/m ³	40μg/m ³	33.3%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	43.4μg/m ³	70μg/m ³	62.0%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32.7μg/m ³	35μg/m ³	93.4%	达标
CO	日平均 95 百分位数	0.8 mg/m ³	4 mg/m ³	20.0%	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	124μg/m ³	160μg/m ³	77.5%	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准				

由上表可知, 苍溪县 2020 年度环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的年平均质量浓度、CO 的日平均 95 百分位数、O₃ 最大 8 小时平均第 90 百分位数均达到《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 要求, 苍溪县为环境空气质量达标区。

9.1.2 环境空气补充监测

(1) 监测点位及监测因子

根据本项目所处地理位置及大气污染物排放特征, 在项目所在区域内共布设 5 个监测点。

表 9.1-2 大气监测点位表

(2) 监测频率

本次评价于 2022 年 6 月 6 日 ~13 日对项目所在地硫化氢、非甲烷总烃进行了监测。

(3) 采样及分析方法

采样及分析方法：本次现状监测按照《环境监测技术规范》《空气和废气监测分析方法》(第四版) 及《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样—气相色谱法》(HJ 604-2017) 中的规定进行。具体监测与分析方法见环境质量现状监测报告。

(4) 评价标准

采用以下环境质量标准进行评价：非甲烷总烃： $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 小时平均浓度；硫化氢： $0.01\text{ mg}/\text{m}^3$ 小时平均浓度。

(5) 监测结果

根据环境质量监测报告，监测结果见下表。

表 9.1-3 非甲烷总烃检测结果表

表 9.1-4 硫化氢环境空气检测结果表

(6) 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。

(7) 评价结果

本次环境空气监测评价结果如下。

表 9.1-5 补充监测污染物环境质量现状评价结果

评价区域硫化氢小时值满足《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，区域环境具有一定的环境容量。

9.2 施工期大气环境影响分析

9.2.1 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柴油发电机和测试放喷以及各种施工机械和运输车辆的运转产生的废气。另外，各种施工过程（包括管道、道路建设、钻前工程井场平整、采气站场的建设）、土建施工、器材堆放、开挖、运输活动和搅拌水泥等，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。

9.2.1.1 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，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。苍溪县年平均风速分别为 2m/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生点扬尘。

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内 TSP 污染较重。

表 9.2-1 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 0.8mg/m³）。

下表为一辆载重 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 9.2-2 不同车速和地面清洁程度时的汽车扬尘（单位：kg/(km·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。下表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 9.2-3 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。

9.2.1.2 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；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 H₂S 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力不足、停电或电力不能到达区域使用），给钻机上的各种设备如泥浆泵、天车、转盘等提供动力，钻井柴油发电机燃烧排放的废气主要污染物为 NO_x、SO₂、颗粒物等。虽然柴油机自带排气筒距离地面约 6m，未达到 15m，但由于在设备上升高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，废气经自带的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 800m 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。同时根据元坝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) 空气钻产生的粉尘

本项目导管段至 3000m 使用空气钻进，会产生粉尘，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喷淋，废水和岩屑进入沉砂坑，废气在沉砂坑内直接排放，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，空气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。空气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 800m 以上，所以本项目空气钻井粉尘对大气环境影响是有限的，能为环境所接受。随着空气钻井结束，产生的粉尘将随钻井工程的结束而消除。

同时，根据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元坝

气田元坝 102-4H 井钻采工程 2020 年 7 月 28 日 PM₁₀、PM_{2.5} 空气钻井期间厂界外环境空气检测（施工期）结果。

表 9.2-4 元坝 102-4H 井钻采工程环境检测（施工期）

检测内容	检测点位	检测结果 (mg/m ³)			标准限制 (mg/m ³)
		第一次	第二次	第三次	
PM ₁₀	厂界外东侧距厂界 1m 处	0.135			0.15
PM _{2.5}	厂界外东侧距厂界 1m 处	0.053			0.075

由上表可以看出，空气钻井过程中厂界外 PM₁₀、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 井钻采空气钻井监测数据，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。本项目油基泥浆暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于危废暂存间，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的收集、暂存和储运必须采用全程密闭工艺流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 相关要求，减少有机物挥发量；1 口井油基泥浆钻井时间约 10~20d，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）事故放喷废气

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件，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，原料气通过专用的放喷管线引至放喷池，经高度约为 1m 的火焰燃烧器点火燃烧后排放（火炬源排放），同时放喷池约 3m 高挡墙减轻热辐射影响。根据建设单位提供资料，本项目气井为含硫化氢天然气井，无阻天然气量预计为 $105 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，事故放喷一般时间较短，属于临时排放，本次按照 4~6h 预计，则放喷天然气量约 $26.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，H₂S 含量为 105.639 g/m^3 ，其燃烧主要产物为 SO₂，SO₂ 排放量预计约 8700kg/h，天然气热值取 34.01MJ/m³。

表 9.2-5 事故放喷污染物排放情况表

测试放喷原料气			放喷天然气燃烧后排入大气的 SO ₂		事故放喷时间 h
测试层位	原料气速率 (104m ³ /d)	硫化氢浓度 (g/m ³)	速率 (kg/h)	排气筒高度 (m)	
长兴组	105	105.639	8700	1.0	4~6

利用 AERSCREEN 估算模型计算结果，见下表。

表 9.2-6 事故放喷废气排放估算预测

排放源		类型	SO ₂ (mg/m ³)	距离 (m)
元坝 206H 井场	放喷池 1	最大地面浓度 (1h)	65.9	56
	放喷池 2	最大地面浓度 (1h)	38.5	70
元坝 15 井场	放喷池 1	最大地面浓度 (1h)	18.2	112
	放喷池 2	最大地面浓度 (1h)	48.1	64

由上表可以看出按照 $105 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 无阻流量，各井场最大落地浓度出现点均在 200m 范围内。建设单位在开工前制定事故放喷紧急预案，事故放喷时建设方和当地政府应对距放喷口 1000m 范围内的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响。因此事故放喷对周边人群健康影响可控，对环境影响可接受。各井场布设放喷池，点火口距井眼距离 $\geq 100\text{m}$ ，距民房及公路等各种设施 $\geq 50\text{m}$ ，不在当地主导风向的上风向，且放喷池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷对周边农户产生影响较小。

(5) 非正常工况下气侵时泥浆携带的 H₂S 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，造成钻井完井液气侵等。本项目为含硫化氢气层，进入储层若天然气大量侵入钻井泥浆，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 5 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 H₂S 含量不高于 50mg/m³，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。随着钻井结束，产生的废气将随钻井工程的结束而消除。

根据建设单位提供的，2020 年 5 月 26 日《元坝 272-2 井钻完井工程日常环境监测报告》中厂界周边大气环境中硫化氢和 TVOC 的监测结果如下表所示。

表 9.2-7 元坝 272-2 井厂界环境空气检测结果 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

点位	点位名称	采样日期	监测项目	监测结果	标准限值	结果
1#	项目所在地北侧厂	2020.04.14~	硫化氢	2	10	达标

	界外约 4m 处	2020.04.15	TVOC	94.2	600	达标
--	----------	------------	------	------	-----	----

根据上表可知，钻井过程中采取相应防治措施后，硫化氢和非甲烷总烃进入空气中量很少，厂界硫化氢和非甲烷总烃能满足《环境影响评价技术导则 大气环境(HJ 2.2-2018)》附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值，对环境影响很小。

总之，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对所在区域大气环境影响小。

9.2.1.3 压裂作业大气环境影响评价

压裂作业废气主要为压裂车施工机械尾气，以及储层改造和压裂返排液无组织废气。

(1) 施工机械尾气

压裂作业废气主要为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，对当地大气环境影响较小，影响可接受。

(2) 储层改造和压裂返排液无组织废气

无组织废气来源于储层改造和完井测试压裂液返排过程产生的，酸化液的主要成分为盐酸，废气成分主要为 HCl，产生量较小。项目压裂液配置好后用罐车拉运至现场进行压裂，暂存时间较短；压裂返排液临时存放于压裂液重叠液罐内，加液碱（用氧化钙配置）中和预处理后经中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院油化研究所取原水样对基液粘度、pH 值和固相含量进行检测后（不现场检测），若水质能达到回用要求，则回用于同区域其他井压裂作业，若水质不能达到回用要求，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注，废气的产生随着施工的结束而结束。在此基础上，储层改造和压裂液返排产生的废气对大气环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

9.2.1.4 完井测试大气环境影响评价

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 SO₂。根据钻井工艺流程和流体性质，原料气在放喷池内，经高度约为 1m 的火焰燃烧器点火燃烧后排放（火炬源排放），同时放喷池约 3m 高挡墙减轻热辐射影响。

本次预测分析按照 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 单井配产流量预测计算，则每次放喷天然气量预计约 $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，H₂S 含量为 105.639g/m³，天然气热值取 34.01MJ/m³。

表 9.2-8 测试放喷污染物排放情况表

测试放喷原料气			放喷天然气燃烧后排入大气的 SO ₂		测试放喷时间 h
测试层位	原料气速率 (104m ³ /d)	硫化氢浓度 g/m ³	速率 kg/h	排气筒高度 m	
长兴组	30	105.639	2486	1.0	4~6

利用 AERSCREEN 估算模型计算结果，见下表。

表 9.2-9 测试放喷废气排放估算预测

排放源		类型	SO ₂ (mg/m ³)	距离 (m)
元坝 206H 井场	放喷池 1	最大地面浓度 (1h)	57.1	29
	放喷池 2	最大地面浓度 (1h)	29.4	39
元坝 15 井场	放喷池 1	最大地面浓度 (1h)	15.6	48
	放喷池 2	最大地面浓度 (1h)	34.4	37

由上表可以看出，各井场最大落地浓度出现点均在 100m 范围内。结合《川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范》(Q/SH0033-2009)“5.6 预计有二氧化硫、硫化氢等有毒有害气体产出的施工作业，如放喷...等措施前，应对井口周边 500m 范围内的居民进行疏散”。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，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响。因此测试放喷对周边人群健康影响可控，对环境影响可接受。本项目放喷池选址均位于距离井口 100m 外，且距各种设施大于 50m，周围 50m 范围内的植被被清除，附近无高大乔木，地势较空旷便于废气扩散，且放喷池均位于主要风向的侧风向和下风向。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》(SY/T 5225-2019) 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对周边环境和居民健康不会产生明显不利影响。

9.2.1.5 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。

9.2.1.6 地面集输工程大气环境影响评价

(1) 扬尘和机具尾气

地面集输工程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)、施工机械及运输车辆排放的尾气。针对施工扬尘，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。施工机械及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，通过采取使用合格燃油、加强设备保养、控制车速(运输车辆)等措施后，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。

9.3 运营期大气环境影响分析

9.3.1 运营期大气环境影响分析

本项目集输管线进出站场、阀室的主要生产设备前后都有安全阀控制，正常生产情况下，站场、阀室工艺设备为高压密闭作业，无废气产生。项目集输工程运营期正常情况下主要废气为水套炉废气和火炬燃烧废气；非正常运行状态主要有清管、检修及事故废气。

9.3.1.1 正常工况大气环境影响分析

(1) 气象资料

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。年平均气温 16.7°C；年平均风速 2.0m/s。年极端最高气温 39.3°C；年均相对湿度 73%；年极端最低气温 -4.6°C；年平均日照时数为 1490.9 小时。年均降水量 1046.7mm。

(2) 大气污染源参数与污染物预测源强

表 9.3-1 本项目污染点源（水套炉）参数调查清单

排放源	水套炉排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度H(m)	排气筒高度H(m)	排气筒内径D(m)	烟气流量(万m ³ /a)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率		
	X	Y								NO _x (kg/h)	SO ₂ (kg/h)	颗粒物(kg/h)
元坝 206H	590446.137	3524438.498	604	8	0.1	298.41	130	8760	连续	0.047	0.001	0.006
元坝 15	592236.415	3521765.542	628	8	0.1	298.41	130	8760	连续	0.047	0.001	0.006
元坝 701	595955.93	3527093.439	626	8	0.1	298.41	130	8760	连续	0.047	0.001	0.006
元坝 702	592042.487	3525757.965	467	8	0.1	298.41	130	8760	连续	0.047	0.001	0.006
元坝 13	601685.243	3537509.364	470	8	0.1	298.41	130	8760	连续	0.047	0.001	0.006

表 9.3-2 本项目污染点源（火炬源）参数调查清单

名称	火炬坐标		底部海拔高度(m)	火炬等效高度(m)	等效出口内径(m)	烟气温度(°C)	等效烟气流速(m/s)	年排放小时数(h)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率		
	X	Y								燃烧物质	燃烧速率(kg/h)	总热释放速率(cal/s)	NOx(kg/h)	SO2(kg/h)	颗粒物(kg/h)
元坝 206H	590446.13 7	3524438.4 98	642	41	0.184	1000	20	8760	连续	天然气	17.7	77359.3	0.059	0.0010 64	0.0074
元坝 15	592236.41 5	3521765.5 42	636	41	0.184	1000	20	8760	连续	天然气	17.7	77359.3	0.059	0.0010 64	0.0074
元坝 701	595955.93	3527093.4 39	636	41	0.184	1000	20	8760	连续	天然气	17.7	77359.3	0.059	0.0010 64	0.0074
元坝 702	592042.48 7	3525757.9 65	512	41	0.184	1000	20	8760	连续	天然气	17.7	77359.3	0.059	0.0010 64	0.0074
元坝 13	601685.24 3	3537509.3 64	476	41	0.184	1000	20	8760	连续	天然气	17.7	77359.3	0.059	0.0010 64	0.0074

(3) 大气环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2—2018) 规定的评价工作级别的划分原则和方法，按如下模式计算出等标排放量。

$$P_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率， %

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 $1h$ 地面空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

表 9.3-3 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/ $^{\circ}\text{C}$	39.3
	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	-4.6
	土地利用类型	针叶林
	区域湿度条件	潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

大气环境影响评价工作级别判定如下表：

表 9.3-4 大气环境影响评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级	$P_{max} < 1\%$

表 9.3-5 本项目大气环境影响评价工作等级的确定

排放源		污染物	最大地面浓度 mg/Nm ³	最大占标率 Pi(%)	最大落地距离 (m)	执行级别
元坝 13	水套炉	SO ₂	2.09E-04mg/m ³	0.04	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	1.26E-03mg/m ³	0.28	53	三级
		NO _x	9.77E-03mg/m ³	3.91	122	二级
	火炬	SO ₂	9.19E-06mg/m ³	0	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	6.40E-05mg/m ³	0.01	53	三级
		NO _x	5.16E-04mg/m ³	0.21	122	三级
元坝 701	水套炉	SO ₂	2.09E-04mg/m ³	0.04	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	1.26E-03mg/m ³	0.28	53	三级
		NO _x	9.77E-03mg/m ³	3.91	122	二级
	火炬	SO ₂	9.19E-06mg/m ³	0	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	6.40E-05mg/m ³	0.01	53	三级
		NO _x	5.16E-04mg/m ³	0.21	122	三级
元坝 702	水套炉	SO ₂	2.09E-04mg/m ³	0.04	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	1.26E-03mg/m ³	0.28	53	三级
		NO _x	9.77E-03mg/m ³	3.91	122	二级
	火炬	SO ₂	9.19E-06mg/m ³	0	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	6.40E-05mg/m ³	0.01	53	三级
		NO _x	5.16E-04mg/m ³	0.21	122	三级
元坝 206H	水套炉	SO ₂	2.42E-04mg/m ³	0.05	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	1.45E-03mg/m ³	0.32	53	三级
		NO _x	1.14E-02mg/m ³	4.55	122	二级
	火炬	SO ₂	6.07E-05mg/m ³	0.01	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	4.22E-04mg/m ³	0.09	53	三级
		NO _x	3.28E-03mg/m ³	1.31	122	二级
元坝 15	水套炉	SO ₂	2.72E-04mg/m ³	0.05	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	1.63E-03mg/m ³	0.36	53	三级
		NO _x	1.28E-02mg/m ³	5.11	122	二级
	火炬	SO ₂	1.01E-04mg/m ³	0.02	21	三级
		颗粒物 (PM ₁₀)	7.01E-04mg/m ³	0.16	53	三级
		NO _x	5.59E-03mg/m ³	2.24	122	二级

根据上表估算可知，本项目所产生的污染物最大占标率均小于 10%。根据评价等级判断标准，计算结果的评价等级为二级。本项目正常排放时，水套炉排气筒外排 SO₂、颗粒物和 NO_x 最大占标率分别为 0.05%、0.36%、5.11% 出现在距离排放源 30m，最大落地浓度为 2.72E-04mg/m³、1.63E-04mg/m³、1.28E-03mg/m³；火炬外排 SO₂、颗粒物和 NO_x 最大占标率分别为 0.02%、0.16%、2.24% 出现在距离排放源 122m，最大落地浓度为 1.01E-04mg/m³、7.01E-04mg/m³、5.59E-03mg/m³。均远小于环境空气质量标准。由此可见，项目正常排放状态下，废气污染物对大气环境影响较小。

(4) 预测内容

本项目大气环境影响评价工作等级确定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的要求，只需对污染物排放量进行核算。

9.3.1.2 非正常工况大气环境影响分析

在非正常运行状态下有清管废气、检修废气或事故排放废气。

非正常工况下放空参数具体见下表。

表 9.3-6 火炬放空参数统计表

放空情况	类型	事故原料气最大放空量 (元坝 13~元坝 101-1 管线)	
		一次放空量 m ³	50 (1min)
火炬高度 m		40	100
火炬排放筒直径 m		0.2	0.2
SO ₂ 排放速率 kg/s		0.17	2.39
一次放空 SO ₂ 排放量 kg		9.85	2153
温度 (°C)		1000	1000

利用 AERSCREEN 估算模型计算结果，见下表。

表 9.3-7 清管、检修以及事故废气排放估算预测

排放源	类型	SO ₂ (mg/m ³)	距离 (m)
元坝 13 站场清管、检修废气	最大地面浓度	4.87	235
元坝 701 站场清管、检修废气	最大地面浓度	1.36	201
元坝 702 站场清管、检修废气	最大地面浓度	0.844	250
元坝 206H 站场清管、检修废气	最大地面浓度	8.57	160
元坝 15 站场清管、检修废气	最大地面浓度	0.588	231

排放源	类型	SO ₂ (mg/m ³)	距离 (m)
元坝 13~元坝 101-1 事故放空(依托元坝 101-1 站场火炬燃烧放空)	最大地面浓度	0.651	1890

由上表可以看出，各站场清管、检修或事故排放原料气，经火炬燃烧后 SO₂ 最大地面浓度为 0.493mg/m³~8.57mg/m³，对应落地距离为 201m~1890m，但是持续时间较短，本次新建的集输工程在非正常工况下原料气放空作业燃烧的 SO₂ 最大落地浓度会出现短时间二氧化硫落地浓度超出《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准 0.5mg/m³，由于原料气放空为清管、检修和事故情况下的放空，且持续时间较短，在采取放空时临时撤离的措施下，对环境影响可接受。

9.3.1.3 污染物排放量核算

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

表 9.3-8 大气污染物排放量核算表

采气站场		污染物	排放浓度* (mg/m ³)	排放速率* (kg/h)	年排放量 (t/a)
元坝 13	水套炉	NO _x	137.312	0.047	0.819
		SO ₂	2.936	0.001	0.018
		颗粒物	17.613	0.006	0.105
	火炬	NO _x	137.39	0.059	0.5195
		SO ₂	3.1	0.001064	0.01156
		颗粒物	17.6	0.0074	0.0665
元坝 701	水套炉	NO _x	137.312	0.047	0.819
		SO ₂	2.936	0.001	0.018
		颗粒物	17.613	0.006	0.105
	火炬	NO _x	137.39	0.059	0.5195
		SO ₂	3.1	0.001064	0.01156
		颗粒物	17.6	0.0074	0.0665
元坝 702	水套炉	NO _x	137.312	0.047	0.819
		SO ₂	2.936	0.001	0.018
		颗粒物	17.613	0.006	0.105
	火炬	NO _x	137.39	0.059	0.5195
		SO ₂	3.1	0.001064	0.01156
		颗粒物	17.6	0.0074	0.0665
元坝 206H	水套炉	NO _x	137.312	0.047	0.819

采气站场		污染物	排放浓度* (mg/m ³)	排放速率* (kg/h)	年排放量 (t/a)	
元坝 15	火炬	SO ₂	2.936	0.001	0.018	
		颗粒物	17.613	0.006	0.105	
	水套炉	NO _x	137.39	0.059	0.5195	
		SO ₂	3.1	0.001064	0.01156	
		颗粒物	17.6	0.0074	0.0665	
		NO _x	137.312	0.047	0.819	
	火炬	SO ₂	2.936	0.001	0.018	
		颗粒物	17.613	0.006	0.105	
		NO _x	137.39	0.059	0.5195	
		SO ₂	3.1	0.001064	0.01156	
		颗粒物	17.6	0.0074	0.0665	
合计		SO ₂	3.1	0.001034	0.0113	
合计		颗粒物	17.6	0.0072	0.0648	
合计		NO _x			7.6082	
合计		SO ₂			0.1681	
合计		颗粒物			0.9753	

9.4 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、颗粒物等，经预测分析，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。

10. 声环境影响评价

10.1 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测布点

本次环评共布设 12 个噪声监测点位。

表 10.1-1 噪声监测点位

(2) 监测项目

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2022 年 6 月 11 日~12 日，每个监测点位连续 2 天监测，昼、夜各一次/天。

(4) 监测工况

监测时，本项目现场未施工。

(5) 评价标准

评价标准执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

(6) 监测结果

表 10.1-2 声环境现状监测结果 单位：dB(A)

由上表可知：各监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求，本项目所在区域声环境质量较好。

10.2 施工期声环境影响分析

10.2.1 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、管道施工与采气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。

10.2.1.1 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、采气站场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：

$$L_2 = L_1 - 20 \lg \left(\frac{r_2}{r_1} \right)$$

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：

(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 10.2-1 主要施工机械不同距离处的噪声级 单位 dB(A)

机械名称	1m	10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	标准限值
挖掘机	94	74	68	62	56	54	48	42	昼间 70 夜间 55
吊管机	90	70	64	58	52	50	44	38	
电焊机	87	67	61	55	49	47	41	35	
推土机	92	72	66	60	54	52	46	40	
载重汽车	85	65	59	53	47	45	39	32	
混凝土振捣棒	105	85	79	73	67	65	59	53	

由上表可知，再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 59~79dB (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《建筑施工场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。

根据现场调查，本项目各井场外 300m，评价范围内均有少量散居农户分布，施工过程噪声影响预测见下表。

表 10.2-2 钻前工程施工对敏感目标影响预测 单位 dB(A)

井场名称	敏感点名称	方位	相对厂界距离 (m)	施工噪声贡献值	本底值(昼间)	敏感点噪声预测值
元坝 206H 井场	散居农户	北	149~237	57.5~61.5	44	57.5~61.6
	散居农户	东北	88~250	57.0~66.1		57.1~66.1
	散居农户	东	52~288	55.8~70.7		55.9~70.7
	散居农户	南	19~290	55.8~68.9		55.8~68.9
	散居农户	西南	35~215	58.4~74.1		58.4~74.1
元坝 15 井场	散居农户	东北	200~253	56.9~59.0	44	57.0~59.0
	散居农户	东	264	56.6		56.6
	散居农户	南	155	61.2		61.2
	散居农户	西南	152~237	57.5~61.4		57.5~61.4
	散居农户	西	80~267	56.5~66.9		56.5~66.9
	散居农户	北	126~290	55.8~63.0		55.8~63.0

整体来看，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响，但是由于钻前施工全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近农户产生影响。在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边农户午间休息时间，最大程度避免噪声扰民。同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用。另外本项目各井场钻前工程施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，且周边农户分布较少，施工噪

声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

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。

10.2.1.2 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 2 台。

表 10.2-3 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	频谱特性	声源种类
正常工况	钻井设备	1套	100~115	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	90~105	昼夜连续	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
	泥浆泵	2台	85~90		80~85	昼夜连续		固定声源
	泥浆循环及泥浆不落地工艺系统	1套	90~105		94~100	昼夜连续		固定声源
	增压机	2台	85~95	安装在房间内，隔声并安装减震垫层	80~90	昼夜连续		固定声源
	空压机	6台	90~100		85~95	昼夜连续		固定声源
停电	柴油机	3台	90~100	排气筒上自带高质量消声器	85~90	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

按照导则要求，对噪声源的衰减进行预测评价。本项目钻井期井场布置基本相同，噪声源也基本相同，因此本次钻井期噪声预测选择一个典型新建井场（元坝 206H 井场）

进行钻井期噪声预测。

图 10.2-1 网电工况下昼夜噪声贡献值等声图（元坝 206H 井场）

图 10.2-2 网电工况环境噪声预测值等声级线图（昼间）（元坝 206H 井场）

图 10.2-3 网电工况环境噪声预测值等声级线图（夜间）（元坝 206H 井场）

图 10.2-4 非网电工况下昼夜噪声贡献值等声图（元坝 206H 井场）

图 10.2-5 非网电工况环境噪声预测值等声级线图（昼间）（元坝 206H 井场）

图 10.2-6 非网电工况环境噪声预测值等声级线图（夜间）（元坝 206H 井场）

则本项目各井场噪声超标范围内敏感点分布情况详见下表。

表 10.2-4 项目钻井过程各井场超标范围内敏感点情况

井场名称	昼间		夜间	
	超标范围户数	方位	超标范围户数	方位
元坝 15 井场	4	东侧	11	东侧
	4	南侧、西南侧	12	南侧、西南侧
	6	北侧、东北侧	2	西南侧
	/	/	5	西北侧
	/	/	19	北侧、东北侧
元坝 206H 井场	4	南侧、西南侧	2	东南侧
	4	西北侧	5	南侧、西南侧
	1	北侧	6	西侧
	/	/	5	西北侧
	/	/	8	北侧、东北侧

由上表可知，本项目钻井期间共计约 23 户会存在噪声超标，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。随着钻井工程的结束，本项目对周边环境造成的影响也会随之消失。

10.2.1.3 压裂作业声环境影响分析

(1) 噪声源

压裂作业中产生的噪声主要 5 台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，白天夜晚均进行压裂作业。噪声源性质见下表。根据压裂作业期间各噪声设备的噪声级和布置，5 台压裂设备分布在井场后场位置，距井口约 20m 位置，发电机布置在左前场。本项目压裂作业过程降噪前后噪声源强见下表。

表 10.2-5 项目压裂作业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	频谱特性	声源种类
压裂	压裂设备	5 台	100~105	低噪设备，基础安装减振垫层	95~100	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
	提升设备	1 台	85~90		80~85	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

(2) 噪声预测

按照导则要求，对噪声源的衰减进行预测评价。由于钻井噪声较大，为保守起见，地势高差对噪声影响可忽略，同时考虑属于施工期短期影响，评价主要以几何发散衰减计算。

则各井场噪声超标范围内敏感点分布情况详见下表。

表 10.2-6 项目压裂作业期间各井场超标范围内敏感点情况

井场名称	昼间		夜间	
	超标范围居民户数	方位	超标范围居民户数	方位
元坝 15 井场	1	东侧	10	东侧
	1	南侧	10	南侧、西南侧
	1	西南侧	2	西南侧
	2	东北侧	4	西北侧
	/	/	17	北侧、东北侧

元坝 206H 井场	2	南侧、西南侧	1	东南侧
	1	西北侧	5	南侧、西南侧
	/	/	6	西侧
	/	/	2	西北侧
	/	/	6	北侧、东北侧

由上表可知，本项目压裂作业时间期间共计约 8 户会存在噪声超标，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，确保工程的顺利进行。压裂作业时间较短，随着工程的结束，本项目对周边环境造成的影响也会随之消失。

10.2.1.4 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。

10.3 运营期声环境影响分析

10.3.1 运营期声环境影响分析

10.3.1.1 正常工况声环境影响分析

(1) 噪声源

正常采气时，气流在装置中运行产生连续噪声，声压级约 60dB (A)。本项目首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低集气站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备并安装减震垫层。本项目正常采气过程降噪前后噪声源强见下表。

表 10.3-1 采气站场噪声源降噪后声值

噪声源	单台设备声级 dB (A)	采取的降噪措施	降噪后源强 dB (A)	排放规律	声源种类
水套加热炉	60	减少站场工艺管线的弯	55	昼夜连续	固定声源

噪声源	单台设备声级 dB (A)	采取的降噪措施	降噪后源强 dB (A)	排放规律	声源种类
临时分酸分离器	60	头、三通等管件；选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备并安装减震垫层	55	昼夜连续	固定声源
火炬分液罐(含泵)	65		60	昼夜连续	固定声源
分离器	60		55	昼夜连续	固定声源
站内管网	60		55	昼夜连续	固定声源

由上表可知，二口井采气站场井场工艺区主要噪声设备叠加后声压级约 64.62dB(A)，1 口井采气站场工艺区主要噪声设备叠加后声压级约 62.9dB (A)。

(2) 采气站场厂界和敏感点噪声预测

按照导则要求，对噪声源的衰减进行厂界噪声预测评价，由于本项目采气期布置也基本相同，因此本次厂界噪声预测选取 1 座典型 2 口井新建采气站场(元坝 273-4 站场)、1 座典型 1 口井新建采气站场 (元坝 8 站场)、平面布置进行噪声预测，评价范围为井口周边 200m。

表 10.3-2 采气站场厂界和敏感点噪声预测结果 单位：dB (A)

