

元坝气田产能建设（陆相一期）项目

环境影响报告书

（公示本）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司

（产能建设及勘探项目部）

环评单位：成都中成科创环保科技有限公司

二〇二一年三月

前 言

一、项目由来

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

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25日取得四川省环境保护厅的批复（川环审批〔2012〕331号），2014年底试采工程投产；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25日取得四川省环境保护厅的批复（川环审批〔2014〕696号），于2016年全面建成，元坝气田已形成年产净化天然气34亿立方米的生产能力。截止2021年1月26日，元坝气田自2014年12月投产以来，累计生产天然气200.02亿立方米。其中超过100亿立方米天然气输送至长江中下游，为推动长江经济带发展起到积极作用。

海相兼探井元坝2井在须二、须三段致密砂岩试获工业气流，发现了元坝西部大面积致密砂岩气藏，实现了陆相致密砂岩油气勘探突破。为了进一步落实元坝气田须家河组致密砂岩气藏含气面积及储量规模，按照“区域甩开、重点解剖、整体部署”的原则，在元坝西部针对*****段部署实施了9口陆相专探井，同时，兼探元坝西部须二、须四气藏，全部试获工业油气流，其中7口井测试产能大于10万方/日。其中，*****。

为加快川东北地区天然气资源勘探力度，加快气田产能建设，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司决定实施元坝气田产能建设（陆相一期）项目（以下简称本项目），并以西南油气〔2020〕108号（见附件2-1）和分公司开发〔2021〕4号（见附件2-2）下达元坝气田产能建设（陆相一期）项目环境影响评价工作。本项目拟新建产能 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，具体建设内容包括：新建井场6座（其中利用

老井场 3 座），新钻 15 口天然气井，新建采气站场 6 座（其中 1 座利旧），新建天然气管线 11.94km。

二、项目特点

本项目特点主要为天然气的钻井和采输两大类：

（1）天然气钻井特点

①天然气钻井兼具生态影响和污染影响的特点。

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

③分段采用清水、空气、水基泥浆钻井，钻进过程中井下发生复杂工况采用油基泥浆钻井的方式钻进。

④天然气气层比地下饮用水层深很多，压裂液注入层位一般在地下 3500m 以下，目的层位不含地下水或者目的层位的地下水不具有利用价值，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。

⑤压裂返排液返排周期较短，日返排量较小。

⑥实施清洁生产、绿色开发：针对钻井过程中产生的钻井废水循环利用，减少新鲜水用水量，钻井废水的循环利用措施实施清洁生产，不能回用钻井废水、洗井废水及压裂返排液全部拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排，可有效保护项目区域内的地表水、浅层地下水和生态环境。

⑦空气钻阶段钻井固废属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填；水基钻井固废经泥浆不落地工艺处理后，钻井固废（Ⅱ类一般工业固废）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）；发生复杂工况采用油基泥浆钻进，产生的油基岩屑及废泥浆及时全部交由具有相应危废处置资质单位妥善处置。本项目产生的空气钻钻井固废、水基钻井固废、油基岩屑及废泥浆妥善处置，可有效保护项目区域内的地表水、地下水、土壤和生态环境。

⑧须从区域层面选择合理的开发强度，协调钻井废水、洗井废水和压裂返排液的外运依托处理量，保证相关处理单位能及时处理区域内产生的钻井废水、洗井废水和压裂返排液，减少废水的贮存量和存储时间。

⑨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。

⑩本项目井场相互独立，且井场之间位置分散距离较远，因此本项目在评价其环境影响时，采用典型设施评价的方法。

（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，如集输干线和污水处理等设施，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送至大坪污水处理站或者元坝 29 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，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和土壤环境。

三、环境影响评价的工作过程

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于 2020 年 9 月 25 日委托成都中成科创环保科技有限公司（以下简称我公司）承担本项目的环境影响评价工作。

接受委托后，我公司成立了评价工作组，工作组技术人员开展了全面的现场调查和资料收集工作，并走访了本项目所涉及的区（市）县和乡镇，收集了大量的实地资料，并结合本项目特点和开发区域概况委托实施了环境质量现状监测和卫星遥感解译工作。在工程分析、环境影响识别和评价因子筛选等工作的基础上，按照环境影响评价相关技术导则要求，编制完成了《元坝气田产能建设（陆相一期）项目环境影响报告书》。以建设单位为责任主体，评价单位配合建设单位在报告编制期间通过网上信息公开、公众问卷调查等形式收集了公众对本项目的意见和建议。

本环境影响报告书编制过程中，得到了四川省生态环境厅、四川省环境工程

评估中心、广元市苍溪生态环境局、南充市阆中生态环境局、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、中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂等有关单位的大力支持和帮助，在此一并致以诚挚的谢意。

本次环评工作分为三个阶段，第一个阶段为前期准备、调研和工作方案阶段，第二个阶段为分析论证和预测评价阶段，第三个阶段为环境影响报告书编制阶段。在整个报告编制阶段均进行了公众参与工作。

（1）前期准备、调研和工作方案阶段

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

（2）分析论证和预测评价阶段

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

（3）环评报告书编制阶段

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

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）等相关技术规范的要求，本项目环境影响评价的工作过程及程序见图 1。

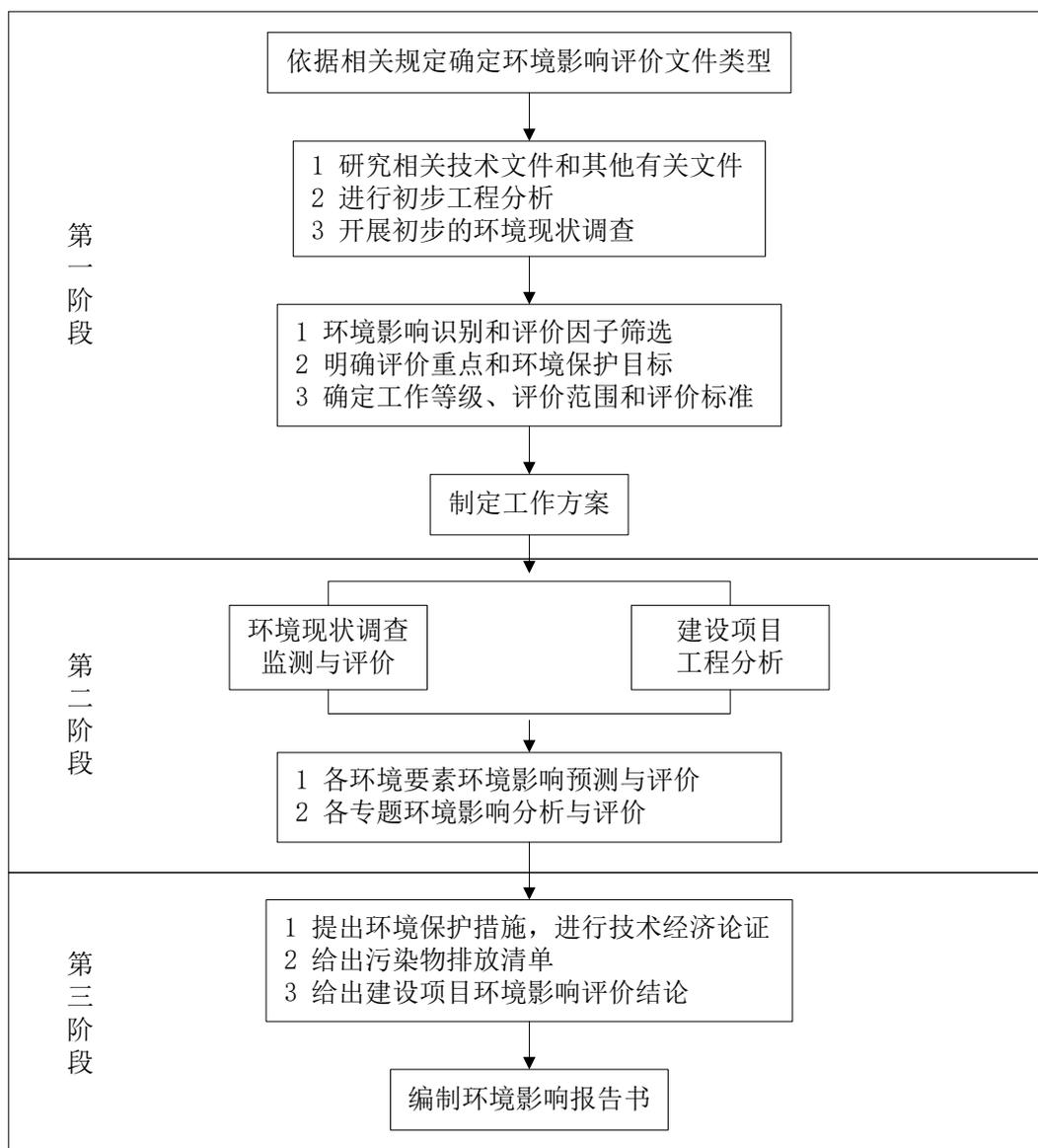


图 1 本项目环境影响评价工作程序图

四、关注的主要环境问题及环境影响

根据本项目的特点，环境影响评价过程关注的主要环境问题及环境影响如下：

(1) 本项目工程占地外 1000m 范围内涉及四川九龙山自然保护区、插江国家级水产种质资源保护区，重点关注本项目的建设对四川九龙山自然保护区、插江国家级水产种质资源保护区的环境影响。

(2) 本项目建产周期长，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影响，分析环保措施的整体有效性，有预见性的规划好气田产能建设项目配套环保措施执行时间节点。

(3) 本项目钻井作业、洗井作业、压裂作业过程产生大量的废水（钻井废

水、洗井废水、压裂返排液），如何有效的进行水管理是本项目另一个主要关注的环保问题。

（4）本项目施工期产生的固体废物主要有空气钻钻井固废、水基钻井固废、油基钻井固废、废油等，关注废油、钻井固废（尤其是油基钻井固废）等固体废物的处置方式可行性、有效性和可靠性。

（5）本项目建设区域周边还分布有四川苍溪国家森林公园、四川苍溪梨仙湖湿地公园、集中式饮用水水源保护区、基本农田、天然林、二级公益林、水土流失重点治理区及防治区等环境敏感区，关注本项目的建设对周边各环境敏感区的环境影响。

五、 环境影响评价的主要结论

本项目属于清洁能源开发项目，其对于大区域能源结构调整和环境质量改善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，环境可接受。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 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》（2014 年修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年修正）；
- (3) 《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号）；
- (4) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部 部令第 16 号）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令第 29 号）；
- (6) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年修正）；
- (7) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年修正）；
- (8) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年修正）；
- (9) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修正）；
- (10) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018 年）；
- (11) 《中华人民共和国水法》（2016 年修正）；
- (12) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修正）；
- (13) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修正）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年）；
- (15) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年修正）；
- (16) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修正）；
- (17) 《中华人民共和国文物保护法》（2017 年修正）；
- (18) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年修正）；
- (19) 《中华人民共和国森林法》（2019 年修正）；
- (20) 《规划环境影响评价条例》（国务院令第 559 号）；
- (21) 《基本农田保护条例》（国务院令第 588 号）；

- (22) 《风景名胜区条例》（国务院令 第 666 号）；
- (23) 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令 第 687 号）；
- (24) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令 第 687 号）；
- (25) 《中华人民共和国陆生野生动物保护法实施条例》（国务院令 第 666 号）；
- (26) 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》（国务院令 第 645 号）；
- (27) 《历史文化名城名镇名村保护条例》（国务院令 第 687 号）；
- (28) 《土地复垦条例》（国令 第 592 号）；
- (29) 《全国生态功能区划（修编版）》（公告 2015 年第 61 号）；
- (30) 国家林业局 财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知（林资发〔2017〕34 号）；
- (31) 《“十三五”环境影响评价改革实施方案》（环环评〔2016〕95 号）；
- (32) 《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南（试行）》（公告 2016 年第 74 号）；
- (33) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（令部令 第 3 号）；
- (34) 《中华人民共和国森林公园管理办法》（国家林业局令 第 42 号）；
- (35) 《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1 号）。
- (36) 《水产种质资源保护区管理暂行办法》（农业部 2011 年第 1 号令）；
- (37) 《环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策》（公告 2013 年第 59 号）；
- (38) 《国土资源部关于印发〈自然生态空间用途管制办法（试行）〉的通知》（国土资发〔2017〕33 号）；
- (39) 《关于发布矿山生态环境保护与污染防治技术政策的通知》（环发〔2005〕109 号）；
- (40) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）；
- (41) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）；
- (42) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号）；
- (43) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30 号）；

- (44)《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》（发改能源〔2014〕506号）；
- (45)《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）；
- (46)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）；
- (47)《关于加强资源环境生态红线管控的指导意见的通知》（发改环资〔2016〕1162号）；
- (48)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）；
- (49)《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）；
- (50)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号）；
- (51)《关于印发企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）的通知》（环发〔2015〕4号）；
- (52)《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）；
- (53)《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》（环发〔2004〕24号）；
- (54)中共中央办公厅 国务院办公厅印发《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》；
- (55)《国土资源部、工业和信息化部、财政部、环保部、国家能源局关于加强矿山地质环境恢复和综合治理的指导意见》（国土资发〔2016〕63号）。

1.1.2 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) 《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）；
- (14) 《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）；
- (15) 《关于印发〈四川省灰霾污染防治实施方案〉的通知》（川环发〔2013〕78号）；
- (16) 《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）；
- (17) 《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办〔2019〕8号）。

1.1.3 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) 《规划环境影响评价技术导则 总纲》（HJ130-2019）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009);
- (6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007);
- (10) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ651-2013);
- (11) 《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016);
- (12) 《生产项目土地复垦验收规程》(TD/T 1044-2014)。

1.1.4 石油天然气行业技术规范

- (1) 《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014);
- (2) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015);
- (3) 《石油天然气安全规程》(AQ 2012-2007);
- (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指南》(SY/T6276-2014);
- (7) 《输气管道工程设计规范》(GB 50251-2015);
- (8) 《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2017);
- (9) 《气田集输设计规范》(GB 50349-2015);
- (10) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2019);
- (11) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017);
- (12) 《土地复垦方案编制规程 第5部分：石油天然气(含煤层气)项》(TD/T 1031.5-2011);
- (13) 《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》(SY/T7294-2016)。

1.1.5 相关标准

- (1) 《环境空气质量标准》(GB 3095-2012);

- (2) 《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）；
- (3) 《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）；
- (4) 《声环境质量标准》（GB 3096-2008）；
- (5) 《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）；
- (6) 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)；
- (7) 《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）；
- (8) 《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）；
- (9) 《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）；
- (10) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）；
- (11) 《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB 18599-2001）；
- (12) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）；
- (13) 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007）；
- (14) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434-2018）；
- (15) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；
- (16) 《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）。

1.1.6 有关规划资料

- (1) 《全国国土规划纲要（2016-2030年）》（国发〔2017〕3号）；
- (2) 《全国生态保护“十三五”规划纲要》（环生态〔2016〕151号）；
- (3) 《全国矿产资源规划（2016-2020年）》（国函〔2016〕178号）；
- (4) 《全国生态旅游发展规划（2016-2025年）》（发改社会〔2016〕1831号）；
- (5) 《全国地下水污染防治规划（2011-2020年）》（环发〔2011〕128号）；
- (6) 《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》（国发〔2016〕67号）；
- (7) 《工业绿色发展规划（2016-2020年）》（工信部规〔2016〕225号）；
- (8) 《西部大开发“十三五”规划》（国函〔2017〕1号）；
- (9) 《全国主体功能区规划》（国发〔2010〕46号）；
- (10) 《三峡库区及其上游水污染防治规划（修订本）》（环发〔2008〕16号）；
- (10) 《天然气发展十三五规划》（发改能源〔2016〕2743号）；

- (11) 《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）；
- (12) 《国土资源部关于四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）的复函》（国土资函〔2017〕340号）；
- (13) 《四川省人民政府办公厅关于印发四川省“十三五”生态保护与建设规划的通知》（川办发〔2017〕33号）；
- (14) 《广元市“十三五”生态环境保护规划》；
- (15) 《广元市城市总体规划（2017-2035年）》；
- (16) 《广元市苍溪县城市总体规划（2011版）》。

1.2 评价时段

根据工程特点，本项目环境影响评价时段为施工期、运营期和退役期三个时段。

1.3 评价内容及评价重点

1.3.1 评价内容

- (1) 分析本项目产能建设方案与相关法律法规、环境经济技术政策、产业政策以及相关规划的协调性；
- (2) 调查区域开发建设现状，统计现有天然气开采项目及其分布情况，对污染源污染治理设施、污染物排放方式和去向进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；
- (3) 运用现状监测与资料收集等手段，对项目所在区域进行环境质量回顾性评价，分析环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境等环境质量变化趋势；
- (4) 对各井场及其配套集输管线等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全面深入的分析、预测和评价，同时结合项目选址的合理性，论证产能建设项目的环境可行性；
- (5) 调查产能建设依托环保基础设施现状，说明污水处理设施、回注井等设施的建设地点、规模、服务范围以及运行现状，分析评价依托处置规模合理性，

工艺可行性，环保设施可依托性等，论证产能建设项目的可依托性。

（6）从本项目气田整体开发层面分析不同开发阶段（建产、稳产、衰减开采期）天然气开发活动是否突破当地生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，从环境保护角度分析气田产能建设项目区域环境的可承载性，进而从环境保护角度出发提出优化滚动开发时序和规模的建议。

1.3.2 评价重点

根据本项目产能建设方案的特点，确定本项目环境影响评价评价的重点。

（1）分析本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的符合性。

（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，提出本项目建设的资源与环境制约因素。

（3）本项目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，对主要环境敏感区和重点生态功能区等环境保护目标的影响性质与程度。