预测点位置	方位	与工艺区距离 (m)	现状值		贡献值		预测值		达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
元坝 15 最近敏感点	西	107	39.2	37.7	24.0	24.0	39.3	37.9	达标	达标
元坝 206H 井场最近敏感点	东北	161	38.2	39.1	20.5	20.5	38.3	39.2	达标	达标
元坝 15 井场	西北	122	44	36.7	22.9	22.9	/	/	达标	达标
	东北	9	44	36.7	45.5	45.5	/	/	达标	达标
	东南	7	44	36.7	47.7	47.7	/	/	达标	达标
	西南	23	44	36.7	37.4	37.4	/	/	达标	达标
元坝 206H 井场	北	8.5	40.7	42.3	46.0	46.0	/	/	达标	达标
	东	33	40.7	42.3	34.2	34.2	/	/	达标	达标
	南	60	40.7	42.3	29.1	29.1	/	/	达标	达标
	西	10	40.7	42.3	44.6	44.6	/	/	达标	达标

由上表和上图可知，本项目营运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防噪措施后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 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) 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。

10.3.1.2 非正常工况声环境影响分析

本项目运营期非正常情况下,采气站场产生放空火炬燃烧噪声,放空噪声在 100~110 dB (A) 之间,影响范围约 300m 左右。为了进一步降低放空火炬噪声对附近居民的影响,评价要求在火炬嘴设计消声装置。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。

10.4 声环境影响评价小结

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(如临时撤离)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。

11. 固体废物环境影响评价

11.1 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、生活垃圾、包装材料、施工废料等。

11.1.1 钻井固废环境影响分析

本项目单井按照钻井工程有4种不同钻井工艺组合情景，本次按照各污染物最大产生量情景进行影响分析。

(1) 一般工业固废

空气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。

空气钻固废（岩屑）和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

若井下发生复杂工况的时候则需改成油基泥浆钻进。水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生含油顶替泥浆。根据《国家危险废物名录》(2021年版)，含油钻井岩屑或废钻井泥浆以及顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。本项目共产生油基钻井固废约768t，共产生顶替泥浆约240t，各井场现场按照危废进行管理(HW08 072-001-08 危险废物)，现场设置危废暂存间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顶替泥浆的环境影响控制在当地环境可接受范围内。

11.1.2 废油环境影响分析

井场内设备保养润滑用油及跑冒滴漏产生的少量含油属于危险废物（物类别为HW08，废物代码 900-214-08），按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）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 ，并在危废暂存间设 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，无法回用的交有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。

11.1.3 生活垃圾和包装材料环境影响分析

生活垃圾可分为两类，如可降解的果皮、菜根、废纸、烟盒、剩饭菜等，不可降解的塑料制品、废金属、废电池等，这些垃圾在施工营地分类堆放，就近外运至当地垃圾处理场所进行处置。

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场所进行处置后，对环境影响较小。

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。

11.1.4 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循环使用，临时沉淀池内剩有少量灰尘和铁锈等废渣，产生量为 0.5t，属于一般固体废物，集中收集后委托环卫部门清运处理，对周围环境的影响较小。

11.1.5 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。施工废料可回收利用部分收集后回用，剩余不可回收部分依托当地环卫部门有偿清运，对周围环境的影响较小。

11.1.6 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。

综上所述，项目施工期固废均得到妥善处置，对周围环境影响较小。

11.2 运营期固废环境影响分析

11.2.1 生活垃圾环境影响分析

本项目采气生产期间每座采气站场值班人员 4 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/(d·人)计，预计采气生产期间每座井站生活垃圾产生量约为 2.0kg/d，总计约 12kg/d。生活垃圾通过在采气站场内设置垃圾收集桶，将垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理，对环境影响较小。

11.2.2 生产固废环境影响分析

生产固废主要为清管废渣。天然气管道每年一般进行 2 次清管，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，主要成份是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等，根据《国家危险废物名录》(2021 年版)，酸气管线清管废渣属于危险废物 (HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液，代码：900-007-09)，清管后及时交有资质单位处置，对环境影响较小。

11.2.3 废油环境影响分析

采气站场设备定期维护会产生废润滑油，属于危险废物 (HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液，代码：900-007-09)。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，对环境影响较小。

综上，项目产生的固废并分类收集后，严格按照固废的暂存管理，并采取有效的固废处置措施，使固废均得以妥善处置，对环境影响较小。

11.3 固废环境影响评价小结

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。

12. 土壤环境影响评价

12.1 土壤环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位及监测项目

为了解评价区土壤环境质量现状,委托四川省工业环境监测研究院于 2022 年 6 月 7 日~11 日对项目区域进行了土壤环境现状监测。

本项目土壤评价范围涉及土壤类型有碳酸盐紫色土和黄壤,综合考虑本项目区块内的 2 种土壤类型设置表层样监测点位,兼顾各井场内、外分别设置监测点,采用导则要求的均布性与代表性相结合的原则,本次环评共设置 13 个土壤监测点位。

表 12.1-1 土壤监测布点及监测项目表

(3) 评价标准

井场内部执行《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 和表 2 第二类用地风险筛选值要求;井场外农用地(水旱轮作地)范围,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) 表 1 中相应 pH 值下较严格的风险筛选值要求。

(4) 监测结果

土壤质量现状监测结果见下表。

表 12.1-2 土壤监测结果表(1)

表 12.1-3 土壤监测结果表(2)

表 12.1-4 土壤监测结果表(3)

表 12.1-5 土壤监测结果表(4)

(5) 评价方法

评价采用与标准值对比法。

(6) 评价结果

项目井场占地范围内点位土壤质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准(试行)》(GB36600-2018)中表1和表2第二类用地风险筛选值要求;厂界外位于井场外农用地(水旱轮作地)范围,土壤质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管理标准(试行)》(GB15618-2018)表1中相应pH值下较严格的风险筛选值要求。

12.2 施工期土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录A,本项目属于采矿业中天然气开采行业,项目类别为II类。

根据附录B分析,项目建设期土壤环境影响识别如下:

表 12.2-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	√	√	√	-	-	-	-	√
注:在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”,列表未涵盖的可自行设计								

表 12.2-2 生态影响型建设项目土壤环境影响途径识别表

影响结果	影响途径	具体指标	土壤环境影响目标
盐化/酸化/碱化/其他	物质输入/运移	-	林地、水田、旱地、园地、居民点、集中式水源地等
	水位变化	-	
	钻井前期表土剥离,土地的占用以及对地表环境的影响,导致土壤层次、结构发生改变,破坏原始植被,在短期内出现了局部裸地。		

表 12.2-3 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、积液池	放喷、压裂返排液、废水暂存	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子等	氯离子、石油烃	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
	泥浆料台区	泥浆储备	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子等	氯离子、石油烃、钡	事故
	重浆罐区	重浆储备	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子等	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。						

本项目建设期同时涉及土壤环境生态影响型与污染影响型。

12.2.1 土壤环境敏感目标

本项目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总则。

12.2.2 区域土壤环境现状

本项目井场和管线涉及苍溪县，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农田、林地内，场地和管线周围有农田、耕地。

(1) 地形地貌

苍溪县域受米仓山、大巴山构造控制，地势由东北向西南倾斜，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**1377**米为最高峰，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。最低八庙镇涧溪口海拔**353**米。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) 土壤类型和土壤理化性质

根据国家土壤信息平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）中查询中国**1: 400**万土壤类型图，查询项目所在地土壤类型分布及现场调查，本项目苍溪县评价范围内土壤类型为碳酸盐紫色土和黄壤。本次调查分别对该类型土样进行分析，其理化特性如下：

表 12.2-4 土壤理化特性调查表（1#）

表 12.2-5 土壤理化特性调查表（2#）

（3）土壤环境质量现状

项目占地范围内土壤各采样点各项指标均能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB 36600-2018）》表 1、表 2 第二类用地土壤污染风险筛选值。项目厂区范围外土壤各采样点各项指标均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB 15618-2018）》表 1 土壤污染风险筛选值。

据现场调查，本项目评价范围内分布土壤污染源主要为周边农业面源。农业污染主要为农药化肥的使用、农药废弃包装物和废弃农膜等。

12.2.3 施工期土壤环境影响预测与评价

（1）施工期生态影响型预测与评价

本项目施工期对土壤环境的影响主要是由管道施工开挖、道路以及井场平整引起的，施工期开挖及表土剥离，土地的占用以及对地表环境的影响，会导致土壤层次、土壤结构发生改变，破坏原始植被，在短期内出现了局部裸地，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。主要是对土壤结构、土壤的紧实度、土壤养分状况造成影响。

①对土壤结构的影响

土壤结构是土壤团聚体的总称。土壤结构直接影响土壤的松紧和孔隙状况，影响到土壤耕作和农作物幼苗出土、扎根的难易程度。因此，土壤结构体是调节土壤肥力最活跃的因素之一。土壤结构的形成不仅需要较长的时间，而且不同的土地利用方式也会对土壤结构产生影响，因此，其结构一旦破坏，要恢复就需要较长的时间，并花费较大的精力。

在施工中，管道施工开挖、道路以及井场平整，机械施工对一定范围内的土壤结构造成一定的破坏。土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15cm~25cm，是农作物根系生长和发达的层次。管道施工开挖、道路以及井场平整必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除占地的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放在管线两侧或者表土堆场占用耕地，也会破坏农田的耕作土，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

②对土壤紧实度的影响

土壤在形成过程中具有一定的分层特性，土壤表层为腐殖质层，中层为淋溶淀积层，底层为成土母质层。在耕作区，土壤经过人类改造，其土壤层次、深度与自然条件下形

成的土壤还有一定区别，表层为耕作层，深度约为 15~25cm，中层犁底层 20~40cm，40cm 以下为母质层。耕作层是作物根系分布密集区，土壤肥力、水分集中分布区。在土壤学中，以土壤紧实度作为土壤耕作层水分、通气的物理性状指标。在开挖地段，施工机械的碾压以及施工人员的频繁践踏，土壤的紧实度增大，在施工结束，土石方回填过程中，土壤又过于松散，土壤的紧实度减小。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

③土壤养分的流失

在土壤剖面各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远比心土层养分好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤本身的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43% 左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使是对表层土实行分层堆放和分层覆土，也难以保证管道工程完工后覆土表层土的养分不流失。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。而在实际操作中，如果施工队伍素质较差，管理又不善的话，就不易做到表土的分层堆放和分层覆土，管道工程造成的土壤养分流失就更加明显。

另外，修建施工便道施，通过运输机械（车辆）碾压，破坏地表植被和土壤物理结构，在风动力作用下极易散失，不仅造成扬尘影响区域环境空气质量，并且表土在风动力作用下易造成土地沙化。

④水土流失

本项目在施工期间，造成水土流失的主要因素是管道施工开挖、道路以及井场平整对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，防护措施不当也会引起水土流失。

本项目建设期产生的新建道路和井场平整剥离表层土堆存于井场外表土堆场内，管线开挖土分层堆放在管线两侧，堆存于表土堆场内的土待钻井结束后用于除地面工程用地以外其余临时用地的复垦表土。剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖篷布等严格的水保措施防止水土流失。施工结束后，通过对施工迹地的地表植被进行恢复，临时占地即

可恢复土壤的结构和功能，水土流失将得到有效控制。

综上采取上述措施的情况下，项目建设期土壤结构、土壤紧实度、土壤养分流失以及水土流失将得到有效控制，对土壤环境的影响可接受。

（2）施工期污染影响型预测与评价

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、CO、H₂S、HCl、颗粒物及挥发性有机物等，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

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、积液池等区域，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它流体或钻井泥浆污染，在导管段至 3000m 以内采用空气钻井，3000m 以下采用较清洁的水基泥浆，若遇井下复杂情况采用油基泥浆，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，最终产生的洗井废水、可回用的钻井废水和压裂返排液及时拉运至元坝气田重浆储备库暂存，同区域回用；不可回用的钻井废水和压裂返排液，经现场移动式一体化污水处理装置（隔油+混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注，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预测评价

元坝 104-1H 井场位于广元市苍溪县云峰镇马石村 1 组，与本项目采取相同或相近的钻井工艺、钻井物质、钻井设备以及污染防治措施。根据《元坝 104-1H 钻井工程竣工环境保护验收报告》，四川省工业环境监测研究院 2020 年 7 月对已经完钻的元坝 104-1H 井进行的土壤环境现状监测，监测时在占地范围内井口附近布设柱状样 1 个、循环系统硬化区域附近布设柱状样 1 个、放喷池边缘布设柱状样 1 个，井口硬化区域边缘布设表层样 1 个，在占地范围外布设 2 个表层样，各点位监测结果中基本项目均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB15618—2018）》，特征因子石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》筛选值。

同时，根据现场调查和资料收集，元坝气田中石化天然气钻采项目，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。

表 12.2-6 本项目土壤环境影响类比预测表

类比项目	本项目	元坝 104-1H 井	类比结果
地理位置	苍溪县	苍溪县	一致
项目建设内容	部署 6 座天然气钻采工程，以须家河组为主要目的层。钻采工艺采用常规钻井工艺“空气钻+水基钻井”，污染防治措施为川东北普遍措施	天然气钻采工程，以长兴组为主要目的层。钻采工艺采用常规钻井工艺“空气钻+水基钻井”，污染防治措施为川东北普遍措施	钻采工艺相似，污染物产生和治理措施一致
所在地环境特征	位于丘陵地区，外环境为耕地和散居农户为主，地下水资源较丰富，平均水位埋深 0.11~2.13m	位于丘陵地区，外环境为耕地和散居农户为主，地下水资源较丰富，平均水位埋深 2~4m	相似
土壤环境影响	项目施工期对土壤环境的影响是很小的	根据验收监测，该项目建设期未发生过土壤环境污染事故和土壤投诉，无超标和酸化、盐化或碱化现象	/
类比结果	项目施工期土壤环境的影响很小，可接受		

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，本项目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；完钻后对钻井期临时占地就行污染治理后恢复，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。

（3）施工期土壤污染防治措施

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。

A.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、积液池。

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，汇入集污坑后抽汲或自流至积液池，后续回用于水基泥浆调配用水。截水沟与自然沟渠连接，便于排除场地内未被污染的雨水等。

三级防控：本项目每个井场设置有 $800m^3$ 的积液池一座，在紧急状况下存放生产废水，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、积液池等区域，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、积液池在雨天加盖篷布，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，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于 0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑。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。

B. 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。

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露；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。

12.3 运营期土壤环境影响分析

12.3.1 运营期土壤环境影响识别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于采矿业中天然气开采行业，项目类别为Ⅱ类。

根据附录 B 分析，项目运营期土壤环境影响识别如下：

表 12.3-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
运营期	-	√	√	-	-	-	-	-
服务期满后	-	-	-	-	-	-	-	-
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计								

表 12.3-2 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	污水罐区、管线	采气废水	垂直入渗	pH、COD、氯离子、硫化物等	pH、氯离子、硫化物	事故
	工艺区	采气作业	垂直入渗	pH、COD、氯离子、硫化物等	pH、氯离子、硫化物	事故

本项目运营期为土壤环境污染影响型。

12.3.2 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总则。

12.3.3 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。对于污水罐区，在事故情况下会造成污染物的泄露，通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

本项目采气营运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，污水罐区和方井设置了围堰拦截污水罐事故状态下泄露的污水，同时污水罐周围设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置有排水沟与自然沟渠连接，便于疏导场地雨水。此外，本项目营运期对污水罐区、方井周边、工艺区采取重点防渗，污水罐暂存地层水及时转运，污水发生泄露进入土壤环境可能性较小，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。

根据采气二厂气田地下水和土壤环境现状调查项目，四川省华地新能源环保科技有限责任公司 2019 年 11 月进行的土壤采样检测报告（华地检 20190088 号 95）（附件 7），本项目所在的元坝气田土壤监测点位土壤监测因子均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）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（试行）》（GB15618-2018）中筛选值要求。因此，已运营的井场和集输管道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。因此，项目在运营期对土壤环境的影响是接受的。

12.3.4 运营期土壤污染防治措施

（1）源头控制措施

从采气过程气田水产生、储存、运输等全过程控制气田水泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对气田水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。

从采气过程入手，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

对于项目事故状态的废水，须贯彻“围、追、堵、截”的原则，本项目污水罐周围设置围堰，确保泄漏气田采出水废水事故情况下不得流出采气站场。

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：

a.分区防渗布置

同地下水分区防渗措施。

b.设备及管道

对易泄漏的火炬分液罐、分水分离器等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露；采气站场采气树、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；污水管道采取不易腐蚀的材质，并且污水管线持续注入缓蚀剂，进一步减缓管道腐蚀；在管道穿越河流、沟渠、公路时设置套管保护，防止管道泄漏，在管道转接接头处和理论上易出现破损的区域设置检查井方便管道维护；增加管道巡逻频次，及时发现问题，及时结果，减少管道泄漏概率。

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。

12.3.5 土壤环境跟踪监测计划

运营期对土壤环境进行定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。环评建议分别在各采气站场内、外各布设 1 个监测点。厂内监测点位置：污水罐/火炬分液罐处；场外监测点位置：采气站场外 0~200m 范围内靠近集输管线。具体布点见下表。

表 12.3-3 各采气站场土壤环境跟踪监测布点

监测点位编号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频率	执行标准
1#	采气站场工艺	柱状样 0~0.5m、0.5~1.5m、	pH 值、石油烃、硫化物、	项目投产运营后每 5 年	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

监测点位编号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频率	执行标准
	区附近	1.5~3.0m 分别取样	硫酸盐、氯化物	年监测一次	(GB36600-2018) 中表 1、表 2 第二类用地风险筛选值
2#	采气站场外 0~200m 范围内 可能存在污染的位置	柱状样 0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3.0m 分别取样	pH 值、石油 烃、硫化物、 硫酸盐、氯化物		《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 地风险筛选值要求

12.4 土壤环境影响评价小结

施工期和营运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。

13. 地下水环境影响评价

13.1 地下水环境影响评价重点

此次地下水环境影响评价，评价范围广涉及面积大，此次针对评价范围内，着重调查区内与地下水相关的保护区，针对评价区内相关保护区，调查是否与本项目的建设存场地存在水力联系，项目的建设是否对该保护区产生影响，对其影响程度是否在可接受范围之内。由于本项目的建设多位子基岩山区范围内，针对项目实际建设，以项目建设的场地构成小的水文地质单元范围内，项目的建设运营对周边分散式居民饮用水水源地的影响及超标情况，针对可能存在超标影响情况给出预防措施。

13.2 水文控制单元划分

根据区域水文地质资料，评价区均属嘉陵江流域，评价区按照排泄基准面可以划分为嘉陵江水文控制单元、东河水文控制单元，区内主要出露地层以白垩系为主，调查评价区范围内均无岩溶地层出露，少有第四系砂砾卵石层出露于苍溪县嘉陵江、东河河漫滩地及一、二级阶地区。

1、嘉陵江水文控制单元

元坝 702、元坝 206H、元坝 15 井场及其管线、位于本水文控制单元范围内，单元内主要出露以白垩系下统白龙组（K_{1b}）、白垩系下统苍溪组（K_{1c}）、白垩系下统七曲寺组（K_{1q}）碎屑岩，嘉陵江近苍溪县城河漫滩地区和一级阶地区少量出露第四系全新统（Q_{4^{al}}）砂砾卵石层和第四系中更系统（Q_{2^{fcl+al}}）砂砾卵石层。本单元所涉及井场及集输管道均下伏地层为白垩系碎屑岩地区。

2、东河水文控制单元

元坝 13、元坝 701 采气站及其管线，均位于本单元。本单元主要出露白垩系下统白龙组（K_{1b}）、苍溪组（K_{1c}）、七曲寺组（K_{1q}），东河河漫滩地及一级阶地区出露第四系全系统冲积层（Q_{4^{al}}）第四系中更系统（Q_{2^{fcl+al}}）砂砾卵石层。本单元有一处地下水水源地云峰镇龙王塘地下水水源地，为白垩系含水层取水井，目前已处于停用状态，该水源地拟撤销。

13.3 井场水文地质条件

本项目各井场水文地质条件见下表。

表 13.3-1 元坝 13 采气站场地水文地质条件一览表

编号	元坝 13 采气站
地形地貌	井场所在区域属于枝状单斜低山深谷地貌，井场高程 572m，处于山脊附近，地形坡降约 0.25
包气带特征	包气带由人工杂填土及碎屑岩浅层风化裂隙构成。
含水层及隔水层特征	井场下伏地层为 K1b，地层岩性为青灰色砂岩和砖红色泥质粉砂岩夹砖红色泥岩，底部有一层不稳定的钙质泥岩。砂岩和泥质粉砂岩与泥岩之比为 3: 1，场地含水层主要为红层风化裂隙含水层，地层中泥岩为含水层隔水底板。
地下水类型及富水性	井场分布区含水层为白垩系白龙组 (K1b) 红层风化裂隙含水层，钻孔涌水量 < 50t/d，泉井流量介于 0.01~0.1L/s，地下水径流模数 0.1~0.5L/s·km ² 。含水层富水性较差，水量较贫乏。
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元补给区为井场所在的山脊区域，大气降雨、塘堰为主要补给源，地下水接受补给后由北东向南西，于南西侧东河排泄。
地下水开发利用现状与功能	井场上游及下游存在风光村少量居民分散式取水井，地下水主要功能为分散式供水水源功能和维持井场周边生态功能。

表 13.3-2 元坝 701 采气站场地水文地质条件一览表

编号	元坝 701 采气站
地形地貌	井场所在区域属于枝状单斜低山深谷地貌，井场高程约 622m，与南侧山脊高差约 130m，地形坡降约 0.36
包气带特征	包气带由耕植土及碎屑岩浅层风化裂隙构成。
含水层及隔水层特征	井场下伏地层为 K1b，地层岩性为砾岩、砂岩、泥质粉砂岩，地层厚度约 350~580m，场地含水层主要为红层风化裂隙含水层，地层中泥岩及微风化层构成潜水含水层隔水底板。
地下水类型及富水性	井场分布区含水层为白垩系白龙组 (K1b) 红层风化裂隙含水层，钻孔一般涌水量为 50~100t/d，泉井流量介于 0.1~0.5L/s，地下水径流模数 0.2~0.5L/s·km ² 。含水层富水性较差，水量较贫乏。
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元补给区为井场南侧山区，大气降雨和塘堰为主要补给源，地下水接受补给后由南向北径流，于北侧陈家沟排泄。
地下水开发利用现状与功能	井场周边存在红旗桥村居民分散式取水井，地下水主要功能为分散式供水水源功能和维持井场周边生态功能。

表 13.3-3 元坝 702 采气站场地水文地质条件一览表

编号	元坝 702 采气站
地形地貌	井场所在区域属于枝状单斜低山深谷地貌，井场高程 629m，与东侧山脊高差约 60m，地形坡降约 0.3。
包气带特征	包气带由耕植土及碎屑岩浅层风化裂隙构成。
含水层及隔水层特征	井场下伏地层为 K1b，地层岩性为青灰色砂岩和砖红色泥质粉砂岩夹砖红色泥岩，底部有一层不稳定的钙质泥岩。砂岩和泥质粉砂岩与泥岩之比为 3: 1，场地含水层主要为红层风化裂隙含水层，地层中泥岩为含水层及微风化砂岩隔水底板。
地下水类型及富水性	井场分布区含水层为白垩系白龙组 (K1b) 红层风化裂隙含水层，钻孔涌水量 <50t/d，泉井流量介于 0.01~0.1L/s，地下水径流模数 0.1~0.5L/s·km ² 。含水层富水性较差，水量较贫乏。
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元补给区为平台西侧山区，大气降雨、塘、水库为主要补给源，地下水接受补给后由西向东径流，于东侧低洼处青盐沟排泄。
地下水开发利用现状与功能	井场周边存在青盐村居民分散式取水井，地下水主要功能为分散式供水水源功能和维持井场周边生态功能。

表 13.3-4 元坝 206H 采气站场地水文地质条件一览表

编号	元坝 206H 采气站
地形地貌	井场所在区域属于枝状单斜低山深谷地貌，井场高程 629m，与东侧山脊高差约 60m，地形坡降约 0.3
包气带特征	包气带由耕植土及碎屑岩浅层风化裂隙构成。
含水层及隔水层特征	井场下伏地层为 K1b，地层岩性为泥岩夹薄层粉细砂岩，砂砾岩较少，地层厚度约 180~430m，场地处含水层主要为红层风化裂隙含水层，地层中泥岩及微风化层构成潜水含水层隔水底板。
地下水类型及富水性	井场分布区含水层为白垩系剑白龙组 (K1b) 红层风化裂隙含水层，钻孔涌水量 <50t/d，泉井流量介于 0.01~0.1L/s，地下水径流模数 0.1~0.5L/s·km ² 。含水层富水性较差，水量较贫乏。
地下水补径排特征	井场所在的水文地质单元补给区为井场东侧山区，大气降雨为主要补给源，地下水接受补给后由东向西径流，于西侧低洼处马榔沟排泄。
地下水开发利用现状与功能	井场周边存在河山村居民分散式取水井，地下水主要功能为分散式供水水源功能和维持井场周边生态功能。

表 13.3-5 元坝 15 井场场地水文地质条件一览表

编号	元坝 15 井场
地形地 貌	井场所在区域属侵蚀剥蚀地形，井场高程 472m，与东侧山脊高差 30m，地形坡降约 0.1
包气带 特征	包气带由耕植土及碎屑岩浅层风化裂隙构成。
含水层 及隔水 层特征	井场下伏地层为 K1b，地层岩性为青灰色砂岩和砖红色泥质粉砂岩夹砖红色泥岩，底部有一层不稳定的钙质泥岩。砂岩和泥质粉砂岩与泥岩之比为 3: 1，场地含水层主要为红层风化裂隙含水层，地层中泥岩为含水层隔水底板。
地下水 类型及 富水性	井场分布区含水层为白垩系白龙组 (K1b) 红层风化裂隙含水层，钻孔涌水量 < 50t/d，泉井流量介于 0.01~0.1L/s，地下水径流模数 0.1~0.5L/s·km ² 。含水层富水性较差，水量较贫乏。
地下水 补径排 特征	井场所在的水文地质单元补给区为平台西侧山区，大气降雨、塘、水库为主要补给源，地下水接受补给后由西北向东南径流，于东南侧陈家河排泄。
地下水 开发利 用现状 与功能	井场周边侧向及下游存在桥沟村少量居民分散式取水井，地下水主要功能为分散式供水水源功能和维持井场周边生态功能。

13.4 水文地质试验统计

项目收集元坝区域相关水文地质试验，了解区域包气带的防污性能和含水层的渗透性。分为抽水和渗水试验叙述如下：

1、收集的抽水试验资料

根据项目所在地区域地层岩性，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，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 0.019~0.1829m/d 之间，渗透系数平均值约为 0.047m/d；东河水文控制单元主要收集梓潼幅和仪陇幅区域同岩性同富水性的白垩系抽水试验资料 3 组，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 0.004~0.0965m/d 之间，渗透系数平均值约为 0.033m/d，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。

表 13.4-1 嘉陵江水文控制单元收集的抽水试验成果统计表

图幅名称	钻孔编号	地层代号	厚度(m)	钻孔半径(m)	水位降低(m)	涌水量(m³/d)	影响半径(m)	渗透系数(m/d)
梓潼幅	3	K1j1	78.20	0.055	26.16	2.40	16.8	0.0041
					46.16	3.88	32.6	0.005
	5	K1jn+K1j2	41.34	0.065	10.00	61.97	55.0	0.1829
					14.40	68.60	73.2	0.1560
	6	K1j2+K1j1	25.50	0.075	8.04	2.16	7.00	0.0077
					16.04	2.42	10.90	0.0046
	9	K1j2	52.95	0.065	13.65	9.07	33.6	0.029
	11	K1j2	28.57	0.065	12.67	8.75	23.0	0.0289
	12	K1j1	190.74	0.065	18.25	54.90	22.0	0.0146
		K1j1	65.42	0.055	25.80	78.22	32.3	0.0157
	15	K1j2	63.80	0.055	10.00	32.83	38.5	0.0582
					30.00	38.88	84.4	0.0310
	16	K1j2	20.83	0.075	12.30	7.20	21.2	0.0356
		K1j2+K1j1	67.66	0.055	30.00	37.94	116.0	0.0358
		K1j2+K1j1	36.06	0.055	30.00	27.68	114.8	0.0823
	17	K1j2	23.82	0.065	12.11	24.91	35.7	0.0869
					15.08	32.40	46.3	0.0942
		K1j2+K1j1	38.83	0.055	21.11	28.17	29.5	0.0350
					36.14	44.23	67.4	0.0348
		K1j2+K1j1	57.50	0.055	38.05	4.75	16.6	0.0019

表 13.4-2 东河水文控制单元收集的抽水试验成果统计表

图幅名称	钻孔编号	地层代号	厚度(m)	钻孔半径(m)	水位降低(m)	涌水量(m³/d)	影响半径(m)	渗透系数(m/d)
梓潼幅	12	K1j1	190.74	0.065	18.25	54.90	22.0	0.0146
		K1j1	65.42	0.055	25.80	78.22	32.3	0.0157
仪陇幅	8	K1c	85.71	0.065	14.24	97.98	117.25	0.0965
					20.52	125.73		
					26.61	145.84		
	9	K1b	40.22	0.065	12.14	0.24	7.68	0.004

13.5 本项目与地下水相关保护区的位置关系

由于本项目和本项目地下水环境影响评价范围位于苍溪县和阆中市，根据现场调查与查询阆中市、苍溪县相关主管部门相关资料，项目地下水调查评价范围内无与地下水相关的保护区（地下水水源保护区、温泉、矿泉水等），与本项目井场最近的地下水相关保护区为云峰镇龙王塘地下水水源地，云峰镇龙王塘地下水水源地，取水口坐标东经 $106^{\circ}00'39''$ ，北纬 $31^{\circ}44'15''$ ，原设计服务人口 3200 人，设计日供水量 60 吨，目前已经停用，拟撤销该水源地。2006 年，广元市人民政府《关于对苍溪县龙山镇等 39 个乡镇农村集中式饮用水水源保护区划定方案的批复》（广府函〔2006〕248 号），对其保护区进行划定。划分了一级、二级和准保护区，划分结果如下：

一级保护区：从取水点为中心，半径 30 米范围内的水域、陆域；**二级保护区：**从取水点为中心，半径 30 米至 90 米范围内的陆域、水域。**准保护区：**二级保护区以外，以龙王塘取水点为下界，向二级保护区外沿左右水平延伸 10 米，高程 200 米的集雨区范围。

本项目距离龙王塘水源地最近的为元坝 701 采气站，相距 3.4km，且与水源地之间有多个山脊线相隔，本项目不位于该水源地补给区范围，项目的建设与运行不会对该水源地产生影响。

13.6 地下水环境污染现状调查

通过环境水文地质调查，评价区内地下水主要为裂隙孔隙水，多采用分散型开采方式，不会形成地下水开采漏斗。也无区域性地下水水位下降引起的土地次生荒漠化、地面沉降、地裂缝等，也无因农业灌溉导致局部地下水位上升产生的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题，未见由水、土引发的地方性疾病。

根据本次现场调查，评价区内工业活动少，地下水污染源主要包括生活污染源和农业污染源。

(1) 生活污染源：居民生活所产生的污水，包括日常生活污水，比如农户的厕所等。由于不同井场的项目区内居民住户比较分散，且生活污水排放量比较小，主要收集用于农业种植，对区域性地下水环境影响不大。

(2) 农牧业污染源：主要农业污染源来源于少量的农业生产、畜牧业养殖等，对分散式饮用水水源构成一定的威胁。农业生产过程中农药化肥的使用，形成面源污染。农药的大量使用可使有机磷及挥发性酚类含量增加，从而污染地下水环境。化肥的使用将造成水体中的氮含量增加，部分氨氮还将转化成 NO_3^- 、 NO_2^- ，对地下水环境造成影响。畜牧养殖产生的废污水主要通过粪池收集，用于农业生产，多形成点源污染使部分地下

水中菌落总数、总大肠菌群等超标。

(3) 工矿业污染源：根据对区内地下水环境调查结果，与本项目产生相同类型污染物的主要厂矿主要为天然气站场，通过地下水环境质量监测（回顾性评价）、居民走访调查和天然气井场资料收集分析可知，区内整体地下水环境质量良好。

13.7 区域地下水开发利用现状

结合对区域地下水开发利用调查，区域地下水开采多以家庭式水井开采为主，用于区域居民的洗涤、生活和饮用，少有用于农灌，开采井（泉）也多以供应一户至两户居多，少数开采井（泉）供应户数达到 20 户及以上，整体来说区域地下水开发利用状况较低，这也与红层地区富水性较贫乏有关。

13.8 地下水环境影响情景分析

本项目包含井场和地面集输工程（集输管道工程包括酸气管道、污水管道和燃气管道）。此次针对井场和地面集输工程按照施工期和运营期分开进行分析进行情景设定，其中对深层地下水的影响主要在施工期钻进及压裂作业。

13.8.1 施工期地下水环境影响情景分析及设定

13.8.1.1 浅层地下水影响情景分析

1、井场施工期

井场建设施工分为钻前工程和钻井工程，下面通过钻前工程和钻井工程对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 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

钻井工程产生的废水主要为气体钻阶段产生的除尘废水、钻井废水，洗井废水以及施工人员生活污水等。钻井施工人员生活污水由改进型生态厕所收集预处理后，拉运至附近当地生活污水厂处理达标后外排，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、集污罐或积液池及其它辅助工程，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，物料或污废水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，由于防渗层对污废水的阻隔，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钻井液漏失：钻井阶段钻井液发生失返性渗漏可能进入地下水造成地下水污染，由于本项目钻井阶段在导管段均采用清水钻钻进（清水加少量膨润土），正常情况下导管段结束至地下3000m段采用空气钻，后续采用水基泥浆钻进。总体来说在0~3000m采用清水钻和空气钻，避开钻进阶段泥浆在潜水含水层和直接利用的含水层中漏失而造成浅层地下水污染事故（清水钻阶段主要会有一些悬浮物，在岩层中会被过滤不予考虑）；

②在井场设备机油泄漏、固废以及钻井所需物料堆放不当，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物料跑冒滴涌：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积液池渗漏：一般积液池保持空置状态，主要为应急收集钻井、洗井，因防渗不到位或其它外力导致池子破裂，出现废水渗漏情形，可能对地下水造成不同程度的污染，由于积液池平时处于空置状态，只有在应急时才会收集废水，应急收集后会及时对其进行清理，保持空置状态，故总体对地下水的污染影响几率较小；

⑤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。

⑥池体渗漏：在放喷时会携带部分压裂液进入放喷池，放喷产生的压裂液通过及时清理至重叠液罐中，可以及时防止雨季导致压裂返排液外溢以及放喷池渗漏对地下水环境的影响；沉砂坑主要是收集气体钻阶段产生的岩屑和喷淋除尘废水，渗漏会造成地下水中的 SS 上升，在地层中 SS 被过滤后，对地下水影响较小。

故根据上述分析，本项目钻井工程对地下水的污染主要来自于地面罐体（主要是废水收集罐、柴油罐和重叠液罐）非正常工况下发生泄漏对地下水环境的污染影响。

2、地面集输工程施工期地下水环境影响分析

一般情况下，地面集输工程对地下水的影响主要有以下几个方面：

（1）管沟开挖对地下水局部流场的改变。本项目敷设管道的埋深一般小于 2m，管道埋深通常位于项目区域的地下水稳定埋深以上，且酸气管道、燃气管道和污水管道采用同沟铺设，减少了管沟开挖面积，因此管沟开挖对管道两侧的水文地质条件及地下水的局部流场影响非常小；

（2）管道施工场地的材料及施工机械在降雨作用下通过地下水的淋滤造成地下水水质受到影响。因此，施工期合理堆放材料，降雨季节做好防护措施，减少地下水造成污染；

（3）管道试压废水的排放可能对地下水水质有一定影响。通过调研分析，本工程采用清洁水进行管道的试压，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达到《污水综合排放标准》三级标准后，拉运至当地生活污水厂处理达标后外排，对地表水环境影响较小；

（4）本项目采气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，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进。总体来说对地下水环境影响较小。

总体来说地面集输工程施工期对地下水环境的影响较小。

13.8.1.2 深层地下水环境影响分析

对深层地下水的影响主要来自于钻井作业和压裂作业，其对深层地下水环境影响分析如下：

1、钻井作业对深层地下水环境影响分析

钻井作业如在水基钻和油基钻阶段可能会出现一定量的漏失，正常情况下钻井作业在导管段采用清水钻，导管段以下至地层以下 3000m 左右采用空气钻钻进，采用水基和油基钻井液钻进主要分布在地层以下约 3000m（地层分布在三叠系须家河组及以下）至

目的层；结合元坝气田海相（飞二段流体性质中气田水和长兴组气田水分析）和陆相地层气田水（须家河组地层水）分析，深层地下水呈现高矿化度、高含氯，长兴组地层水还呈现含硫化物的特征，基本属于难以开发利用的含水层。因此钻井作业若发生钻井液漏失进入深层含水层不会影响深层可开发利用含水层。

2、压裂作业对深层地下水环境影响分析

压裂作业主要位于目的层，压裂作业会有一部分压裂液进入到目的层并不返排，结合元坝气田海相气田水分析，深层地下水呈现高矿化度、高含氯、含硫化物的特征，基本属于难以开发利用的含水层。因此压裂液进入深层含水层不会影响深层可开发利用含水层。

13.8.2 运营期地下水环境情景分析及设定

1、集输管道

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，而且对压力感应比单独污水输送更灵敏，故在源强不做着重考虑，但仍应加强泄漏检查，防止混输的气液泄漏，气田水对地下水环境影响。故运营期对地下水的污染主要可能由污水管道破损引起。

污水管道中有井站采气过程中带出的气田水，气田水中主要含有 COD、硫化物、SS 和氯化物等。污水管道采用连续增强型复合管，运营期污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气田水发生小孔泄漏或断裂泄漏，一旦发生气田水泄漏，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

每座采气站场常驻人口约 4 人，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) 气田水

根据现场对采气场站调查，运营期采气场站会有一部分气田水从地层中带出地面，气田水在火炬分液罐分离后通过管道输送至依托的场站并最终进入相应的污水处理站，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。

13.9 地下水环境影响预测

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、东河水文控制单元两大地下水系统，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。

13.10 预测井场及管道选取

本项目各井场、管道施工、运营具有工艺共同特征，本项目井场与管道的建设运营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。

13.11 地下水环境影响预测源强

13.11.1 污染物泄漏量

1、罐体泄漏量

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)》，罐体泄漏可采用流体伯努利方程进行计算，计算公式如下：

式中 M —渗漏量， kg/s

$***_{\text{泄露}}$ —泄露面积（参考 HJ169-2018 中，罐体最易发生泄露频率中泄露孔径大小，按照泄露孔径 10mm 计算）；

g —重力加速度 ($9.81\text{m}^2/\text{s}$)；

h —罐体液体高度；

P, P_0 — P 为储罐内压力， P_0 为环境压力，（对于废水收集罐、重叠液罐、柴油罐、火炬分液罐 $P=P_0$ ）；

ρ —密度（废水收集罐、重叠液罐、火炬分液罐中按照水的密度 1000kg/m^3 ，柴油取 800kg/m^3 ）。

表 13.11-1 罐体泄漏污染物泄漏量表

井位	罐体	破损面积 (cm ²)	有效深度 (m)	泄漏速率 (kg/s)	渗漏时间 (min)	入渗 比例	模拟量 (kg)
元坝 206H 井场	废水收集罐	0.785	2	0.49	30	0.25	221.28
	重叠液罐	0.785	2.5	0.55	30	0.25	247.40
	柴油罐	0.785	2	0.39	30	0.25	175.50
	火炬分液罐	0.785	4	0.70	30	0.25	315.00
元坝 15井 场	废水收集罐	0.785	2	0.49	30	0.25	221.28
	重叠液罐	0.785	2.5	0.55	30	0.25	247.40
	柴油罐	0.785	2	0.39	30	0.25	175.50
	火炬分液罐	0.785	4	0.70	30	0.25	315.00
注：火炬分液罐中气田水容量约为罐体体积的 50%。							

注：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。

2、运营期污水管道泄漏源量

此次地下水渗漏概率参照《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 $10^{-6}/\text{年}$ 的时间是极小概率时间，而本项目选取的 2 条代表污水管道发生泄漏的概率均大于 10^{-6} ，所以污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 13.11-2 各段污水管道泄漏事故的发生概率

序号	管道名称	管径	长度 (km)	污水在线 量 (m ³)	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 206H~ 元坝 205-1	DN80	1.33	6.68	$2.0 \times 10^{-6}/$ (m·a)	$6.88 \times 10^{-3}/\text{a}$	$3.0 \times 10^{-7}/$ (m·a)	$1.03 \times 10^{-3}/\text{a}$
2	元坝 13~元 坝 101-1					$6.42 \times 10^{-3}/\text{a}$		$9.63 \times 10^{-4}/\text{a}$

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 5 条污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，本次模拟污水管道气田水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，当气田水管道发生泄漏时，站场出口闸阀自动关闭，并同时进行对管道进行检修，故渗漏按照瞬时源强进行概化。

13.11.2 预测因子及预测量

1. 预测因子

根据导则要求，项目预测因子选取重点应包括：①改、扩建项目已经排放的及将要产生的主要污染物；②难降解、易生物蓄积、长期接触对人体和生物产生危害作用的污染物，应特别关注持久性有机污染物；③国家或地方要求控制的污染物；④反映地下水循环特征和水质成因类型的常规项目或超标项目。

本次预测不考虑污染物在地层中降解吸附以及化学反应，选取废水中标准限值和不易被土壤过滤的因子进行标准指数排序，选取等标负荷较大的因子进行模拟预测。

表 13.11-3 洗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	-	6.5~9	6.5~8.5	1.33
COD _{Mn}	mg/L	≤667	3	222.33
石油类	mg/L	≤80	0.05	1600
SS	mg/L	≤200	-	-
氯化物	mg/L	≤2500	250	10

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 2000mg/L，因地下水 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 667 mg/L。

表 13.11-4 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	67~2000	3	667
石油类	mg/L	≤110	0.05	2200
SS	mg/L	≤200	-	-
氯化物	mg/L	≤5000	250	20
氨氮	mg/L	0~60	0.50	120

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 6000mg/L，因地下水 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 67~2000mg/L。

表 13.11-5 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	10
COD _{Mn}	mg/L	127~867	3	289
石油类	mg/L	5~200	0.05	4000
SS	mg/L	50~800	-	-
氯化物	mg/L	5200~12000	250	48

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 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 127~867 mg/L。

表 13.11-6 气田水污染物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
pH	-	6~8	6.5~8.5	2
COD _{Mn}	mg/L	1000~1700	3	566.67
氯化物	mg/L	26000~2800	250	112
SS	mg/L	50~400	-	-
硫化物	mg/L	1700~2400	0.02	120000

注：污染物根据监测报告数据统计，工程分析中 COD_{cr} 最大值为 3000~5100mg/L，因地下水 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。

根据排序比较，废水收集罐选取钻井废水石油类进行模拟预测，重叠液罐泄漏选取压裂返排液石油类进行预测分析，火炬分液罐和污水管道预测选取气田水中硫化物进行预测分析。

2、预测污染物的量

根据钻井废水、返排液和气田水污染物的浓度以及设定的污染物泄漏量，则预测因子泄漏量如下表。

表 13.11-7 废水收集罐泄漏石油类泄漏量

井位名称	钻井废水泄漏量 (m ³)	浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)
元坝 206H 井场	0.22	110	24.2
元坝 15 井场	0.22	110	24.2

表 13.11-8 重叠液罐泄漏石油类泄漏量

井位名称	返排液泄漏量 (m ³)	浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)
元坝 206H 井场	0.25	200	50
元坝 15 井场	0.25	200	50

表 13.11-9 污水管道泄漏硫化物泄漏量

管道	气田水泄漏量 (m³)	浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)
元坝 13~元坝 101-1	17.28	2400	41472
元坝 206H~元坝 205-1	16.13	2400	38712

表 13.11-10 火炬分液罐泄漏硫化物泄漏量

管道	气田水泄漏量 (m³)	浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)
元坝 206H 井场	0.32	2400	768
元坝 15 井场	0.32	2400	768

13.12 地下水环境影响预测模型概化

1、模型概化

污染物将以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。建设场地地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在潜水含水层中的迁移，由于泄漏时间均在 1d 内相对于模拟时间 3650d 较短，可概化为瞬时注入示踪剂（平面瞬时点源）的一维稳定流动二维水动力弥散问题，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。

式中：x、y—计算点处的位置坐标，m；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，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—横向弥散系数，m²/d；

π—圆周率；

将本次预测所用模型转换形式后可得：

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

从上式可以看出，当污染物排放量一定，排放时间一定时，同一浓度等值线为一椭圆，在不考虑化学反应和吸附讲解的情况下，同一地点污染物的贡献浓度仅与其污染物

的量有关。

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 D_L ，污染物横向弥散系数 D_T 。这些参数主要由本次工作的水文地质资料以及类比区域最新的勘察成果来确定。

2、参数选取

①含水层厚度 M ：结合区域相关地质钻孔数据及收集的邻近钻孔数据，含水层厚度在 40.22~190.74m 之间，本次模拟综合考虑取值见表 8.14-1。

②瞬时注入的示踪剂质量 m_M ：事故期进入地下水的污染物质量。

③含水层的平均有效孔隙度 n ：考虑含水层岩性特征，根据相关经验，综合考虑有效孔隙度取 0.05。

④渗透系数 K ：根据区域收集的水文地质试验数据，进行综合取值。

④水流速度 u ：根据收集抽水试验参数，结合现场实地调查，结合项目区地下水水位水力坡度综合取值 0.15~0.25。地下水渗流速度 $v=KI$ ，水流速度取实际 $u=v/n$ 。

⑤纵向 X 方向的弥散系数 D_L ：根据文献资料（Gelhar, 1992）弥散系数受观测尺度影响较大，纵向弥散度高可靠性区域主要集中于 $10^0 \sim 10^1$ 图 8.14-1，弥散系数与弥散度、渗流速度成正比。依据《地下水污染模拟预测评估工作指南》（试行稿），裂隙介质弥散度取值在 0.5~38.1m 之间，故纵向弥散度取 20m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数 $D_L=au$ 。

⑥横向 Y 方向的弥散系数 D_T ：根据经验一般 $D_T=0.1d_L$ 。

表 13.12-1 参数取值表

井位	M	n	K	I	u	D_L	D_T
元坝 206H 井场	80m	0.05	0.09m/d	0.15	0.34m/d	6.8m ² /d	0.68m ² /d
元坝 15 井场	50m	0.05	0.08 m/d	0.25	0.4m/d	8m ² /d	0.8m ² /d

2、预测时间

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 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，至少包括污染发生后 100 天、1000 天、服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

结合项目实际，以及计算地下水流速和下游排泄距离本次评价预测时间节点 30d、100d、1000d、3650d（污染物渗漏后 10 年）。

13.13 地下水影响预测

13.13.1 施工期地下水环境影响预测

1、元坝 206H 井场

(1) 废水收集罐泄漏

表 13.13-1 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0075	0.0055	0.0022	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0066	0.0049	0.0019	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0046	0.0034	0.0014	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0025	0.0019	0.0007	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0011	0.0008	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-2 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0018	0.0017	0.0013	0.0004	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0021	0.0019	0.0014	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0022	0.0020	0.0015	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0022	0.0020	0.0015	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0020	0.0019	0.0014	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0005	0.0004	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-3 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
400	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
500	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-4 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-5 废水收集罐泄漏石油类各时间点超标范围

污染源量 (g)	模拟时间 (天)	中心迁移距离 (m)	最大贡献浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	影响距离 (m)
24.2	30	10.2	0.0075	/	/
	100	34	0.0022	/	/
	1000	340	0.0002	/	/
	3650	-	-	-	-

根据预测，废水收集罐泄漏，石油类在预测时间点范围内无超标(贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$)情况和高于检出限(贡献值 $\geq 0.01\text{mg/L}$)的情况。由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出(现状值按0计算)，在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内无超标情况。

(2) 重叠液罐泄漏

表 13.13-6 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度(30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0154	0.0113	0.0045	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0137	0.0101	0.0040	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0095	0.0070	0.0028	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0052	0.0038	0.0015	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0022	0.0016	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-7 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度(100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0037	0.0034	0.0026	0.0009	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0043	0.0039	0.0030	0.0010	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0046	0.0042	0.0032	0.0011	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0046	0.0042	0.0032	0.0010	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0042	0.0038	0.0029	0.0010	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0009	0.0009	0.0006	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-8 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
300	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
400	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003	0.0002	0.0000	0.0000
500	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-9 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-10 重叠液罐泄漏石油类各时间点超标范围

污染源量 (g)	模拟时间 (天)	中心迁移距离 (m)	最大贡献浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
50	30	10.2	0.0154	/	29.01
	100	34	0.0046	/	/
	1000	340	0.0005	/	/
	3650	-	/	/	/

根据预测，重叠液罐泄漏，石油类在预测时间点范围内无超标（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）情况，最大纵向影响距离为 29.01m（贡献值 $\geq 0.01\text{mg/L}$ ），最大横向影响距离不超过 10m。由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内无超标情况。

（3）柴油罐泄漏

表 13.13-11 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（30d，单位：mg/L）

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	54.1198	39.8382	15.8903	0.4022	0.0000	0.0000	0.0000
20	48.1130	35.4166	14.1266	0.3576	0.0000	0.0000	0.0000
30	33.4753	24.6416	9.8288	0.2488	0.0000	0.0000	0.0000
40	18.2281	13.4179	5.3520	0.1355	0.0000	0.0000	0.0000
50	7.7681	5.7182	2.2808	0.0577	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0028	0.0020	0.0008	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-12 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（100d，单位：mg/L）

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	13.1380	11.9843	9.0963	3.0190	0.0013	0.0000	0.0000
20	15.1079	13.7812	10.4601	3.4716	0.0015	0.0000	0.0000
30	16.1415	14.7240	11.1757	3.7092	0.0016	0.0000	0.0000
40	16.0232	14.6162	11.0939	3.6820	0.0016	0.0000	0.0000
50	14.7783	13.4805	10.2319	3.3959	0.0015	0.0000	0.0000
100	3.2733	2.9859	2.2663	0.7522	0.0003	0.0000	0.0000
200	0.0006	0.0006	0.0004	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-13 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0296	0.0294	0.0286	0.0256	0.0118	0.0007	0.0000
20	0.0376	0.0373	0.0363	0.0325	0.0150	0.0010	0.0000
30	0.0474	0.0470	0.0457	0.0409	0.0189	0.0012	0.0000
40	0.0594	0.0588	0.0572	0.0512	0.0237	0.0015	0.0000
50	0.0737	0.0731	0.0711	0.0637	0.0294	0.0019	0.0000
100	0.1954	0.1936	0.1883	0.1686	0.0779	0.0049	0.0000
200	0.7899	0.7826	0.7613	0.6818	0.3151	0.0200	0.0002
300	1.5309	1.5169	1.4757	1.3216	0.6106	0.0388	0.0004
400	1.4224	1.4094	1.3710	1.2279	0.5673	0.0360	0.0004
500	0.6335	0.6277	0.6106	0.5469	0.2527	0.0160	0.0002
600	0.1353	0.1340	0.1304	0.1168	0.0539	0.0034	0.0000

表 13.13-14 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003	0.0003	0.0001	0.0000
500	0.0018	0.0018	0.0017	0.0017	0.0014	0.0006	0.0002
600	0.0071	0.0071	0.0070	0.0068	0.0055	0.0026	0.0007

表 13.13-15 柴油罐泄漏石油类各时间点超标范围

污染源量 (g)	模拟时间 (天)	中心迁移距离 (m)	最大贡献浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
175500	30	10.2	54.1224	85.71	93.96
	100	34	16.2367	159.42	175.81
	1000	340	1.6237	647.70	712.10
	3650	-	-	-	-

根据预测,若柴油罐泄漏,石油类在预测时间点范围内最大贡献超标距离为 647.70m (贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$),横向最大超标距离不超过 100m,最大影响距离为 712.10m (贡献值 ≥ 0.01),横向最大影响距离不超过 150m。由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出(现状值按 0 计算),在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内纵向最大贡献超标距离为 647.70m (贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$),横向最大超标距离不超过 100m。

2、元坝 15 井场

(1) 废水收集罐泄漏

表 13.13-16 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0101	0.0078	0.0036	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0095	0.0073	0.0034	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0072	0.0056	0.0026	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0045	0.0035	0.0016	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0023	0.0017	0.0008	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-17 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0023	0.0021	0.0017	0.0007	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0027	0.0025	0.0020	0.0008	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0030	0.0027	0.0022	0.0008	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0030	0.0028	0.0022	0.0009	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0030	0.0027	0.0022	0.0008	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0010	0.0009	0.0007	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-18 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
400	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
500	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
600	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-19 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-20 废水收集罐泄漏石油类各时间点超标范围

污染源量(g)	模拟时间(天)	中心迁移距离(m)	最大贡献浓度(mg/L)	最大超标距离(m)	最大影响距离(m)
17.6	30	12	0.0074	/	/
	100	40	0.0022	/	/
	1000	400	0.0002	/	/
	3650	-	-	-	-

根据预测，废水收集罐泄漏，石油类在预测时间点范围内无超标（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）情况和高于检出限（贡献值 $\geq 0.01\text{mg/L}$ ）的情况。由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出（现状值按0计算），在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内无超标情况。

(2) 重叠液罐泄漏

表 13.13-21 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度(30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0209	0.0161	0.0074	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0196	0.0151	0.0069	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0150	0.0115	0.0053	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0093	0.0071	0.0033	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0047	0.0036	0.0016	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-22 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0047	0.0044	0.0035	0.0014	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0056	0.0051	0.0041	0.0016	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0061	0.0056	0.0045	0.0017	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0063	0.0058	0.0046	0.0018	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0061	0.0056	0.0045	0.0017	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0020	0.0019	0.0015	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-23 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
300	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
400	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0003	0.0000	0.0000
500	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
600	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-24 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-25 重叠液罐泄漏石油类各时间点超标范围

污染源量 (g)	模拟时间 (天)	中心迁移距离 (m)	最大贡献浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
50	30	12	0.0210	/	38.67
	100	40	0.0063	/	/
	1000	400	0.0006	/	/
	3650	-	/	/	/

根据预测, 重叠液罐泄漏, 石油类在预测时间点范围内无超标 (贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$) 情况, 最大纵向影响距离 (贡献值 $\geq 0.01\text{mg/L}$) 为 38.67m, 横向最大影响距离不超过 10m。由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出 (现状值按 0 计算), 在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内无超标情况。

(3) 柴油罐泄漏

表 13.13-26 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	73.3004	56.4949	25.8652	1.1364	0.0000	0.0000	0.0000
20	68.8594	53.0720	24.2981	1.0676	0.0000	0.0000	0.0000
30	52.5220	40.4803	18.5332	0.8143	0.0000	0.0000	0.0000
40	32.5269	25.0694	11.4776	0.5043	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
50	16.3555	12.6057	5.7713	0.2536	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0231	0.0178	0.0082	0.0004	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-27 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	16.6683	15.4157	12.1948	4.7756	0.0067	0.0000	0.0000
20	19.4872	18.0228	14.2572	5.5832	0.0079	0.0000	0.0000
30	21.4026	19.7941	15.6584	6.1319	0.0087	0.0000	0.0000
40	22.0819	20.4225	16.1555	6.3266	0.0089	0.0000	0.0000
50	21.4026	19.7941	15.6584	6.1319	0.0087	0.0000	0.0000
100	7.1690	6.6302	5.2449	2.0539	0.0029	0.0000	0.0000
200	0.0074	0.0069	0.0054	0.0021	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-28 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0190	0.0189	0.0185	0.0168	0.0087	0.0008	0.0000
20	0.0242	0.0240	0.0235	0.0214	0.0111	0.0011	0.0000
30	0.0306	0.0304	0.0297	0.0270	0.0140	0.0013	0.0000
40	0.0385	0.0382	0.0373	0.0340	0.0176	0.0017	0.0000
50	0.0480	0.0477	0.0466	0.0424	0.0220	0.0021	0.0000
100	0.1326	0.1316	0.1285	0.1170	0.0607	0.0058	0.0001
200	0.6327	0.6277	0.6132	0.5583	0.2897	0.0278	0.0006

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
300	1.6155	1.6030	1.5658	1.4257	0.7397	0.0710	0.0014
400	2.2082	2.1910	2.1403	1.9487	1.0110	0.0970	0.0020
500	1.6155	1.6030	1.5658	1.4257	0.7397	0.0710	0.0014
600	0.6327	0.6277	0.6132	0.5583	0.2897	0.0278	0.0006
700	0.1326	0.1316	0.1285	0.1170	0.0607	0.0058	0.0001
800	0.0149	0.0148	0.0144	0.0131	0.0068	0.0007	0.0000

表 13.13-29 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000
600	0.0011	0.0011	0.0011	0.0010	0.0009	0.0005	0.0002
700	0.0043	0.0043	0.0043	0.0042	0.0035	0.0018	0.0006
800	0.0145	0.0145	0.0144	0.0140	0.0117	0.0062	0.0021

表 13.13-30 柴油罐泄漏石油类各时间点超标范围

污染源量 (g)	模拟时间 (天)	中心迁移距离 (m)	最大贡献浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
175500	30	12	73.6065	95.68	104.46
	100	40	22.0819	179.61	196.98
	1000	400	2.2082	748.18	815.61
	3650	-	-	-	-

根据预测, 若柴油罐泄漏, 石油类在预测时间点范围内最大贡献超标 (贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$) 距离 748.18m, 横向最大超标距离不超过 150m, 最大影响距离 (贡献值 ≥ 0.01) 为达到 815.69m, 横向最大影响距离达到 150m。由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出 (现状值按 0 计算), 在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内最大超标距离为 748.18m, 横向最大超标距离不超过 150m。

13.13.2 运营期地下水环境影响预测

1、污水管道断裂污染物预测

(1) 元坝 13~元坝 101-1 污水管道断裂污染物预测

污水管道破裂污染范围及迁移距离见下表。

表 13.13-31 元坝 13~元坝 101-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	12.7889	9.4141	3.7550	0.0950	0.0000	0.0000	0.0000
20	11.3695	8.3692	3.3382	0.0845	0.0000	0.0000	0.0000
30	7.9105	5.8230	2.3226	0.0588	0.0000	0.0000	0.0000
40	4.3074	3.1708	1.2647	0.0320	0.0000	0.0000	0.0000
50	1.8357	1.3512	0.5390	0.0136	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0007	0.0005	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
900	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-32 元坝 13~元坝 101-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	3.1046	2.8320	2.1495	0.7134	0.0003	0.0000	0.0000
20	3.5701	3.2566	2.4718	0.8204	0.0004	0.0000	0.0000
30	3.8144	3.4794	2.6409	0.8765	0.0004	0.0000	0.0000
40	3.7864	3.4539	2.6216	0.8701	0.0004	0.0000	0.0000
50	3.4922	3.1856	2.4179	0.8025	0.0004	0.0000	0.0000
100	0.7735	0.7056	0.5355	0.1777	0.0001	0.0000	0.0000
200	0.0002	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
900	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-33 元坝 13~元坝 101-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0070	0.0069	0.0067	0.0060	0.0028	0.0002	0.0000
20	0.0089	0.0088	0.0086	0.0077	0.0035	0.0002	0.0000
30	0.0112	0.0111	0.0108	0.0097	0.0045	0.0003	0.0000
40	0.0140	0.0139	0.0135	0.0121	0.0056	0.0004	0.0000
50	0.0174	0.0173	0.0168	0.0150	0.0070	0.0004	0.0000
100	0.0462	0.0457	0.0445	0.0398	0.0184	0.0012	0.0000
200	0.1867	0.1849	0.1799	0.1611	0.0744	0.0047	0.0000
300	0.3618	0.3585	0.3487	0.3123	0.1443	0.0092	0.0001
400	0.3361	0.3330	0.3240	0.2902	0.1341	0.0085	0.0001
500	0.1497	0.1483	0.1443	0.1292	0.0597	0.0038	0.0000
600	0.0320	0.0317	0.0308	0.0276	0.0127	0.0008	0.0000
700	0.0033	0.0032	0.0032	0.0028	0.0013	0.0001	0.0000
800	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
900	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-34 元坝 13~元坝 101-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
500	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003	0.0002	0.0000
600	0.0017	0.0017	0.0017	0.0016	0.0013	0.0006	0.0002
700	0.0055	0.0055	0.0055	0.0053	0.0043	0.0020	0.0006
800	0.0148	0.0148	0.0147	0.0142	0.0115	0.0054	0.0015
900	0.0326	0.0325	0.0323	0.0313	0.0253	0.0119	0.0034
1000	0.0586	0.0584	0.0580	0.0562	0.0455	0.0214	0.0061
1100	0.0860	0.0858	0.0852	0.0826	0.0669	0.0314	0.0089
1200	0.1034	0.1031	0.1023	0.0993	0.0803	0.0377	0.0107
1300	0.1015	0.1012	0.1005	0.0975	0.0789	0.0371	0.0105