（4）分析评价区域资源与环境承载能力对本项目天然气开发的支撑状况，综合论证产能建设方案的环境合理性，提出产能建设方案优化调整建议。

（5）以“三线一单”（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负面清单）为手段，强化空间、准入环境管理和总量控制。

（6）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施。

1.4 环境功能区划与评价标准

1.4.1 环境功能区划

1.4.1.1 大气环境功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中环境空气功能区分类，一类区为自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区域为居住区、商

业交通居民混合区、文化区、工业区和农村地区。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，环境空气质量适用二级浓度限值。

1.4.1.2 水环境功能区划

地表水：本项目周边的主要河流为嘉陵江、东河、插江及其支流河沟，主要湖泊水库有闫家沟水库、大洋湖、文家角水库及其他小型水库。

根据《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》，源头水、国家级和省级自然保护区为 I 类水域；集中式生活饮用水水源地一级保护区、珍贵鱼类保护区、鱼虾产卵场、国家级和省级风景名胜区等为 II 类水域；集中式生活饮用水水源地二级保护区、一般鱼类保护区及游泳区、市级风景游览区为 III 类水域；一般工业用水区及人体非直接接触的娱乐用水区为 IV 类水域；农业用水区及一般景观要求水域为 V 类水域。

根据《广元市地表水水域环境功能划类管理规定》，四川九龙山自然保护区内河流及其支流，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（具体范围见省、市政府对集中式饮用水水源地保护区划定方案的批复）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；凡未划分类别的小河沟、拦水坝及塘堰，原则上参照《广元市地表水水域环境功能划类管理规定》的类别执行。

因此，本项目周边的嘉陵江、东河及一级支流、水库水域执行地表水 III 类水域，其中四川九龙山自然保护区内河流及其支流、插江国家级水产种质资源保护区、集中式生活饮用水地表水源地一级保护区适用 II 类水域，小河沟、拦水坝及塘堰按照实际功能确定水域类别（III、IV、V 类）。

地下水：评价区域地下水主要用于乡镇散居农户生活饮用水水源及工、农业用水。根据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中地下水的分类要求，本项目区域地下水为 III 类。

1.4.1.3 声环境功能区划

本项目工程建设区域周边主要有散户居民，属乡村区域环境，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中对声环境功能区划的规定，属于 2 类功能区。

1.4.1.4 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，详见表 1.4-1，图 1.4-1。

表 1.4-1 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，合理组织农业生产和农村经济活动。（5）在草地畜牧业区，要科学确定草场载畜量，实行季节畜牧业，实现草畜平衡；草地封育改良相结合，实施大范围轮封轮牧制度。
林产品提供功能区	川东丘陵林产品提供功能区	林区过量砍伐，蓄积量低，森林质量低，生态系统服务功能退化。	（1）加强速生丰产林区的建设与管理，合理采伐，实现采育平衡，协调木材生产与生态功能保护的关系。（2）改善农村能源结构，减少对林地的压力。

（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表 1.4-2。

表 1.4-2 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 盆地丘陵农林复合生态亚区	I-2-1 盆北深丘农林业与土壤保持生态功能区	巩固长江上游防护林建设、天然林保护和退耕还林成果。发挥山区资源优势，建立商品林基地，保护野生生物资源，发展生态农业和中药材产业。建设以天然气为主的基础原料和能源化工基地。开发人文景观资源，发展旅游业及相关产业链。用地养地结合，加强水土保持建设。严禁无序开发矿产、水力、生物资源。
		I-2-3 嘉陵江中下游农业-土壤保持生态功能	发挥区域中心城市辐射作用，改善人居环境。巩固长江上游防护林成果。加强水利设施建设，增加保水功能，保护耕地。优化农业结构，发展节水型农业，发展绿色食品产业，发展桑蚕养殖及其加工业。改善农村能源结构，发展沼气等清洁能源。

生态区	生态亚区	生态功能区	生态保护与发展方向
		区	建设现代轻纺、食品、石化工业基地和茶叶生产基地。严防资源开发造成的环境污染和生态破坏，限制高耗水产业，防治农村面源污染和水环境污染，保障饮水安全。

图 1.4-1 本项目涉及全国生态功能区划图

图 1.4-2 本项目涉及四川省生态功能区划图

1.4.2 评价标准

1.4.2.1 环境质量标准

1、环境空气

本项目各单项工程区域环境空气执行《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准，非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)详解中标准，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。详见表 1.4-3。

表 1.4-3 环境空气质量标准

污染物项目	平均时间	浓度限值	选用标准
SO ₂	年平均	60μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
	24 小时平均	150μg/m ³	
	1 小时平均	500μg/m ³	
NO ₂	年平均	40μg/m ³	
	24 小时平均	80μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
NO _x	年平均	50μg/m ³	
	24 小时平均	100μg/m ³	
	1 小时平均	250μg/m ³	
CO	24 小时平均	4mg/m ³	
	1 小时平均	10mg/m ³	
O ₃	日最大 8 小时平均	160μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
PM ₁₀	年平均	70μg/m ³	
	24 小时平均	150μg/m ³	
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	

污染物项目	平均时间	浓度限值	选用标准
	24 小时平均	75 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0 mg/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

本项目周边的嘉陵江、东河及一级支流、水库水域执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准；其中四川九龙山自然保护区内河流及其支流、插江国家级水产种质资源保护区、集中式生活饮用水地表水源地一级保护区执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类水域标准；小河沟、拦水坝及塘堰按照实际功能执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 相应水域标准 (III、IV、V 类)，详见下表。

表 1.4-4 地表水环境质量标准(单位: mg/L pH 无量纲)

标准值 项目	分类	标准值				备注
		II 类	III 类	VI 类	V 类	
pH		6~9	6~9	6~9	6~9	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)
COD _{Cr}		≤15	≤20	≤30	≤40	
BOD ₅		≤3	≤4	≤6	≤10	
氨氮		≤0.5	≤1.0	≤1.5	≤2.0	
石油类		≤0.05	≤0.05	≤0.5	≤1.0	
硫化物		≤0.1	≤0.2	≤0.5	≤1.0	
氯化物		≤250	≤250	≤250	≤250	
挥发酚		≤0.002	≤0.005	≤0.01	≤0.1	

3、地下水环境

地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) 中 III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 表 1 中 III 类标准，详见表 1.4-5。

表 1.4-5 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	污染物	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

序号	指标	标准值	序号	污染物	标准值
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

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类标准，详见表 1.4-6。

表 1.4-6 《声环境质量标准》标准限值(单位：dB (A))

类别指标	标准值	
	昼间	夜间
2 类	60	50

5、土壤环境

本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地标准；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）标准，详见表 1.4-7、表 1.4-8。

表 1.4-7 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准(单位：mg/kg)

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

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类 用地	第二类 用地	第一类 用地	第二类 用地
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(b)荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并(k)荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	蒽	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并(a,h)蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并(1,2,3-cd)芘	193-39-5	5.5	15	55	151

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类 用地	第二类 用地	第一类 用地	第二类 用地
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
石油烃类						
46	石油烃	-	826	4500	5000	9000

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

表 1.4-8 农用地土壤污染风险筛选值(单位：mg/kg)

序号	污染物项目 ^{①②}		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	250	250	300

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。

②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

6、生态环境

生态环境按照相关技术导则、规范要求作为评价准则，土壤侵蚀标准执行《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007）。

1.4.2.2 污染物排放标准

1、废气

本项目施工期 SO₂、NO_x 排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中的相关标准，TSP 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；运营期水套加热炉废气排放参考执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）新建锅炉大气污染物排放限值标准详见下表。

表 1.4-9 大气污染物排放标准

时段	污染物	最高允许浓度 (mg/m ³)	无组织排放监控浓度限值		备注	
			监控点	浓度 (mg/m ³)		
施工期	NO _x	240	界外浓度最高点	0.12		《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)
	SO ₂	550		0.4		
	总悬浮颗粒物 (TSP)	/		拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	0.6	《四川省施工场地扬尘排放标准》 (DB512682-2020)
		/		其他工程阶段	0.25	
运营期	NO _x	200	/	/		参考《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)
	SO ₂	50	/	/		
	颗粒物	20	/	/		

说明：根据 2017.1.12 环保部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”。

2、废水

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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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、洗井废水暂存于废水收集罐中，压裂返排液暂存于压裂液重叠液罐内，均及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排；管道试压废水经沉淀处理后就近排入非环境敏感水体。

本项目运营期气田水和设备检修废水经罐车输拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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。生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市生活污水厂处理达标后外排。

3、噪声

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

表 1.4-10 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》 （GB 12523-2011）	厂界外	昼间	70
			夜间	55
运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB 12348-2008）2类标准	厂界外	昼间	60
			夜间	50

4、固体废物

施工期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；空气钻阶段钻井固废属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，其中清水池和应急池后期应拆除完毕后再回填；水基钻井固废收集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）；油基泥浆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；废油由施工单位统一收集并综合利用，若不能全部利用，剩余废油和废油桶交由有资质的单位进行处理；废包装材料集中收集后，部分由建设单位、服务单位回收，剩余部分外售至当地废品回收站；施工期管道清管、试压时产生的试压废水经沉淀后有少量灰尘和铁锈等废渣，集中收集后委托环卫部门清运处理；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；建筑垃圾统一收集清运至政府指定地点。运营期天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理；废油由设备维护单位统一收集并综合利用，若不能全部利用，剩余废油和废油桶交由有危废处理资质的单位处理；运营期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。

综上所述，本项目产生的固体废物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》《危险废物贮存污染控制标准》等的有关要求，妥善处理，不得形成二次污染。

1.5 环境影响因素识别和评价因子筛选

1.5.1 环境影响因素识别

1、施工期环境影响

（1）施工期生态影响

本项目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、林地及其它土地导致农业、林业生态系统发生较大变化；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。

此外，本项目在施工期将会大量取用各单项工程周边地表水资源作为钻井、洗井和压裂用水的水源，如果不限取水和循环利用钻井废水，本项目的建设将可能对各单项工程所在区域水资源及水生生态造成一定的影响。

（2）施工期污染影响

本项目施工期废水主要为施工废水、钻井废水、洗井废水、压裂返排液、施工人员产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械（柴油机）排放的烟气等；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，应急池、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，天然气开采从井口—水套炉—分离器—输出管线，全线采

用密闭输送，正常情况下没有污染物排放，且工程自动化程度较高。因此，运营期主要废气污染源为采气站场内水套加热炉燃烧废气；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、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放空装置排放的天然气、放空产生的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大气、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，使场站占地恢复成耕地、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。

本项目施工期、运营期环境影响因子和影响因素识别情况见表 1.5-1。

表 1.5-1 本项目环境影响要素识别表

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他	
施工期	钻前工程	废气	施工扬尘、道路扬尘	TSP	—	√								
			机械废气、运输车辆废气	NO _x 、CO、烃类	—	√								
		废水	施工废水	SS	—		√							
			生活污水	COD _{cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	—		√	√						
		噪声	施工机械、运输车辆等噪声	等效 A 声级	—				√					
		固废	土石方、建筑垃圾	/	—			√		√	√			
			生活垃圾	/	—									√
		生态	井场、进场道路、表土堆场、清水池、应急池、沉沙坑、放喷池及生活区占地	占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	—					√	√	√	√	
		其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++									
	交通		短时间阻断交通	—										√
	钻井工程	废气	柴油发电机废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	—	√								
			测试放喷废气	NO _x	—	√								
		废水	钻井废水	COD _{cr} 、SS、石油类、Cl ⁻	—		√	√		√				
			洗井废水		—		√	√		√				
			压裂返排液		—		√	√		√				
		生活废水	COD _{cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	—		√	√							
		固废	钻井固废	/	—			√		√				√
			生活垃圾	/	—									√
噪声		柴油机、钻机等机械噪声	等效声级	—				√						
风险	井喷、井漏	CH ₄	—	√	√	√		√	√	√				

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他	
地面集输工程	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++									√	
		交通	短时间阻断交通	-										√
	废气	施工机械和车辆尾气	NO _x 、CO、烃类、颗粒物	-	√									
		废水	管道试压废水	SS	-		√							
	生活废水		COD _{Cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	-		√	√							
	固废	施工废渣	/	-			√		√	√				
		生活垃圾	/	-										√
	噪声	施工机械及车辆噪声	/	-				√						
	生态	采气站场建设	永久占地、动植物影响	-						√	√	√	√	
		集输管线敷设、施工便道	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	-						√	√	√	√	
	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++										√
		交通	短时间阻断交通	-										√
	运营期	废气	检修、事故放散	NO _x 、颗粒物	---	√								
			水套炉废气	NO _x 、颗粒物	-	√				√				
废水		气田水	COD _{Cr} 、SS、Cl ⁻	-		√	√		√					
		清管、检修废水	SS、石油类	-		√								
		生活废水	COD _{Cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	-		√	√							
固废		清管、检修废渣	氧化铁等机械杂质	-			√		√	√				
		废油	/	-									√	
		生活垃圾	/	-									√	
噪声		设备及气流噪声、泵注噪声	/	-				√						
风险		采气站场天然气泄漏	CH ₄	---	√									

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
		管道破损天然气泄漏	CH ₄	--	√								
		采气站场气田水管道腐蚀破裂	COD _{Cr} 、SS、Cl ⁻	--		√	√		√				
		污水罐腐蚀破裂	COD _{Cr} 、SS、Cl ⁻	--			√		√				

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

1.5.2 评价因子筛选

根据环境影响因素识别结果，确定本项目各环境要素的评价因子见表 1.5-2。

表 1.5-2 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、氟化物、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）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘。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	土地利用、植被类型、土壤侵蚀、动物资源、生态系统等
污染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
	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	项目对土地利用结构、动植物、农业生产、景观生态、水土流失、区域生态系统等的影响
环境风险	涉气风险评价因子：CH ₄ 涉水风险评价因子：COD _{Cr} 、氯化物、硫化物	

1.6 评价工作等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则》(HJ 2.2-2018、HJ 2.3-2018、HJ 610-2016、HJ 2.4-2009、HJ 964-2018、HJ 19-2011)中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级和评价范围。

1.6.1 大气环境

1.6.1.1 评价工作等级

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，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。

本项目大气环境影响评价工作等级详细数据见表 1.6-2。

表 1.6-1 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 1.6-2 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: %)	执行级别
元坝 6-1H 井场	颗粒物 (PM ₁₀)	7.94E-04	0.18	三级
	NO _x	6.09E-03	2.44	二级
元陆 15-1H 井场	颗粒物 (PM ₁₀)	6.07E-04	0.13	三级
	NO _x	4.66E-03	1.86	二级
元陆 706H 井场	颗粒物 (PM ₁₀)	8.46E-04	0.19	三级
	NO _x	6.49E-03	2.60	二级
元陆 707H 井场	颗粒物 (PM ₁₀)	9.00E-04	0.2	三级
	NO _x	2.76E-03	2.76	二级
元陆 710-1H 井场	颗粒物 (PM ₁₀)	8.66E-04	0.19	三级
	NO _x	6.65E-03	2.66	二级
元坝 221-1H 井场	颗粒物 (PM ₁₀)	7.03E-04	0.16	三级
	NO _x	5.39E-03	2.16	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%，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。

1.6.1.1 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（见附图 15）。

1.6.2 地表水环境

1.6.2.1 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表 1.6-3。

表 1.6-3 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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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、洗井废水暂存于废水收集罐中，压裂返排液暂存于压裂液重叠液罐内，均及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排；试压废水经沉淀处理后就近排入非环境敏感水体。

本项目营运期气田水和设备检修废水经罐车输拉运至大坪污水处理站或者

元坝 29 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。生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

1.6.2.2 评价范围

本项目地表水评价范围为井场周围 500m 范围内的地表水以及集输管道穿越河流断面上游 500m 至下游 1000m 河段（详见附图 16）。

1.6.3 地下水环境

1.6.3.1 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 类建设项目特征分别进行地下水环境影响评价等级划分。

（2）敏感程度

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

表 1.6-4 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，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区	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，
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水式饮用水水源，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	项目周边有居民分散式地下水水源，故本项目地

分级	地下水环境敏感特征	本工程
	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	下水环境敏感程度确定为“较敏感”
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 1.6-5 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

1.6.3.2 评价范围

根据《地下水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。

建设项目（除线性工程外）地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法、查表法及自定义法确定。

(1) 公式计算法

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

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

式中：L—下游迁移距离

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T —质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

(2) 查表法

当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定，见下表。

表 1.6-6 地下水环境现状调查评价范围参照

评价等级	调查评价面积 (km ²)	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6~20	
三级	≤6	

(3) 自定义法

当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜，可根据建设项目所在区域水文地质条件确定。

本项目位于苍溪县，涉及范围广、面积大，跨不同水文地质单元，井场和管道均位于基岩山区，地形切割相对较强烈，地下水流向受地形和河沟河流控制，各井场和管道所在区域地形和沟渠将区域切割成小的水文地质单元，采用公式法具有一定的局限性。本项目产能建设项目为天然气开发项目，井场多、分布面积大，涉及多个水文地质单元，因此按照导则中自定义法确定评价范围。根据井场分布，并结合水文地质条件、地下水补径排、地形地貌、地下水开发利用情况和环境保护目标，分成嘉陵江水文地质单元和东河水文地质单元，各水文地质单元包括本项目各井场补给排泄区。嘉陵江水文地质单元调查评价范围 158km²，东河水文地质单元调查评价范围 126km²。

图 1.6-1 本项目地下水调查评价范围

1.6.4 声环境

1.6.4.1 评价工作等级

根据天然气开采、集输运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各采气站场内，本项目涉及各采气站场均位于 2 类声环境功能区适用区域，周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，根据《环境影响评价技术导则

声环境》（HJ 2.4-2009）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。判断等级详见下表。

表 1.6-7 声环境影响评价等级

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
本项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度	厂界噪声达标，区域声环境质量变化程度小	变化幅度约3~5dB（A）	
受影响人口的数量受影响人口的数量	井场声环境影响评价范围内以及井场道路沿线仅少量分散居民点分布	受噪声影响人口数量少	

1.6.4.2 评价范围

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

1.6.5 土壤环境

1.6.5.1 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 1.6-8 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

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。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，根据地下水监测苍溪县土壤 pH 监测值为 7.67~8.24 之间，均无酸化或碱化，经监测项目所在地土壤含盐量为 0.26~1.4g/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 判定本项目生态影响评价工作等级为三级。

（2）污染影响型

表 1.6-9 施工期污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	II类			本项目评价等级
		大	中	小	
敏感		二级	二级（√）	二级	本项目属II类项目，施工期临时占地约 18.7hm ² ，其占地规模属于中型，土壤敏感程度为“敏感”，根据评价工作等级划分表判定为“二级”评价。
较敏感		二级	二级	三级	
不敏感		二级	三级	三级	

根据上表可知，本项目施工期土壤环境污染影响型评价等级为二级。

4、运营期土壤评价等级

表 1.6-10 运营期污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	II类			本项目评价等级
		大	中	小	
敏感		二级	二级	二级（√）	本项目属 II 类项目，永久占地面积 3.05hm ² ，占地规模属于小型，土壤敏感程度为“敏感”，根据评价工作等级划分表判定为“二级”评价。
较敏感		二级	二级	三级	
不敏感		二级	三级	三级	

根据上表可知，本项目运营期土壤环境污染影响型评价等级为二级。

1.6.5.2 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、清水池、表土堆场、应急池、沉沙坑、生活区、进场道路及管线占地边界外扩 1km 为调查范围（详见附图 17-1）。

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散系统占地边界外扩 0.2km，污水管线两侧 0.2km 为评价范围（详见附图 17-2）。

1.6.6 环境风险

1.6.6.1 评价工作等级

根据章节 10.4，本项目各风险单元 Q 值最大值为 0.33（ $Q < 1$ ），确定本项目环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169—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 1.6-11 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，本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。

1.6.6.2 评价范围

（1）大气风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险评价进行简单分析，可不划定评价范围，但根据项目特点，评价建议关注项目各井场周边 3.0km 范围内和管线中心线两侧 100m 范围内的风险敏感点（见附图 16）。

（2）地表水环境风险评价范围

地表水环境风险评价范围与地表水评价范围一致。

(3) 地下水环境风险评价范围

地下水环境风险评价范围与地下水评价范围一致。

1.6.7 生态环境

1.6.7.1 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ 19-2011)，评价工作的定级有两个重要指标，即影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地范围。

表 1.6-12 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目总占地面积约 18.75hm^2 ，占地面积小于 2km^2 ；集输管线 11.94km ，长度小于 50km ，元陆 706H 井场距离四川九龙山自然保护区最近约 160m 。根据上表，元陆 706H 井场及配套管线生态影响区域（本项目按 1km 考虑）涉及四川九龙山自然保护区实验区（特殊生态敏感区），因此生态影响评价工作为一级；其它井场及管线未涉及特殊生态敏感区，生态影响评价等级为三级。综上，本项目生态环境影响评价综合等级按照一级考虑。

1.6.7.2 评价范围

本项目评价区为井场和管道建设工程位置向外侧水平距离 1000m 的区域作为评价范围（部分区域有扩展）。因为各个井场置距离较远，评价区分 5 块。调查重点为天然气井和管道建设等占地区域。本项目评价区海拔高度范围约为 $378\sim 1232\text{m}$ ，评价区总面积约 3724.48hm^2 。

1.7 项目外环境关系

项目工程内容包括新建 6 座井场、6 座采气站场、新建集输管线 11.94km 。结合井场地理位置分布、人居分布、环境敏感特征进行井场外环境介绍；介绍集输管线部分穿越区域。

1.7.1 井场

(1) 元坝 6-1H 井场

元坝 6-1H 井场位于苍溪县*****，最近的居民与井口的距离约 124m，井口 500m 范围内共有分散居民 45 户。元坝 6-1H 井场井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-1，周围外环境现状见图 1.7-1，井口 500 范围内外环境关系见附图 20-1。

表 1.7-1 元坝 6-1H 井场周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	相对井场方位	与井口距离/m	与放喷池最近距离/m	与放散区最近距离/m	分散居民/户	人口数量/人
\	0~100	/	/	/	/	0	0
1#	100~300	E	124~215	166	107	9	32
2#		SE	167~227	288	104	4	14
3#		W	165	164	171	1	4
4#		W	274~292	103	280	2	7
5#		NW	152~289	103	207	4	13
6#		NE	207~293	84	278	3	10
7#	300~500	E	302	332	292	1	3
8#		SE	355~491	456	307	3	11
9#		S	376	288	312	1	3
10#		SW	383~494	74	355	4	14
11#		W	351~484	73	346	4	13
12#		NW	307~498	239	369	7	25
13#		N	380~455	259	450	2	7

图 1.7-1 元坝 6-1H 井场周围外环境现状

(2) 元陆 15-1H 井场

元陆 15-1H 井场位于苍溪县*****，最近的居民与井口的距离约 140m，井口 500m 范围内共有分散居民 26 户。元陆 15-1H 井场井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-2，周围外环境现状见图 1.7-2，井口 500 范围内外环境关系见附图 20-2。

表 1.7-2 元陆 15-1H 井场周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	相对井场方位	与井口距离/m	与放喷池最近距离/m	与放散区最近距离/m	分散居民/户	人口数量/人
\	0~100	/	/	/	/	0	0
1#	100~300	W	140~250	68	175	8	28
2#		NW	131~201	233	290	3	10
3#	300~500	E	305~339	215	301	3	11
4#		SE	428~449	303	325	3	10
5#		S	360	252	254	1	3
6#		SW	444~495	305	432	5	18
7#		NE	365~398	356	418	3	10

图 1.7-2 元陆 15-1H 井场周围外环境现状

(3) 元陆 706H 井场

元陆 706H 井场位于苍溪县*****，最近的居民与井口的距离约 121m，井口 500m 范围内共有分散居民 68 户。元陆 706H 井场井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-3，周围外环境现状见图 1.7-3，井口 500 范围内外环境关系见附图 20-3。

表 1.7-3 元陆 706H 井场周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	相对井场方位	与井口距离/m	与放喷池最近距离/m	与放散区最近距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~100	/	/	/	/	0	0
1#	100~300	E	146~267	180	168	4	14
2#		SE	133~283	291	125	12	42
3#		S	125~227	339	75	2	7
4#		SW	121~292	112	94	9	35
5#		NW	153~161	229	167	2	8
6#		N	212~297	150	254	5	17
7#		NE	149~279	70	191	5	18
8#	300~500	E	363~484	227	380	4	14
9#		SE	305~353	320	303	4	15
10#		S	377	563	335	1	3
11#		SW	340~421	106	296	5	15
12#		NW	446~494	326	464	4	14
13#		NW	312~334	356	345	2	7
14#		NW	486	504	517	1	3
15#		N	448~452	319	489	2	8
16#		NE	317~472	123	361	6	21

图 1.7-3 元陆 706H 井场周围外环境现状

(4) 元陆 707H 井场

元陆 707H 井场位于苍溪县*****，最近的居民与井口的距离约 162m，井口 500m 范围内总共居民 60 户。元陆 707H 井场井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-4，周围外环境现状见图 1.7-4，井口 500 范围内外环境关系见附图 20-4。

表 1.7-4 元陆 707H 井场周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	相对井场方位	与井口距离/m	与放喷池最近距离/m	与放散区最近距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~100	/	/	/	/	0	0
1#	100~300	E	162~254	106	93	5	18
2#		SW	197~290	210	225	3	11
3#		NW	249~293	291	441	2	7
4#		N	218~229	146	372	2	8
5#		NE	282	154	338	1	3
6#	300~500	E	304~391	191	170	8	28
7#		SE	344~451	169	161	6	21
8#		SE	482~491	276	298	3	11
9#		S	308~386	198	223	3	10
10#		SW	317~344	314	330	2	7
11#		NW	309~451	321	497	6	20
12#		N	310~342	216	437	4	14
13#		NE	314~494	204	296	15	50

图 1.7-4 元陆 707H 井场周围外环境现状

(5) 元陆 710-1H 井场

元陆 710-1H 井场位于苍溪县*****，最近的居民与井口的距离约 108m，井口 500m 范围内总共居民 45 户。元陆 710-1H 井场井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-5，周围外环境现状见图 1.7-5，井口 500 范围内外环境关系见附图 20-5。

表 1.7-5 元陆 710-1H 井场周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	相对井场方位	与井口距离/m	与放喷池最近距离/m	与放散区最近距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~100	/	/	/	/	0	0
1#	100~300	S	178~295	174	115	5	17
2#		W	108	179	165	1	3
3#		W	263	222	305	1	4
4#		NE	182~268	87	202	3	11
5#	300~500	SE	343~486	248	283	17	57
6#		S	358~401	294	290	2	7
7#		W	385	309	420	1	3
8#		NW	430~495	452	488	6	21
9#		N	435~487	459	496	3	11
10#		NE	302~494	215	325	6	20

图 1.7-5 元陆 710-1H 井场周围外环境现状

(6) 元坝 221-1H 井场

元坝 221-1H 井场位于苍溪县*****，最近的居民与井口的距离约 110m，井口 500m 范围内总共居民 82 户。元坝 221-1H 井场井口 500m 范围内人居分布情况见表 1.7-6，周围外环境现状见图 1.7-6，井口 500 范围内外环境关系见附图 20-6。

表 1.7-6 元坝 221-1H 井场周围 500m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	相对井场方位	与井口距离/m	与放喷池最近距离/m	与放散区最近距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~100	/	/	/	/	0	0
1#	100~300	E	156~295	141	198~315	6	21
2#		SE	247~287	264	210~268	6	22
3#		W	110	120	119	1	3
4#	300~500	E	301~486	222	334~487	23	83
5#		SE	360~493	374	324~479	11	38
6#		W	303	221	284	1	3
7#		W	401~467	303	377~457	7	25
8#		N	303~450	204	347~505	18	64
9#		NE	336~493	207	391~547	9	33

图 1.7-6 元坝 221-1H 井场周围外环境现状

1.7.2 集输管线

(1) 元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线

元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线周边 200m 范围内共有分散居民 80 户。元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-7，部分穿越点外环境现状见图 1.7-7，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 20-7。

表 1.7-7 元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线周边 200m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	与管线方位	与管线距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~5	/	/	0	0
1#	5~200	管线起点西侧	131~188	7	25
2#		沿线两侧	26~197	34	120
3#		沿线两侧	24~199	19	70

(2) 元陆 706H 井场~元陆 7 管线

元陆 706H 井场~元陆 7 管线周边 200m 范围内有天观社区及分散居民共 161 户，天观小学师生约 200 人。元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-8，部分穿越点外环境现状见图 1.7-7，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 20-8。

表 1.7-8 元陆 706H 井场~元陆 7 管线周边 200m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	与管线方位	与管线距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~5	/	/	0	0
1#	5~200	沿线两侧	22~197	19	68
2#		管线北侧	17~198	116（天观社区）	225
3#		管线北侧	122	天观小学	200
4#		沿线两侧	14~200	26	91

(3) 元陆 707H 井场~元陆 703 管线

元陆 707H 井场~元陆 703 管线周边 200m 范围内共有分散居民 15 户。元陆 707H 井场~元陆 703 管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-9，部分穿越点外环境现状见图 1.7-7，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 20-9。

表 1.7-9 元陆 707H 井场~元陆 703 管线周边 200m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	与管线方位	与管线距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~5	/	/	0	0
1#	5~200	沿线两侧	67~196	7	23
2#		沿线两侧	44~185	8	28

(4) 元陆 710-1H 井场~3#阀室管线

元陆 710-1H 井场~3#阀室管线周边 200m 范围内共有分散居民 138 户。元陆 710-1H 井场~3#阀室管线周边 200m 范围内人居分布情况见表 1.7-10，部分穿越点外环境现状见图 1.7-7，管线周边 200m 范围外环境关系见附图 20-10。

表 1.7-10 元陆 710-1H 井场~3#阀室管线周边 200m 范围内分散居民统计表

编号	范围/m	与管线方位	与管线距离/m	分散居民/户	人口数量/人
/	0~5	/	/	0	0
1#	5~200	沿线两侧	17~185	20	70
2#		沿线两侧	13~192	38	133
3#		沿线两侧	19~197	80	280

图 1.7-7 部分集输管线穿越点及管线终点外环境现状

1.8 污染控制目标、环境保护目标及环境敏感点

1.8.1 污染控制目标

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

- (1) 控制本项目各单项工程在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏范围和影响持续时间，做好植被恢复与水土保持工作；
- (2) 保证本项目建成后，废气、废水达标排放，噪声达标，固体废弃物得到合理利用；
- (3) 保证评价区域空气质量、地表水质量、地下水质量、土壤质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围固定区域内，使受影响区域的整体生态环境质量无明显变化。

1.8.2 环境保护目标

1、环境空气

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（四川九龙山自然保护区）及其他需要特殊保护的区域（四川苍溪国家森林公园、四川苍溪梨仙湖湿地公园）、居住区、商业交通居民混合区、文化区（文物保护单位）、工业区和农村地区中人群较集中的区域，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 1.8-1 本项目大气环境保护目标统计表

单项工程名称	范围	主要保护目标	备注
元坝 6-1H 井场	以井场为中心、边长为 5km 的矩形区域	五龙镇场镇、苍溪县五龙中心卫生院、苍溪县五龙镇中心小学、苍溪县五龙中学校、散居农户	学校、医院详见表 1.8-9~10；自然保护区详见表 1.8-14；文物保护单位详见表 1.8-18
元陆 15-1H 井场		苍溪县县城（嘉陵江西侧部分区域）、陵江镇庙垭卫生院、庙垭小学、散居农户	
元陆 706H 井场		天观社区、天观卫生院、天观小学、散居农户、四川九龙山自然保护区	
元陆 707H 井场		三川镇场镇、三川镇卫生院、三川镇中心小学、三川镇初级中学、散居农户、四川九龙山自然保护区	
元陆 710-1H 井场		白鹤乡场镇、伏公场镇、白鹤乡卫生院、白鹤乡卫生院伏公分院、伏公中心小学、散居农户、广元市苍溪县新店子景区、广元市苍溪县柳池新农村文化园旅游景区、文家角水库杨大喜墓	
元坝 221-1H 井场		苍溪县县城（嘉陵江西侧部分区域）、散居农户	
元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线	管线周边 200m 范围	散居农户	详见表 1.7-7
元陆 706H 井场~元陆 7 管线		天观社区、天观卫生院、天观小学、散居农户、四川九龙山自然保护区	学校、医院详见表 1.8-9~10；自然保护区详见表 1.8-14；分散居民详见表 1.7-8
元陆 707H 井场~元陆 703 管线		散居农户	详见表 1.7-9
元陆 710-1H 井场~3#阀室管线		散居农户	详见表 1.7-10

2、地表水环境

本项目地表水环境保护目标为插江国家级水产种质资源保护区和本项目管线穿越的河流、沟溪，具体地表水环境保护目标见下表，各水体水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的相应功能区水质标准。

表 1.8-2 本项目地表水环境保护目标

地表水水体名称	主要水体功能	与本项目位置关系
插江	水产种质资源保护区	元陆 707H 井场东侧约 0.44km
东方水库下游沟溪	农用、泄洪	元陆 15-1H 井场南侧约 0.55m
柏溪沟	农用、泄洪	元陆 706H 井场北侧约 0.36m
闫家沟水库	农用	元陆 710-1H 井场南侧约 1km
沟溪 1（东方水库下游）	农用、泄洪	元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线穿越水体
水磨河	农用、泄洪	元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线穿越水体
柏溪沟	农用、泄洪	元陆 706H 井场~元陆 7 管线穿越水体
沟溪 2	农用、泄洪	元陆 710-1H 井场~3#阀室管线穿越水体
沟溪 3	农用、泄洪	元陆 710-1H 井场~3#阀室管线穿越水体

3、地下水

本项目地下水环境保护目标为白垩系、侏罗系碎屑岩风化裂隙水含水层和分散式饮用水水源地，本项目元坝 6-1H、元陆 710-1H 井场周边居民用水为地下水，元陆 15-1H、元陆 706H、元陆 707H 井场周边居民用水一部分为自来水，一部分为地下水，元坝 221-1H 井场周边居民用水均为苍溪县城供给的自来水。具体地下水环境保护目标见表 1.8-3~表 1.8-4，确保地下水水质状况不因本项目的建设而降低。

表 1.8-3 本项目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、侏罗系碎屑岩风化裂隙水含水层	井场下伏含水层	含水层水质
地下水分散水水源	各井场周边居民分散式饮用水取水点详见表 1.8-4	饮用水水质

表 1.8-4 本项目各井场周边居民在用分散式地下水水源情况统计表

4、声环境

本项目声环境保护目标为各井场周边 300m、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、自然保护区（四川九龙山自然保护区）等对噪声敏感建筑物或区域，本项目声环境保护目标见下表，要求各井场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

表 1.8-5 本项目声环境保护目标统计表

各单项工程名称	范围	主要保护目标	备注
元坝 6-1H 井场	各井场周边 300m、采气站场厂界外 200m	散居农户	详见表 1.7-1
元陆 15-1H 井场		散居农户	详见表 1.7-2
元陆 706H 井场		散居农户、四川九龙山自然保护区	自然保护区详见表 1.8-14；分散居民详见表 1.7-3
元陆 707H 井场		散居农户	详见表 1.7-4
元陆 710-1H 井场		散居农户	详见表 1.7-5
元坝 221-1H 井场		散居农户	详见表 1.7-6
元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线	管线两侧 200m 范围	散居农户	详见表 1.7-7
元陆 706H 井场~元陆 7 管线		天观社区、天观卫生院、天观小学、散居农户、四川九龙山自然保护区	学校、医院详见表 1.8-9~10；自然保护区详见表 1.8-14；分散居民详见表 1.7-8
元陆 707H 井场~元陆 703 管线		散居农户	详见表 1.7-9
元陆 710-1H 井场~3#阀室管线		散居农户	详见表 1.7-10