表 13.13-35 污水管道泄漏硫化物各时间点超标范围

污染源量 (g)	模拟时间 (天)	中心迁移距离 (m)	最大贡献浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
41472	30	10.2	12.7895	82.81	90.22
	100	34	3.8369	153.58	168.43
	1000	340	0.3837	623.49	683.62
	3650	1241	0.1051	1300	1300

根据预测, 若元坝 13~元坝 101-1 污水管道断裂, 硫化物在预测时间点范围内贡献浓度最大纵向超标(贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$)距离达到 1300m, 横向最大超标距离不超过 150m, 最大影响距离(贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$)达到 1300m, 横向最大影响距离达到 150m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出(现状值按 0 计算), 在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到 1300m, 横向最大超标距离不超过 150m。

(2) 元坝 206H~元坝 205-1 污水管道断裂污染物预测

表 13.13-36 元坝 206H~元坝 205-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	16.1687	12.4617	5.7054	0.2507	0.0000	0.0000	0.0000
20	15.1891	11.7067	5.3597	0.2355	0.0000	0.0000	0.0000
30	11.5854	8.9292	4.0881	0.1796	0.0000	0.0000	0.0000
40	7.1748	5.5298	2.5317	0.1112	0.0000	0.0000	0.0000
50	3.6077	2.7806	1.2730	0.0559	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0051	0.0039	0.0018	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-37 元坝 206H~元坝 205-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	3.6767	3.4004	2.6899	1.0534	0.0015	0.0000	0.0000
20	4.2985	3.9755	3.1449	1.2315	0.0017	0.0000	0.0000
30	4.7210	4.3662	3.4540	1.3526	0.0019	0.0000	0.0000
40	4.8709	4.5048	3.5636	1.3955	0.0020	0.0000	0.0000
50	4.7210	4.3662	3.4540	1.3526	0.0019	0.0000	0.0000
100	1.5813	1.4625	1.1569	0.4531	0.0006	0.0000	0.0000
200	0.0016	0.0015	0.0012	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-38 元坝 206H~元坝 205-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0042	0.0042	0.0041	0.0037	0.0019	0.0002	0.0000
20	0.0053	0.0053	0.0052	0.0047	0.0024	0.0002	0.0000
30	0.0068	0.0067	0.0065	0.0060	0.0031	0.0003	0.0000
40	0.0085	0.0084	0.0082	0.0075	0.0039	0.0004	0.0000
50	0.0106	0.0105	0.0103	0.0093	0.0049	0.0005	0.0000
100	0.0293	0.0290	0.0284	0.0258	0.0134	0.0013	0.0000
200	0.1396	0.1385	0.1353	0.1232	0.0639	0.0061	0.0001
300	0.3564	0.3536	0.3454	0.3145	0.1632	0.0157	0.0003
400	0.4871	0.4833	0.4721	0.4299	0.2230	0.0214	0.0004
500	0.3564	0.3536	0.3454	0.3145	0.1632	0.0157	0.0003
600	0.1396	0.1385	0.1353	0.1232	0.0639	0.0061	0.0001
700	0.0293	0.0290	0.0284	0.0258	0.0134	0.0013	0.0000
800	0.0033	0.0033	0.0032	0.0029	0.0015	0.0001	0.0000

表 13.13-39 元坝 206H~元坝 205-1 污水管道断裂地下水硫化物贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000
700	0.0009	0.0009	0.0009	0.0009	0.0008	0.0004	0.0001
800	0.0032	0.0032	0.0032	0.0031	0.0026	0.0014	0.0005

表 13.13-40 污水管道泄漏硫化物各时间点超标范围

污染源量(g)	模拟时间(天)	中心迁移距离(m)	最大贡献浓度(mg/L)	最大超标距离(m)	最大影响距离(m)
38712	30	12	16.2362	92.20	100.11
	100	40	4.8709	172.61	188.40
	1000	400	0.4871	719.66	782.81
	3650	-	-	-	-

根据预测，若元坝 206H~元坝 205-1 污水管道断裂，硫化物在预测时间点范围内最大贡献超标（贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$ ）距离为 719.66m，横向最大超标距离不超过 150m；最大影响距离（贡献值 $\geq 0.005\text{ mg/L}$ ）达到 782.81m，横向最大影响距离不超过 150m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到为 719.66m，横向最大超标距离不超过 150m。

2、火炬分液罐泄漏污染物影响预测

(1) 元坝 206H 井场火炬分液罐泄漏污染物预测

表 13.13-41 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.2368	0.1743	0.0695	0.0018	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.2105	0.1550	0.0618	0.0016	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.1465	0.1078	0.0430	0.0011	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0798	0.0587	0.0234	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0340	0.0250	0.0100	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-42 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0575	0.0524	0.0398	0.0132	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0661	0.0603	0.0458	0.0152	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0706	0.0644	0.0489	0.0162	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0701	0.0640	0.0485	0.0161	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
50	0.0647	0.0590	0.0448	0.0149	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0143	0.0131	0.0099	0.0033	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-43 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
20	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
30	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
40	0.0003	0.0003	0.0003	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
50	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
100	0.0009	0.0008	0.0008	0.0007	0.0003	0.0000	0.0000
200	0.0035	0.0034	0.0033	0.0030	0.0014	0.0001	0.0000
300	0.0067	0.0066	0.0065	0.0058	0.0027	0.0002	0.0000
400	0.0062	0.0062	0.0060	0.0054	0.0025	0.0002	0.0000
500	0.0028	0.0027	0.0027	0.0024	0.0011	0.0001	0.0000
600	0.0006	0.0006	0.0006	0.0005	0.0002	0.0000	0.0000

表 13.13-44 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-45 火炬分液罐泄漏地下水硫化物超标范围

污染源量(g)	模拟时间(天)	中心迁移距离(m)	最大贡献浓度(mg/L)	最大超标距离(m)	影响距离(m)
768	30	10.2	0.2368	55.11	66.31
	100	34	0.0711	92.73	118.97
	1000	340	0.0071	/	437.84
	3650	-	-	-	-

根据预测，火炬分液罐泄漏，硫化物在预测时间点范围内最大纵向超标距离为 92.73m (贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$)，最大横向超标距离不超过 20m，最大纵向影响距离为 102.80m (贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$)，最大横向影响距离不超过 50m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出 (现状值按 0 计算)，在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到为 92.73m，横向最大超标距离不超过 20m。

(2) 元坝 15 井场火炬分液罐泄漏污染物影响预测

表 13.13-46 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (30d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.3208	0.2472	0.1132	0.0050	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.3013	0.2322	0.1063	0.0047	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.2298	0.1771	0.0811	0.0036	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.1423	0.1097	0.0502	0.0022	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0716	0.0552	0.0253	0.0011	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-47 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (100d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0729	0.0675	0.0534	0.0209	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0853	0.0789	0.0624	0.0244	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0937	0.0866	0.0685	0.0268	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
40	0.0966	0.0894	0.0707	0.0277	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0937	0.0866	0.0685	0.0268	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0314	0.0290	0.0230	0.0090	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-48 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (1000d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
40	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
50	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
100	0.0006	0.0006	0.0006	0.0005	0.0003	0.0000	0.0000
200	0.0028	0.0027	0.0027	0.0024	0.0013	0.0001	0.0000
300	0.0071	0.0070	0.0069	0.0062	0.0032	0.0003	0.0000
400	0.0097	0.0096	0.0094	0.0085	0.0044	0.0004	0.0000
500	0.0071	0.0070	0.0069	0.0062	0.0032	0.0003	0.0000
600	0.0028	0.0027	0.0027	0.0024	0.0013	0.0001	0.0000
700	0.0006	0.0006	0.0006	0.0005	0.0003	0.0000	0.0000
800	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000

表 13.13-49 火炬分液罐泄漏地下水硫化物贡献浓度 (3650d, 单位: mg/L)

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
800	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000

表 13.13-50 火炬分液罐泄漏地硫化物各时间点超标影响范围

污染源量(g)	模拟时间(天)	中心迁移距离(m)	最大贡献浓度(mg/L)	最大超标距离(m)	最大影响距离(m)
768	30	12	0.3221	63.66	75.24
	100	40	0.0966	111.01	137.36
	1000	400	0.0097	/	545.26
	3650	-	-	-	-

根据预测，火炬分液罐泄漏，硫化物在预测时间点范围内最大纵向超标距离为 111.01m（贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$ ），最大横向超标距离不超过 50m，最大影响纵向影响距离为 545.26m（贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$ ），最大横向影响距离不超过 50m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到为 111.01m，横向最大超标距离不超过 50m。

13.14 地下水环境影响分析评价

根据分析，本项目对地下水环境的主要影响包括：井场施工期罐体泄漏对地下水环境的影响，以及运营期火炬分液罐泄漏和污水管道泄漏对地下水环境的影响。

1、施工期地下水环境影响评价

根据情景分析施工期对地下水的环境影响主要来自于地面罐体泄漏对地下水环境的影响。若地面罐体发生泄漏对地下水含水层和分散式水源影响如下：

（1）施工期罐体泄漏污染影响范围

嘉陵江水文控制单元以元坝 206H 井场作为代表预测井场，根据预测。废水收集罐泄漏以石油类作为代表预测因子，在预测时间点范围内，石油类贡献浓度不会超过《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类限值要求和检出限；重叠液罐泄漏，以石油类作为代表预测因子，在预测时间点范围内，石油类贡献浓度不会超过《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类限值要求，在小范围内会超过石油类检出限值；柴油罐泄漏，石油类在预测时间点范围内贡献浓度最大纵向超标距离为 647.70m（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ），

横向最大超标距离不超过 100m，最大影响距离（贡献值 ≥ 0.01 ）为 712.10m，横向最大影响距离不超过 150m，由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内纵向最大贡献超标距离为 647.70m（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ），横向最大超标距离不超过 100m。

东河水文控制单元以元坝 15 井场为代表，根据预测，若废水收集罐泄漏以石油类作为代表预测因子，在预测时间点范围内，石油类贡献浓度不会超过《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类限值要求和检出限；若重叠液罐泄漏，以石油类作为代表预测因子，在预测时间点范围内，石油类贡献浓度不会超过《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类限值要求，在小范围内会超过石油类检出限值；若柴油罐泄漏，石油类在预测时间点范围内贡献浓度最大超标最大纵向超标距离为柴油罐下游 748.18m（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ），横向最大超标距离不超过 150m，最大影响距离为 815.69m（贡献值 ≥ 0.01 ），横向最大影响距离达到 150m，由于本项目所有地下水点位中石油类均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后石油类在预测时间点范围内最大超标距离为 748.18m，横向最大超标距离不超过 150m。

（2）施工期罐体泄漏对居民分散式水源的影响

根据选取井位和设置的情景进行预测，根据预测结果，并结合各个井位周边地下水分散水源的分布情况，施工期主要会因柴油罐泄漏造成井场周边居民分散式取水井造成超标和影响。施工期对地下水分散式水源地的影响情况如下表：

表 13.14-1 柴油罐泄漏对分散式水源影响情况统计表

井位	对分散式水源的影响
元坝 13 采气站	下游东南侧 1 口分散式取水井会位于超标范围内
元坝 701 采气站	下游东南侧 2 个分散式取水井会位于超标范围内
元坝 702 采气站	下游东北 1 口居民泉水点会位于超标范围内
元坝 206H 井场	下游东南 1 口居民泉水点会位于超标范围内
元坝 15 井场	下游东南侧 4 口居民泉水点会位于超标范围内

可以看出在井场钻井过程中若发生非正常工况，若罐体发生渗漏，污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，会造成周边尤其是井场下游地区居民分散式取水井（泉）超标现象。因此井场钻井施工阶段应加强场站内巡查，及时发现罐体是否存在渗漏等异常，发现异常立即对泄漏点下游邻近的居民分散式取水井进行取样跟踪监测，若发现水质不宜饮用，立即采用如供应桶装水，或在泄漏点上游地区选择新的水源为受影响的居民进行供水。

2、运营期地下水环境影响评价

根据情景分析，运营期主要对地下水环境的影响主要来自于污水管道和井场火炬分液罐发生泄漏，气田水进入地下水含水层中对地下水产生影响。根据选取的预测的管道和井位以及预测因子，各情境下对地下水环境影响如下：

（1）污水管道泄漏地下水环境影响与评价

1) 污水管道泄漏污染影响范围

嘉陵江水文控制单元以元坝 13~元坝 101-1 污水管道为代表进行预测，根据预测以硫化物作为代表预测因子，在预测时间点范围内最大贡献超标（贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$ ）距离达到 1300m，横向最大超标距离不超过 150m，最大影响距离（贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$ ）达到 1300m，横向最大影响距离达到 150m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到 1300m，横向最大超标距离不超过 150m。

东河水文控制单元以元坝 206H~元坝 205-1 污水管道代表进行预测，根据预测，硫化物在预测时间点范围内最大贡献超标（贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$ ）距离为 719.66m，横向最大超标距离不超过 150m，最大影响距离（贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$ ）达到 782.81m，横向最大影响距离不超过 150m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到为 719.66m，横向最大超标距离不超过 150m。

2) 运营期污水管道泄漏对分散式地下水水源影响

根据选取污水管道进行预测，根据预测结果，并结合各管道周边地下水分散水源的分布情况，污染物扩散会造成周边尤其是污水管道泄漏点至下游两侧 150m 范围内地区居民分散式取水井超标现象。由于区域污水管道相对较长，管道破损的位置又不易确定，因此建议定期用超声波检测仪，对管道管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段，应及时更换，消除因腐蚀造成管道泄漏的隐患，减少污水进入地下水含水层中的量。由于管道位置存在泄漏位置不确定的现象，若发现泄漏应以泄漏点为中心两侧划分不少于 150m 为地下水分散式水源禁止饮用带，对该段范围内存在的居民取水井跟踪监测（若无居民取水井，应在泄漏点下游 50m 范围内设置跟踪监测井），同时为该范围内居民更换水源（采用桶装水或者在泄漏点上游为受影响居民更换水源）直到区域地下水污染物稳定达标为止。

（2）火炬分液罐泄漏地下水环境影响与评价

1) 火炬分液罐泄漏污染影响范围

嘉陵江水文控制单元以元坝 206H 井场作为代表，根据预测。火炬分液罐泄漏以硫化物作为代表预测因子，在预测时间点范围内贡献浓度最大纵向超标距离为火炬分液罐下游 92.73m（贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$ ），最大横向超标距离不超过 20m，最大影响纵向影响距离为 102.80m（贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$ ），最大横向影响距离不超过 50m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到为 92.73m，横向最大超标距离不超过 20m。

东河水文控制单元以元坝 15 井场为代表，根据预测。火炬分液罐泄漏以硫化物作为代表预测因子，在预测时间点范围内，硫化物在预测时间点范围内贡献浓度最大纵向超标距离为火炬分液罐下游 111.01m（贡献值 $\geq 0.02\text{mg/L}$ ），最大横向超标距离不超过 50m，最大影响纵向影响距离为 545.26m（贡献值 $\geq 0.005\text{mg/L}$ ），最大横向影响距离不超过 50m。由于本项目所有地下水点位中硫化物均未检出（现状值按 0 计算），在叠加现状值后硫化物在预测时间点范围内最大超标距离达到为 111.01m，横向最大超标距离不超过 50m。

2) 火炬分液罐泄漏对分散式地下水水源影响

根据选取井位和设置的情景进行预测，根据预测结果，并结合各个井位周边地下水分散水源的分布情况，无居民地下水分散式水源地位于超标范围内，虽然运营期在设定情景模式下火炬分液罐泄漏不会对居民取水井造成超标影响，但仍会对下伏含水层造成一定的污染影响，故在运营期仍应该加强巡查，避免污水泄漏等发生减少对地下水环境的不利影响。

3、退役期对地下水环境影响分析

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017) 等技术要求对井口进行封堵。可有效隔绝天然气、地下水的串漏，对地下水的影响可接受。

13.15 地下水环境保护措施及对策

按照源头控制、分区防治、污染监控、应急响应相结合的原则，对污染物的产生、漏渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。具体措施如下。

13.15.1 源头控制措施

源头控制主要包括优化井场选址；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、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) 在施工前充分研究地质设计资料等，根据地下水分布情况、埋藏深度情况，

优化钻井施工工艺、钻井液体系等，由于本项目导管段采用清水钻迅速钻进，正常情况下在导管段以下至 3000m 段采用空气钻钻进，可以有效保护浅层地下水。

(2) 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。

(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。

(4) 钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢等事故。

(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。

(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。

13.15.2 分区防渗控制措施

环评要求本项目采取分区防渗措施，根据分析工程主要设置防渗措施位于钻井平台施工期和站场运营期。根据本项目各生产环节及构筑物污染防控难易程度，环评要求本项目采取分区防渗措施设置重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区：

1、钻井施工期

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目施工期的分区防渗方案如下表：

表 13.15-1 钻井平台施工期分区防渗布设情况及防渗系数要求表

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
油罐区围堰	重点防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
方井周边	重点防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$	采用全埋入式砌体结构底板浇筑 C20 素混凝土，厚度小于 300mm，应一次浇筑完成，主体结构采用烧结砖砌成，四周侧壁进行 1:2 水泥砂浆抹面处理，然后进行防渗，要求抗渗等级为 P8
发电机房及柴油发电			水泥基渗透结晶型防渗涂层 ($\geq 0.8\text{mm}$)、抗

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
机组			渗混凝土面层(厚度 30cm,抗渗等级为 P8)、 600g/m ² 长丝无纺土工布、1.5mm 厚 HDPE 防渗膜、基层+垫层、600g/m ² 长丝无纺土工 布、细砂保护层、原土压实
泥浆不落地技术工艺 区域及泥浆循环系统 (废水收集罐、循环 罐、废渣收集罐、集 污罐)			
重浆罐区			
泥浆料台区			
放喷池			放喷池池底开挖整平后,先铺设 2mm 厚的 HDPE 防渗膜,再浇筑 20cm 厚 C15 碎石砼 层,最后抹 3cm 厚的耐火砂浆
积液池			池底开挖整平后,先填土压实,再浇筑 20cm 厚 C15 碎石砼层
重叠液罐			下设置宜采用“混凝土+2mm 高密度聚乙烯 膜”防渗围堰
危废暂存间			采用 30cm 厚防渗等级为 P8 等级混凝土 +2mmHDPE 膜防渗结构
双环沟			
改进型生态厕所	一般防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5 \text{m}$	宜采用抗渗混凝土面层(厚度 300mm,抗 渗等级为 P6)、原土压(夯)实
办公生活区	简单防渗区	一般地面硬化	一般地面硬化即可

2、运营期(采气期)

表 13.15-2 气期分区防渗布设情况及防渗要求表

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
井口区	重点防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 等效黏土防渗层 $M_b \geq 6 \text{m}$	采用全埋入式砌体结构底板浇筑 C20 素混凝土,厚度小于 300mm,应一次浇 筑完成,主体结构采用烧结砖砌成,四 周侧壁进行 1:2 水泥砂浆抹面处理,然 后进行防渗,要求抗渗等级为 P8
双环沟	一般防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5 \text{m}$	宜采用抗渗混凝土面层(厚度 300mm, 抗渗等级为 P6)、原土压(夯)实
产生、输送污水的 工艺流程区、管线 等设施地面			
改进型生态厕所			
办公生活区	简单防渗	一般地面硬化	一般地面硬化

13.15.3 地下水环境保护措施

本项目施工及运行过程中,严格按照环评要求对下游水质监测井进行监测,一旦发

现水质异常，立刻采取有效措施（如采用水动力隔离技术）阻止污染羽的扩散迁移，将地下水控制在局部范围，避免对项目下游地下水造成污染。

13.15.4 地下水环境跟踪监测

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（若利用污染物扩散监测井进行抽取污染物），避免造成大范围的污染以至于达到无法补救的程度。

（1）地下水监测原则

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求，地下水监测应按以下原则进行：

- ①二级评价建设项目监测点一般不少于3个；
- ②在地下水水流上游应设1眼地下水背景（或对照）监控井；
- ③在项目场地外可能受到影响的地下水环境敏感目标的上游应至少布设1眼地下水污染监控井；
- ④以取水层为监测目的层，以浅层潜水含水层为主，并应考虑可能受影响的承压含水层；
- ⑤在重点污染防治区加密监测；
- ⑥根据地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井；

⑦水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位和生产运营单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测或者委托专业的机构分析。

⑧监测井布置，结合地下水流向，上游监测井（背景值监测井）优先使用民井，下游侧向优先采用新建监测井或已有监测井（兼做发生地下水污染时污染物抽水孔），侧向监测井若周边距离较近处满足条件的民井优先使用民井，若无则新建监测井。

（2）监测方案

①监测点位

对各井场上游、下游、侧方位各设置不少于1个监测点（监测布置点位如下表），发现水质异常时，增加对下游居民取水点增加水质监测点位；针对污水管道，环评要求针对污水管道发现破裂时，应在泄漏点下游50m范围内设置跟踪监测点位并兼做污染物质抽水孔。

表 13.15-3 地下水跟踪监测点位表

井场/站场	监测点位编号	监测点功能	监测点位置	与井场位置关系	监测井类型
元坝 13 采气站	GZ1-1	背景值监测点	井场南侧水井 (S01-3)	地下水流向侧上游	民井
	GZ1-2	污染扩散监测点	井场东侧水井 (S01-2)	地下水流向侧向	民井
	GZ1-3	污染扩散监测点	井场北侧厂界附近	地下水流向下游	民井
元坝 701采 气站	GZ2-1	背景值监测点	井场东侧厂界附近	地下水侧上游	民井
	GZ2-2	污染扩散监测点	井场南侧厂界附近	地下水流向侧向	民井
	GZ2-3	污染扩散监测点	井场西侧厂界附近	地下水流向下游	民井
元坝 702采 气站	GZ3-1	背景值监测点	井场西北侧水井 (S3-5)	地下水上游	民井
	GZ3-2	污染扩散监测点	井场东北侧厂界附近	地下水流向侧向	民井
	GZ3-3	污染扩散监测点	井场东南侧厂界附近	地下水流向下游	民井
元坝 206H井 场	GZ4-1	背景值监测点	厂界南侧水井 (S04-4)	地下水流向上游	民井
	GZ4-2	污染扩散监测点	井场西侧厂界附近	地下水流向侧向	民井
	GZ4-3	污染扩散监测点	井场北侧厂界附近	地下水流向下游	民井
元坝 15 井场	GZ5-1	背景值监测点	井场西北侧水井 (S05-4)	地下水侧上游	民井
	GZ5-2	污染扩散监测点	井场东北侧厂界附近	地下水流向侧向	民井
	GZ5-3	污染扩散监测点	井场东南侧厂界附近	地下水流向下游	民井

注：新建监测井按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020) 中环境监测井建设与管理要求。

②监测因子

监测项目：水位、pH、耗氧量、氨氮、氯化物、硫化物、挥发酚、石油类（如遇特殊情况或发生污染事故时增加《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020) 附录 F.1 中石油和天然气开采业本次未列入潜在特征项目）。

③监测频率

井场在钻井期间按照钻后 1 次，采气站场运营采气期监测频率按照背景监测点位不得低于每年一次，扩散监测点位不得低于每半年一次，若发现水质异常和污染物渗漏，应加密监测频率；污水管道主要监测时期在运营期，要求污水管道在发现泄漏后不低于每半年一次。

13.15.5 地下水环境跟踪监测信息公开

(1) 本项目运行期，环境监测机构应严格按照环境监测质量管理的有关规范对污染源监督性监测数据执行三级审核制度，环境监测机构需对污染源监督性监测数据的真实性、准确性负责。

(2) 环境监测机构应在完成监测工作 5 个工作日内，将监督性监测报告送至同级环境保护主管部门。

(3) 环境监测部门机构将监测报告送环境保护主管部门后，主管部门应通过官方网站向社会公布监测结果，信息至少在网站保存 1 年，同时鼓励环境保护主管部门通过报纸、广播、电视等便于公众知晓的方式公开污染源监督性监测信息。

(4) 监测信息公开内容包括监测点位名称、监测日期、监测指标名称、监测指标浓度、排放标准限值、依据监测指标进行环境质量评价的评价结论。

13.15.6 地下水环境影响应急响应

13.15.6.1 地下水污染风险快速评估及决策

地下水污染风险快速评估方法与决策由连续的 3 个阶段组成：

第 1 阶段为事故与场地调查：主要任务为搜集事故与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第 2 阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断事故对地下水影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第 3 阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

图 13.15-1 地下水污染风险快速评估与决策过程

13.15.6.2 风险事故应急措施

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，制定风险事故应急预案的目的是要迅速而有效地将事故损失减至最小，本项目应急预案建议如下：

(1) 事故发生后，迅速成立由当地环保局牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘查、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案。

(2) 制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、周边分散式饮用水源进行加密监测，密切关注污染动向，及时向协调领导小组通报监测结果，作为应急处理决策的直接支持。

(3) 划定污染可能波及的范围，在划定圈内的群众在井中取水的，要求立即停止使用，严禁人畜饮用，对附近群众用水采取集中供应，防止水污染中毒。

(4) 应尽快对污染区域人为隔断，尽量阻断其扩散范围。对较小的河流可建坝堵截。同时也要开渠导流，让上游来水改走新河道，绕过污染地带，通过围堵、导控相结合，避免污染范围的扩大。

(5) 本项目钻井过程中，应采取以下措施避免或减小井漏：

① 钻进过程中，应提前将堵漏材料准备完毕。

② 钻进过程中一旦出现失返性井漏，立刻灌好泥浆，起钻出裸岩井段，中途不停泵、不试图开泵。堵漏后，恢复钻进应避免泥浆大幅度变化、避免在井漏层位置开泵。

③ 常用堵漏方法包括：静止堵漏、颗粒桥塞堵漏、用高失水浆液堵漏、无机凝胶物质堵漏、复合堵漏、强行钻进套管封隔技术，出现漏浆后应根据实际情况选择适宜的堵漏方法。

(6) 本项目钻进过程中，应持续本项目下伏含水层地下水水质进行跟踪监测，一旦发现地下水受到污染，应及时采取必要的水动力阻隔措施。

图 13.15-2 地下水污染应急治理程序

13.16 地下水环境影响结论

综上所述，本项目在建设过程和运营中不可避免的会产生一定量的废水和固体废物，项目建设单位和后期运营单位应加强环境管理，严格落实本评价提出的地下水环境污染防治措施的前提下，减少非正常工况事故发生，本项目对地下水环境的影响是可以接受的。

14. 环境风险影响评价

14.1 评价原则

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)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。

14.2 风险调查

14.2.1 风险源调查

本项目为天然气（含硫化氢）井钻井、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、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）、井站运营期由工艺系统分离产生的气田水。本项目涉及危险物质数量及分布情况见下表。

表 14.2-1 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	480 m ³	各井场废水收集罐
3		柴油	16t	各井场柴油罐区
4		白油	429t	井场（现场不储存，仅在紧急情况下临时调用）
5		甲烷	6.416t (按井喷 15min 计算)	单井井喷失控
6		硫化氢	1.155t (按井喷 15min 计算)	单井井喷失控
7		主体酸（含盐酸 20%）	100m ³	井场
8		压裂液（含压裂返排液）	4000m ³	各井场
9	施工期 (储层改造期)	240 m ³	各放喷池	
10		柴油	16t	各井场柴油罐区
11		甲醇	1m ³	开井时加入的水合物抑制剂，储存于甲醇加注撬
12	运营期 (采气期)	甲烷	1.031t (站场内在线量)	元坝 13 采气站场
13			1.031t (站场内在线量)	元坝 701 采气站场
14				