5、土壤

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 1.8-6 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/m	敏感目标
1	元坝 6-1H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
2	元陆 15-1H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
3	元陆 706H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、天观小学、天观卫生院
4	元陆 707H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、插江集中式饮用水水源保护区、三川镇中心小学校、三川镇初级中学、三川镇卫生院
5	元陆 710-1H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、大洋沟水库集中式饮用水水源保护区、伏公中心小学、光华爱心小学、白鹤乡卫生院伏公分院
6	元坝 221-1H 井场	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
7	元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户
8	元陆 706H 井场~元陆 7 管线	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、天观小学、天观卫生院
9	元陆 707H 井场~元陆 703 管线	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、插江集中式饮用水水源保护区、三川镇中心小学校、三川镇初级中学、三川镇卫生院
10	元陆 710-1H 井场~3#阀室管线	1000	林地、水田、旱地、园地、散居农户、大洋沟水库集中式饮用水水源保护区保护区、伏公中心小学、光华爱心小学、白鹤乡卫生院伏公分院

6、环境风险

本项目环境风险保护目标为大气环境风险评价范围（项目井场边界外 3km，天然气管线两侧 100m 范围内）内的自然保护区（四川九龙山自然保护区）及其他需要特殊保护的区域（四川苍溪梨仙湖湿地公园）、居住区、商业交通居民混合区、文化区（文物保护单位）、工业区和农村地区中人群较集中的区域。具体环境风险保护目标见下表。

表 1.8-7 本项目环境风险保护目标

分类	范围	主要保护目标		备注
		各单项工程名称	各单项工程主要保护目标	
大气环境 风险	项目边界外 3km	元坝 6-1H 井场	五龙镇场镇、苍溪县五龙中心卫生院、苍溪县五龙镇中心小学校、苍溪县五龙中学校、散居农户	学校、医院详见表 1.8-9~10；自然保护区详见表 1.8-14；湿地公园详见表 1.8-17；文物保护单位详见表 1.8-18
		元陆 15-1H 井场	苍溪县县城（嘉陵江西侧部分区域）、陵江镇庙垭卫生院、庙垭小学、散居农户、四川苍溪梨仙湖湿地公园	
		元陆 706H 井场	天观社区、天观卫生院、天观小学、散居农户、四川九龙山自然保护区	
		元陆 707H 井场	三川镇场镇、三川镇卫生院、三川镇中心小学校、三川镇初级中学校、散居农户、四川九龙山自然保护区	
		元陆 710-1H 井场	白鹤乡场镇、伏公场镇、白鹤乡卫生院、白鹤乡卫生院伏公分院、伏公中心小学、散居农户、广元市苍溪县新店子景区、文家角水库杨大喜墓	
		元坝 221-1H 井场	苍溪县县城（嘉陵江部分区域）、散居农户、苍溪中学（新校区）、苍溪县陵江镇第三小学、苍溪县陵江镇初级中学校	
	管线两侧 100m	元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线	散居农户	/
		元陆 706H 井场~元陆 7 管线	天观社区、散居农户	/
		元陆 707H 井场~元陆 703 管线	散居农户	/
		元陆 710-1H 井场~3# 阀室管线	散居农户	/

分类	范围	主要保护目标		备注
		各单项工程名称	各单项工程主要保护目标	
地表水环境风险	井场周围 500m 范围内的地表水体以及集输管道穿越河流断面上游 500m 至下游 1000m 河段	插江、沟溪 1（东方水库下游）、水磨河、柏溪沟、沟溪 2、沟溪 3		详见表 1.8-2
地下水环境风险	嘉陵江水文地质单元调查评价范围 158km ² ，东河水文地质单元调查评价范围 126km ²	白垩系、侏罗系碎屑岩风化裂隙水含水层和地下水分散式饮用水水源地（农户水井）		详见表 1.8-3~ 表 1.8-5

7、生态环境

本项目元陆 706H 井场及配套管线影响区域（本项目按 1km 考虑）生态涉及四川九龙山自然保护区实验区，其它井场及管线未涉及特殊生态敏感区，因此，本项目生态环境保护目标按照占地范围外 1000m 统计，详见下表。

本项目生态环境保护目标为评价范围内涉及的四川九龙山自然保护区、插江国家级水产种质资源保护区、珍稀及濒危的野生动植物、古树名树、基本农田保护区、天然林、二级公益林等，详见下表。

表 1.8-8 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	备注
元坝 6-1H 井场	占地及占地范围外 1000m 范围	基本农田保护区	
元陆 15-1H 井场		基本农田保护区、天然林、国家二级公益林	
元陆 706H 井场		基本农田保护区、天然林、国家二级公益林、四川九龙山自然保护区、国家重点保护动植物	自然保护区详见 1.8-14；国家重点保护动植物详见附表
元陆 707H 井场		基本农田保护区、天然林、国家二级公益林、插江国家级水产种质资源保护区	水产种质资源保护区详见表 1.8-16
元陆 710-1H 井场		基本农田保护区、天然林、国家二级公益林	
元坝 221-1H 井场		基本农田保护区	
元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场管线		基本农田保护区、天然林、	
元陆 706H 井场~元陆 7 管线		基本农田保护区、天然林、国家二级公益林、四川九龙山自然保护区、国家重点保护动植物	自然保护区详见 1.8-14；国家重点保护动植物详见附表
元陆 707H 井场~元陆 703 管线		基本农田保护区、天然林、国家二级公益林、插江国家级水产种质资源保护区	水产种质资源保护区详见表 1.8-16
元陆 710-1H 井场~3# 阀室管线		基本农田保护区、天然林	

表 1.8-9 各井场 3km 范围内学校一览表

序号	学校名称	学校位置	师生人数 (人)	方位、距离
1	苍溪县庙垭小学	陵江镇群丰村	约 120	元陆 15-1H 井场东北偏东侧 2.22km
2	苍溪县陵江镇初级中学校	苍溪县城区	约 2725	元坝 221-1H 井场东北侧 3.06km
3	苍溪中学（新校区）	苍溪县城区	约 4275	元坝 221-1H 井场东北侧 3.03km
4	苍溪县陵江镇第三小学校	苍溪县城区	约 1459	元坝 221-1H 井场东北侧 2.90km
5	伏公中心小学	白鹤乡顶子村	约 200	元陆 710-1H 井场东南侧 1.92km
6	白鹤小学	白鹤乡场镇	约 280	元陆 710-1H 井场北侧 3.03km
7	苍溪县五龙中学校	五龙镇场镇	约 2430	元坝 6-1H 井场西南侧 1.76km
8	苍溪县五龙镇中心小学校	五龙镇场镇	约 900	元坝 6-1H 井场西南侧 1.49km
9	三川镇初级中学校	三川镇场镇	约 300	元陆 707H 井场东北侧 0.79km
10	三川镇中心小学校	三川镇场镇	约 400	元陆 707H 井场东北偏北侧 0.96km
11	天观小学	三川镇天观社区	约 200	元陆 706H 井场西北侧 0.67km

表 1.8-10 各井场 3km 范围内医院一览表

序号	医院名称	医院位置	床位 (张)	方位、距离
1	陵江镇庙垭卫生院	群丰村	约 8	元陆 15-1H 井场东侧 1.97km
2	苍溪县五龙中心卫生院	五龙镇场镇	约 100	元坝 6-1H 井场西南偏西侧 1.73km
3	三川镇卫生院	三川镇场镇	约 18	元陆 707H 井场东北偏北侧 0.89km
4	白鹤乡卫生院	白鹤乡场镇	约 8	元陆 710-1H 井场北侧 2.44km
5	天观卫生院	三川镇天观社区	约 14	元陆 706H 井场西北偏西侧 0.88km
6	白鹤乡卫生院伏公分院	白鹤乡顶子村	约 33	元陆 710-1H 井场东南侧 1.95km

1.8.3 环境敏感区

(1) 饮用水水源保护区

本项目矿权范围涉及苍溪县、旺苍县、昭化区、阆中市、南江县、恩阳区、巴州区、平昌县，本项目仅涉及苍溪县，本次重点调查了本项目各单项工程 3km 范围内的饮用水水源地。

①分散式饮用水水源地

本项目周边 3km 范围内有 1 个分散式饮用水水源地（乌龟石水库），未划定保护区，详见下表。

表 1.8-11 本项目周边分散式饮用水水源地情况一览表

②集中式饮用水水源地

根据对本项目周边调查以及从各区（县、市）收集到的相关资料，矿权范围内共有 82 个集中式饮用水水源地，其中苍溪县 2 个县级集中式饮用水水源地，34 个乡镇级集中式饮用水水源地；阆中市 5 个乡镇级集中式饮用水水源地；巴中市 2 个市级集中式饮用水水源地；巴州区 8 个乡镇级集中式饮用水水源地，15 个乡镇级以下集中式饮用水水源地；恩阳区 14 个乡镇级集中式饮用水水源地；南江县 2 个乡镇级集中式饮用水水源地。详见下表，附图 5。

表 1.8-12 本项目矿权范围内集中式饮用水水源保护区一览表

本项目各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内共分布有地表水型集中式水源地饮用水源及其保护区 8 处，分别为红光水库、伏家沟水库、亭子口水源地、大洋沟水库、哑巴沟、插江（2 处）、龙江洞水库，详见下表。

表 1.8-13 本项目周边集中式饮用水水源保护区一览表

（2）自然保护区

根据调查，本项目矿权范围内自然保护区有四川九龙山自然保护区、四川驷马省级自然保护区、四川构溪河湿地自然保护区，详见下表，附图 6。

表 1.8-14 本项目矿权范围内自然保护区一览表

保护区名称	所在区县	保护区级别	地理位置	与本项目最近距离	保护区	主要保护对象	批复
四川九龙山自然保护区	苍溪县	省级	介于东经 105°58'08"~106°05'58"、北纬 31° 56'21"~32°02'29"之间。	约 160m	总面积 5962.20 公顷，其中核心区总面积 1942.60 公顷，占保护区总面积的 32.58%；一般控制区（实验区）4019.60 公顷，占保护区总面积的 67.42%。	国家一级保护动物林麝和国家二级保护动物红腹锦鸡及栖息环境、生物多样性等	川府函（2021）19 号
四川驷马省级自然保护区	平昌县	省级	四川驷马省级自然保护区位于四川省巴中市平昌县驷马镇、兰草镇、粉壁乡和澌岸乡，紧邻驷马河国家湿地公园、驷马水乡旅游景区	约 88km	，总面积 12162 公顷	自然生态系统	2008 年 2 月，经四川省人民政府批准为省级自然保护区
四川构溪河湿地自然保护区	阆中市	县级	介于东经 106°04'05"~106°21'01"，北纬 31°30'01"~31°46'12"之间	约 22km	总面积 4866.85 公顷，其中核心保护区面积 508.34 公顷，占保护区总面积的 10.45%；一般控制区面积 4358.51 公顷，占保护区总面积的 89.55%。	内陆湿地生态系统	川府函（2021）19 号

（3）森林公园

根据调查，本项目矿权范围内森林公园有苍溪县国家级森林公园的东河玉带峡景区、红军渡景区（三溪口没有在本项目矿权范围

内)，详见下表，附图 6。

表 1.8-15 本项目矿权范围内森林公园一览表

森林公园名称	所在区县	保护区级别	保护区	与本项目最近距离	许可
四川苍溪国家森林公园	苍溪县	国家级	包括东河玉带峡景区 356.56 公顷、三溪口 2441.3 公顷、红军渡景区 101 公顷，总面积达 2898.86 公顷	红军渡景区与本项目最近距离约 5.6km；东河玉带峡景区与本项目最近距离约 11.5km	《国家林业局关于准予设立四川苍溪国家森林公园的行政许可决定》（林场许准〔2015〕23 号）

（4）水产种质资源保护区

根据调查，本项目矿权范围内水产种质资源保护区有插江国家级水产种质资源保护区、构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区、恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区，详见下表，附图 6。

表 1.8-16 本项目矿权范围内水产种质资源保护区一览表

保护区名称	保护区级别	地理位置	与本项目最近距离	核心区	实验区	主要保护对象	备注
插江国家级水产种质资源保护区	国家级	苍溪县境内东河元坝镇段及支流插江	约 0.44km	自插江龙王场（106°00'55"E、32°02'37"N）-两河场（105°59'05"E、32°00'34"N）-三川场（106°00'32"E、31°56'36"N）-石门场（106°01'20"E、31°52'34"N）-插江口（106°01'54"E、31°51'10"N），长 27 公里，面积 264 公顷。	分为二段：第一段为插江雍河场（106°04'39"E、32°06'52"N）-清水寺（106°01'52"E、32°05'07"N）-龙王场（106°00'55"E、32°02'37"N），长 20 公里，面积 75 公顷；第二段为东河元坝镇老旋沱（106°02'55"E、31°51'33"N）-插江口（106°01'54"E、31°51'10"N）-元坝场（106°03'00"E、31°49'43"N），长 8 公里，面积 240 公顷。	中华鳖、岩原鲤、黄颡鱼	于 2012 年 12 月 7 日由农业部以第 1873 号公告批准建立

保护区名称	保护区级别	地理位置	与本项目最近距离	核心区	实验区	主要保护对象	备注
构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区	国家级	四川省阆中市境内嘉陵江支流构溪河	约 29.7m	石滩镇石滩场（106°15′ 26″ E，31°42′ 20″ N）经扶农乡罗家沱（106°10′ 25″ E，31°34′ 54″ N）至河溪镇河家坝（105°40′ 59″ E，31°21′ 51″ N）的河段，长 45 公里，面积 850 公顷。	实验区为龙泉镇龙泉场（106°24′ 32″ E，31°50′ 54″ N）经千佛镇千佛河（106°28′ 35″ E，31°46′ 37″ N）至石滩镇石滩场（106°15′ 26″ E，31°42′ 20″ N）的河段，长 34 公里，面积 570 公顷。	中华倒刺鲃、四川白甲鱼、中华鳖、鳊、南方大口鲶、黄颡鱼	于 2010 年 11 月 25 日由农业部以第 1491 号公告批准建立
恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区	国家级	巴中市恩阳区境内渠江上游支流恩阳河	约 61.4km	恩阳河石城乡大石坝（106°41′34″E，31°45′33″N）-三江镇鳌溪河口（106°46′25″E，31°45′00″N），长 19km，面积 380 公顷；支流鳌溪河石城乡黑窝子（106°43′46″E，31°43′29″N）-鳌溪河口（106°46′25″E，31°45′00″N），长 10km，面积 180 公顷。	恩阳河恩阳镇圆窝子（106°39′50″E，31°46′16″N）-石城乡大石坝（31°45′33″N，106°41′34″E），长 4km，面积 80 公顷；支流鳌溪河玉山镇柳树坝（106°40′25″E，31°39′44″N）-石城乡黑窝子（106°43′46″E，31°43′29″N），长 12km，面积 216 公顷。	中华鳖、岩原鲤	于 2011 年 12 月 8 日由农业部以第 1684 号公告批准建立，2014 年 11 月 26 日由农业部办公厅以“农办长渔〔2014〕4 号”调整

（5）湿地公园

本项目矿权范围内湿地公园有四川苍溪梨仙湖湿地公园、四川平昌驷马河国家湿地公园，详见下表，附图 6。

表 1.8-17 本项目矿权范围内湿地公园一览表

湿地公园名称	湿地级别	湿地类型	地理位置	与本项目最近距离	保护区	备注	批复
四川苍溪梨仙湖湿地	省级	自然湿地、	苍溪县陵江镇	约 2.8km	苍溪县梨仙湖湿地公园地处四川盆地北缘，秦巴山脉南麓，紧邻嘉陵江边，总规划面积 571.76 公顷，地理坐标介于北纬 31°45′35″—	国家重点保护野生植物有银杏、水杉、喜树等 10 余种；国家Ⅱ级重点保护野生动物有鸳鸯、雀鹰、红腹锦鸡、大鲵等。	川林湿涵（2020）508 号

湿地公园名称	湿地级别	湿地类型	地理位置	与本项目最近距离	保护区	备注	批复
公园		人工湿地			31°48'07"，东经 105°52'02"—105°56'46" 之间，湿地总面积为 387.23hm ² ，湿地率为 67.73%。		
四川平昌驷马河国家湿地公园	国家级	自然湿地	平昌县	约 91km	驷马省级自然保护区北缘至巴州区水宁寺镇和花溪乡场镇拦水坝处，主要包括驷马河、高坑河、徐家河、花溪河及周边湿地区域。湿地公园总面积 372.98 公顷，其中湿地面积 155.78 公顷，湿地率 41.77 %。	该保护区有脊椎动物 360 种，其中兽类 36 种、鸟类 194 种、两栖类 9 种、爬行类 15 种、鱼类 106 种。其中，国家 I 级保护动物 2 种，国家 II 级保护动物 23 种。高等植物 96 科、284 属、442 种，其中国家 I 级保护植物 4 种、国家 I 级保护植物 10 种。保护区已成为野生动植物的繁衍生长地，改善环境保持水土的水源涵养地。	2014 年 12 月经国家林业局批准建设，2020 年 12 月 25 日通过国家林业和草原局验收

(6) 文物保护单位

根据调查，本项目周边文物保护单位见下表，附图 8。

表 1.8-18 本项目周边文物保护单位一览表

区（市）县	乡（镇）	名称	年代	类别	地址	备注
苍溪县	漓江镇	漓江张氏墓	清道光三年（1823）	古墓葬	漓江镇山泉村 5 组	
		唐家洞摩崖造像	清	石窟寺及石刻	漓江镇凤峨村 2 组	县保
	永宁镇	印合水库	中华人民共和国	近现代重要史迹及代表性建筑	永宁镇兰池村 7 组	
	元坝镇	周家大院	清	古建筑	元坝镇上石村 8 组	县保
	唤马镇	张家榜墓群	清道光十六年-宣统二年（1836-1910）	古墓葬	唤马镇红金村 1 组	

区（市）县	乡（镇）	名称	年代	类别	地址	备注
	龙王镇	殷家沟古战场遗址	清	古遗址	龙王镇五台村 4 组	
		五台沟墓地	清	古墓葬	龙王镇五台村 2 组	县保
		九龙山天主堂	中华人民共和国	近现代重要史迹及代表性建筑	龙王镇五台村 4 组	
	石门乡	张儒行合葬墓	清道光二十九年（1849）	古墓葬	石门乡七星村 2 组	
		杨大喜墓	清	古墓葬	石门乡杨河村村委会	
		冯家湾塔墓	清同治十二年（1873）	古墓葬	石门乡中梁村 3 组	县保
		石门水电站	中华人民共和国	近现代重要史迹及代表性建筑	石门乡柏荫村 1 组	
		文家角水库	中华人民共和国	近现代重要史迹及代表性建筑	石门乡工农村 3 组	
		七星庙红军战斗遗址	中华人民共和国	近现代重要史迹及代表性建筑	石门乡七星村 4 组	
	白桥镇	罗氏鼻宗祠堂	清	古建筑	白桥镇杆柏村 6 组	
		伏家大院	清	古建筑	白桥镇冒鹤村 4 组	市保
		马桑区苏维埃政府旧址	中华人民共和国	近现代重要史迹及代表性建筑	白桥镇马桑社区	

（7）永久基本农田

本项目均位于苍溪县，根据苍溪县永久基本农田数据统计，本项目施工期临时占用永久基本农田 9.92 公顷，其中本项目所有井场及集输管线均涉及占用永久基本农田；运营期永久占用永久基本农田 1.32 公顷，除元坝 6-1H 井场、元坝 221-1H 井场外其余采气站场均占用永久基本农田。

（8）天然林

本项目均位于苍溪县，根据苍溪县天然林数据统计显示，本项目的建设在施工期临时占用天然林 2.81 公顷，除元坝 6-1H 井场和元坝 221-1H 井场其余井场施工期均占用一定数量的天然林，所有管线建设施工时均会占用天然林。运营期永久占用天然林 0.33 公顷，仅元陆 707H 井场和元陆 710-1H 井场运营期占用天然林。

（9）水土流失重点防治区

本项目位于苍溪县。根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188号），苍溪县属于嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区。

根据《四川省人民政府关于划分水土重点防治区的公告》（川水函〔2017〕482号），苍溪县均不属于省级水土流失重点预防区和省级水土流失重点治理区。

根据《广元市人民政府关于广元市水土保持规划（2015-2030年）的批复》（广府函〔2017〕86号），本项目涉及的苍溪县三川镇为市级水土流失重点预防区；白鹤乡为市级水土流失重点治理区。

1.8.4 其他特殊区域

二级公益林

本项目施工期临时占用国家二级公益林面积 1.64 公顷，其中涉及井场有元陆 15-1H 井场、元陆 706H 井场和元陆 710-1H 井场；涉及管线有元陆 15-1H 井场~元坝 221-1H 井场、元陆 706H 井场~元陆 7、元陆 707H 井场~元陆 703。运营期永久占用国家二级公益林面积 0.021 公顷，其中涉及采气站场有元陆 710-1H 井场。

2 回顾性评价

本项目为元坝气田（陆相一期）产能建设项目，元坝气田已进行海相一期试采和海相二期滚动勘探开发，故此次回顾性评价主要对元坝气田内已建工程建设进行回顾性评价。

2.1 勘探历程

元坝气田于二十世纪五十年代开始开展地面石油地质调查等工作，至今油气勘探工作可分为三个阶段。

（1）第一阶段，石油地质调查和浅层勘探阶段（1967年～1999年）

（2）第二阶段，海相油气发现及勘探成果扩大阶段（2000年～2009）

（3）第三阶段，陆相致密砂岩气发现及勘探成果扩大阶段（2010年～至今）

2.2 气藏概况

2.2.1 气藏特征

元坝气田*****段气藏为超高压、孔隙型、裂缝-孔隙型、弹性气驱、岩性气藏。

2.2.2 流体性质

（1）天然气组分

根据元坝气田*****段气样分析资料，气体成分以甲烷为主，甲烷含量*****，不含硫化氢。元坝气田*****段气藏为不含硫化氢的优质天然气干气气藏。

(2) 地层水性质

目前元坝气田*****段气藏运营期气田水产生量较少，暂无水样分析资料。

2.2.3 储量情况

元坝*****气藏目前共计提交探明储量 $726.74 \times 10^8 \text{m}^3$ ，控制储量 234.68 亿方。

2.3 区域勘探开发过程回顾

本项目涉及矿权范围内现有海相天然气生产井 34 口，站场 32 座，日产气水平约***** m^3/d ；陆相天然气生产井 14 口，站场 12 座；输气站、配气站共 3 座（苍溪站、千佛站、巴中末站），增压站 1 座（元坝气田增压站），废弃井和关停井共 57 口。

此外，矿权范围内目前共有已批在建、拟建井场 10 座（建井 18 口），配套集输管线 3 条，共约 6km。详见下图，表 2.3-1~2.3-2。

图 2.3-1 矿权范围井位分布及集输管网图

表 2.3-1 矿权范围内已批在建、拟建气井环评验收情况统计表

表 2.3-2 矿权范围内已批在建、拟建集输管线环评验收情况统计表

另外，目前元坝气田已建元坝净化厂 1 座，污水处理厂 2 座（*****），采出水零排放综合处理工程 1 座（即*****），回注井 5 座（*****）。具体位置详见下图。

图 2.3-2 元坝气田已建环保设施分布图

2.3.1 区域已建工程现状

根据现场踏勘，元坝气田部分已建井场及管线工程现状情况见下表。

表 2.3-3 元坝地区部分已建工程现状回顾

序号	已建工程名称	现场调查实际情况	已建工程现状
采气站场			
1	元坝 273-1	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，其余临时占地区域均已复垦	*****
2	元坝 273	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，还有放喷池未拆除复垦，其余临时占地区域均已复垦	*****
3	元坝 29	该集气站目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，其余临时占地区域均已复垦	*****
4	元坝 103-1	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，还有清水池未拆除复垦，其余临时占地区域均已复垦	*****
5	元坝 205-1	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，还有清水池和放喷池未拆除复垦，其余临时占地区域均已复垦	*****
	元坝 204-2	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，其余临时占地区域均已复垦	*****
6	元坝 205-3	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，其余临时占地区域均已复垦	*****
7	元坝 104-1	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场和放空区外，还有清水池和放喷池未拆除复垦，其余临时占地区域均已复垦	*****
8	元陆 303H	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场外，其余临时占地区域均已复垦	*****
9	元陆 7	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场外，其余临时占地区域均已复垦	*****
10	元陆 301H	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场外，其余临时占地区域均已复垦	*****
11	元陆 703	该采气站场目前正常采气，现场除进场道路、采气站场外，其余临时占地区域均已复垦	*****
集输管线			
12	元坝 205-1~元坝 29	该管线目前正常运营，地下天然气管道部分已覆土，并种植植被，设有标识牌	*****
13	元坝 273-1~元坝 29	该管线目前正常运营，地下天然气管道部分已覆土，并种植植被，设有标识牌	*****

序号	已建工程名称	现场调查实际情况	已建工程现状
14	元坝 205-3~元坝 29	该管线目前正常运营，地下天然气管道部分已覆土，并种植植被，设有标识牌	*****
15	元坝 272~元坝 29	该管线目前正常运营，地下天然气管道部分已覆土，并种植植被，设有标识牌	*****

2.3.2 区域在建及拟建工程现状

根据现场踏勘，元坝气田部分在建、拟建项目现状见下表。

表 2.3-4 元坝地区已批在建、拟建工程现状回顾

序号	工程名称	主要建设内容	建设现状
1	元坝 102-4H	由 3 口井组成，设计井深 7390m~7955m；修建井场(154m×60m)、清水池 1000m ³ 、应急池 800m ³ 、放喷池 2 个 300m ³ /个、油罐 1 个（22t/个），配套同步建设井场道路和临时活动房等公、辅设施。	*****
2	元坝 2-1H	由 1 口井组成，设计井深 7885m；修建井场(140m×75m)、集液池 1000m ³ 、放喷池 2 个 300m ³ /个、集污罐池 3 个（总容积 120 m ³ ）、油罐 2 个（8t/个），配套同步建设井场道路和临时活动房等公、辅设施。	*****
3	元坝 272-2	由 1 口井组成，设计井深 7272m；修建井场(140m×75m)、集液池 1000m ³ 、放喷池 1 个 100m ³ /个、集污罐池 3 个（总容积 120 m ³ ）、油罐 2 个（8t/个），配套同步建设井场道路和临时活动房等公、辅设施。	*****
4	元坝 102-7H	由 2 口井组成，设计井深 6925m~7965m；修建井场(132m×60m)、清水池 1000m ³ 、应急池 800m ³ 、放喷池 2 个 300m ³ /个、油罐 1 个（12t/个），配套同步建设井场道路和临时活动房等公、辅设施。	*****
5	元坝 8	由 1 口井组成，设计井深 7440m；修建井场(130m×70m)、清水池 1000m ³ 、污水池 2 座 1500 m ³ /个、岩屑池 2 座 500 m ³ /个、放喷池 2 个 300m ³ /个、油罐 2 个（20 m ³ /个），配套同步建设井场道路和临时活动房等公、辅设施。	*****

2.3.3 已勘探开发工程主要污染物产排情况及措施

2.3.3.1 废气

(1) 施工期

根据调查，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，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 SO_2 、 NO_2 、颗粒物，采用柴油机设备自带的排气筒排放。元坝气田导管段~3000m 使用空气钻进，会产生粉尘，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入沉沙坑（池），废气在沉沙坑（池）内直接排放，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。压裂车施工机械尾气，主要污染物为 NO_x 、烟尘及少量 CO ，采用合格燃油、加强设备保养减少尾气排放量，压裂作业持续时间较短、污染物产生量小。测试放喷废气来自测试放喷过程中原料气燃烧，其燃烧主要产物为 CO_2 、水蒸气、 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等，在放喷前，对距放喷口一定范围内（该距离根据安全预评价预测结果来确定）的居民进行临时撤离并建立警戒点进行 24h 警戒。

（2）运营期

已实施工程运营期间，部分井站、采气井场内的水套加热炉燃烧天然气（陆相井站、采气井场采用自产天然气，海相井站、采气井场采用净化后的天然气），主要产物为颗粒物、 NO_x ，通过设备自带的排气筒排放。元坝气田陆相井站、采气井场事故检修时天然气通过放散管直接放散，一年约 1~2 次，主要为 CH_4 。海相井站、采气井场设置长明火炬，火炬燃料来源于元坝净化厂净化天然气，主要产物为颗粒物、 NO_x ；火炬分液罐释放原料气通过火炬燃烧，产生的燃烧废气主要产物为颗粒物、 NO_x 、 SO_2 ；原料气放空仅在事故检修时进行，一年约 1~2 次，原料气通过火炬燃烧，产生的燃烧废气主要产物为颗粒物、 NO_x 、 SO_2 。

2.3.3.2 废水

根据调查，元坝气田已实施的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、压裂过程中产生的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

钻前工程以及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简单沉淀处理后循环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将采用气体对全线进行吹扫，最后采用清水试压，最后将产生少量的试压废水，管道试压废水产生量为管道容积量，产生量较少，且管道试压前进行了清管，采用清水试压，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后，就近排入非环境敏感水体。施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 H₃-N 等）产生量较少，主要为附近民工，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，不外运，不外排；各井场钻井一套钻井设备配备一队钻井施工人员，钻井期间施工人员产生的生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，由旱厕收集后用作农肥。由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类，方井雨水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，不外排。根据调查，元坝气田已运营井站、采气井场现场无钻井废水、洗井废水、压裂返排液暂存，近几年钻井工程产生的废水通过罐车拉运至四川鑫泓钻井废水处理有限公司处理达标后外排。

（2）运营期

已建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。根据调查，元坝气田已勘探开发工程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。

有人值守的井站、值守人员产生的生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，由旱厕或化粪池收集后用作农肥。每座采气井场每年需进行 1~2 次装置设备检修，检修设备时将产生清洗废水，主要污染物有 SS、石油类，与气田水一起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。

2.3.3.3 噪声

(1) 施工期

已勘探开发工程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，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。单台产噪设备噪声源强 75~115dB(A)，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井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。

(2) 运营期

运营期井站噪声产生较小，各井站正常生产时，场站噪声主要来源于节流阀、水套加热炉、分离器等设备产生的气流摩擦噪声，根据调查，已投产井站正常产生时的厂界噪声，采气井场运营期噪声约 40~55dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。

2.3.3.4 固废

已实施的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井站、采气井场运营期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

根据气田内已实施的各单项工程项目实际产排污情况，钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现平衡，无集中弃土产生；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。

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，已建工程施工期钻井固废就地填埋或拉运至砖厂、水泥厂资源化利用。产生的废油由施工单位统一收集并综合利用，剩余不能全部回用废油和废油桶交有资质的单位进行处理。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。

根据调查，元坝地区已运营井站、采气井场现场无施工期固废堆存。

（2）运营期

已实施的勘探开发工程运营期产生的固废主要为各井站、采气井场运营期维修设备时产生的清管废渣。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井场污水罐/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；陆相天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理。井站、采气井场设备定期维护产生的废润滑油由设备维护单位统一收集并综合利用，剩余不能全部回用废油和废油桶交由有危废处理资质的单位处理。元坝气田有人值守井站、采气井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。

2.3.3.5 地下水及土壤

（1）施工期

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 2.3-3 施工期土壤及地下水部分污染防治措施图

（2）运营期

对管线和场站进行日常巡查，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 2.3-4 运营期土壤及地下水部分污染防治措施图

2.3.3.6 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、元坝泥浆储备库、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。

根据气田内已实施的各单项工程实际情况，施工期和运营期还在井场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、硫化氢气体检测仪、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。

图 2.3-5 部分环境风险防治措施图

2.3.4 已勘探开发工程主要环境影响回顾

2.3.4.1 区域大气环境影响回顾

已勘探开发工程施工期大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的燃烧废气、机械尾气、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部分井站的加热水套炉燃烧天然气后产生的废气、长明火炬燃烧废气。水套加热炉燃烧废气主要产物为颗粒物、NO_x，燃烧后污染物产生量较小，通过设备自带的排气筒排放。海相井站、采气井场长明火炬燃料来源于元坝净化厂净化天然气，火炬分离罐释放天然气通过火炬燃烧，产生的燃烧废气主要产物为颗粒物、NO_x、SO₂，由于火炬分液罐释放天然气量小，对环境影响较小；清管、检修及事故天然气通过火炬燃烧，产生的燃烧废气主要产物为颗粒物、NO_x、

SO₂；天然气放空仅在事故检修时进行，一年约 1~2 次，设备检修时间比较短，且气量较小，原料气通过火炬燃烧，产生的燃烧废气主要产物为颗粒物、NO_x、SO₂。陆相井站、采气井场天然气放散仅在事故检修时进行，一年约 1~2 次，事故检修时天然气通过放散管直接放散，主要为 CH₄。

（1）钻井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产能建设及勘探项目部委托第三方监测单位对元坝 102-4 井、元坝 104-1 井、元坝 272-2 井、河嘉 202 井、河嘉 204 井组、河嘉 206 井组钻井过程日常监测（见附件 6-3），根据大气环境质量监测结果显示钻井过程大气环境质量监测显示，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。总体来说钻井过程正常工况对周边环境空气质量影响较小。

表 2.3-5 大气环境质量监测点位及达标情况判定

日期	井号	监测点位	监测因子	达标情况判定
2019.10.18	河嘉 202H 井场	厂区	二氧化硫（小时值）、二氧化氮（小时值）、硫化氢（小时值）、PM _{2.5} （日均值）	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，其它指标能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级限值要求
2019.12.18~ 2019.12.19	元坝 104-1H 井场	东厂界大门外 1m 处	硫化氢（小时值）、PM _{2.5} （日均值）	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，其它指标能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级限值要求
2020.7.28	元坝 102-4H 井场	厂界东侧距离厂界 1m 处	PM _{2.5} 、PM ₁₀	能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级限值要求
		厂界东侧距离厂界 5m 处	一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮、非甲烷总烃、总悬浮颗粒物	非甲烷总烃能满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2mg/m ³ 要求；一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级限值要求；TSP 不评价。
		厂界外西北侧距厂界 5m 处		
		厂界外西南侧距厂界 5m 处		
2020.07.27	河嘉 204H 井	厂界外西侧距厂界约 3m 处	一氧化碳、二氧化硫、	非甲烷总烃能满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2mg/m ³

日期	井号	监测点位	监测因子	达标情况判定
	组	厂界外东南侧 距厂界约 3m 处	二氧化氮、 非甲烷总 烃、总悬浮 颗粒物	要求：一氧化碳、二氧化硫、二 氧化氮能满足《环境空气质量标 准》（GB3095-2012）二级限值要 求；TSP 不评价。
		厂界外东北侧 距厂界月 3m 处		
		厂界中央处	PM2.5、 PM10	
2020.04.16	河嘉 206 井 组	大门外 7m 处	硫化氢（小 时值）、氮 氧化物（日 均值）、 PM10（日 均值）	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，氮氧化 物、PM10 能满足《环境空气质 量标准》（GB3095-2012）二级限 值要求
2020.04.14~ 2020.04.14	元坝 272-2 井	北侧厂界外 4m 处	硫化氢、 TVOC	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