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置
15	硫化氢		1.031t (站场内在线量)	元坝 702 采气站场
16			1.031t (站场内在线量)	元坝 206H 采气站场
17			1.031t (站场内在线量)	元坝 15 采气站场
19			11.557 t (管线在线量)	元坝 13~元坝 101-1 酸气管线
20			0.875 t (管线在线量)	元坝 13~元坝 101-1 燃气管线
21			2.894 t (管线在线量)	元坝 701~元坝 702 酸气管线
22			0.219 t (管线在线量)	元坝 701~元坝 702 燃气管线
23			1.702 t (管线在线量)	元坝 702~元坝 206H 酸气管线
24			0.129 t (管线在线量)	元坝 702~元坝 206H 燃气管线
25			5.856 t (管线在线量)	元坝 206H~元坝 205-1 酸气管线
26			0.443 t (管线在线量)	元坝 206H~元坝 205-1 燃气管线
27			5.465 t (管线在线量)	元坝 15~元坝 205-3 酸气管线
28			0.413 t (管线在线量)	元坝 15~元坝 205-3 燃气管线
31			0.186t (站场内在线量)	元坝 13 采气站场
32			0.186t (站场内在线量)	元坝 701 采气站场
33			0.186t (站场内在线量)	元坝 702 采气站场
34			0.186t (站场内在线量)	元坝 206H 采气站场
35			0.186t (站场内在线量)	元坝 15 采气站场
37			2.072t (管线在线量)	元坝 13~元坝 101-1 酸气管线
38			3.647t (管线在线量)	元坝 701~元坝 702 酸气管线
39			0.307t (管线在线量)	元坝 702~元坝 206H 酸气管线
40			1.055t (管线在线量)	元坝 206H~元坝 205-1 酸气管线
41			0.984t (管线在线量)	元坝 15~元坝 205-3 酸气管线
43		气田水	20 m ³	火炬分液罐

本项目涉及的危险物质物理化学特性及毒理性如下：

(1) 水基泥浆、固井水泥及添加剂危险性分析

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成份和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，本项目采用的泥浆不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

(2) 钻井废水危险性分析

钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，属碱性废水，含较高的 COD 和色度，具有一定的腐蚀性。

(3) 压裂液危险性分析

压裂液主要成分为清水，主要添加成分为胶凝剂、缓蚀剂、铁稳剂、助排剂、NaOH、多功能增效剂、瓜胶等。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机物类、无机盐类。

(4) 压裂主体酸危险性分析

压裂主体酸主要成分为盐酸（含量为 20%）、胶凝剂、缓蚀剂、铁稳剂、助排剂、多功能增效剂等。主体酸不在现场配制，由罐车拉运至井场临时存储、使用，现场最大储存量为 100m³。本项目采用的主体酸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机物类、无机盐类。

(5) 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。

(6) 甲烷危险性分析

从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009) 中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15% (体积比)。当空气中甲烷浓度达到 10% 时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30% 以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 将使用或产生甲

烷 (CH_4) 的生产列为甲类火灾危险性生产。

(7) 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，对粘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 $70\sim150\text{mg/m}^3$ 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。

(8) 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，易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘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。

(9) 柴油危险性分析

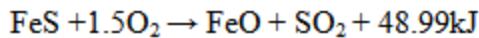
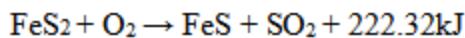
钻井及井下作业过程中使用柴油机作为钻井作业现场电力和动力输出，柴油具有可燃性。

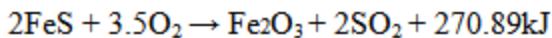
(10) 白油危险性分析

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、 $3\%\sim5\%$ 有机土、 $4\%\sim5\%$ 主乳化剂、 $3\%\sim4\%$ 辅乳化剂、 $2\%\sim3\%$ 润湿剂、 $1\%\sim2\%$ 生石灰、氯化钙溶液（ $20\%\sim30\%$ ）、 $4\%\sim5\%$ 降滤失剂、 $1\%\sim2\%$ 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。

(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 $400 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，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°C)，熔点 -97.8°C，沸点 64.5°C，闪点 12.22°C，自燃点 463.89°C。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粘膜和视力。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，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。

（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、硫化氢及其它化学成分的函数，在 10~60MPa 和 100~160°C 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和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°C，熔点 -85°C，沸点 109.7°C，比重：1.065(20°C)。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。

综上，本项目生产、使用、储存过程中涉及的重点关注的危险物质主要为甲烷 (CH_4)、硫化氢 (H_2S)、柴油、白油，以及火灾爆炸伴生/次生废气一氧化碳 (CO)、二氧化硫、氮氧化物 (NO_x) 和颗粒物等。

各危险物质理化特性见下表。

表 14.2-2 CH_4 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：(°C)：-160	闪点 (°C)：-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 (°C)：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。病程中尚可能出现精神症状，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	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。	

特性	<p>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。尤其是在有风的季节，极易飘散，造成危险。</p> <p>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。</p> <p>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症。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。</p>
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。其它：工作现场严禁吸烟，避免高浓度吸入。

表 14.2-3 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							
理化性质	性状	稍有粘性的棕色液体		溶解性		与水混溶，可混溶于乙醇							
	熔点 (°C)	-18		临界压力 (Mpa)									
	沸点 (°C)	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 (°C)	38	爆炸极限 (%)	0.7 ~5.0						
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。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								
毒性及健康危害	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		聚合危害	不聚合								
	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：用活性炭或其它惰性材料吸收。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。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。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。

表 14.2-4 硫化氢理化性质及危险特性表

标识	中文名称：硫化氢 分子式： <chem>H2S</chem>	英文名称：HydrogenSulfide CAS 号：7783-06-4
物化特性	沸点：-60.4°C 饱和蒸气压 (kPa)：4053 (16°C) 蒸气密度 (空气=1)：1.19	饱和蒸气压 (kPa)：2026.5 (25°C) 熔点 (°C)：-85.5 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 (°C)：<-50 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。	爆炸极限：4.0%-46.0%
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 禁忌物：强氧化剂、碱类	避免条件：受热 燃烧(分解)产污：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，对粘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。
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	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°C。远离火种、热源。	

注意事项	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。				
	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		
其他	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。				

表 14.2-5 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	SO ₂		分子量	64.06	危险性类别	第 2.3 类有毒气体								
理化特性	熔点 (°C)	-75.5	沸点 (°C)	-10		燃烧热 (KJ/mol)	无意义								
	饱和蒸汽压 (kPa)	338.42(21.1°C)		临界温度 (°C)	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								
	燃烧性	不燃，有毒、具有强刺激性				闪点 (°C)	无意义								
燃爆特性	引燃温度 (°C)	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。													
毒性及健康危害	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。													
	侵入途径	吸入	急性毒性	LD ₅₀ : 无资料； LD ₅₀ : 6600mg/m ³ , 1 小时 (大鼠吸入)											
急救措施	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘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。														
	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。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°C。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。

表 14.2-6 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， °C	≥130°C	爆炸极限， %(V/V)		
	引燃温度， °C		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°C。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。
--------	---

表 14.2-7 一氧化碳理化性质及危险特性表

标识	中文名 分子式	一氧化碳 CO	英文名 分子量	Carbon moNOxide 28.01	UN 编号 危险货物编号	1016 21005
理化性质	外观与形状：无色无臭气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂				
	熔点（°C）：-199.1	沸点（°C）：-191.4				
	相对密度：(水=1) 0.79	相对密度：(空气=1) 0.97				
	饱和蒸汽压 (kPa)：13.33 (21.2°C)	禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属				
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳				
	自然温度（°C）：610	闪点（°C）：<-50				
	爆炸下限（%）：12.5	爆炸上限（%）：74.2				
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合				
	禁忌物：强氧化剂、碱类					
	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。雾状水、泡沫、二氧化碳。					
毒性及健康危害	接触限值：中国 MAC=30mg/m ³ 前苏联 MAC=20mg/m ³					
	毒性：LC50：1807 ppm 4 小时（大鼠吸入）					
	侵入途径：吸入；健康危害：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。					
急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。					
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。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。					
储运	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓库内。仓库温度不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。切忌混储混运。储存仓库内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓库外。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，先进仓库的先发用。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。
--	--

表 14.2-8 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 ₃ 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)：2727.0		爆炸极限：5.5%~44.0%							
	沸点（℃）：64.8		水溶液 pH 值：6.8~7.0							
燃烧爆炸危险性	饱和蒸气压 (KPa)：13.33 (21.2°C)									
	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；对呼吸道及胃肠道粘膜有刺激作用，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，可伴有粘膜刺激症状。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：神经衰弱综合症，植物神经功能失调，粘膜刺激，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									
	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。									

施	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/m ³)：50；前苏联 MAC(mg/m ³)：5；美国 TVL-TWA OSHA：200ppm, 262mg/m ³ ；ACGIH：200ppm, 262mg/m ³ (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，应该佩带过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，佩带空气呼吸器。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

14.2.2 环境敏感目标调查

本次风险评价大气环境风险敏感目标为各井场、站场及管线评价范围内的村庄、社区、场镇、城市、学校、医院及自然保护区、湿地公园等。各井场和站场环境风险敏感点统计见总则。

14.3 环境风险潜势初判

14.3.1 环境敏感程度（E）的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)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 14.3-1 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

本项目井场外 5km 范围内涉及苍溪县县城，常住居民人口规模大于 5 万人，根据上表，项目大气环境敏感程度为环境高度敏感区（E1）。

14.3.2 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。

14.3.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

（1）井喷失控案例及压井处置情况

2003年12月23日，罗家16H井发生井喷失控事故，井喷估计气量为（400~500） $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，至24日采取封堵措施并点火，27日压井成功，压井时间84h。2006年10月1日晚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。

（2）Q值计算

根据本项目地质资料、钻井设计，以及中石化公司环境风险管理规定，风险事故状态下15min内实施点火，泄漏的甲烷、硫化氢按15min计算。类比重庆开县罗家16H井井喷后84h成功压井。本项目长兴组单井预计无阻流量为 $105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，远小于罗家16H井。本次评价环境风险按照井喷后1d（24h）成功压井进行分析。

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。因此本项目钻井期各井场单元计算井喷事故15min内泄漏天然气的量和燃烧1d产生的 SO_2 的量；采气期各站场单元计算站场内最大在线量，集输管线单元计算整条管线在线量。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定：当厂界内只涉及一种危险物质时，计算该物质的数量与其临界量比值，即为Q；当厂界内存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）。

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的存在量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I；

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

各风险物质的临界量见下表，Q的确定见下表。

表 14.3-4 本项目设计风险物质的临界量

风险物质	甲烷	硫化氢	油类物质(柴油、白油)	二氧化硫	盐酸(37%)
临界量/t	10	2.5	2500	2.5	7.5

注：临界量数据来源：《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B：重点关注的危险物质及临界量。将主体酸中20%盐酸折纯成37%盐酸计算Q值。

(1) 钻井期 Q 值

钻井期风险单位为各钻井井场单元，各井场单元 Q 值计算结果见下表。

表 14.3-5 钻井期各井场单元 Q 值计算结果表

编号	风险单元	单井配产(万m ³ /d)	单井无阻流量(万m ³ /d)	井喷事故状态 15 分钟			天然气点火燃烧 24h 产生的 SO ₂ /t	井场柴油储量/t	白油/t	主体酸/t	Q 值
				释放体积/m ³	CH ₄ 释放量/t	H ₂ S 释放量/t					
1	元坝 206H 井场单元	30	105	10937.50	6.416	1.155	208.79	16	429	110	94.72
2	元坝 15 井场单元	30	105	10937.50	6.416	1.155	208.79	16	429	110	94.72

①天然气密度：0.7889kg/m³；CH₄质量百分比：74.36%；硫化氢质量百分比：13.39%。

②将主体酸 100m³ 中 20% 盐酸折纯成 37% 盐酸。盐酸(20%)质量密度约为 1.1kg/L。

(2) 采气期 Q 值

本项目采气期风险单元包含 5 座采气站场单元及 5 条集输管线单元。

① 采气站场单元

采气期各站场单元计算站场内天然气的最大在线量。站场内天然气在线量包括站场内管线在线量和设备在线量。各采气站场内酸气管线长度按照 20MP 和 9.6MP 压力管线各 100m 估算，管径为 DN100；设备计算各井场分水分离器及临时分酸分离器内的在线量。由于临时分酸分离器仅运营前期(0.5~1 年)使用，表格中括号外数据为有临时分酸分离器时计算结果，括号内数据为无临时分酸分离器时计算结果。采气期站场单元 Q 值计算结果见表下表。

表 14.3-6 采气期站场单元 Q 值计算结果表

编号	风险单元	采气站场内 CH ₄ 最大在线量/t	采气站场内 H ₂ S 最大在线量/t	Q 值
1	元坝 13 采气站场单元	1.031(0.499)	0.186(0.090)	0.18(0.09)
2	元坝 701 采气站场单元	1.031(0.499)	0.186(0.090)	0.18(0.09)

3	元坝 702 采气站场单元	1.031 (0.499)	0.186 (0.090)	0.18 (0.09)
4	元坝 206H 采气站场单元	1.031 (0.499)	0.186 (0.090)	0.18 (0.09)
5	元坝 15 采气站场单元	1.031 (0.499)	0.186 (0.090)	0.18 (0.09)

压力管道或容器内气体密度按照克拉伯龙方程式 $PV=nRT$ 和 $M=\rho V$ 进行计算。计算涉及参数：天然气密度：0.7889kg/m³；CH₄质量百分比：74.36%；硫化氢质量百分比：13.39%。

②集输管线单元

各集输管线单元计算整条管线天然气的在线量。各集输管线单元 Q 值计算结果见下表。

表 14.3-7 本项目采气期集输管线单元 Q 值计算结果表

编号	管线名称	管线类别	长度/km	管径	设计压力 /Mpa	气体温度 /°C	管段体积 /m ³	CH ₄ 在线量/t	H ₂ S 在线量/t	Q 值
1	元坝 13~元坝 101-1	酸气管线	21.53	DN200	9.6	45	30.46	1.651	0.297	2.81
		燃气管线	21.53	DN80	4.0	25	4.87	0.125	0	0.07
2	元坝 701 ~元坝 702	酸气管线	5.78	DN200	9.6	45	53.38	2.894	0.521	0.50
		燃气管线	5.78	DN80	4.0	25	8.54	0.219	0	0.02
3	元坝 702~元坝 206H	酸气管线	2.95	DN200	9.6	45	31.40	1.702	0.307	0.29
		燃气管线	2.95	DN80	4.0	25	5.02	0.129	0	0.01
4	元坝 206H~元坝 205-1	酸气管线	1.33	DN200	9.6	45	108.02	5.856	1.055	1.01
		燃气管线	1.33	DN80	4.0	25	17.28	0.443	0	0.04
5	元坝 15~元坝 205-3	酸气管线	0.65	DN200	9.6	45	100.76	5.465	0.984	0.94
		燃气管线	0.65	DN80	4.0	25	16.13	0.413	0	0.04

①酸气管线气体参数：当大气压力 95.64kPa，温度 19.8°C 时，气体密度：0.7889kg/m³；CH₄质量百分含量：74.36%；硫化氢质量百分含量：13.39%。

②燃气管线气体参数：当大气压力 101.3kPa，温度 20°C 时，气体密度：0.6742kg/m³，CH₄百分含量：97.89%；硫化氢质量百分含量：0%。

综上，根据上表，各风险单元 Q 值最大值为 82.13 ($10 \leq Q < 100$)。

14.3.2.2 行业及生产工艺 (M)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C，本项目 M 值确定具体见下表。

表 14.3-8 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(罐区)	5/每套		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
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。

14.3.2.3 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(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),按照下表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 14.3-9 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	m ²	m ³	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3 (✓)	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

由上表对比可知,本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

14.3.3 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 14.3-10 建设项目大气环境风险潜势划分结果

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III (✓)	III
中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险。

表 14.3-11 建设项目地表水环境风险潜势划分结果

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III (✓)	III
中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险。

表 14.3-12 建设项目地下水环境风险潜势划分结果

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III (✓)	III
中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险。

根据上表风险潜势划分结果, 本项目大气、地下水和地表水风险潜势均为 III。

14.4 评价等级和评价范围

14.4.1 评价等级

本项目危险物质在事故情形下的环境影响途径主要为大气、地表水和地下水, 风险潜势大气为 III、地表水为 III、地下水为 III, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 评价工作等级划分要求, 确定本项目环境风险评价等级。

表 14.4-1 风险评价工作级别划分

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	—	二 (✓)	三	简单分析 a

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

根据上表可知，因此，建设项目环境风险潜势综合等级为 III，风险等级为二级。

14.4.2 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》要求，二级评价距建设项目边界一般不低于 5km，当大气毒性终点浓度预测到达距离超出评价范围时，应根据预测到达距离进一步调整评价范围，项目在发生井喷 15min 内点燃后，SO₂ 在最不利气象条件下毒性终点浓度 2 (2mg/m³) 到达的最远距离为 6.22km。管线周边 1.04km 纳入评价范围。

本项目大气环境风险评价范围以井场周围 6.22km 的区域作为评价范围。地下水环境风险评价范围与地下水环境影响评价范围一致。

14.5 风险识别

14.5.1 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、使用有关的事故统计结果见下表。

表 14.5-1 与天然气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 日晚 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	管道天然气泄漏	无人伤亡

序号	事故时间	事故过程	事故类型	伤亡人数
		的天然气，减缓天然气进一步向下游蔓延。		
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，安塞县环保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，在海南三亚市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台外管线准备试压，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
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

14.5.2 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下表。

表 14.5-2 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
2	钻井期各放喷池	放喷未点燃	甲烷	易燃气体	74-82-8
			硫化氢	有毒有害气体	7783-6-4
3	采气期各站场	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
4	采气期各酸气管线(输出)	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
5	采气期各燃气管线(输入)	天然气泄漏	甲烷	易燃气体	74-82-8
		火灾/爆炸	一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0

以上物质的危险特性见下表。

表 14.5-3 本项目风险物质危险特性表

危险物质	危险特性	分布
甲烷	<p>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。</p> <p>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、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>	本项目各天然气井、各站场及天然气管线（输入、输出）
硫化氢	<p>①毒性：是强烈的神经毒物，对粘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。</p> <p>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。</p>	本项目含硫天然气井及其酸气管线
柴油	<p>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。</p> <p>②危险性：属于闪点在 28°C 与 60°C 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。</p>	本项目施工期（钻井期、压裂期）各井场内
白油	<p>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。</p> <p>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。</p>	钻井期卡钻情况下应急使用
二氧化硫	①毒性：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘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	本项目钻井期含硫天然气

危险物质	危险特性	分布
	<p>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。</p> <p>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。</p>	井，火灾爆炸产生的次生污染
一氧化碳	<p>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、口唇樱桃红、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。</p> <p>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。</p>	火灾爆炸产生的次生污染

14.5.3 生产系统风险识别

14.5.3.1 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，如果操作处置不当，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。

14.5.3.2 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。

14.5.3.3 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。

14.5.3.4 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。

14.5.3.5 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。

14.5.3.6 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。

14.5.3.7 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。

14.5.3.8 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。

14.5.3.9 废水转运过程泄漏

本项目施工期不可回用的钻井废水、废压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后转运至元坝区块回注井进行回注。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。

14.5.3.10 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。

14.5.3.11 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。

14.5.4 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。

14.5.5 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 14.5-4 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；现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放		井场周围的居民、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	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

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
	酸、废水泄漏				
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泄漏，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泄漏可能污染地下水，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发生破裂，导致采出水泄漏。	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

14.6 风险事故情形分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，本项目环境风险事故设定的原则如下：

(1) 同一种危险物质可能涉及泄漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放等多种环境风险类型，其风险事故情形设定应全面考虑。同一物质对不同环境要素均产生的影响的，风险事故情形分别进行设定。

(2) 对于火灾、爆炸事故，将事故中未完全燃烧的危险物质在高温下迅速挥发至大气，以及燃烧过程中产生的伴生/次生污染物对环境的影响作为风险事故情形设定的内容。

(3) 设定的风险事故情形发生可能性应处于合理的区间，并与经济技术发展水平相适应。根据导则，将发生概率小于 $10^{-6}/\text{年}$ 的事件认定为极小概率事件，作为代表性事故情形中最大可信事故设定的参考值。

(4) 由于事故触发因素具有不确定性，因此本项目事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险，事故情形的设定建立在环境风险识别基础上，通过对代表性事故情形的分析力求为风险管理提供科学依据。

(5) 环境风险评价主要针对项目发生突发性污染事故后通过污染物迁移所造成的区域外环境影响进行评价，大气风险评价范围主要包括厂（场）界外污染影响区域，地下水风险评价范围主要包括厂（场）界内地下水及厂界外地下水环境敏感点；安全评价着眼于设备安全性事故后暴露范围内的人员与财产损失，通常设备燃爆安全性事故的范围限于厂（场）界内。因此，本次环境风险评价主要为项目发生突发性污染事故后影响环境的区域，不包括单纯因火灾和爆炸引起的厂（场）界内外人员的伤亡。

14.6.1 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下图。井喷点火后产生的主要污染物为 SO_2 ，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 SO_2 致死的情况，因此从井喷的角度考虑， SO_2 的危险程度远低于 H_2S ，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 14.6-1 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 14.6-2 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 1m^3 时报警，达到 2m^3 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，井喷不是突如其来的，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 $20\sim60\text{min}$ 。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 H_2S 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 SO_2 ，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 SO_2 致死的情况，因此从井喷的角度考虑， SO_2 的危险程度远低于 H_2S ，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，其中井喷失控着火的事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火的事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。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 14.6-1 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）。下表中统计出了各种事故的发生频率。

表 14.6-2 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
其它原因	0.044	0.010	0.010
合计	0.308	0.272	0.135

由上表中数据可以看出，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 $\Phi 159\sim 508mm$ ，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 $\Phi 325\sim 720mm$ ，壁厚 6~12mm，运行压力 0.5~3.6MPa，管线总长 1621km。详见下表。

表 14.6-3 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 $10^{-3}/km\cdot a$	次数	百分比%	事故频率 $10^{-3}/km\cdot a$
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 14.6-4 各段输气管线泄漏事故的发生概率

序号	管线名称	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 13~元坝 101-1 酸气管线	$2.4 \times 10^{-6} / (m \cdot a)$	$2.33 \times 10^{-3} / a$	$1.0 \times 10^{-7} / (m \cdot a)$	$9.7 \times 10^{-5} / a$
2	元坝 701~元坝 702 酸气管线		$4.08 \times 10^{-3} / a$		$1.7 \times 10^{-4} / a$
3	元坝 702~元坝 701 酸气管线		$2.40 \times 10^{-3} / a$		$1.0 \times 10^{-4} / a$
4	元坝 206H~元坝 205-1 酸气管线		$8.26 \times 10^{-3} / a$		$3.44 \times 10^{-4} / a$
5	元坝 15~元坝 205-3 酸气管线		$7.70 \times 10^{-3} / a$		$3.21 \times 10^{-4} / a$

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。运营稳定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 14.6-5 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

14.6.2 源项分析

14.6.2.1 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）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。源强计算结果见下表。

表 14.6-8 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 /°C	泄漏方向 /°	气体泄漏流速 / (m/s)
情形一：井喷失控含硫化氢天然气泄漏	井口	硫化氢	1.283	15	0.1	193.7	65	90°	340

（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。源强计算结果见下表。

表 10.7-9 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)	气量 / (m ³ /h)
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	2.415	596313

注：根据《第一次全国污染源普查工业污染物产排污系数手册》工业锅炉产排污系数表—燃气工业锅炉，1Nm³ 天然气燃烧产生的烟气量约为 13.63Nm³。

（3）情形三 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，但一旦发生对周围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 6 条酸气管线的泄漏情形进行环境风险预测，泄漏点选取管道中点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 14.6-10 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	管道压力/MPa	设计输气量(104m³/d)	气体温度/°C	酸气泄漏量/m³	硫化氢泄漏量/kg	硫化氢泄漏速率/(kg/s)
情形三：管道破损含硫化氢天然气泄漏	元坝 13~元坝 101-1	21.53	DN200	9.6	25	45	3650.70	385.64	3.21
	元坝 701~元坝 702	5.78	DN200	9.6	25	45	3650.70	385.64	3.21
	元坝 702~元坝 206H	2.95	DN200	9.6	25	45	3650.70	385.64	3.21
	元坝 206H~元坝 205-1	1.33	DN200	9.6	50	45	7301.4	771.28	6.42
	元坝 15~元坝 205-3	0.65	DN200	9.6	75	45	10952.1	1156.92	9.63

备注：酸气气质参数：当大气压力 95.64kPa，温度 19.8°C 时，原料气密度：0.7889kg/m³；硫化氢质量百分含量：13.39%。

14.7 风险预测与评价

14.7.1 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 14.7-1 危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值 (mg/m³)		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	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	

14.7.2 大气环境风险事故预测与评价

14.7.2.1 预测模型

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，推荐模型为 SLAB 模型和 ATFOX 模型，模型分别均适用于重质气体排放的扩散模拟和轻质气体排放的扩散模拟。

本项目区域内地势起伏较为明显，风险评价范围内地形高程高差大，地形变化对于

环境风险事故泄漏后的影响较大，属于复杂地形。根据 HJ169-2018 中附录 G.2.2，当泄漏事故发生时，应考虑地形对扩散的影响，另外选择适合的大气风险预测模型。

图 14.7-1 项目区域地形示意图

本次评价拟选取复杂地形风险模型进行预测。模式采用固定于地面的坐标系统，利用有限差分法求出各个网格上的浓度，垂直方向速度分量根据空气与网格内污染物密度差异进行调整，因此既可以考虑浮力抬升的作用，也可以考虑重气下沉影响，适用于轻气体、中性气体和重气体的扩散。该模型可用于仿真反应性物质的扩散，此模式考虑垂直温度结构对风及扩散的影响，同时也考虑地形效应，因此适合于复杂地形地区使用。

在模型准确性方面，复杂地形风险模型对 Desert Tortoise、Goldfish、Burro、Lillestrom 等多个国际通用的场地验证案例进行模拟时，其模拟值与实际监测值平均百分比偏差（FB）为 -4%~23%，根据我国《环境空气质量模型遴选工作指南（试行）》（征求意见稿）、EPA 扩散模型验证报告以及国际环境空气质量模型验证通识，当 FB 在 -67%~67% 范围内时，即可认为模型准确性可接受。

综上，可选取复杂地形风险模型对本项目中涉及的有毒有害气体 H₂S 事故泄漏和井喷点燃烧产生的 SO₂ 在大气环境中的扩散影响进行预测。

14.7.2.2 预测参数

（1）地表覆盖数据

地表覆盖数据为 30 米地表覆盖数据，空间分辨率为 30m，分类代码进行模型适配后裁切至预测范围。

（2）地形数据

地形数据为下载于美国 USGS 网站 (<https://earthexplorer.usgs.gov/>) 的数字高程数据（ASTER GDEM），空间分辨率为 30m。

（3）气象数据

本项目风险评价等级为二级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目风险计算采用气象数据为最不利气象条件。

表 14.7-2 气象数据列表

参数	稳定度	风速 (m/s)	温度 (°C)	相对湿度 (%)
数值	F	1.5	25	50

14.7.2.3 预测结果

(一) 井喷失控含硫化氢天然气泄漏情形

采用复杂地形风险模型计算井喷失控含硫化氢天然气泄漏情形硫化氢在大气中的扩散情况。本次选取地形较复杂的元坝 206H 井场进行预测。

假设本项目发生井喷后在 15 分钟内点火成功，则井喷导致 H₂S 泄漏的最长时间为 15 分钟。预测结果见下：

表 14.7-3 各阈值的廓线对应的位置

阈值(mg/m ³)	最远影响距离(m)	最大半宽(m)	到达时刻(min)	结束时刻(min)	持续时间(min)
38	780	88	10	23	13
70	560	50	6	21	15
150	270	28	3	19	16

表 14.7-4 情形一 预测结果 (浓度阈值为 38g/m³)

距离 (m)	浓度区域半宽宽度(m)	高峰浓度(mg/m ³)
10.00	12.00	6735.20
100.00	36.00	1606.00
200.00	52.00	469.74
300.00	62.00	224.74
400.00	66.00	132.09
500.00	66.00	87.88
600.00	60.00	62.79
700.00	46.00	47.28
780.00	88.00	38.69

表 14.7-5 情形一 预测结果 (浓度阈值为 70g/m³)

距离 (m)	浓度区域半宽宽度(m)	高峰浓度 (mg/m ³)
10.00	10.00	6735.20
100.00	32.00	1606.00
200.00	44.00	469.74
300.00	50.00	224.74
400.00	46.00	132.09
500.00	34.00	87.88
560.00	10.00	71.36

表 14.7-6 情形一 预测结果 (浓度阈值为 150g/m³)

距离 (m)	浓度区域半宽宽度(m)	高峰浓度(mg/m^3)
10.00	10.00	14967.00
50.00	20.00	3394.10
100.00	28.00	1015.40
150.00	30.00	480.81
200.00	28.00	279.97
270.00	12.00	159.87

根据上表，在最不利气象条件下，情形一最远影响距离为 780m，范围内无聚集性居民等关心点，主要是井场周边的散居农户。

(二) 井喷失控含硫化氢天然气点燃产生二氧化硫情形

井喷失控采取点火燃烧措施，原料气中的 H_2S 全部燃烧转化为 SO_2 。根据复杂地形风险模型预测 SO_2 扩散对大气的影响。

点火后，主要污染物是 SO_2 ，项目取 24 小时成功压井对 SO_2 进行预测。预测结果见下：

表 14.7-7 情形二 各阈值的廓线对应的位置

井场	阈值(mg/m^3)	最远影响距离 (m)	最大半宽(m)	到达时刻 (min)	结束时刻 (min)	持续时间 (min)
元坝 206H	2	6220	398	50	1490	1440
	79	720	76	6	1450	1444
元坝 15	2	4897	321	40	1490	1440
	79	580	61	5	1450	1444

表 14.7-8 情形二 预测结果 (浓度阈值为 $2\text{g}/\text{m}^3$)

距离 (m)	浓度区域半宽宽度(m)	高峰浓度(mg/m^3)
10.00	22.00	134.74
100.00	78.00	2475.50
200.00	110.00	751.22
300.00	136.00	372.06
400.00	160.00	224.17
500.00	182.00	151.17
600.00	202.00	109.47
700.00	220.00	83.28
800.00	236.00	65.77