（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 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 井场内大气环境质量监测点 SO₂、NO₂ 监测结果（见表 2.3-6）能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，H₂S 监测结果（见表 2.3-6）能满足《环境影响评价技术导则 大气环境（HJ 2.2-2018）》附录 D 的浓度限值，因此，采气过程正常工况下对周边环境空气质量影响较小。

表 2.3-6 元坝 27-4 井场大气环境质量监测点位及达标情况判定

2.3.4.2 已建工程对地表水环境影响回顾

根据调查，元坝气田已运营井站、采气井场现场无钻井废水、洗井废水、压裂返排液暂存，近几年钻井工程产生的废水通过罐车拉运至四川鑫泓钻井废水处理有限公司处理达标后外排。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。因此，正常工况下钻井工程废水对地表水环境影响较小。

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公司于 2019 年 9 月、11 月进行的跟踪检测（华地检 20190065 号、华地检 20190094 号，见附件 6-1），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。

综上所述，区域已建工程对区域地表水影响较小。

表 2.3-7 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 中限值要求
13		韩家沟跨越		
14		东河-1		
15		东河-2		
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		

2.3.4.3 已建工程对地下水环境影响回顾

(1) 钻井过程对地下水环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托第三方监测单位对元坝 102-4 井、元坝 104-1 井、元坝 272-2 井、河嘉 202 井、河嘉 204 井组、河嘉 206 井组钻井过程日常监测（见附件 6-3），根据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。从钻井日常监测数据显示来看，采取地下水污染防治措施后，钻井过程对地下水环境尚未出现超标情况。

表 2.3-8 地下水监测点位及达标情况判定

日期	井号	监测因子	达标情况判定
2019.10.19	河嘉 202H 井场	pH、钾、钙、钠、镁、碱度（以 CO_3^{2-} 计）、碱度（以 HCO_3^- 计）、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硫化物、铁、锰、铬（六价）、石油类	3 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
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、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、	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
2020.07.27	河嘉 204H 井组	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	3 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
2020.04.16	河嘉 206 井组	pH、氯化物、耗氧量、铁、锰、石油类、氨氮、硫化物、挥发酚、六价铬、钠	3 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》

日期	井号	监测因子	达标情况判定
			(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、六价铬、钾、钙、钠、镁、总硬度	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

(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公司于 2019 年 9 月、10 月、11 月进行的跟踪监测（华地检 20190065 号、华地检 20190083 号、华地检 20190095 号，见附件 6-1），本项目所在地元坝气田地下水监测点位，除 9 月元坝气田隧道-1、元坝气田隧道-2 总硬度、氟化物，11 月元坝 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》(GB3838-2002) III 类限值要求。地下水现状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）。因此，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 2.3-9 地下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	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	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
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		元陆 703-2		

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
			苯、4-氯苯胺、六氯丁二烯、2,4,6-三氯苯酚、	《地表水环境质量标准》III类限值要求。
11	2019 年10 月	元坝28井-2	2,4,5-三氯苯酚、苈、2-硝基苯胺、萘烯、2,6-二硝基甲苯、4-硝基苯胺、萘、六氯苯、菲、蒽、荧蒽、芘、苯并(a)蒽、蒾、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、茇并(g,h,j)花共60项。	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类限值要求。
12		元坝102-3井-2		
13		元坝气田污水管线-1		
14		元坝103-1井-2		
15		元坝29-2井-2		
16	2019 年11 月	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》III类限值要求。
17		元坝205井-2		
18		元坝273-1井-2		

2.3.4.4 已建工程对声环境影响回顾

(1) 钻井过程对声环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托第三方监测单位对元坝102-4井、元坝104-1井、元坝272-2井、河嘉202井、河嘉204井组、河嘉206井组钻井过程日常监测（见附件6-3），根据声环境监测钻井过程中存在场界超过《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尚能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类限值要求。因此钻井过程中会出现厂界噪声超标的现象。

表 2.3-10 声环境监测点位及达标情况判定

(2) 采气过程对声环境的影响

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂《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井场附近及井场外最近农户处声环境监测结果（见表2.3-11，附件6-7）能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2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 井站、元坝 29 井站、元坝 272H 井站厂界噪声监测结果（见附件 6-6），能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的二类标准。因此，采气过程对周边声环境质量影响较小。

表 2.3-11 元坝 27-4 钻井工程与地面集输工程声环境监测结果表

2.3.4.5 已建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 102-4 井、元坝 104-1 井、元坝 272-2 井、河嘉 202 井、河嘉 204 井组、河嘉 206 井组钻井过程日常监测（附件 6-3），根据监测结果显示，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）》（GB12531-2011）表 1，表 2 风险筛选值要求。从钻井日常监测数据显示来看，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 2.3-12 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
2019.10.18	河嘉 202H	厂界外约 1m 空地	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、蒽、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）》（GB12531-2011）表 1，表 2 风险筛选值要求

日期	井号	监测点位	监测因子	达标情况
2020.07.28	元坝102-4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、蒽、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控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类筛选值要求
2020.07.27	河嘉204井组	井场井口位置		
2020.04.16	河嘉206井组	项目东南侧约40m农田处	pH、砷、镉、铬、铜、锌、铅、汞、镍、石油烃	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	

（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公司于2019年11月进行的跟踪检测（华地检20190088号，见附件6-1），本项目所在地元坝气田土壤监测点位土壤监测因子能满足《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值、《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中筛选值要求。因此，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 2.3-13 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、	相关土壤监测因子均能满足《土壤环境质量-建设用地土壤
2		元坝103		

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况	
3		元坝 10-1	镍、铅、汞、砷、石油烃 (C10-C40)、苯、甲苯、乙苯、邻二甲苯、间,对二甲苯、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、蒽、二氢蒽、茚、菲、蒽、荧蒽、芘、苯并(a)蒽、蒽、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。	污染风险管控标准》 (GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	
4		元坝 10-2			
5		元坝 104			
6		元坝 123-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		元坝气田隧道-1			
30		元坝气田隧道-2			
31		元坝 28			
32		元坝气田水污水管线-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控标准》(GB15618-2018) 中筛选值要求
33		元坝气田水污水管线-2			

2.3.4.6 已建工程固体废物环境影响回顾

根据调查，元坝气田已完钻井站、采气井场现场无施工期固废堆存。已建工程固体废物对周边环境影响较小。

2.3.4.7 已建工程生态环境影响回顾

根据现场调查及查阅相关资料，已建工程施工期临时占地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；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。已建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，总体来说，临时占地对生态的影响是可逆的，已建工程对区域生态环境影响较小。

图 2.3-6 部分站场及管线生态恢复现状

2.3.5 已勘探开发工程存在的环境问题和建议

2.3.5.1 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）钻井施工期噪声对周边居民有一定影响；
- （2）个别采气井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。

2.3.5.2 对已勘探开发工程存在环境问题的建议

针对区域已建工程主要环境问题提出以下建议：

- （1）针对在建、拟建工程，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持，对影响较大的农户可采取临时撤离的措施，确保钻井工程的顺利进行；
- （2）在确定相关井场不再后续开发使用后，尽快完成放喷池、清水池等的拆除，并进行复垦。

3 工程概况

3.1 项目基本情况

项目名称：元坝气田产能建设（陆相一期）项目

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；

开发矿种：元坝气田*****地层天然气，不含硫化氢；

开发所属区块：巴中元坝气田区块、四川省四川盆地巴中区块油气勘查；

建设地点：本项目主要位于元坝气田（巴中元坝气田区块、四川省四川盆地巴中区块油气勘查），具体井场和管线位置，行政上隶属于广元市苍溪县。项目地理位置见附图 1，苍溪县主要涉及乡镇为三川镇、五龙镇、白鹤乡、元坝镇以及陵江镇。

产能规模：新建产能元坝气田***** $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；

行业类别：陆地天然气开采 B0721

占地面积：本项目运营期永久占地面积约 3.0hm^2 ，施工期临时占地约 18.7hm^2 。

建设周期：预计 2021 年~2023 年。

工程投资：项目总投资 9 亿元，全部由建设单位自筹。其中环保投资 3552 万元，占总投资的 3.95%；

3.2 项目建设内容和规模

3.2.1 建设内容

本项目共布设井场 6 座（其中利用老井场 3 座），建井 15 口，均为水平井；新建 DN150 天然气管线 11.94km，同沟敷设光缆。本次不涉及回注井、增压站、脱水站、污水站等建设。

3.2.2 建设规模

本项目按照“总体部署，分区开发，滚动实施”的原则，新建产能 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本次产能部署详细情况见下表。

表 3.2-1 本次产能部署情况表

单位/区块		开发工作量（口）			合计建产能 ($\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	平均单井配产 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)
		建井数	钻井			
			定向井	水平井		
四川盆地巴中元坝 气田区块	*****	9	0	9	2.7375	5
四川省四川盆地巴 中区块油气勘查	*****	6	0	6		
合计		15	0	15	2.7375	/

3.3 矿权范围

元坝气田产能建设（陆相一期）项目共计涉及 2 个矿权范围，巴中元坝气田区块区域范围介于东经 $105^{\circ}51'04''\sim 106^{\circ}20'04''$ ，北纬 $31^{\circ}42'00''\sim 32^{\circ}52'00''$ ，涉及阆中市和苍溪县；四川省四川盆地巴中区块油气勘查区域范围介于东经 $105^{\circ}51'04''\sim 107^{\circ}04'04''$ ，北纬 $31^{\circ}42'00''\sim 32^{\circ}00'00''$ ，涉及阆中市、广元市（昭化区、苍溪县和旺苍县）和巴中市（南江县、巴州区、恩阳区、平昌县、通江县）；本项目工程建设内容总体布置及涉及矿权范围见图 3.3-1。

图 3.3-1 本项目工程建设内容总体布置及涉及矿权范围图

3.4 主要产品

3.4.1 气质组份

本项目须家河组气质组分类比同目的层位的元陆 703（须家河组）井产出组主要流体成分，相对密度 $0.5706 \text{kg}/\text{m}^3$ ，不含硫化氢。具体组分见下表 3.4-1。

表 3.4-1 须家河组天然气组分预测表

3.4.2 工程产品

本项目元坝气田须家河组天然气在站场内进行加热节流、脱水计量后部分输送（元坝 6-1H 站场、元陆 706H 站场、元陆 707H 站场及元陆 710-1H 站场）至

元坝分输站与元坝净化厂净化后的天然气一起外输，剩余部分（元陆 15-1H 站场和元坝 221-1H 站场）输送至第三方单位合建的 CNG 加气站。

3.5 项目概况

本项目各井场井位数量为 2~3 口，共计 15 口，均采用单机钻进，先实施一口井，完井测试求产具有工业开采价值后依次实施后续各井，各井场布置的所有井完钻测试后建站运营。由于地质地层勘探的复杂性和不确定性，若同一井场内第一口井测试求产未达到工业开采条件，则建设单位可能会取消下一口井的实施工作，只完成这个井场第一口井的钻井测试后封井，因此本次产能建设项目下一步工程建设具有诸多不确定性，但是从天然气资源开发工程建设总体情况看，本项目天然气开采总体流程见下图所示。

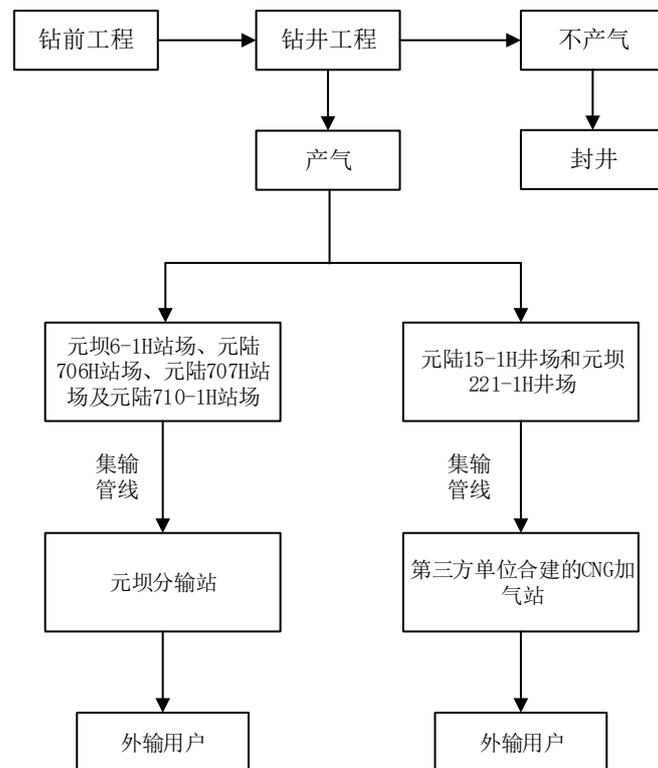


图 3.5-1 本项目天然气开采总体工艺流程

3.5.1 工程组成及评价内容

本项目共布设钻井井场 6 个（利用老井场 3 个），建井 15 口，其中元坝 6-1H 井场、元陆 706H 井场、元陆 707H 井场各 2 口，元陆 15-1H 井场、元陆 710-1H 井场、元坝 221-1H 井场各 3 口；新建采气站场 5 座，改扩建采气站场 1 座，

新建 DN150 天然气管线 11.94km。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，最终天然气产能达到 $2.7375 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。本工程项目组成见下表。

表 3.5-1 本项目主要工程内容组成表

类别	建设内容及规模		可能产生的环境问题	备注	
主体工程	钻前工程	井场工程：布设钻井井场 6 座（其中利用老井场 3 座），场地平整 7.1hm ² ，修建方井、清水池、应急池、表土堆场以及放喷池、设备设施基础、分区防渗、清污分流等	生态环境影响	新建	
		道路工程：新建进场道路 54m，维修道路长度 2819m			
	钻井工程	钻井作业	拟新钻井 15 口，均为水平井，设计井深约 4500 m~5000m	噪声、废气、固废、废水、环境风险	新建
		固井作业	采用实施套管保护+水泥固井		新建
		井控作业	井控装置：闸板防喷器、环形防喷器等		新建
	储层改造（压裂作业）	采用加砂压裂工艺，压裂液约 1500m ³ /口，分 5~10 段压裂作业。	新建		
	油气测试	钻井至目的层后对该井油气产能情况进行测试。	新建		
	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		
	地面集输工程	采气站场	新建 5 座采气站，扩建 1 座；单井配产 5 万方/天。		新建、扩建
		集输管线	新建 DN150 天然气管线 11.94km，管网设计压力 6.3MPa		新建
辅助及公用工程	施工便道	利用现有道路或拟建采气井站到达施工现场	/		依托
	堆管场	依托本次新建的井场进行管材堆放	/		依托
	自控系统	采用了 SCADA 系统	/	新建	
	供配电工程	架设 10kv 供电线路就近引接地方电网。同时各井场设置发电机房 1 座，3 台柴油机作为备用供电，布置在井场内	/	新建	
	供水工程	采用罐车拉运、依托已建站场，明管敷设等多种方式供给	/	新建	
	排水工程	各井场采取清污分流，生产废水采用罐车拉运、新建污水管道等多种方式解决。	环境风险	新建	
	通讯系统	各井场设通讯系统 1 套	/	新建	

	消防系统	各站设消防系统 1 套	/	新建
环保工程	放散系统	采气站场各配套 1 套放空系统（配置自动点火），共计 6 套。	废气、噪声、环境风险	新建
	气田采出水收集系统	采气站场内设置污水收集罐（2 个，每个 20m ³ ）收集，罐车拉运	环境风险	新建
	生活污水处理设施	施工期各井场和生活区各修建生态厕所 1 座，2 座/井场，共计 12 座；运营期井场修建生态厕所 1 座，共计 6 座。	生活污水、环境风险等	新建
	噪声防治措施	优选低噪声设备，并采取基础减振、隔声等降噪措施	/	新建
	生活垃圾	施工期：2 个/井场，在井场及生活区设置移动式垃圾桶。 运营期：1 个/井场。	/	新建
	泥浆不落地系统和泥浆循环系统	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、压滤机等固控设备；包括废水收集罐 60m ³ /个，6 个/井场、废渣收集罐 40m ³ /个（4 个）泥浆循环罐 40m ³ /个（6 个）、集污罐 40m ³ /个（1 个）。	噪声、钻井固废、钻井废水、环境风险	新建
	放喷池	各井场布置 2 座，共计 12 座，放喷池净空容积 300m ³ /座，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。占地面积约 250m ² /座，3m 高防火砖构筑，并重点防渗	噪声、原料气燃烧废气、压裂返排液、环境风险	新建
	应急池	新建 6 座，800m ³ /座，占地面积约 600m ² /座	环境风险	新建
	沉砂坑	新建 6 座，1000m ³ /座，占地面积约 800m ² /座	环境风险	新建
	隔油池	12 个，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	环境风险	新建
	集污坑	6 个，1 个/井场，外环沟靠近应急池设置 1 个	环境风险	新建
危废暂存间	各井场修建危废暂存间 1 座，共计 6 座，20m ² /座	环境风险	新建	
储运工程	清水池	新建 6 座，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 40m 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 150m 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，地坪 C20 防渗，设 10m ³ 围堰	环境风险	新建
办公及	各井场设置临时性活动房，18 座	生态环境影	新建	