900.00	252.00	53.20
1000.00	266.00	44.18
2000.00	364.00	13.02
3000.00	398.00	6.48
4000.00	380.00	3.98
5000.00	306.00	2.75
6000.00	92.00	2.05
6220.00	18.00	2.00

表 14.7-9 情形二 预测结果 (浓度阈值为 79g/m³)

距离 (m)	浓度区域半宽宽度(m)	高峰浓度(mg/m ³)
10.00	10.00	134.74
50.00	46.00	7075.10
100.00	56.00	2475.50
200.00	68.00	751.22
300.00	74.00	372.06
400.00	76.00	224.17
500.00	70.00	151.17
600.00	56.00	109.47
700.00	26.00	83.28
720.00	4.00	79.17

图 14.7-3 元坝 206H 井井喷情形硫化氢扩散示意图

图 14.7-2 元坝 15 井场井喷情形硫化物扩散分布图

根据上表，在最不利气象条件下，情形二最近影响距离为 6.22km，范围内存在苍溪县陵江镇六槐中心小学校等关心点。

(三) 管道破损含硫天然气泄漏情形

采用复杂地形风险模型计算酸气管线破损导致硫化氢天然气泄漏情形硫化氢在大

气中的扩散情况。

本次酸气管道模拟泄漏点选取管道中点附近周围人居较复杂的点。模拟酸气管线泄漏点位置见下图，泄漏点坐标见下表。

表 14.7-10 情形三 模拟酸气管线泄漏点坐标

序号	酸气管线名称	北纬	东经
1	元坝 13~元坝 101-1	31.842183288	106.083617905
2	元坝 701~元坝 702~元坝 206H~元坝 205-1	31.845076417	105.961349986'
3	元坝 15~元坝 205-3	31.832936455	105.973921251

根据预测，在最不利气象条件下，酸气管线泄漏情景下风向的最大浓度见下表。

表 14.7-11 元坝 13~元坝 101-1 酸气管线泄漏情景 H₂S 扩散预测表

释放后时刻 (min)	元坝 13~元坝 101-1	
	距源点距离 (m)	最大浓度 (mg/m ³)
1	0	0
5	506	50.5
10	1130	37.7
15	1630	28.4
20	1730	14.3
25	1960	10.6
30	1720	9.44
35	2390	8.42
40	2490	7.55
45	2510	6.78
50	2510	4.78
60	2510	2.19
70	2970	1.1
80	2630	0.663
90	2630	0.653
100	2630	0.64
110	2630	0.625
120	2630	0.604

表 14.7-12 元坝 13~元坝 101-1 酸气管线泄漏情景 H₂S 扩散后果预测表

序号	管线	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	持续时间
----	----	----	--------------------------	----------	------

					/min
1	元坝 13~元坝 101-1	大气毒性终点浓度-1	70	213	9
		大气毒性终点浓度-2	38	1080	4

情形三最远影响距离为 1080m，范围内无聚集性居民等关心点，主要是管线周边的散居农户。

14.7.2.4 大气风险预测结果小结

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 H₂S 的影响范围汇总见下表。

表 14.7-13 大气风险预测结果汇总表

风险情形	预测因子	风险单元	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 206H	560	780
情形二：井喷失控含硫化氢天然气点燃情形	SO ₂	元坝 206H 井场	720	6220
		元坝 15 井场	580	4897
情形三：管道破损含硫化氢天然气泄漏	H ₂ S	元坝 13~元坝 101-1 酸气管线	213	1080

情形一预测 H₂S 的扩散情况。经预测，在最不利气象条件下，发生井喷事故后 15min 后，H₂S 毒性终点浓度 1 (70mg/m³) 到达的最远距离为 560m，到达时刻 6min，结束时刻 21min，持续时间 15min。

H₂S 毒性终点浓度 2 (38mg/m³) 到达的最远距离为 780m，到达时刻 10min，结束时刻 23min，持续时间 13min。

参照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T 5087-2017)，空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³ 的属于危险临界浓度，发生井喷事故后 15min 后，H₂S 危险临界浓度 (150mg/m³) 到达的最远距离为 270m，到达时刻 3min，结束时刻 19min，持续时间 16min。

情形二预测发生井喷 15min 内点燃后的情况下 24 小时 SO₂ 的扩散情况。经预测，在最不利气象条件下，井喷点燃 24h 后，SO₂ 毒性终点浓度 1 (79mg/m³) 到达的最远距离为 720m，到达时刻 6min，结束时刻 1450min，持续时间 1444min。

毒性终点浓度 2 (2mg/m³) 到达的最远距离为 6.22km，到达时刻 50min，结束时刻

1490min，持续时间 1440min。

原料气管道泄露后，释放的 H₂S 对大气影响范围距离事发地最远约 1080m。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。

综合以上事故预测结果，环评建议在钻开气层前 2 天，提前对 H₂S 危险临界浓度（150mg/m³）范围内的居民进行撤离，撤离范围 270m；对 H₂S 危险临界浓度~毒性终点浓度 1 范围内的居民进行重点关注、预警，保持随时撤离状态，范围为 270m~720m；对毒性终点浓度 2~毒性终点浓度 1 范围内的居民应纳入应急撤离范围，发生井喷征兆或天然气泄漏时，建设单位应立即启动应急预案，按照预案内容实施紧急撤离，同时根据现场应急监测情况、工程事故情况及时调整撤离范围。

项目在做好地企联动、应急演练、应急报警和应急疏散工作，加强风险管理，本项目在发生井喷失控情况下对大气产生的影响在可控制范围。

14.8 其他环境风险分析

14.8.1 大气环境风险分析

14.8.1.1 采气期站场天然气泄漏风险影响分析

由于地面采气工程时在测试放喷定产后配产规模下生产。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，组织应急计划区范围（根据安全预评价预测结果或应急预案来确定）内人员进行应急撤离。同时实施应急监测（详见章节 10.10.3.12），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。

14.8.1.2 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，由于管压与闸阀联动控制，当气田水管线发生泄漏后会使管压明显下降，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，及采取章节 10.10.3.6 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。

14.8.2 地表水环境风险分析

14.8.2.1 施工期井场废水泄漏或外溢影响分析

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

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的放喷池、沉砂坑、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（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。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。

14.8.2.2 废水外运过程事故影响分析

本项目施工期不可回用的钻井废水、废压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后转运至元坝区块回注井进行回注。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。

转运过程严格采取如章节 10.10.2.5 所述风险防范措施后，污水转运车辆在行驶过程中发生环境事故的概率可最大程度降低。尤其在路过东河油坊沟（中土乡）集中式饮用水水源地准保护区路段时应减速慢行，确保安全驶离。

采用罐车转运采气气田水时，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且污水无有毒有害物质，主要是含 COD、Cl⁻，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，采取章节 10.10.3.5 所述的应急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。

14.8.2.3 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 QHSE 管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

14.8.2.4 压裂主体酸的泄漏或外溢影响分析

通过协调运输关系，罐车一般仅提前 1~2d 拉运主体酸至需求井场，减少主体酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险。即使泄漏发生了，钻井井场设置清污分流系统，泄漏的主体酸经井场的外环沟截留进入沉砂坑，可及时收集处理，不会直接流出井场外地表水体。因此只要加强管理，完善风险防范措施和应急处理措施，发生酸液外溢事故的概率较低。

14.8.2.5 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 800m^3 应急池用于项目紧急情况下的废水贮存要求，考虑 15min 初期雨水收集量为 154.6m^3 。井场废水收集罐为 $60\text{m}^3/\text{个}$ ，暴雨情况加一个废水收集罐全部泄漏情况下，雨污水的产生量共为 165.2m^3 。为满足雨污水的收集暂存，考虑 0.85 安全系数，收集池容积不应小于 194.45m^3 。本项目各井场现场配备 800m^3 应急池，满足初期雨水收集和污水罐泄漏存储容积要求。雨污水收集后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，减少新鲜用水量。

本项目所有井场的应急池布置位置高程皆略低于井场高程，使井场污水可通过高差自然汇流进入应急池内，备用潜水泵抽汲，满足事故状态下废水收集要求。

14.8.3 地下水环境风险分析

14.8.3.1 柴油、白油、废油渗漏或外溢对地下水的影响

泄漏的柴油、废油在泄漏处呈点状分布，其在壤土中渗透能力不强，与水的溶解又

低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、白油、废油对当地地下水裂隙水水质影响较弱。只要对泄漏的柴油、白油、废油采取有效的回收措施，对浅层地下水不会产生明显影响。

14.8.3.2 钻井液漏失影响

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。由于钻井作业，极易破坏地下水层的封闭性，造成钻井液进入地下水含水层污染地下水。本项目导管段采用清水钻进，可有效保护浅层地下水。一开~二开（约3000m以上）采用空气钻井，对地层污染较小，二开（3000m以下）~五开采用常规水基钻井液钻井，有利于降低作业成本，减少地层污染。

14.8.3.3 地下水井涌事故风险影响分析

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生含压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。在钻井液钻井过程中发生井涌，混合钻井液的地下水涌出地表，防治不当将流入地表水体，造成一定的污染。钻井井场设置清污分流系统，井涌的钻井液经井场的外环沟截留进入沉砂坑，可及时收集处理，不会直接流出井场外地表水体。因此只要加强管理，完善风险防范措施和应急处理措施，发生井涌后钻井液外溢事故的概率较低。

14.9 环境风险管理

14.9.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

本项目建设单位制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。

14.9.2 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。

14.9.2.1 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毒性终点浓度-²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) 在钻井及井下作业前应按《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008)

4.1 条对三级气井的要求，对 100m 范围内的民房进行搬迁，500m 范围内无公共设施，设立 100m 范围防护围栏，禁止无关人员进入。

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/T5087-2017)、《钻前工程及井场布置技术要求》(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/T5087-2017)、《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/T5087-2017)、《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 $0.02\text{g}/\text{cm}^3$ 。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 $0.05\text{g}/\text{cm}^3$ 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 2m^3 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) 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) 试井前应疏散井场和放喷口根据安全预评价或应急预案确定的应急计划区范围内的居民，并在井场周围设置警戒线。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。

(7) 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》(SY/T 5225-2019)；
- 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》(AQ 3022-2008) 中的安全规定。

(8) 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 5 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。

(9) 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外环境产生影响。

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，云母和其它植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

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。

（10）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。

(11) 管理措施

按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(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。

(12) 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 5087-2017)、《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。

(13) 环境敏感点的特别防护措施

1) 钻完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/T5087-2017)、《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品配备规范》(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》(SY/T 5742-2019) 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作好培训记录。应急演练应每个月开展一次, 进入气层后半个月开展一次, 通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力, 二是加强抢险应急设备的维护保养, 检查是否备足所需应急材料。钻开气层前 2 天, 临时撤离井口周边根据安全预评价或应急预案确定的应急计划区范围内的居民。

9) 施工单位应主动联系当地政府, 共同对井口 6.22km 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计划区范围(根据安全预评价预测结果来确定)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 -2 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。

(14) 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。

（11）环境风险防范措施工程监理

为确保工程项环境风险防范措施合理有效地实施，建议在钻采过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，确保项措施得到合理有效的落实。

14.9.2.2 套管破损导致含硫天然气窜至地表风险的防范措施

为防止出现钻完井施工过程及营运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/T 6592-2016）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。

14.9.2.3 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分管理，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；钻井废水等储存于防渗漏的废水罐中处理后回用，废水中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沉砂坑或各池体，从而引发废水外溢，应在雨季对集污罐和各池体加盖防雨蓬布或架设雨蓬。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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，防渗技术要求按照相应标准或规范执行。本项目防渗技术要求参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)执行，对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。根据天然气钻井工程在建设期及运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，并参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)，本项目钻井平台划分为重点防渗区、一般防渗区和一般地面硬化。

(3) 清污分流

e.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。

14.9.2.4 柴油、白油使用、储运过程中的风险防范措施

①提高柴油、白油危险性的认识。根据燃烧的条件，当油罐内液面空间油蒸气浓度达到爆炸极限范围，遇到点火源时，就会产生爆炸，因此，应给予高度重视，从柴油、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《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014 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。

14.9.2.5 场站及管道工程风险防范措施

（1）设计阶段

1) 含硫井场站中的硫化氢监测应采取：固定式与携带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。

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) 气田水管道选钢骨架增强聚乙烯复合管为连续管，与集气管道同沟敷设过程中应先施工钢管再施工钢骨架增强聚乙烯复合管；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 $300\mu\text{m}$ 液滴，火炬筒顶部设有分子封。

11) 所有阀门的球体、阀座、阀杆和其它内件应具有抗 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。

(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对管线周围的居民作好事故应急宣传，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安全操作规程，加注人员应有相应安全防护措施。

(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。

14.9.2.6 废水、钻井固废以及危废转运过程中废水外溢防范措施

为降低废水、固废、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，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

①运输前规划运输路线，废水、钻井固废、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开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

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。废水转运应提前安排，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，定期进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢固废遗撒。确保污水罐车驾驶员持证上岗，不得聘用无经验或欠缺经验的驾驶员。

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、钻井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、钻井固废及危废运输应急预案，每次废水、钻井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环保事故。

⑩废水、钻井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。废水运输过程中，废水、钻井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、钻井固废、危废泄漏以及遗撒。

⑪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。

14.9.2.7 气田水装卸过程泄漏防范措施

罐车在站场内装卸过程中，可能产生跑冒滴漏和脱管事故。为了避免卸车过程发生气田水泄漏出井场外的情形，在污水罐旁设置专门的卸车区，卸车区场地硬化，卸车区四周设置截流沟，截流沟末端设置一个 2m^3 的集污坑，集污坑内壁防渗。集污坑保持常空状态，不得占用。

采取以上风险防范措施后，可确保事故状态下气田水自动收集，防治污水外泄。

14.9.2.8 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及阀室控制系统、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

元坝气田站场、阀室周围和集输管线两侧不低于 3km 范围内的所有农户、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。

14.9.2.9 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。

关闭分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

在站区内及装置区共安装 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

集气站配备移动式干粉、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。

14.9.3 环境风险事故应急措施

本项目环境风险事故应急措施包括但不限于以下措施。

14.9.3.1 井喷风险应急措施

(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《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(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。

（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，应立即组织应急计划区范围（根据安全预评价预测结果或应急预案来确定）的居民，并告知井口周围 6.22km 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，同时实施应急监测（详见章节 10.10.3.12）。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 CO₂、SO₂ 和水蒸气。持续进行应急监测，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。

（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。

14.9.3.2 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一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。

14.9.3.3 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并对职工的教育，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。

14.9.3.4 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。

14.9.3.5 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，也可最大程度的避免或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。

①在距离保护区较近的道路路段强化防撞设计、设置截流沟和事故池等收集路面雨污水，一旦发生运输事故，能够保证污染物收集至事故池中，从而不会污染饮用水源，减小对水源保护的影响。

②罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长。由于一罐车水量仅约 10t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。

③泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。

④泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门，并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，减少污染物下泄量。

⑤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等部门和下游用水部门和居民，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；同时配合环保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，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。可能污染下游饮用水源的应及时通报当地环保局和相关取用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

14.9.3.6 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启动应急预案，现场应急指挥处理。
- ⑤义务应急队员（赶赴）现场，正确配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。

14.9.3.7 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。

14.9.3.8 压裂主体酸泄漏应急措施

井场内压裂主体酸泄漏，首先进入井场外环沟，汇入沉沙坑内，应立即采取措施，将泄漏的主体酸泵入应急池处理，使其不外泄至井场外。

运输过程发生压裂主体酸泄漏事故，泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防治进入下游地表径流。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。

泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。

泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门，并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝，减少酸液下泄量。

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等相关部门和下游用水部门和居民，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，利用抽水泵抽水，并采用罐车将泄漏的酸液拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；同时配合环保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，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。

14.9.3.9 气田水装卸过程泄漏应急措施

罐车在站场内装卸区装卸过程中，司机应全程在岗，站场值班人员应全程监督，直至卸车结束。如发生脱管事故，司机因第一时间关闭卸车阀门，减少污水泄漏量。事后站场值班人员应及时将卸车区旁的集污池里收集的泄漏污水泵回污水罐中。

14.9.3.10 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、应急抢维修、警戒、疏散、搜救、环境监测等工作。

14.9.3.11 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。钻前加强对周边 6.22km 居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离井口周边居民。企业在井口周边设置地面硫化氢检测报警仪和便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。此类环境风险是可控的。

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。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 6.22km 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

的硫化氢气体如果影响周边地表水体和浅层地下水体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。

14.9.3.12 毒性终点浓度范围内居民的疏散与安置

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求：“结合环境风险预测分析结果、区域交通道路和安置场所位置等，提出事故状态下人员的疏散通道及安置等应急建议”。由于事故发生时的撤离路径跟当时风向有关，故本次环评无法对疏散路径及安置等给出详细的要求，只提出以下原则性的要求。

(1) 井场内及井场 6.22km 范围内的各路口设立风向标，便于发生有毒有害物质泄漏时生产人员及周边居民辨风向。

(2) 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、站场泄漏或酸气管线泄漏事故时，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。根据模拟或环境监测结果，确定毒性终点浓度范围外的居民及时组织对其进行疏散和安置确保居民生命安全。

(3) 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。

(4) 发生井喷或酸气管线泄漏事故时，对毒性终点浓度范围内的居民进行疏散。对于站场、阀室周围和集输管线两侧 3km 范围内的居民疏散，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；对于井场 3km~6.22km 范围内的居民，采取高音喇叭、联系社区或村委会等方式通知居民进行疏散。毒性终点浓度范围内的居民和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。

(5) 选取毒性终点浓度范围外地势较高、场地较空旷的地方如学校、广场等地方作为临时安置点，后续根据应急监测结果，及时调整安置点。

(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。

14.9.3.13 环境应急监测

(1) 井场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

5087-2017) 配备固定、便携检测仪。

(2) 发生井喷失控或发生天然气泄漏时, 对井口周边 6.22km 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) 井喷失控点火后应对风口周边 6.22km 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) 发生井喷失控或发生天然气泄漏、井喷失控点火后应委托有资质、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 589-2021) 进行监测。

14.9.3.14 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, 应及时进行井控, 争取最短时间控制井喷源头, 尽可能切断泄漏源。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。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。

14.9.3.15 应急物资保障

应急设备及物资的安置应采用就近原则, 备足、备齐、定置明确, 能够保证现场应急处理人员在第一时间内启用。

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, 确保各处应急器材物资的数量和性能满足随时使用的需要。

企业应急物资器材更新补充和维修维护、商业财产保险、工伤保险等费用列入年度预算, 确保应急物资日常更新补充和维修等费用落实。

一旦发生事故, 应急指挥部各成员及小组所需的事故应急救援工作经费不受预算限

制，由企业财务部门落实拨付手续，保障应急经费的及时到位。

14.9.3.16 应急联动

(1) 上层联动：本项目所在的苍溪县、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。

14.9.4 突发环境事件应急预案编制要求

本环评要求，企业必须按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号）要求，编制应急预案并报备。

14.9.4.1 应急预案编制或完善原则

(1) 坚持以人为本，预防为主，加强对环境风险事故的监测，监控并实施监督管理，建立环境风险防范体系，积极预防、及时控制、消除隐患、提高环境事故防范和处理能力，尽可能避免或减少突发环境风险事故的发生，消防或减轻环境风险事故造成的中长期影响，最大程度地保障公众健康，保护人民群众生命财产安全。

(2) 坚持统一领导、分类管理、属地为主、分级响应。针对不同级别的环境风险事故的特点，实行分类管理，充分发挥部门专业优势，使采取的措施与突发环境风险事故造成危害范围和社会影响相适应。充分发挥地方人民政府职能作用，坚持属地为主，实行分级响应。

(3) 坚持平战结合，专兼结合，充分利用现有资源。积极做好应对突发环境风险事故的思想准备、物资准备、技术准备、工作准备，加强培训演练，充分利用现有专业环境应急救援力量，整合环境应急监测网络。

14.9.4.2 应急预案编制适用范围

编制的应急预案适用范围为元坝气田产能建设（海相三期）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。

14.9.4.3 环境事件分类

根据环境风险事故影响和应急援救、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。

14.9.4.4 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。

14.9.4.5 应急组织机构与职责

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 14.9-1 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。

序号	应急组织机构	职责
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。

14.9.4.6 事故应急处置预案

根据本工程的特点，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各场站含硫天然气泄漏事故应急预案；
- ③各场站天然气泄漏火灾、爆炸事故应急预案；
- ④各场站设备、管道维修事故应急预案；
- ⑤集气管线穿孔或破裂事故应急预案；
- ⑥集气管线沿线自然灾害破坏应急预案；
- ⑦污水管线穿孔、破裂事故或自然灾害破坏应急预案；
- ⑧油罐、废水罐和集污罐泄漏应急预案；
- ⑨废水罐和集污罐垮塌应急预案；
- ⑩污染物转运泄漏应急预案。

14.9.4.7 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，结合钻井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 14.9-2 应急预案主要内容参考

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：井口 6.22km 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产能建设及勘探项目部，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镇乡、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。

序号	项目	内容及要求
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产能建设及勘探项目部、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：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，必要时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；钻井队主管部门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。

序号	项目	内容及要求
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政治思想工作，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指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。对井口周边 6.22km 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。

14.9.4.8 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突发环境事件应急预案和阆中市突发环境事件应急预案为上下衔接关系，与苍溪县、阆中市其它企业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。

表 14.9-3 企业突发环境风险事件分级响应图

14.9.4.9 其他要求

①本项目各工程处理的介质—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各站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在各工程试运行之前，应建立场站、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，井站周围100m范围内不再新建居民住宅。

⑥站场阀门应采用平板阀，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场站发生事故或险情时，应通过现场报警铃声、广播及电话报告事故信息，通知场站职工和周围附近的居民撤离。

⑨临近地表水体的井站，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，需在井场周边设置防洪排水沟，防止洪水、泥石流等破坏井站。

14.10 风险防范措施投资

本项风险投资总计为380万元，风险防范措施及投资见表10.11-1。

表 10.11-1 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

序号	工程名称	风险防范措施	内容、要求及目的	投资(万元)
2	地面集输工程	应急池	设置 800m ³ 应急池 5 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	50
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	40
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	20
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	90
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
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	50
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	130
总计				380

14.11 环境风险评价结论

14.11.1 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输气管线破裂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。

14.11.2 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》(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 5087-2017)、《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计划区内的居民。并告知井口周围 6.22km 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 CO₂、SO₂ 和水蒸气，对井口周边 6.22km 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露发生后，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》（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。

14.11.3 环境风险评价结论和建议

14.11.3.1 评价结论

评价确定井喷失控后含 H₂S 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 H₂S 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机率小，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。

14.11.3.2 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 SO₂ 浓度。

15. 环境保护措施及其可行性论证

15.1 施工期环境影响减缓措施

15.1.1 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。本项目井口 100m 围内均无居民分布，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) 施工机械及运输车辆尾气减缓措施

施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，且多为大型载重车辆，由于荷载重，尾气排放量较大，将增加施工区域和运输道路沿线的空气污染物排放。运输车辆尾气的影响主要在道路沿线两侧 50m 范围内。为减缓汽车尾气造成的环境空气污染，施工单位应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。因作

业范围较分散且车辆尾气属流动污染源，因此对环境空气的影响很小。

(3) 备用柴油发电机废气减缓措施

钻井过程中柴油机燃油废气，可以通过采用节能环保型柴油动力系统设备，并适当提高排气筒高度（6m以上），减少污染物排放量与大气环境影响，其影响的为临时性的随着，将随钻井工程的结束而消除，污染减缓措施可行。

(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，废水和岩屑进入沉砂坑，废气在沉砂坑内直接排放。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

油基钻井固废由废渣罐收集临时存放于井场内危废暂存间，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运必须采用密闭罐，减少有机物挥发量，污染减缓措施可行。

(6) 气侵时泥浆携带的 H₂S 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 5 吨的除硫剂，据实钻情况确定除硫剂加量，确保钻井液中 H₂S 含量不高于 50mg/m³，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) 储层改造和压裂返排液无组织废气

项目主体酸和压裂液配置好以后用压裂液重叠液罐拉运至现场进行储层改造，暂存时间较短，废气的产生随着施工的结束而结束。在压裂过程中，对主体酸和压裂液暂存和储运必须采用密闭罐，减少挥发量，污染减缓措施可行。

(8) 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 SO₂。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，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。

15.1.2 施工期地表水环境影响减缓措施

15.1.2.1 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) 向钻施工过程环保措施

为减少定向钻施工过程中的环境影响，环评提出如下环保措施：

①禁止向水体内排放一切污染物。禁止将施工营地设在保护区内禁止在施工场地建临时厕所，防止生活污水和生活垃圾直接进入河道。雨天时不得施工，并做好充分的水土流失防治工作，开挖临时土方采用防雨布覆盖，并设置临时挡土墙等措施防止水土流失。

②所有的临时堆存物料应设置围挡设施，并配备必要的覆盖设施（如防雨布等），防止干风天风吹扬散和雨天冲刷流失，对河道造成污染。对于含油等有害污染物（属危险废物），要求集中收集后送有资质单位处置。阴雨天时必须提前收集并覆盖各种含油设备，避免冲刷流失污染水源。施工过程做好污染防治工作，施工结束后及时清理施工场地内的一切附属物及可能对地表水源造成污染的地表残留物（包括可能污染的土壤及残存物料等），确保地表水源安全。

在穿越河流的两堤外堤脚内禁止给施工机械加油、存放油品储罐，禁止在河流主流区和漫流区内清洗施工机械、车辆和排放污水。防止设备漏油遗撒在水体里。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，并在重点地方设立接油盘等，同时及时清理漏油。

③管道试压采用的介质全线均采用洁净的无腐蚀性水，分段试压。禁止将水污染物直接排入东河及其支流，清管试压水首先立足于重复利用，不能利用的废水经沉淀、滤布过滤后选择保护区外合适的地点排放，禁止将清管、试压水在水源保护区排放，排放前需征求当地环保部门意见，按照当地环保部门要求排放。

④泥浆池要按照规范设立，其容积要考虑 30% 的余量，以防雨水冲刷外溢，泥浆池底要采用防渗膜进行防渗处理，保证泥浆不渗入地下。

⑤施工结束后，产生的废弃泥浆经分离后进行固化处理，全部运输至政府指定位置，远离水源保护区，严禁就地填埋。

⑥施工多余土方可用于沿岸护堤，不得随意弃置。施工结束后要尽快恢复出、入土场地的原貌，减少水土流失。

(3) 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。

15.1.2.2 场地雨水

本项目各井场内处实施清污分流制度，场内设置废水收集系统和排水沟渠。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积液池。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。

15.1.2.3 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、石油类和 SS，经泥浆不落地工序（两次压滤）固液分离。本项目钻井废水包括空气钻阶段除尘废水和常规水基泥浆钻井废水。根据建设方提供，空气钻井阶段产生的污水及岩屑进入沉砂坑，经简易沉淀后，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，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。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，可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置（混凝沉淀+二级过滤）预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注。

②洗井废水

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，不外排。

③压裂返排液

压裂返排液暂存于压裂液重叠罐后，加碱液（用氧化钙配置）中和预处理后经检测可回用的返排液回用于同区域其他井压裂作业，不外排；不可回用的返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注站回注。

(2) 可行性分析

①废水场内收集措施的可行性分析

本项目单井完钻后钻井废水产生量约 $480\text{m}^3/\text{井}$, 根据元坝气田已有钻井项目完井作业时间一般约 1 个月, 则单井钻井废水最大产生量为 $16\text{m}^3/\text{d}$, 洗井废水产生量约 90m^3 , 井场内设置有废水收集罐 8 个 ($60\text{m}^3/\text{个}$), 能满足近 24d 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 1000m^3 积液池 1 座, 完全能满足废水收集罐破裂等突发情况, 废水收集至积液池; 单井压裂液最大用量约 1500 m^3 , 返排液单井最大返排量约 600 m^3 , 每个井配置有 40 个 ($50\text{m}^3/\text{个}$) 压裂液重叠液罐, 完全能满足场内压裂返排液的暂存。

②洗井废水、压裂返排液回用的可行性

为打造绿色环保产业, 解决压裂返排液的环境负担, 中石化西南分公司通过自主研发核心添加剂, 配套车载净化处理设备体系, 单套设备处理能力 $80\text{-}120\text{m}^3/\text{h}$, 可连续高效处理, 形成了压裂液重复利用关键技术, 实现了压裂返排液的全面工业化应用。将洗井废水和可回用压裂返排液重复配置压裂液, 目前已属成熟工艺, 在压裂施工中广泛使用, 压裂液使用指标及回用要求如下: ①降阻水: 固相含量 $\leq 1000\text{mg/L}$; 氯根含量 $\leq 50000\text{mg/L}$; 铁细菌 $\text{TGB} \leq 2.5 \times 10^4 \text{ 个/mg}$; 腐生菌 $\leq 2.5 \times 10^4 \text{ 个/mg}$; ②瓜胶压裂液除上述指标外, 增加以钙离子计算的总硬度 $\leq 800\text{mg/L}$ 。

本项目单井洗井废水 90m^3 , 单井压返液约 600m^3 。远远小于单井压裂液 1500m^3 配置需求, 不足部分以清水补充。通过合理安排本项目各井压裂和钻井作业时间和时序, 区域内有压裂施工需求的井, 同一时间段其余井所产生洗井废水和可回用压裂返排液经处理后可用于配置压裂液。将洗井废水和单井可回用的压返液返排液重复配置压裂液, 用于重复压裂, 可以满足钻井作业废水的处置需求, 符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中“在钻井和井下作业过程中, 鼓励污油、污水进入生产流程循环利用”的要求, 属清洁生产措施, 已在钻井工程中得到广泛采用, 技术较成熟, 该措施技术合理可行。

图 15.1-1 压裂液回用技术专利和图片

③预处理工艺的可行性

根据工程分析经泥浆不落地工艺出来的钻井废水主要污染物浓度如下：

表 15.1-1 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 无量纲)					
	pH	COD _{cr}	SS	石油类	氨氮	氯化物
钻井废水	7~10	200~5000	50~500	0.5~110	0~60	5000

压裂返排液浓度如下：

表 15.1-2 压裂返排液水质

废水种类	主要污染物浓度 (mg/L, pH 除外)				
	pH	COD _{cr}	SS	石油类	氯化物
返排液	2~8	380~2600	50~800	5~200	5200~12000

图 15.1-2 不可回用钻井废水和压裂返排液预处理工艺流程图

本项目不可回用钻井废水和压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置采取“隔油+混凝沉淀+二级过滤”后进行回注，隔油池去除浮油效率可达 85~90%，混凝沉淀去除 SS 效率可达 90%，二级过滤去除 SS 效率可达 85%，综合 SS 去除效率可达 98.5%。则经“隔油+混凝沉淀+二级过滤”后钻井废水中 SS 和石油类能满足采气二厂回注井水质控制指标要求。综上，本次钻井废水、压裂返排液拟采取预处理工艺可行。

表 15.1-3 采气二厂回注井水质控制指标

控制指标	pH	悬浮物	硫化物	石油类	粒径中值
/	6~9	15	6.0	30	3.0

③回注能力可行性

根据依托工程可知本项目不可回用钻井废水最大日排放量为 8m³/d，总计不可回用钻井废水量 192m³；不可回用压裂返排液最大日排放量为 60m³/d，总计不可回用压裂废水量 1200m³。结合正在进行的元坝气田产能建设（陆相一期）（海相三期）项目，则本项目和在建项目钻井废水最大日排放量约 14m³/d，不可回用压裂返排液最大日排放量为 60m³/d。目前已建回注井剩余回注能力 400m³/d，剩余总储水量 45.4 万方。因此，本项目以及正在进行的项目预处理后不可回用钻井废水和压裂返排液量远小于目前已建回注井剩余回注能力 400m³/d，总储水量 45.4 万方，因此能满足目前本项目和元坝气田（陆

相一期)项目不可回用钻井废水和压裂返排液回注需求。

环评要求:不可回用压裂返排液和不可回用钻井废水需处理达到回注井水质要求方可拉运至回注井回注,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。

15.1.2.4 试压废水

(1) 拟采取的污染防治措施

经简易的沉淀池沉淀处理达到《污水综合排放标准》三级标准后,拉运至当地生活污水厂处理达标后外排。

(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后,拉运至当地生活污水厂处理能满足一般城市生活污水厂进水水质要求。另外本项目试压废水量产生量总计约 650m^3 , 项目所在地当地污水处理站剩余规模约 7060t/d , 本项目试压废水量仅占目前剩余规模的 6.0% , 不会对当地生活污水厂处理产生冲击。因此,试压废水采取外委处理方式可行。

15.1.2.5 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。

综上所述,通过上述措施后,本项目所涉及的各井场均能做到不可回用钻井废水和不可回用压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置(隔油+混凝沉淀+二级过滤)预处理达到回注标准后拉运至回注站进行回注,不外排,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。根据回顾性评价元坝气田已实施的天然气钻采工程部分井场钻井废水也是预处理后回注地层,西南油气分公司未收到钻井废水、洗井废水、压裂返排液等乱排乱放的环保投诉。因此,本项目施工期废水处置措施有效、可行。

15.1.3 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，施工期间建设单位应采取如下措施：

- a.井场平面布置时，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、泥浆泵基础设施设置减震垫；空压机和增压机安装在房间内，隔声并安装减震垫层。
- c.合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；
- d.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；
- e.施工方在施工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；
- f.尽量使用噪声较低的设备；
- g.放喷池设置三面建 3m 的围墙，可以降低一定的噪声；
- h.放喷测试前，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，以减轻放喷废气对周边居民的不利影响。

(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 82~105dB。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。

15.1.4 施工期固体废物处理处置减缓措施

15.1.4.1 钻井固废

(1) 拟采取的措施

① 钻井固废

本项目空气钻阶段钻井固废和水基钻井岩屑、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），就近处理。

本项目拟通过合理安排各井钻井时序，同时依托元坝重浆储备库剩余空置能力作为本项目可回用泥浆临时中转，经西南油气分公司统一调配。元坝重浆储备库厂区进行了防雨及硬化防渗，安装了 15 座 75m^3 ，1 个 50m^3 泥浆罐，泥浆储存能力 1175m^3 ，目前空余储存能力约 500 m^3 。过合理安排各井钻井时序，经西南油气分公司统一调配，能满足本项目井场可回用钻井泥浆的暂存中转要求，该措施经济环保可行。

②顶替泥浆、含油岩屑和废油基泥浆

顶替泥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，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单位妥善处置。

元坝气田未配置油基泥浆中转站，因此本项目各单项工程完钻后产生的油基钻井液送其他平台配置油基泥浆（优先回用于元坝气田，回用不完送其他区块回用）。

③固体废物管理措施

a.采用泥浆不落地技术在钻井现场对固废进行随钻治理，产生的固相废渣（即钻井固废）排入废渣收集罐中。水基钻井固废由中国石化集团西南石油局油田工程服务公司负责拟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）。实现钻井固废资源化、减量化和无害化。

b.钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输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）。

c.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。

e.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。

f.若井下发生复杂工况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界标志和警示牌；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；

g.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。

h.现场沾染废矿物油的泥、沙、水全部收集。

k.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。

（2）可行性分析

1) 固废暂存的可行性

本项目泥浆不落地系统和泥浆循环系统内设有泥饼收集罐 $40m^3$ /个（2个），单井水基钻井固废产生量约 $2240m^3$ ，设置有废渣收集罐（岩屑罐）约 $80m^3$ ，能满足近 $10d$ 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；空气钻井单井钻井固废产生量约 $840m^3$ ，本项目设置有沉沙坑 $1000 m^3$ ，能满足空气钻井固废的暂存。

2) 工艺可行性分析

经调查了解，钻井固废综合利用（制砖或者水泥）工艺在川渝地区钻井已经得到了大量运用，在使用岩屑为原料进行生产时，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆用做砖厂/水泥厂综合利用在工艺上是可行的。

3) 区域消纳能力可行性分析

元坝气田附近目前有能力有资质能处理钻井固废能力的公司有广元海创环保科技有限责任公司（处理规模 7 万吨/年，剩余处理规模 6.5 万吨/年）。本项目共计新钻 4 口井，预计 2024 年底完成，水基钻井固废和空气钻井固废三同正在进行的元坝气田产能建设（陆相一期）（海相三期）项目水基钻井固废三年总计钻井固废产生量约 13 万 t。广元海创环保科技有限责任公司剩余处理量为 6.5 万吨/年，三年总处理规模(19.5 万吨)，外委依托可行。

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。**

4) 顶替泥浆、含油岩屑和废油基泥浆等危废处理措施的可行性分析

①井场暂存的可行性分析

本项目在每个井场均设置 30m²的危废专用贮存场地并由若干的废渣收集罐盛装油基岩屑，废油由 2 个（一备一用）废油桶盛装，产生的油基岩屑现场贮存场地需满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012) 对中对危废贮存场地相关环保要求。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，使用完后即转运，因此危废在井场内暂存可行。

②危险废物贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑转运采用密闭废渣收集罐收集，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(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。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《危险废物转移联单管理办法》(原国家环境保护总局令 第 5 号) 等相关环境管理要求，含油岩屑和废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

③危废处置能力分析

根据四川省生态环境厅四川省危险废物经营许可企业名单查询可知四川省内具有处置 HW08 (072-001-08) 能力的企业见下表。

表 15.1-4 四川省内 HW08 (072-001-08) 危废处置能力统计表

资质单位	所在地	证书号	经营规模
南充嘉源环保科技有限责任公司	南充市嘉陵区河西镇化学工园嘉南大道	川环危第 511304071	12500t/a
四川纳海环境有限公司	德阳市什邡市洛水镇	川环危第 510603060	84904 t/a
预处理企业：江油诺客环保科技	四川省绵阳市江油市合	川环危第 510781076	100000 t/a

资质单位	所在地	证书号	经营规模
有限公司 水泥窑协同处置企业：四川国大 水泥有限公司	增镇界池村		
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	30000 t/a
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 村余箐工业园区	川环危第 511526078	50000 t/a
四川中明环境治理有限公司	眉山市东坡区	川环危第 511402022 号	40000t/a
中节能（攀枝花）清洁技术发展 有限公司	攀枝花市仁和区	川环危第 510411051 号	5000t/a
成都兴蓉环保科技有限公司	成都市龙泉驿区	川环危第 510112052 号	40000t/a
四川华洁嘉业环保科技有限责任 公司	宜宾市临港经济技术开 发区	川环危第 511502058 号	200000t/a
内江瑞丰环保科技有限公司	内江市威远县	川环危第 511024057 号	88000t/a

由上表可知，四川省内处置 HW08 (072-001-08) 危废能力至少约 650404t/a，本项顶替泥浆和油基钻井固废产生量约 1008t/a，其他在建工程在发生井下复杂工况的情况下油基钻井固废产生量约 5000t/a。项目总计仅占目前四川省内该类别危废处理总量的 1%，能满足本项目和元坝气田产能建设（陆相一期）项目危废处处置需求。

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。

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。

15.1.4.2 生活垃圾和废包装材料

施工作业场地设垃圾桶，依托当地环卫部门对生活垃圾进行定期清运。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。

15.1.4.3 废油

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。

15.1.4.4 清管试压废渣

清管废渣集中收集后委托环卫部门清运处理。

15.1.4.5 施工废料

施工废料可回收利用部分收集后回用，剩余不可回收部分依托当地环卫部门有偿清运。

15.1.5 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，采取两级防护措施，确保事故废水不得出井场、放喷池、积液池。

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，外环沟与自然沟渠连接，便于排出场地内雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。

三级防控：本项目每个井场设置有 $1000m^3$ 的积液池一座，在紧急状况下存放生产废水，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、积液池等区域，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 0.15m 高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于 0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于排出场地内雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

②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。

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，防治罐体腐蚀破裂导致污染物泄露；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。

（3）井场周围农田保护要求

根据现场调查，部分井场周边 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；

经采取上述有效措施后，可有效减少土壤污染。治理措施可行。

15.1.6 施工期地下水环境影响减缓措施

本项目在导管段采用清水钻钻进，结合区域水文地质普查报告仪陇幅和梓潼钻孔数显示，本项目周边，地下水浅层含水层底板深度最浅为地面 53m 以下，浅层含水层底板深度最深为地面 230m 以下，环评建议导管段长度不少于约 60 m~230m。同时，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；导管段以下至约 3000m 采用空气钻进，避免钻井液漏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；同时井场施工期可根据工序环节及构筑物污染防控难易程度，采取分区防渗措施，如对泥浆不落地及泥浆循环系统区、压裂液重叠液罐区、积液池、危废暂存间、油罐区、方井周边和放喷池等采取重点防渗，可减缓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，试压废水经沉淀处理后拉运至当地生活污水厂处理，能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。

15.1.7 施工期生态环境影响减缓措施

（1）选址期生态环境影响减缓与避免措施

本项目井场位置、集输管道走向的选择是前期工作的重要内容，同时也是决定工程施工对生态环境影响程度的关键环节。本项目是中国石油化工股份有限公司在现有工程的设计阶段中考虑总工艺要求、沿线地形地貌特点的前提下，选址、选线尽可能地避绕自然保护区、生态红线、风景名胜区、城市规划区、地质灾害频发区、饮用水源保护区等环境敏感区域。

（2）建设期生态环境影响减缓与避让措施

①充分利用区域内地形地貌，尽可能减少占地面积，临时占地应避开植被良好区以及容易引起水土流失的地段，尽量减少对植被的破坏；同时根据地形减少挖方、填方量，做到工程土石方平衡。施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

②井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地四周修建排水沟，排水沟建设费用已纳入总投资，投资少，技术经济上合理可行。

③地面工程场平及管网工程开挖时，尽可能将表土、底土和适于植物生长的土壤进行保护堆存，作为井场复垦和管线回填时所需的土源；施工完毕后应尽快清理施工现场，

对可以进行植被恢复的场地覆盖表土，做到及时绿化。由于表层土结构良好，建议对井场范围内表土采用人工剥离和机械剥离相结合的方式进行剥离，然后堆存到表土堆场并进行防护。表土堆场四周设置截、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，并在旁边立警示牌，标明属于表土堆堆场。对堆存的表土及空气钻岩屑在未进行填实和地表恢复前，再遇大风或大雨天气，应用篷布遮盖，以减少水蚀和风蚀量，如长时间堆存（大于1年），应在表土上播撒草籽，减少土壤养分的流失。

④制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

⑤各施工场地平整时，要求在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

⑥对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

⑦对于站场工程（如集气站）、管线工程的阀室和生产管理中心，因该在建筑物周围种植花、草、灌等植物，控制水土流失和美化环境。管线工程施工完成后应全线进行覆土，恢复成草地。

⑧施工中如发现国家和省级珍稀保护动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和环境保护部门报告，并加以保护。

（3）迹地恢复措施

竣工后及时拆除工棚、砂石料加工系统等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土30cm，种植区域常见植物。对施工期用于工棚、施工便道等临时占用的耕地，应严格按照占多少还多少的原则，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

加强对水土流失的综合治理，严格按照水土保持方案做好水土保持工作。对渣、料场做好植被恢复工作，增加区域绿地面积，对主干道两侧选用区内主体树种和特点树种进行配置，并间以与此相协调的灌木和地被植物。

对本工程临时占用的非永久基本农田耕地，在施工期根据占用面积给予影响人口相应的补偿，施工结束后进行土地恢复、农业复垦，及时归还农户耕种；对临时占用的林地，采取对林地上的林木进行一次性补偿，待施工结束后再进行林地恢复。土地复垦工

作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》(国务院令第 592 号)和《土地复垦方案编制规程 第 5 部分：石油天然气(含煤层气)》(TD/T 1031.5-2011)的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其满足《土地复垦质量控制标准》(TD/T 1036-2013)，并优先用于农业。

(4) 特殊区域的生态环境影响减缓与避免措施

①基本农田

本项目建设单位必须按要求取得国土部门出具临时用地手续后方开工建设，测试定产具备开采价值时，完善永久占地手续，完善永久占地手续后再进行站场建设、管线建设。对于占用的基本农田耕地，按照保持耕地面积动态平衡，应“占一补一”；没有条件开垦或开垦耕地不符合要求的应按四川省规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新耕地。采用向涉及区县国土管理部门缴纳开垦费的办法予以补偿。

建设前期主要减缓措施：**A** 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开永久基本农田、不破坏其水利设施；**B** 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；**C** 施工便道应避开永久基本农田，减少对基本农田的占用；**D** 建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定；**E** 建设在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。

施工期主要减缓措施：**A** 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；**B** 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；**C** 本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于永久基本农田内；**D** 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；**E** 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，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

②林地资源保护措施

建设单位应按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》(2015 年 2 月 15 日)办理占用林地的审批手续；应当不占或者少占区域内二级国家公益林林地，确需占用、征收公益林林地的，应当依法办理用地审核、林木采伐审批手续；施工过程中严格控制施工区域，禁止随意扩大施工占地面积及破坏施工区域相邻的森林资源；加强对施工人员的

宣传力度，禁止破坏施工占地范围外的森林资源。项目的实施将改变区域能源消耗结构，有助于实现区域能源的天然气化，充足的天然气供给，在一定程度可减少周边居民对森林资源的砍伐。同时项目的实施，将导致周边地区人口增加，人为活动频繁，且天然气管道输送及井场工程存在火灾隐患，给护林防火工作增加一定的难度。建设单位应加大森林防火宣传力度，研究制定详细的防火措施，井场周边设置一定防火的隔离带。同时对施工人员加强管护，避免引发林地火灾。涉及区县林业主管部门及乡镇林业站要加大对施工单位的防火宣传、施工人员防火意识、防火措施的督促检查力度，确保项目区域森林资源安全。

项目施工对植被的影响是不可避免的，但影响的范围和程度对于不同项目组成、植被类型、地貌各有差异，但其影响的性质基本可以分为可逆和不可逆的两大类。因此，施工过程中，根据施工工艺的不同以及其对植被所带来的影响，因地制宜，制定相应的避免、减缓或补偿植被影响的防护及生态恢复措施，将施工对植被的影响降低到最低程度，保护植物群落和维持陆地生态系统的稳定性。

本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、消减和补偿的作用。并达到生态环境损失量小、费用最少、生态功能最佳的效果。工程施工中植被的防护主要通过 2 方面实现。

A 植被影响的避免

尽量绕避森林植被，不占或少占森林植被，以减少森林植被永久丧失面积，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。

B 植被影响消减

植被影响的消减就是采取适当措施，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消减措施主要有：

a.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照设计要求控制；工程施工尽量依托就近的民房、院坝、建筑空地，不设置或者少设置临时施工营地，大大减少了因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

b.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。

c. 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。移栽、培植不仅可以减少植被的破坏量，而且移栽的乔灌木、保存的草皮可以缩短林草植被重建的时间，最快恢复植被保持水土、涵养水源、景观美学的功能。保存的表土，也为植被恢复提供了良好的基质条件。

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。

(5) 区域生态功能的保护和修复

根据《四川省主体功能区划》，苍溪县属于国家层面限制开发区域（农产品主产区），与农产品主产区开发限制要求和保护目标不冲突。

为了保障国家生态安全、保护生物多样性、改善生态环境质量角度，本项目采取了必要的生态保护及修复措施：

A. 生物多样性保护

a 通过资料查阅和现场踏勘来看，项目占地区未发现集中式珍稀濒危种群集中分布及适合珍稀濒危物种群天然集中分布的生境。工程直接影响区域为人工林、次生林、灌木林地、耕地，涉及的森林林分结构简单、林分质量较差，且分布广，不适宜珍稀濒危物种生存和生长。因此，工程临时占地及永久占地对区域生物多样性影响很小。

b 因施工破坏的有林地、灌木林地、未成林地、荒地等地段植被恢复时，既要结合工程特点，又要兼顾生态、经济效益原则。恢复植被时，可以与当地林业部门合作，选择乡土物种营造自然生态系统，创建野生动植物适宜生存的生态环境，增加生物多样性。

B. 保障生态安全

a 限制钻井井场、施工作业带范围等，减轻和降低施工对生态环境的破坏、影响及扰动；同时对临时占用的荒草林、林地、耕地及水域，按恢复生态学原理，恢复原有生态系统或重建生态系统的结构和功能，维持生态系统的整体性和稳定性。

b 在进行临时占地的植被恢复时，应选用乡土植物，不得随意引进外来物种，防止生物入侵，保障区域生态安全。

C. 改善区域生态环境质量

a 对于恢复工程临时占有的坡度大于 25° 的林地、灌木林地、草地、荒地、耕地时，根据实际情况尽最大可能恢复成林地，增加森林面积、提高植被覆盖率，改善区域生态环境质量；

b 对滑坡、高陡边坡及松散堆积体等地质灾害进行治理，通过工程与生物措施相结

合的方式，防止滑坡、坍塌等地质灾害的发生，减少水土流失量；

15.2 运营期环境影响减缓措施

15.2.1 运营期大气环境影响减缓措施

1. 废气排放环境减缓措施

(1) 项目运行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火炬燃烧。

(2) 采气站场内水套炉用气采用元坝净化厂净化后天然气，水套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) 火炬分液罐废气密闭收集后，进入火炬系统燃烧后排放。 NO_x 、 SO_2 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。

本项目各采气站场废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气站场工程项目建设中广泛应用，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

本项目含硫天然气拟依托元坝净化厂进行净化后外输。元坝净化厂一期于2012年取得环评批复（川环审批〔2012〕330号），于2014年进行补充环评并取得批复（川环审批〔2014〕573号），于2016年通过环保验收；元坝净化厂二期于2014年取得环评批复（川环审批〔2014〕697号），于2017年通过环保验收（川环验〔2017〕032号），一期、二期总体工艺流程见下图所示。2020年取得了苍溪县生态环境局下达的《元坝净化厂产品气质达标项目环境影响报告表的批复》苍环审批〔2020〕28号。

图 15.2-1 元坝天然气净化厂一期、二期总体工艺流程图

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）。

本项目原料气在采气站场内进行初步脱水、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 2021 年气 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：目前元坝净化厂设计和建设规模为 34 亿 m^3/a 净化气，实际 接纳原料气规模为 40 亿 m^3/a ，目前元坝气田已过稳产期含硫原料气产能衰减量约 20%~25%，2023 年含硫天然气减少约 20.5~23.1 亿 m^3 。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，元坝气田含硫井预计 2023 年底投产，预计新建产能约 $6.6 \times 10^8 m^3/a$ 。目前元坝气田在建工程新建产能约 $13 \times 10^8 m^3/a$ 。小于元坝气田含硫气的衰减量（20.5~23.1 亿 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。

15.2.2 运营期水环境影响减缓措施

15.2.2.1 生活污水

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。因此，本项目生活污水对地表水环境不会产生明显影响，环境可以接受。

15.2.2.2 气田水及检修废水

（1）拟采取的措施

本项目运营期气田水和检修废水送至大坪污水处理站处理后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。

（2）可行性分析

①污水预处理可行性分析

A. 工艺可行性分析

大坪污水处理站位于位于广元市苍溪县境内，厂内设置有气田水接收撬块、混凝沉淀池、除硫预处理装置、过滤器撬块、缓冲罐撬块、机械刮泥机及压滤机、缓冲罐、积液池、综合生产用房等，根据建设单位提供的资料，目前大坪污水处理站已满负荷运营，无接受能力。根据《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》，大坪污水厂进水水质指标无明确规定。气田水具体处理工艺见图下图。

图 15.2-2 大坪污水厂气田水处理工艺流程图

大坪污水处理站验收至今已运营近 5 年，根据甲方提供的近期监测报告（附件 7-4）也可以看出大坪污水处理站出水水质能满足回注水指标要求。因此经污水站预处理工艺可行。

B. 规模可行性分析

本项目气田水和检修废水产生规模约 $91.7\text{m}^3/\text{d}$ ，目前元坝气田在建拟建的采气井产水量为 $160\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目和区域内在建拟建采气井气田水总计约 $251.7\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目采气站场投产计划为 2024 年底，根据建设单位提供资料，目前大坪污水站正在进行扩建改造，扩建完成后大坪污水站新增处理废水规模 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。则根据建设单位工作安排本项目和区域在建拟建的采气井投产前大坪污水站已完成扩建完全能消纳元坝气田总计污水产生量（含本项目） $251.7\text{m}^3/\text{d}$ ；

因此，本项目气田水送至大坪污水站处理可行。环评要求：本项目气井投产前需保证污水处理站有足够的富裕能力处置气田水，否则不能投产运行。

② 回注的可行性分析

A. 规模可行性

目前已建回注井剩余回注能力 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余总储水量 45.4 万方。因此，本项目与元坝气田在建待建项目投产后新增气田水约 $251.7\text{ m}^3/\text{d}$ ，远小于目前已建回注井剩余回注能力 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，总储水量 45.4 万方，因此能满足目前本项目气田水回注需求。由于随着回注量的增加，剩余总储水规模会减少，因此环评建议建设单位根据元坝气田勘探开发规模实际情况，后期及时新建回注井。

B. 回注水质的可行性

石龙 2、川石 43、回注 1 井、回注 2 井、川柏 54 井回注水均来自于大坪和元坝 29 污水站预处理后的气田水，根据中石化内部取样分析台账记录单（部分见下图），回注水能达到回注井回注水质要求。

图 15.2-3 回注水水质检测台账

C.回注井井口压力变化情况

根据调查，目前石龙 2、川石 43、回注 1 井、回注 2 井、川柏 54 井均为正常运营的回注井，根据建设单位提供的各回注井井口压力记录台账，各回注井目前井口压力与运行初期时相差不大，间接表明回注地层未被堵塞，即回注水与地层水无明显沉淀产生以及气田水经元坝 29 和大坪污水站预处理后回注不会造成这 5 口井回注层位堵塞。

*** ***

图 15.2-4 回注 1 井目前井口压力与初期回注时井口压力台账

*** ***

图 15.2-5 回注 2 井目前井口压力与初期回注时井口压力台账

*** *** ***

图 15.2-6 川柏 54 目前井口压力与初期回注时井口压力台账

*** ***

图 15.2-7 石龙 2 目前井口压力与初期回注时井口压力台账

图 15.2-8 川石 43 目前井口压力台账

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县区块气田工程（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，根据石龙 2、川石 43、回注 1 井、回注 2 井进行的地下水跟踪监测结果以及川柏 54 的后评价地下水监测结果气田水回注对各回注井的浅层地下水环境影响较小。另外根据各回注站现场运营管理台账（回注水质以及井口压力情况），各回注井已运营 2~6 年不等均处理正常运营中，各回注井目前井口压力与运行初期时相差不大，气田水经大坪预处理后目前未发现地层堵塞情况。因此，回注可行。

③元坝气田采出水零排放综合处理工程的可行性分析

元坝气田采出水零排放综合处理工程 2016 年取得四川省环境保护厅下发《四川省环境保护厅关于元坝气田采出水零排放综合处理工程环境影响报告书的批复》(川环审批〔2016〕37 号)文件，并于同年建成。根据建设单位提供的资料，目前元坝气田采出水零排放综合处理工程建设规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，接收规模为 $470\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余规模 $130\text{m}^3/\text{d}$ 。具体水处理工艺见图下图。

图 15.2-9 零排放综合处理工程污水工艺流程示意图

零排放综合处理工程验收至今已运营近 4 年，根据甲方提供的近期内部回用水监测报告（附件 7-5）也可以看出零排放综合处理工程出水水质总体能满足净化厂回用指标要求。因此，污水经零排放综合处理工程深度处理后可行。

综上，根据建设方提供目前元坝气田采出水零排放综合处理工程剩余规模 $130\text{m}^3/\text{d}$ ，目前已建回注井剩应回注能力 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，则剩余最终处置气田水能力总计 $530\text{m}^3/\text{d}$ ，能满足本项目气田水最终处置需求，依托可行。

15.2.3 运营期声环境影响减缓措施

1、拟采取得噪声减缓措施

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，对声环境产生影响较小，拟对采气站场噪声拟采取措施如下：

- (1) 设备选型时选用低噪声设备；
- (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；
- (5) 火炬燃烧产生的噪声较强，拟通过在喷嘴处安装消声装置降噪。

2、可行性分析

根据噪声预测结果，典型采气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。

15.2.4 运营期固体废物处理处置减缓措施

(1) 生活垃圾

生活垃圾通过在采气站场内设置垃圾桶，将垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理，对环境影响较小。

(2) 生产固废

生产固废主要为清管废渣。天然气管道每年一般进行2次清管，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，主要成份是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等。根据《国家危险废物名录》(2021年版)，酸气管线清管废渣属于危险废物（HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液，代码：900-007-09），及时收集后交有资质单位处置。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) 废油

采气站场设备定期维护会产生废润滑油，属于危险废物（HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液，代码：900-007-09）。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，对环境影响较小，措施可行。

15.2.5 运营期土壤环境影响减缓措施

(1) 源头控制措施

从采气过程气田水产生、储存、运输等全过程控制气田水泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对气田水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。

从采气过程入手，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

对于项目事故状态的废水，须贯彻“围、追、堵、截”的原则，本项目污水罐周围设置围堰，确保泄漏气田采出水废水事故情况下不得流出来采气站场。

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

a.分区防渗布置

同地下水分区防渗措施。

b.设备及管道

对易泄漏的火炬分液罐、分水分离器等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露；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；污水管道采取不易腐蚀的材质，并且污水管线持续注入缓蚀剂，进一步减缓管道腐蚀；在管道穿越河流、沟渠、公路、铁路时设置套管保护，防止管道泄漏，在管道转接接头处和理论上易出现破损的区域设置检查井方便管道维护；增加管道巡逻频次，及时发现问题，及时结果，减少管道泄漏概率。

（3）采气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站场周边种植吸收二氧化硫的植物，降低长明火炬和水套炉废气中二氧化硫对周边土壤的影响，对土壤进行跟踪监测，并根据监测结果进行必要的土壤改良。

经采取上述有效措施后，可有效减少土壤污染。治理措施可行。

15.2.6 营运期地下水环境影响减缓措施

针对井站，加强站场的日常巡查，针对可能存在污染地下水的建筑物采取相应的防渗措施，如井口区周边采取防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$, $Mb \geq 6\text{m}$ ，工艺区采取防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$, $Mb \geq 1.5\text{m}$ 等效的防渗的措施，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。

针对管道，管道穿跨越段应增加管道壁厚，跨越工程两端做好护坡等工作，防止外界对管道产生影响，将可能产生的风险降至最低；定期用超声波检测仪，对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段，应及时更换，消除因腐蚀造成管线泄漏的

隐患；在集输管线两侧 5m 范围内禁止种植深根植物；加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理，避免对地下水造成污染。

15.2.7 营运期生态环境影响减缓措施

正常运行期间，除少量的管道维护外以及长明火炬和水套炉废气外，基本上不会对环境形成干扰。运营期，站场周边种植吸收二氧化硫的植物，降低长明火炬和水套炉废气中二氧化硫对周边植物的影响。建立站场及周边植被和农作物污染生态的长期监测机制。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。

15.3 退役期环境影响减缓措施

(1) 对拆除地面设施和管线过程中产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理。

(2) 保留各类绿化、生态保护设施，以保持评价区生态环境功能不变。评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响。

15.4 环保投资估算

(1) 环保投资估算

本项目总投资约 3.8 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，初步估算环保投资共约 776 万元，约占建设总投资的 2.04%。

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 15.4-1 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）
钻井工程	废水治理工程	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，移动式一体化污水处理装置	45
		废水转运及处理费	20