生活设施		响、生活污水、生活垃圾
------	--	-------------

3.5.2 钻前工程

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

表 3.5-2 钻前工程主要内容和工程量表

序号	名称		单位	数量	备注	
1	井场工程	井场场地平整	hm ²	7.1	/	
2		分区防渗、清污分流	/	/	/	
3		设备、	钻机基础	套	15	现浇（钢筋）混凝土
4		设施基	附属设备基	/	/	放电机房、油罐、泥浆循环及泥浆不落地系统等基础等
5		础				
6		方井	个	15	4m×4m×2.5m/井	
7		清水池	座	6	1000m ³	
8		应急池	座	6	800m ³	
9		放喷池	座	12	300m ³	
10		沉砂坑	座	6	1000m ³	
11	道路工程	表土堆场	座	6	1500m ² /座或 2000m ² /座	
12		新建进场道路	m	54	路基宽度 4.5m，路幅宽 3.5m	
13	生活区	维修道路长度	m	2819		临时工程
		活动板房	栋	18/井场		

3.5.2.1 井场工程

(1) 井场建设内容与工艺

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。

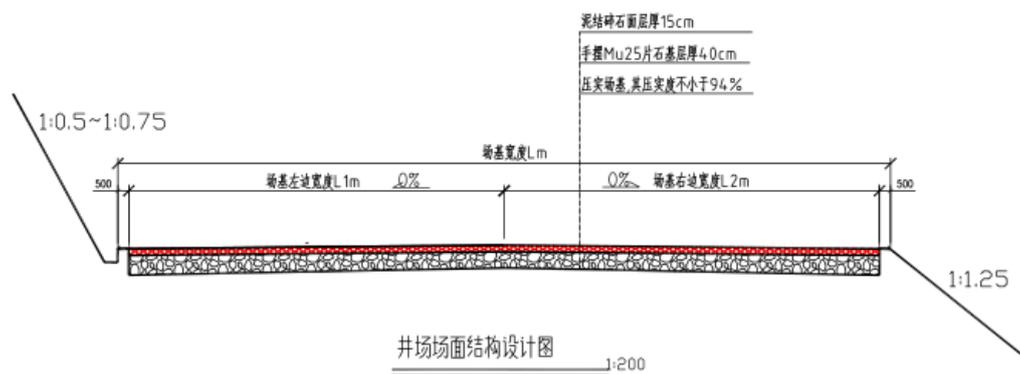


图 3.5-2 井场场面设计结构图

本项目新建钻井井场 6 座（其中利用老井场 3 座）。每座钻井井场主要建设内容及规模见表 3.5-3 所示，其中清水池占地面积约 800m²/座，沉砂坑占地面积约 800m²/座，应急池占地面积约 600m²/座，放喷池占地面积约 250m²/座。

表 3.5-3 井场工程建设内容表

编号	井场名称	井场规格 (m×m)	井数 (个)	表土堆 场 (m ²)	清水池 (m ³)	应急池 (m ³)	1#放喷池 (m ³)	2#放喷池 (m ³)	沉砂坑 (m ³)	备注
1	元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	130×70	2	2000	1000	800	300	300	1000	新建 (井场部分区域依托元坝 6 井场)
2	元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	130×70	3	/	1000	800	300	300	1000	新建 (井场依托元陆 15)
3	元陆 706H 井场	130×70	2	1500	1000	800	300	300	1000	新建
4	元陆 707H 井场	130×70	2	2000	1000	800	300	300	1000	新建
5	元陆 710-1H 井 场	130×70	3	1500	1000	800	300	/	1000	新建
6	元坝 221-1H 井 场(原元坝 221)	130×70	3	1500	1000	800	300	300	1000	新建 (井场部分区域依托元坝 221 井场)

(2) 分区防渗

各井场采取了分区防渗措施，避免污染物入渗。重点防渗区包括油罐区、发电机房及柴油发电机组、泥浆不落地工艺区（集污罐、废水收集罐、循环罐、废渣收集罐、重浆储罐等）、放喷池、应急池、方井周边、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清水池、生态厕所、生活污水收集池、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。

各井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。井场内沿基础周围修建场内排水明沟，排水沟尾设置隔油池，井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟，经隔油池收集处理后用泵提升至应急池或泥浆不落地系统处理回用；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至应急池，未被污染的雨水由外环沟排入自然水系。泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；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、应急池池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。

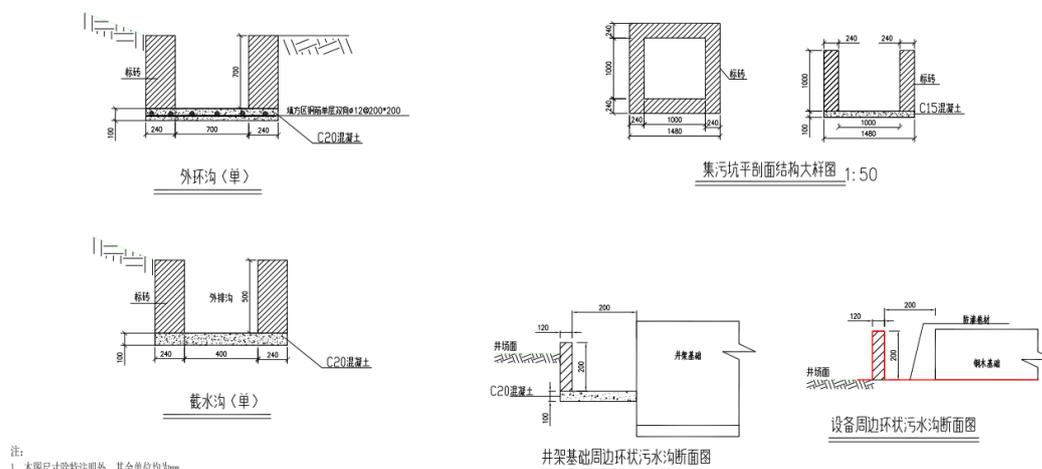


图 3.5-3 排水沟集污坑设计图

(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。

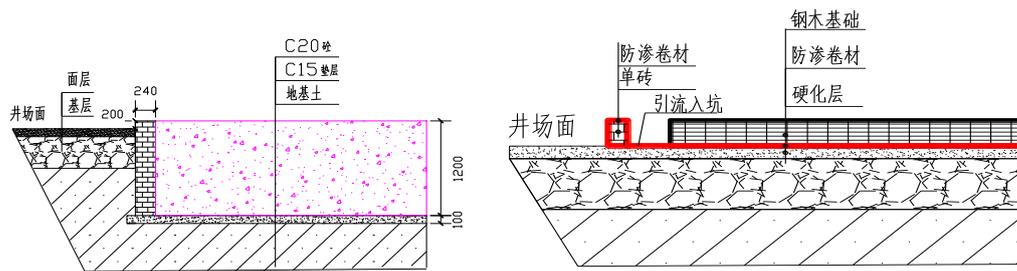


图 3.5-4 井架及附属设备基础结构图

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

3.5.2.2 道路工程

根据本项目产能建设方案本项目道路工程总计维修道路 12628m，新建道路 810m。

①维修道路：改建乡村水泥公路，各井场现有需改建的水泥公路路面宽约 2.5m~3.5m，基本能满足钻井车辆正常行驶要求，仅对部分弯道加宽及增加错车道。

②新建道路：新建公路路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，铺设 200mm 厚 Mu30 片石基层，然后铺设 80mm 厚泥结碎石面层，新建乡村水泥公路待钻井油气测试作业完毕后，平整压实。

各井场道路工程具体工程量详见下表。

表 3.5-4 道路工程建设内容表

编号	井场名称 (m)	新建道路 (m)	维修道路 (m)
1	元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	/	182
2	元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	/	950

3	元陆 706H 井场	18	/
4	元陆 707H 井场	23	/
5	元陆 710-1H 井场	13	1332
6	元坝 221-1H 井场（原元坝 221）	/	355
合计		54	2819

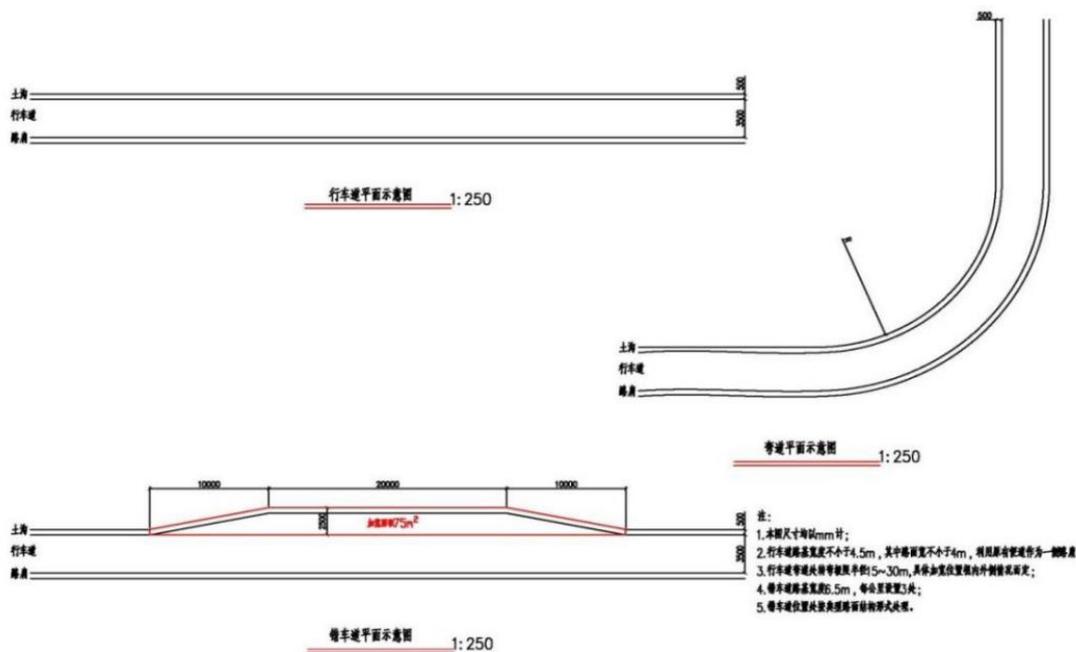


图 3.5-5 新建道路典型结构图 1

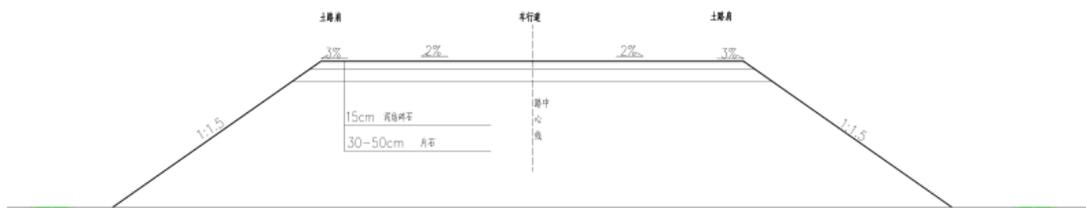


图 3.5-6 新建道路典型结构图 2

3.5.2.3 拆迁工程

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的规定，“天然气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”。根据第二章各井场外环境关系和第十五章项目选址合理性分析可知本项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的规定，不涉及拆迁工程。

3.5.2.4 生活区

每个井场由井队配备 18 座活动板房，井场活动房为临时占地，布置于井场外，占地约 2000m²/井场。

3.5.3 钻井工程

3.5.3.1 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。本工程采用常规钻井工艺，钻井液为清水、气体、水基泥浆。钻井过程中包括有下套管和水泥固井等作业。当钻至目的层后完钻。整个钻井作业期间，水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疗。

根据本项目产能建设方案拟新建钻井井场 6 个井场，利用原来老井场 3 个，共计新钻井 15 口。具体井位布设情况见表 3.4-7。新部署井*****平均井深 4500m~5000m。预计单井钻井周期约为 193~214 天，平均机械转速 2.43m/h，纯钻率约 40%。

表 3.5-5 钻井工程建设内容表

编号	气藏	井名	井场	地理位置	井型**	井别	井数	井组 X	井组 Y	单井设计井深 (m)	单井钻井周期 (d)	备注
1	*****	元坝 6-1H	元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	苍溪县五龙镇 *****	水平井	开发井	2	*****	*****	4500~5000	193~214	
2		元坝 6-1-1H			水平井							
3		元陆 15-1H	元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	苍溪县陵江镇 *****	水平井	开发井	3	*****	*****	4500~5000	193~214	
4		元陆 15-2H			水平井							
5		元陆 15-3H			水平井							
6		元陆 706H	元陆 706H 井场	广元市苍溪县三川镇 *****	水平井	开发井	2	*****	*****	4500~5000	193~214	
7		元陆 706-1H			水平井							
8		元陆 707H	元陆 707H 井场	广元市苍溪县三川镇 *****	水平井	开发井	2	*****	*****	4500~5000	193~214	
9		元陆 707-1H			水平井							
10		元陆 710-1H	元陆 710-1H 井场	广元市苍溪县白鹤乡 *****	水平井	开发井	3	*****	*****	4500~5000	193~214	
11		元陆 710-2H			水平井							
12		元陆 710-3H			水平井							
13		元坝 221-1H	元坝 221-1H 井场 (原元坝 221)	苍溪县陵江镇江 *****	水平井	开发井	3	*****	*****	4500~5000	193~214	
14		元坝 221-2H			水平井							
15		元坝 221-3H			水平井							

注：“**”各井最终井型、井深，根据后期各井钻井工程设计最终确定；本次单井钻井周期均按照预计各单井设计最大井深进行计算。

3.5.3.2 钻井井场布局

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

根据元坝气田前期开发取得的布井经验,井场井位布置方式有单排布置和双排布置两种方式,井间距一般为 5m,同时各井场配置标准的泥浆不落地及循环系统区域进行泥浆不落地循环系统的布置。本项目各钻井井场采用标准化的平面布置,钻井期井场平面布置大体相同。本次选择元陆 707H 井场作为施工期典型平面布置,典型平面布置图见附图 3。

3.5.3.3 典型井身结构

本项目总计新钻井口 15 口,均为水平井,钻井井深约 4500m~5000m,水平段长约 1000m。采用 3 开制井身结构,一开封上沙溪庙下部以浅地层,二开进入须家河组,三开衬管完井(备用裸眼)。采用 $\Phi 444.5$ 钻头 $\times \Phi 346.1$ 导管+ $\Phi 320.68$ 钻头 $\times \Phi 273.1$ 表层套管+ $\Phi 241.3$ 钻头 $\times \Phi 193.7$ 油管+ $\Phi 165.1$ 钻头 $\times \Phi 127$ 衬管井身结构。典型水平井井身结构见下图所示。

图 3.5-7 典型水平井井身结构示意图

现场可根据地表实际情况适当调整井身结构。在条件成熟的前提下可进一步优化井身结构,缩小井眼尺寸。

3.5.3.4 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)相结合的方式钻井,不采用氮气钻。钻井导管段采用清水,导管段至 3000m(大尺寸井眼)采用空气钻井,约 3000m 以后改用水基泥浆钻井。

(1) 空气钻井

A、空气钻井参数

B、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，气体钻井需要在钻具上安装浮阀等特殊工具。

C、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.发生漏失应终止空气钻井，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。

D、气液转换推荐工艺

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

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

c.小排量 15L/S 泵入井筒高度 600-800m 高粘切防漏堵漏浆。

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

e.短起钻 15~20 柱，若井下无异常则气液转换结束。

(2) 常规钻井液钻井

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、清静孔底、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 3.5-6 钻井液钻井示意参数

3.5.3.5 钻井液方案

(1) 分段钻井液类型

①井下一般工况

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；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~3000m 采用空气钻井(备用水基钻井泥浆)，对地层污染较小，3000m 以下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。

表 3.5-7 钻井液体系

开次	钻井液体系	主要成分
导管	清水	水
一开	空气钻井(备用钾基聚合物钻井液和钾基聚磺钻井液)	*****
二开	空气钻井(备用钾基聚磺钻井液)	*****
	钾基聚磺钻井液	
三开	钾基聚磺钻井液	*****

根据钻井液成分主要含水、有机物、一般金属盐和碱，无有毒有害物质和重金属。形成的溶液主要污染物为 COD、SS、pH 值，最终完井时钻井液 pH 值达到 9~10。

②井下复杂工况

本项目正常情况下不使用油基泥浆钻井，仅在井下遇到复杂工况情况时采用泥浆稳定性更好、钻井连续性较高、钻速更快的油基泥浆钻井。根据元坝气田等其他区块取得的钻井经验，钻井过程中最可能水基泥浆转换为油基泥浆井段为造

斜段+水平段。本次环评每口井按照造斜段+水平段采用油基泥浆进行评价。

油基泥浆的成分主要为*****等。

(2) 钻井泥浆循环工艺

钻井液主要功用是：①冷却钻头、洗净孔底、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。

(3) 水基泥浆和油基泥浆转换工艺

A. 准备 10m³ 高粘度 (FV>80s) 顶替隔离液，比重和入井的油基钻井泥浆一致，其配方如下：油基泥浆基浆+3%MOGEL+2.5%主乳化剂(HIEMUL)+1.5%降滤失剂(HIFLO)。

B. 泵入 10m³ 高粘顶替隔离液，然后是油基钻井泥浆。顶替过程中不能停泵，确保顶替效率。

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

3.5.3.6 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。

本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。固井注水泥设计表见下表。

表 3.5-8 水泥用量及固井方式

3.5.3.7 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)、《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。

3.5.4 储层改造(压裂作业)

前期开发实践表明,压裂改造是中浅层气藏重要的增产、建产手段。本项目元坝须家河组采用水力加砂压裂,使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液,使地层形成并保持裂缝,以达到增产的目的。加砂压裂作业流程见下图所示。