项目		环保措施	投资（万元）
地面集输工程 退役期		改进型生态厕所	6
	废气治理工程	施工场地围挡、洒水，运输车辆覆盖蓬布，施工营地内设1套车辆冲洗装置	5
		放喷设施（套）、放喷池等	纳入工程主体投资
	噪声治理工程	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在房间内，隔声并安装减震垫层	45
	固体废物处置	废渣收集罐，固废转运及处置	250
		废油的收集，以及防止废油污染井场和环境的措施	20
		油基泥浆的收集，以及防止废油污染井场和环境的措施	120
	地下水防治措施	泥浆不落地工艺、放喷池、积液池、危废暂存间、方井周边、柴油罐区等的防渗以及临时弃土场、排水沟的建设	120
	生态恢复	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等	60
	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	20
地面集输工程 退役期	废气治理措施工程	火炬系统	计入工程总投资
	废水治理工程	污水管网	计入工程总投资
	固体废物收集及处置	垃圾桶	20
	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	15
		方井周边、工艺区等重点防渗；污水罐区设置围堰并重点防渗	30
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	计入工程投资
合 计			776

16. 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。

16.1 区域环境管理建议

项目涉及苍溪县、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。

16.2 HSSE 环境管理要求与管理体系

16.2.1 HSSE 环境管理要求

中国石油化工股份有限公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕公司改革和发展的总目标，全面建立和实施ISO14001环境管理体系和HSSE管理体系。在健康、安全、安保和环境管理方面已逐步形成完整的HSSE管理体系。

健康、安全与环境管理体系（*health、safety and environment management system*），是近几年出现的国际石油天然气工业通行的管理体系。它集各国同行管理经验之大成，体现当今石油天然气企业在大市场环境下的规范运作，是突出以人为本、预防为主、全员参与、持续改进的标准管理体系，是石油天然气企业实现现代化管理、走向国际市场的准行政。

建设单位必须制定严格的HSSE程序文件和作业文件，加强HSSE宣传，严格执行

各项管理措施，实施各环节 HSSE 审计。在实施 HSSE 管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

(1) 甲乙双方在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方责任、义务。钻井作业要严格按照相关规定进行环境管理和井场交接。

(2) 建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环保措施提供重要保证。监督内容主要包括：修建施工便道和修建井场的水土保持措施和生态保护措施；钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等。

(3) 运营期的环保设施运转管理和节水措施。

(4) 实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

(5) 制定事故应急处理预案，实施应急方案演练。

(6) 试行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

16.2.2 HSSE 管理体系

(1) 建立高效、务实的环境保护管理体系

①建设单位临时成立本项目安全环保管理机构，制定相应的环境管理办法。根据环境影响评价成果，制定系统的、分阶段环境管理目标、方针，确定与项目建设有关单位的环境保护义务、职责和管理办法。

确定环境管理措施实施效果的监督体系，制定激励和奖惩措施。

开展施工期的环境保护知识普及和宣教活动。

监控、评价和改进施工期环境保护管理办法。

②委托有资质的环境监测单位进行施工期污染监测，落实施工期污染控制措施，建立完善的监测报告编制、上报制度。

③促使施工期建设管理与环境管理的有机结合，为实现工程的环境管理目标提供充足的资源保证，包括合格的环境管理人员、管理和治理资金的到位等。

④充分利用工程支付的调节手段，将工程的环境保护工作落到实处。

⑤做好工程施工期环境保护工作文档管理工作。

(2) 加强招、投标工作的管理

①招标阶段

a. 招标文件编制应体现工程的环境影响评价成果，明确制定在每一标段中的环境保护目标，明确工程承包商对国土、生物多样性、水等环境资源保护以及生态环境保护、

水土保持、人群健康和环境整治的责任和义务。

- b. 对各标段的施工组织计划提出具体的环境保护要求，要求编制环境保护实施计划，并配备相应的环境管理人员和环保设施。
- c. 规范标底的编制和审定工作，保证工程承包商的合理利润，使其能够实施其环境保护计划。

② 投标阶段

- a. 投标文件必须响应招标文件有关环境保护问题的要求，制定符合环境保护要求的施工组织计划和实施措施，配备相应的环保管理人员和相应的设施。
- b. 投标文件报价应根据标段的具体环境保护要求，合理地制定其实施环境保护管理和对策所需的投资费用预算。
- c. 工程承包商要承诺其环境保护责任和义务，不得发生层层转包、层层提取管理费的现象，自愿接受建设单位和地方环保单位的监督。

③ 评标阶段

- a. 建立高素质的评标专家队伍，注意引进高素质的环保专家参与评标。
- b. 加强投标单位的资质、施工能力、管理水平和业绩的审查工作。
- c. 认真审查其施工组织计划有关环境保护和施工文明的内容，尤其应对其环境保护保障条件加强审查，禁止那些旨在中标而随意压低环保投入的工程承包商入围。
- d. 加强中标价格的评价和审定工作，保证工程承包商的合理利润，从根源上避免其因追求正当利润而牺牲环境的现象发生。

16.3 环境监理

为确保工程各项环境风险防范措施合理有效地实施，可在钻井和压裂过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境保护措施的监理工作，确保项措施得到合理有效的落实。

16.3.1 环境工程监理一般程序

- (1) 编制工程施工期环境工程监理规划；
- (2) 按工程建设进度及配套的各项环保措施编制环境工程监理细则；
- (3) 按照环境工程监理细则进行环境监理；
- (4) 参与工程竣工环保验收，签署环境工程监理意见；
- (5) 监理项目完成后，向项目法人提交环境工程监理档案资料。

16.3.2 现场监理职责

(1) 建设单位

- a. 加强工程监理的招投标工作，保证合理的监理费用，使工程监理单位能够独立开展工程质量、环境保护的监理工作。
- b. 通过招标选择优秀的监理队伍，严把监理上岗资质关、能力关，明确提出配备具有一定环保素质的工程技术人员以及相应的检测设备的要求。
- c. 保证工程监理工作的正常条件和独立行使监理功能的权利，并将其包括环境监理在内的监理权力的内容明确通告施工单位。
- d. 建立工程监理监督的有效体制，杜绝监理人员的不端行为。

(2) 工程监理单位

工程监理单位职责：

- (1) 按监理合同配备具有一定的环保素质的监理人员，并就监理服务的内容强化所有现场监理人员的环境保护知识培训，提高监理人员的环保专业技能。
- (2) 监督符合环保要求的施工组织计划的实施，工程变更必须经过环保论证，经监理单位审批后方可实施。
- (3) 监理单位应加大对生态环境影响较大的土方工程监理力度，包括有肥力土层的剥离和临时储存等，避免土壤资源浪费和土壤侵蚀现象的发生。
- (4) 在施工单位自检基础上，进行其环境保护工作的终检、评定和验收，确保工程正常、有序地进行。

环境监理人员代表业主进行日常工程环境监理审核，编制各类监控报告，并将突发性环境问题及时报告业主的环保主管部门、国家及地方环保主管部门，其主要职责如下：

- a. 监督施工现场对“环境管理方案”的落实情况；
- b. 及时向 HSSE 部门汇报施工环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议；
- c. 及时制止违反环境法规等或给环境造成污染或后患的一切行为。对环境影响较大的行为进行处罚；
- d. 协助 HSSE 部门经理宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规；
- e. 解决施工中突发的一切环境问题。

(3) 施工单位

- a. 作为具体的施工机构，施工单位行为直接关系到能否将环境的影响和破坏降低到最小程度。施工单位必须自觉遵守和维护有关环境保护的政策法规，教育好队伍人员爱

护施工路段周围的一草一木。在施工前对施工平面图设计进行科学合理的规划，充分利用原有的地形、地物，以尽量少占农田、防护林为原则，施工中严禁乱挖乱弃，做到文明施工，规范施工，按设计施工。

b. 施工单位应合理进行施工布置，精心组织施工管理，严格将施工作业活动控制在施工作业带范围内，在管沟开挖作业中，尽量减小和有效控制对施工作业区生态环境的影响范围和程度。

c. 合理安排施工季节和作业时间，优化施工方案，减少废弃土方的临时堆放，并尽量避免在雨天进行开挖作业活动，避免加重沿线水土流失的危害。

d. 强化施工迹地整治工作。

16.3.3 主要监理内容

(1) 在钻前施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①在施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带宽度，控制施工活动范围，禁止区域外施工作业，挖掘土石方应堆放在指定场所，并修建拦挡设施防止水土流失；

②控制施工过程中的扬尘产生、落实施工废水循环利用不外排措施；

③对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。

(2) 在钻井施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①清洁化随钻处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行；

②按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水、固废严禁外排措施的执行情况；

③监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

(3) 压裂阶段重点监督检查如下环保措施：

①阶段取水，避免对当地水资源的占用影响当地河流水体生境；

②压裂返排液收集、转运、处置措施执行情况；

③分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改。

④监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

16.3.4 其他要求

在项目实施过程中开展工程环境监理工作，确保各项环境保护措施落到实处。工程监理文件、记录及摄像资料应作为环保验收的重要依据材料。在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中应明确环保条款和责任，定期向当地环保部门提交工程环境监理报告。

16.4 环境管理要求

16.4.1 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

由于各井场井站涉及钻前、钻井、压裂和采气运营四个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施、水土保持措施、施工设备排放的废气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

建设方应设专人负责各作业单元 HSSE 管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

(3) 建立完善的环保工作计划

①在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

②进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

③紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关

的恢复措施报告。

④施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆出后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

⑤运营期管理计划

各单项工程施工结束后进入运营期，制定各单项工程运营期的环境管理计划、巡视计划、隐患整改流程计划、环保措施维护及记录管理计划等。

(4) 严格执行环境监督和审查制度

①全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

②环境保护审查

在施工完成投入运用后，根据项目环境影响报告，对工程进行环境保护审查，评估环境保护计划实施的效果。

16.4.2 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。广元市苍溪县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，建立各井场井站运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。

(3) 环保设施运行及维护

本项目各单项工程（井站、管线）运营期环保设备设施运行管理、环保设备设施的维护由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂统一负责，维护费用纳入项

目部每年度的安全环保专项资金，按照公司专项资金管理规定支取使用。

(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井站自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境汚染事故发生。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020) 相关要求，在运营过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

16.4.3 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。

16.4.4 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，涉及自然保护地和生态保护红线的，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。

16.5 环境监测

16.5.1 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。

16.5.2 监测计划

根据气田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。监测范围一般根据各种污染因子对环境产生的影响范围而定，具体范围可参见环境影响范围。

(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物监测，详情见下表。

表 16.5-1 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	水位、pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硝酸盐、亚硝酸盐和硫化物、钡、镍	1 次	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)
	土壤	各井场泥浆不落地工艺区附近1个监测点(取柱状样)；在井场外200m范围内最近的土壤敏感目标(如耕地、园地等)处设置1个监测点(取表层样)	pH值、石油烃、氯化物、钡、镍	1 次	井场内执行《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；井场外执行《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，	《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的1类标准

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
生态环 境	在各井场 200m 范围内植被较好区域各设 1 个监测点，各管线旁边 50m 范围内各设置 1 条监测样线	生物多样性监测：植物种类及数量；动物种类及数量、生态系统组成，入侵动植物种类等	施工前 1 次；施工期 1 次	昼夜各 1 次	准
					动植物种类是否减少，生态系统组成是否减少或面积减少，是否有新的入侵动植物
污染物监测	噪声	投诉单项工程厂界	厂界噪声	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 12523-2011)

(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物监测，详情见下表。

表 16.5-2 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	地表水	陈家沟、马榔沟、桥沟污水管线穿越点下游 500m 处	pH、COD、挥发酚、氨氮、硫化物、石油类、氯化物、硫酸盐	1 次/年	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)
	地下水	各站场上游、下游、侧方位各设置不少于 1 个监测点	水位、pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硝酸盐、亚硝酸盐和硫化物、钡、镍	1 次/年	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)
	土壤	对各站场工艺区附近设置 1 个监测点（取柱状样）；在站场外 200m 范围内最近的土壤敏感目标（如耕地、园地等）处设置 1 个监测点（取表层样）	pH 值、石油烃、硫化物、硫酸盐、氯化物	1 次/5 年	井场内执行《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；井场外执行《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	在各井位最近敏感点设置 1 个点位	等效 A 声级	1 次/年	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 1 类标准
	生态环	各井场 200m 范围内植被较好区域各设 1	生物多样性监测：植物种类及数量；动物种类	1 次/3	动植物种类是否减少，生态系统是否组成减少或面积减少，是否

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
环境	大气	一个监测点，各样线旁 边 50m 范围内各设置 1 条监测样线	及数量、生态系统组成， 入侵动植物种类等	年	有新的入侵动植物
		各井场 200m 范围东 南西北四个方位各设 1 个监测点	含硫气体对生态影响监 测：作物叶片表象；优 势植被表象；优势植物 叶片全硫、水溶性硫含 量；表层土壤中全硫、 水溶性硫含量		叶片受伤害程度、叶色是否正 常；对照项目建设前后含硫量变 化
污染物 监测	大气	各站场厂界外设置 1 个无组织监测点位	硫化氢、非甲烷总烃	1 次/ 年	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《大气污染物综合排 放标准》(GB 16297-1996)
	噪声	各站场厂界四周各设 置 1 个点位	等效 A 声级	1 次/ 年	《工业企业厂界环境噪声排放 标准》(GB 12348-2008)

16.5.3 应急监测

本项目主要存在输气管道破裂、采气站场泄漏（含硫化氢天然气泄漏或火灾、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，并通知当地环保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气、土壤、水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

16.5.4 危废管理要求

本项目涉及的危废有施工期废油、废油基泥浆、废油基岩屑，运营期清管废渣、废油等。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、利用、

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；

危废暂存间现场要有危废产生台账和转移联单，在危险废物回取后应继续保留三年；

(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。

16.6 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）相关要求，本项目投入生产运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，并依法报生态环境主管部门备案。

16.7 竣工环保验收

本项目产能建设工程位于广元市苍溪县境内。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进行。竣工环保验收措施清单见下表。

表 16.7-1 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
----	---------	---------

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	钻井废水 经泥浆不落地工艺处理后，约 90% 可回用的回用于区域内配置钻井液，剩余不能回用经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后进行回注。
		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，不外排
		压裂返排液 可回用的返排液回用于同区域其他井压裂作业，不外排；不可回用的返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后进行回注
		管道试压废水 经简易的沉淀池沉淀处理达到《污水综合排放标准》三级标准后，拉运至当地生活污水厂处理达标后排放
		场地雨水 井场清污分流，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，就地散排至排水沟，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至废水收集罐或放喷池
		生活污水 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
	地下水	按要求分区防渗；按要求进行跟踪监测
废气	废气	施工扬尘 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
		空气钻产生的粉尘 向排砂管内加水洗涤除尘
		机械废气 加强机械维护和保养
		油基钻井有机废气 采用密闭罐，减少有机物挥发量
		非工况气侵废气 添加除硫剂减少硫化氢和非甲烷总烃废气排放
		储层改造废气、测试放喷废气 采用地面灼烧处理，建设放喷设施（套）、放喷池等，无固定、长期污染源，通过区域环境质量监测确保区域环境功能未发生改变。
	固废	空气钻钻井固废 回填积液池
固废	水基钻井固废	经泥浆不落地工艺进行固液分离后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
	顶替泥浆、含油岩屑和废油基泥浆	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单位妥善处置
	生活垃圾、清	按当地环卫部门要求妥善处理，现场无遗留。

分项	验收项目及位置	验收指标及要求
生态保护措施	管试压废渣	
	废包装材料	回收利用或送当地废品回收站，现场无遗留。
	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，现场无遗留。
	施工废料	可回收利用部分收集后回用，剩余不可回收部分依托当地环卫部门有偿清运。
噪声	钻井、压裂及测试放喷噪声	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在房间内，隔声并安装减震垫层等防治措施，做好沟通协调工作，取得居民谅解，避免噪声扰民环保投诉
	表土堆场	表土堆场表土堆放平整，夯实，设挡土墙，建设截排水沟，表面覆盖塑料薄膜，若表土堆放时间大于1年，应在表土上播撒草籽，减少水土流失
场地水土流失控制措施	表土堆场	井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地四周修建排水沟；道路沿线修建可靠的护坡、堡坎、排水沟等水保措施。

表 16.7-2 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	暂存火炬分液罐后及时管输至大坪污水处理站处理后输送至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体
		生活污水 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
	地下水	按要求分区防渗；按要求进行跟踪监测
	废气	放空废气 按要求建设放空系统，放空排放的天然气通过放空火炬燃烧
		水套炉燃烧废气 水套炉燃用自采气（不含硫化氢），水套炉废气经自带排气筒排放，排气筒高度不低于8m
		火炬分液罐废气 密闭收集后，进入火炬系统燃烧后排放
固废	生活垃圾	按当地环卫部门要求妥善处理，现场无遗留。
	清管废渣	危废暂存间临时暂存，定期交有危险废物资质的单位处置
	废油	收集后交有危险废物资质的单位处置
噪声	运营期噪声	泵机组和电机处设隔声罩，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。

分项	验收项目及位置	验收指标及要求
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。

17. 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本项目的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

17.1 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产能建设及勘探项目部元坝气田产能建设（海相三期）项目总投资 15 亿元。本次产能新建 6 座采气站场，产能规模为 $12.05 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，经元坝净化厂净化后的净化天然气量约为 $10.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，按照单价 2 元/ m^3 ，年产值可达 21 亿元；同时从原料天然气中脱出的硫化氢转化为副产品硫磺，也会带来一定的经济效益。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。

17.2 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。

17.3 环境损益分析

17.3.1 环境效益分析

17.3.1.1 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 $12.05 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，天然气燃烧产生的热量相当于约 154 万吨原煤或者 77.2 万吨石油燃烧产生的热量，详见下表。

表 17.3-1 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 ($\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	密度 (kg/m^3)	重量 (t/a)	热量 (MJ/a)
天然气	34.01	12.05	0.7889	9.51×10^5	3.23×10^{10}
原煤	20.93	/	/	1.54×10^6	3.23×10^{10}
石油	41.87	/	/	7.72×10^5	3.23×10^{10}

综上，天然气相对煤、原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。

17.3.1.2 减少运输带来的环境污染

本项目新建 DN200 原料气管线 10.32km，新建 DN100 气液混输管线 0.7km，同沟敷设燃料气管线（DN80）、污水管线（DN80）各一条及光缆。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。而采用车船运输过程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。

17.3.2 环境损失分析

17.3.2.1 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—生物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，本项目总占地面积约 30.975hm²，其中新增永久占地面积约 0.785hm²，临时占地约 26.957hm²。按当地占地农业损失估算，施工期农业损失约为 105.6 万元，运营期农业损失约为 8.3 万元/年。

17.3.2.2 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、空气钻粉尘、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清管、检修及事故废气（长明火炬燃烧）、水套炉废气、长明火炬燃烧废气等方面的影响。在严格落实各项环保措施和污染防治措施的情况下，本项目的建设对大气环境的影响较小。

17.3.2.3 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、钻井噪声、柴油发电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和火炬燃烧噪声。在严格落实本环评提出的措施的情况下，本项目的建设井场、站场周围的居民影响能达到可接受程度。

17.3.2.4 水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为钻井废水、洗井废水、压裂返排液、生活污水等方面的影响；运营期水环境影响主要为气田水、设备检修废水、生活污水等的影响。在严格落实各项环保措施和污染防治措施的情况下，本项目的建设对水环境的影响较小。

17.3.2.5 固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废主要为施工弃土石方、钻井固废、清管废渣、生活垃圾、废油及含油固废等；运营期固废主要为酸气管线清管废渣、废油、生活垃圾等。在严格落实各项环保措施和污染防治措施的情况下，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。

17.4 环境经济损益分析结论

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。本项目总投资 3.4 亿元，而稳产期内的经济效益达 8 亿元/年，而为减缓工程建设环境影响投入仅为 776 万元。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。

18. 环境影响评价结论及建议

18.1 环境影响评价结论

18.1.1 项目概况

项目位于苍溪县境内，属元坝气田区块范围，项目主要建设内容如下：

钻井工程：新钻 4 口开发井。新建元坝 206H 钻井井场，新钻元坝 206H、元坝 206-1H 井，在已建元坝 15 钻井井场内新钻元坝 15-1H、元陆 15-2H 井。4 口井均为水平井，井深约 7000~8000m，水平段长约 1000m，目的层为长兴组。

采气工程：建设 5 座采气站场。新建 1 座元坝 206H 采气站场，在已建钻井井场内建设元坝 15、元坝 701、元坝 702、元坝 13 等 4 座采气站场，站场内 4 口探井转为开发井。各站场分别设置工艺流程装置（含水套炉、分离器等）和火炬系统等。

集输工程：同沟敷设 5 条酸气管线、污水管线及燃料气管线，总长 32.24km。酸气管线选用 L360QS 材质，污水管线选用 DN80 PN5.5MPa 连续增强型复合管，燃料气管线选用 DN80 PN4.0MPa 20#钢管。

项目建成后，5 座采气站场 8 口开发井新增原料气产能 $6.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

18.1.2 产业政策及规划符合性

18.1.2.1 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（2019 年本）》第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探及开采”，及第三款“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，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。

18.1.2.2 三线一单的符合性

本项目位于广元市苍溪县境内，属五大经济区中的“川东北经济区”，管控单元类型为“一般管控单元”。同时，本项目不涉及生态保护红线、自然保护区、饮用水水源保护区等；经前文预测分析，本次产能建设项目除新部署的井场钻井、储层改造阶段施工及测试放喷存在噪声超标外，其他各阶段“三废”排放及噪声排放能够达到相应标准要求或妥善处置；施工作业噪声是临时的，通过合理布置平面，采取严格的工程降噪措施和临时撤离措施，施工期噪声对井场周围的居民影响能达到可接受程度；在项目施工和运营阶段落实本报告中提出在项目施工和运营阶段落实本报告中提出的各项保护和监测措施后建设对周围生态环境影响较小，项目建设不改变区域环境功能。因此，本项目符合四川省“三线一单”相关环保要求。

18.1.2.3 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，位于元坝气田，有利于努力保持既有气田稳产，增加下一步的天然气清洁能源的开采供应。本项目符合《国家发展改革委关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》(发改能源〔2016〕2743号)、《四川省“十三五”能源发展规划》《全国矿产资源规划（2016-2020年）》《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》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《长江经济带生态环境保护规划》《四川省“十三五”环境保护规划》《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）》等相关要求。

本项目建设地位于农村生态环境，占用的土地主要为农用地，井场及管线选址未在城市及各乡镇总体规划范围内，本项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

18.1.3 环境质量现状

18.1.3.1 生态环境现状

本项目新增占地现状主要有耕地、林地等。动物为常见的野生动物，以及人工饲养的猪、羊、鸡、鸭等。无珍稀野生动物出没存在，无珍稀野生植物存在。本项目占地不涉及风景名胜区、世界文化和自然遗产地、自然保护区等特殊保护区，不涉及珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道等生态敏感区，也不涉及文物保护单位，项目未在饮用水水源地保护范围内。

18.1.3.2 环境空气现状

根据《苍溪县 2020 年度环境状况公报》，环境空气中各项评价因子相应评价指标皆满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求，为环境空气质量达标区。

根据补充监测结果，评价区域硫化氢小时值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》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。

18.1.3.3 地表水环境现状

根据《苍溪县 2020 年度环境状况公报》，本项目评价区域内 2020 年度地表水环境质量均能达到相应执行标准，水质状况均为优。

根据本项目地表水取样断面满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准，区域地表水环境现状良好。

18.1.3.4 地下水环境现状

满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的Ⅲ类标准限值, 石油类能满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的Ⅲ类标准限值。

18.1.3.5 声环境现状

根据苍溪县人民政府官方网站公开发布的《苍溪县 2020 年度环境状况公报》, 2020 年, 苍溪县功能区声环境质量状况良好, 各功能区昼间和夜间噪声全年等效声级均值达到《声环境质量标准》(GB3096-2008) 规定的限值, 评价为达标。

根据声环境现状监测, 各监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求, 本项目所在区域声环境质量较好。

18.1.3.6 土壤环境现状

根据苍溪县人民政府官方网站公开发布的《苍溪县 2020 年度环境状况公报》, 全县土壤环境安全可控。

根据本项目土壤环境现状监测, 项目井场占地范围内点位土壤质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值要求, 厂界外点位的土壤质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中表 1 中相应风险筛选值要求, 说明项目所在区域土壤环境质量较好。

18.1.4 污染防治措施及环境影响

18.1.4.1 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。地面集输工程在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), 管道敷设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)、空气钻粉尘(向排砂管内加水洗涤)、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, 在放喷前, 对距放喷口一定范围内的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒)。

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

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，生产调压及特殊工况放空排放的天然气通过放空火炬燃烧。长明火炬、采气站场内水套炉用气采用元坝净化厂净化后天然气，水套炉排气筒高度不低于 8m。火炬分液罐废气密闭收集后，进入火炬系统燃烧后排放。

本项目各采气站场废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气站场工程项目中广泛应用。经预测分析，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，其环境影响在当地环境可接受范围内。

18.1.4.2 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；试压废水经沉淀池沉淀后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排；空气钻井阶段产生的喷淋除尘废水在集污罐内简易沉淀去除后，上清液回用于空气钻喷淋除尘；待空气钻钻井完毕后，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；钻井废水经泥浆不落地工艺处理后，可回用的用于区域内配置钻井液，剩余不能回用的经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注，现场不外排；洗井废水经泥浆不落地工艺处理后，用于区域内配置钻井液，不外排；可回用的压裂返排液回用于同区域其他井压裂作业，不可回用的压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注，现场不外排。

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

设备检修废水和气田水经污水管道输送至大坪污水处理站预处理达标后运输至回

注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不排入地表水体。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。

18.1.4.3 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；空压机和增压机安装在房间内，隔声并安装减震垫层。

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

本项目营运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防噪措施后，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)1类标准要求。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。

18.1.4.4 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，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。

空气钻阶段钻井固废和水基钻井岩屑、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），就近处理；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。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。

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

本项目运营期集输管线每年一般进行2次清管，酸气管线清管废渣交由有危废处理资质的单位处置。采气站场设备定期维护产生的废润滑油属于危险废物，收集后交由相应危险废物处理资质的单位处置。元坝气田有人值守采气站场值守人员产生的生活垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理。

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。

18.1.4.5 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，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，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。

18.1.4.6 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3000m采用空气钻进，避免钻井液漏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；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试压废水沉淀后拉运至当地城市污水处理厂处理达标后排放，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

加强采气站场的日常巡查，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。

管道穿跨越段应增加管道壁厚，跨越工程两端做好护坡等工作，防止外界对管道产生影响，将可能产生的风险降至最低；定期用超声波检测仪，对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段，应及时更换，消除因腐蚀造成管线泄漏的隐患；在集输管线两侧5m范围内禁止种植深根植物；加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理，避免对地下水造成污染。

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，严格落实本评价提出的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。

18.1.4.7 生态环境影响减缓措施及环境影响

本项目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，多为农田和柏木次生林，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。永久和临时占地会

造成农业生态系统和森林生态系统生物量减少，管道的建设会对景观造成切割，井场建设也会导致景观体系碎化和景观格局改变。

本项目主要通过采取以下一系列措施减缓项目造成的生态影响：进一步优化方案，缩短线路穿越林地长度；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；做好临时占地植被恢复，极力保留临时占地内的乔灌木，条件允许时边施工边进行植被快速恢复；禁止偷猎、下夹、设置陷阱的捕杀行为；穿越河沟施工时避开鱼类繁殖期，尽量选在枯水期施工。加强森林防火，加强危险品、外来人员和车辆的管理，加强有害外来入侵生物管控，加强宣传教育、生态监理和监测。

本项目严格采取本环评提出的生态环境影响减缓措施后，运营期除了永久占地外，其余临时占地上的植被和耕地都会慢慢恢复，项目建设对生态系统和景观影响较小，对影响区内的动植物影响是可以接受的。运营期站场或者输气管线清管、设备检修放空原料气（含硫化氢）通过火炬燃烧后排放，会产生一定浓度的二氧化硫，由于设备检修、管线清管一年仅进行 2 次，属于临时排放，并且排放量很小，因此输气管线清管、设备检修放空原料气通过火炬燃烧后排放的废气对周围的动植物的影响较小。若事故状态下站场或者管线发生原料气泄漏，会产生一定浓度的硫化氢，高浓度的硫化氢会使得动植物受到损伤。硫化氢比空气重，能在较底处扩散致相当远的地方，遇明火迅速引着回燃，若发生火灾也会对周围动植物造成较大的影响。但是项目通过严格按照行业规划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后，本项目环境风险是可防控的。

综合考虑，正常工况下，项目建设对周围生态环境影响较小。

18.1.4.8 环境风险防范措施及环境风险预测评价

井喷失控后含 H₂S 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 H₂S 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机率小，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。通过严格按照钻井设计和行业规范作业，按照行业规划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后，本项目环境风险是可防可控的。

18.1.5 总量控制

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进行固定污染源排污登记（登记编号：915113817566300106018Y）。经调查，元坝气田区域内各座采气站场均无总量控制指标要求，区域内水套加热炉、长明火炬按要求缴纳环保税。

本项目钻井废水、洗井废水、压裂返排液同区域内回用，剩余不能回用的钻井废水、压裂返排液经现场移动式一体化污水处理装置预处理达到回注标准后拉运至回注井进行回注；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外排；试压废水经沉淀池沉淀后，拉运至当地生活污水处理厂处理达标后外排；气田水和检修废水通过污水管道输送至大坪污水处理站预处理达标后运输至回注井回注地层或者经元坝气田采出水零排放综合处理工程处理后回用于元坝净化厂，不外排。本项目处理后回注和回用的废水不计算总量，处理后外排的生活污水和试压废水的总量纳入依托的污水处理设施总量指标。

18.1.6 综合结论

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则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、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。