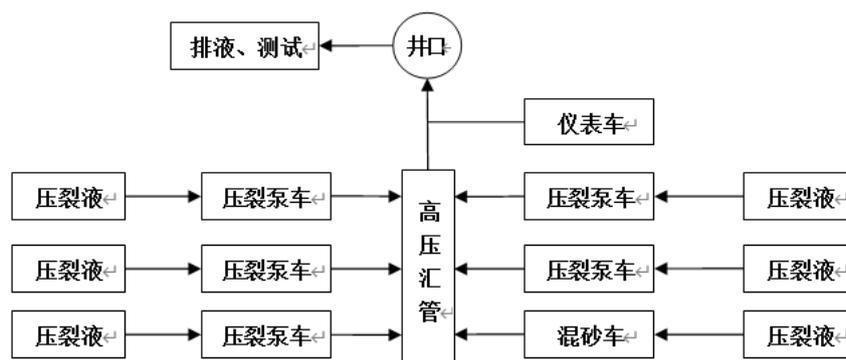


图 3.5-8 加砂压裂作业示意图

压裂液配方: *****

根据西南油气田分公司通过大量统计数据,本项目水平井需压裂液约 1500m³,分 5~10 段压裂作业。

3.5.5 完井测试

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

集输要求后接入集输管网。

3.5.6 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。搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况。

3.5.7 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及天然气管线建设。拟新建采气站场 5 座，改扩建采气站场 1 座，新建 DN150 天然气管线 11.94km。

地面集输工程项目组成情况详见下表。

表 3.5-9 地面集输工程组成情况一览表

建设内容		项目组成		备注		
主体工程	采气井场	元坝 6-1H 站场 (原元坝 6)	位于苍溪县五龙镇*****, 采气站场规格 70m×70m, 占地面积 4900m ² , 新增采气规模 10 万 m ³ /d, 主要设置井口装置区、工艺装置区、值班室、污水罐区、放空区等, 主要功能为原料气加热、节流、分离、计量、清管、气田水收集、放散等。		改扩建	
		元陆 15-1H 站场 (原元陆 15)	位于苍溪县陵江镇*****, 采气站场规格 70m×70m, 占地面积 4900m ² , 新建采气规模 15 万 m ³ /d, 主要设置井口装置区、工艺装置区、值班室、污水罐区、放空区等, 主要功能为原料气加热、节流、分离、计量、清管、气田水收集、放散等。		新建	
		元陆 706H 站场	位于苍溪县三川镇*****, 采气站场规格 70m×70m, 占地面积 4900m ² , 新建采气规模 10 万 m ³ /d, 主要设置井口装置区、工艺装置区、值班室、污水罐区、放空区等, 主要功能为原料气加热、节流、分离、计量、清管、气田水收集、放散等。		新建	
		元陆 707H 站场	位于苍溪县三川镇*****, 采气站场规格 70 m×70m, 占地面积 4900m ² , 新建采气规模 10 万 m ³ /d, 主要设置井口装置区、工艺装置区、值班室、污水罐区、放空区等, 主要功能为原料气加热、节流、分离、计量、清管、气田水收集、放散等。		新建	
		元陆 710-1H 站场	位于苍溪县白鹤乡*****, 采气站场规格 70 m×70m, 占地面积 4900m ² , 新建采气规模 15 万 m ³ /d, 主要设置井口装置区、工艺装置区、值班室、污水罐区、放空区等, 主要功能为原料气加热、节流、分离、计量、清管、气田水收集、放散等。		新建	
		元坝 221-1H 站场 (原元坝 221)	位于苍溪县陵江镇*****, 采气站场规格 70 m×70m, 占地面积 4900m ² , 新建采气规模 15 万 m ³ /d, 主要设置井口装置区、工艺装置区、值班室、污水罐区、放空区等, 主要功能为原料气加热、节流、分离、计量、清管、气田水收集、放散等。		新建	
		集输管线	元坝 6-1H 站场	天然气管线	依托元坝 6 采气站	
	元陆 15-1H~元坝 221-1H		天然气管线	新建 DN150 管道 3.66km, 设计压力 6.3Mpa, 接入元坝 221-1H。		新建
	元陆 706H~元陆 7		天然气管线	新建 DN150 管道 1.91km, 设计压力 6.3Mpa, 接入元陆 7 已建天然气管线。		新建

	元陆 707H~元陆 703	天然气管线	新建 DN150 管道 1.34km，设计压力 6.3Mpa，接入元陆 703 井场。	新建
	元陆 710-1H~3#阀室	天然气管线	新建 DN150 管道 5.03km，设计压力 6.3Mpa，接入 3#阀室已建天然气管线上。	新建
	元坝 221-1H~第三方单位合建的输配站	接入与第三方单位合建的 CNG 加气站（不在本项目评价范围内）。		/
公用及辅助工程	管线地面标志	转角桩、穿越标志桩以及警示牌按需设置；全线设置警示带，宽 0.8m，共 11.94km。		新建
	供水	内部集输各场站采用清水罐车从周边水源点拉运供给。		/
	供电	由电网供给		/
	供暖	各井站分别设置水套加热炉，采用自然通风燃烧器；各井站值班房及控制室等采用分体空调。		新建
	施工便道	利用现有道路或拟建采气井站到达施工现场		依托
	堆管场	本项目内部集输工程线路较短，施工材料临时堆放于本次新建井场内，不设置临时施工场地。		依托
环保工程	废水	生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市生活污水厂处理达标后外排；元坝气田水送至大坪污水处理站或者元坝 29 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		/
	废气	设备检修、清管、事故天然气经 10m 高放散管（可点火）燃烧后排放，水套炉废气经 8m 排气筒排放。		/
	固废	生活垃圾进行分类储存，交环卫部门统一处置。天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理。		/
	噪声	站场设备尽可能选用低噪声设备，高噪声设备安装在室内，水套炉、分离器等设置减振设备，火炬采用消音设备降噪。		/

3.5.7.1 采气站场

(1) 井口参数

表 3.5-10 本项目气井井口参数表

(2) 单井配产

本项目共涉及 15 口井，拟新建采气站场 5 座，扩建采气站场 1 座。新建采气站最大设计规模为 15 万方/天，最小设计规模为 10 万方/天。

表 3.5-11 采气井场建设内容表

编号	采气站场名称	采气站场规格 (m×m)	类别	单井配产 (万方/天)	井场产能 (万方/天)	设计压力 (MPa)	备注
1	元坝 6-1H 站场	70×70	丛式井站	5	10	6.3	扩建
2	元陆 15-1H 站场	70×70	丛式井站	5	15	6.3	新建
3	元陆 706H 站场	70×70	丛式井站	5	10	6.3	新建
4	元陆 707H 站场	70×70	丛式井站	5	10	6.3	新建
5	元陆 710-1H 站场	70×70	丛式井站	5	15	6.3	新建
6	元坝 221-1H 站场 (原元坝 221)	70×70	丛式井站	5	15	6.3	新建
7	合计	/	/	/	75	6.3	/

(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。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，本次主要分为新建采气站场和扩建采气站场，运营期典型扩建站场平面布置示意图见和典型新建采气站场见附图 3-3~附图 3-4 所示。

(3) 采气工艺

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。均采用水套炉加热节流、分离计量的集输工艺。

采气井场具体工艺方案和流程见下表和下图。

表 3.5-12 采气站场工艺

井场	井数（口）	工艺
元坝 6-1H 站场 （原元坝 6）	2	加热节流、生产分离器分离计量工艺
元陆 15-1H 站场 （原元陆 15）	2	加热节流、生产分离器分离计量工艺
元陆 706H 站场	2	加热节流、生产分离器分离计量工艺
元陆 707H 站场	3	加热节流、生产分离器分离计量工艺
元陆 710-1H 站场	3	加热节流、生产分离器分离计量工艺
元坝 221-1H 站场 （原元坝 221）	3	加热节流、生产分离器分离、轮换计量工艺

图 3.5-9 双井工艺流程示意图

图 3.5-10 三井工艺流程示意图

3.5.7.2 集输管线工程

3.5.7.3 集输管线比选

1、集输管线走向布置原则

结合元坝气田所在区域地形、地貌、工程地质条件、场站分布情况，交通、人文、经济的发展状况，集采气管线走向选择遵循如下原则：

①线路走向避开当地乡镇规划区、人口密集区。

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

③尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。

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

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

⑥线路沿线地区等级结合目前地区等级和区域社会经济发展情况确定，管线

走向并照顾当地区域社会发展定位。

2、集输管线布置方案比选

本工程管道因线路较短，选线时以距离最短为前提，再结合管线总体走向周边环境敏感点分布情况，采取避让措施，最终元陆 15-1H~元坝 221-1H、元陆 706H~元陆 7、元陆 707H 元陆 703、元陆 710-1H~3#阀室等 4 条管道选线方案唯一，线路无方案比选。

3.5.7.4 集输管线总体布置方案

本项目集输管线走向示意图见下图。集输管线项目组成情况见表 3.5-15。

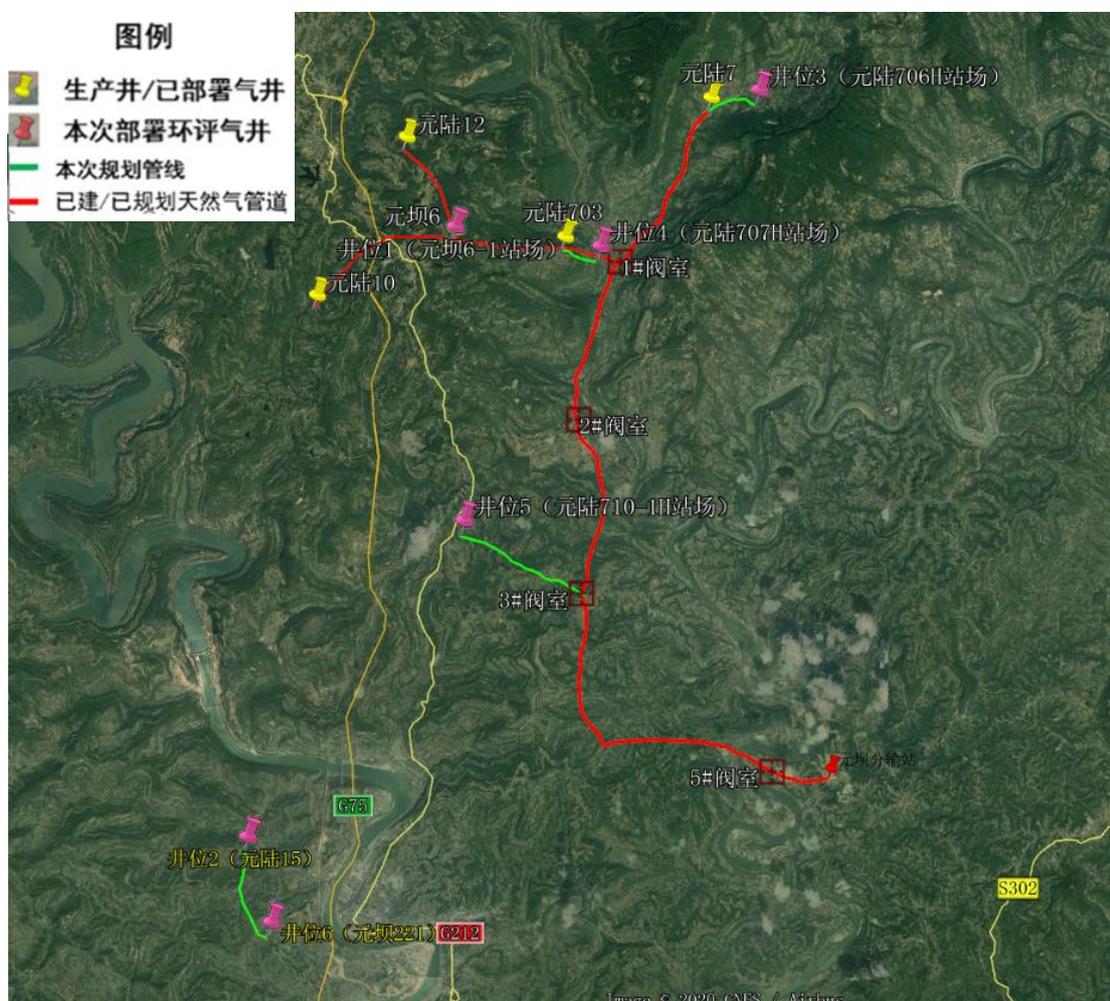


图 3.5-11 元坝气田产能建设（陆相一期）项目集输管线总体走向示意图

表 3.5-13 集输管线项目组成情况一览表

序号	管线名称	管线类别	管线起点	管线终点	涉及乡镇	管线长度 (km)	设计压力 (Mpa)	管线规格	输气规模 (10 ⁴ m ³ /d)	材质
1	元陆 15-1H~元坝 221-1H	天然气管线	元陆 15- 1H	元坝 221- 1H	苍溪县陵江镇	3.66	6.3	DN150	15	20#
2	元陆 706H~元陆 7	天然气管线	元陆 706H	元陆 7	苍溪县三川镇	1.91	6.3	DN150	10	20#
3	元陆 707H~元陆 703	天然气管线	元陆 707H	元陆 703	苍溪县三川镇	1.34	6.3	DN150	10	20#
4	元陆 710-1H~3#阀 室	天然气管线	元陆 710- 1H	3#阀室	苍溪县白鹤乡、元 坝镇（原石门乡）	5.03	6.3	DN150	15	20#
合计						11.94	/	/		/

3.5.7.55 集输管线穿跨越

(1) 水域穿跨越

本项目不涉及各类大中型河流穿越,管道沿线穿越小型河流、沟溪 5 次,74.0m,均采用大开挖方式穿越,弹性敷设及弯管、弯头两端环焊缝严禁穿入套管内。套管内用细砂充填,间隔 2m 加管道隔离保护支架。项目穿越水域情况及施工方式见下表。

表 3.5-14 河流、沟溪穿越汇总表

序号	管线名称	河流、冲沟名称	穿跨越方式	穿跨越长度(m)	穿越段功能
1	元陆 15-1H~元坝 221-1H	沟溪 1	大开挖+套管	2	泄洪、灌溉
		水磨河	大开挖+套管	25	泄洪、灌溉
2	元陆 706H~元陆 7	柏溪沟	大开挖+套管	15	泄洪、灌溉
3	元陆 710-1H~3# 阀室	沟溪 2	大开挖+套管	12	泄洪、灌溉
		沟溪 3	大开挖+套管	20	泄洪、灌溉
4	合计			74	/

穿越河流/沟溪位置	穿越位置现状	长度/m
		25
元陆 15-1H~元坝 221-1H (水磨河) 31° 44'33.74"北; 105° 53'3.35"东		
		15
元陆 710-1H~3# 阀室 (柏溪沟) 31° 58'57.36"北; 106° 3'4.06"东		

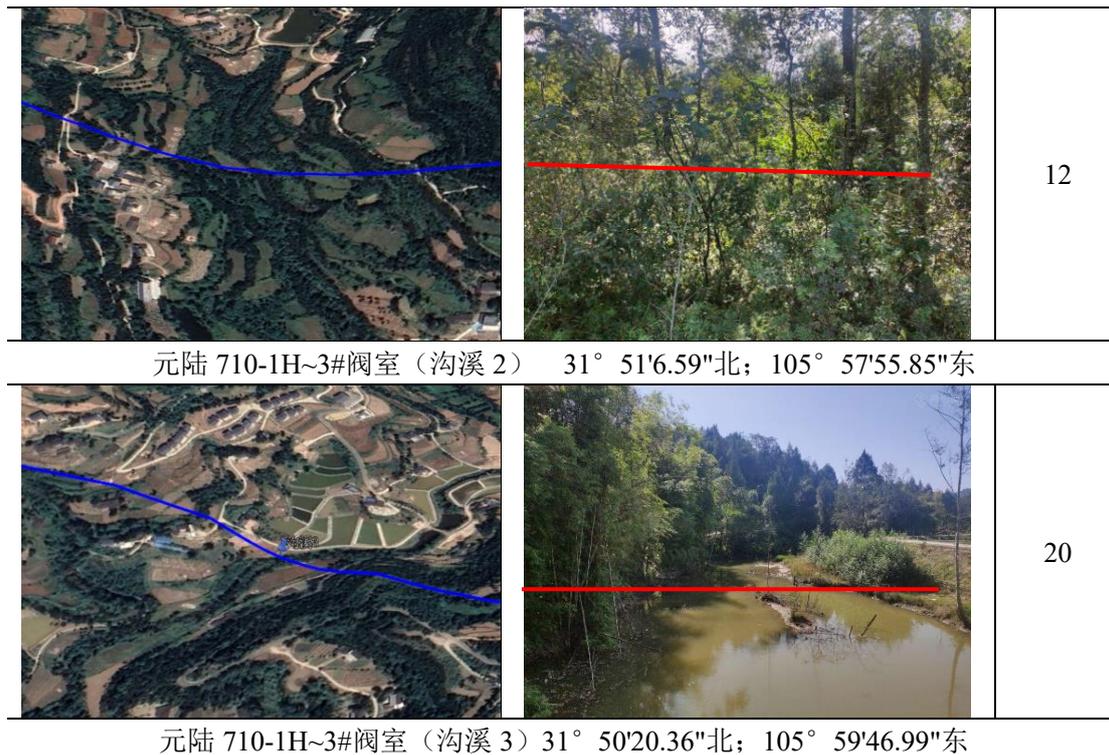


图 3.5-12 河流、沟溪穿越点现场状图

A: 小型河沟穿越

本项目穿越最大的河流为水磨河，为小型河流，河宽管道穿越小型河沟时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下 1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。

B: 沟溪穿越

本工程管道穿越沟溪时采用大开挖并深埋，管道顶部距沟溪的底部的距离不得小于 0.5m。管道施工完毕后，应立即恢复沟渠原貌。

(2) 道路穿跨越

本项目集输管线穿越机耕道 21 次，路面宽度约 3~4m，采用大开挖穿越。具体见下表所示。

表 3.5-15 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	元陆 15-1H~元坝 221-1H	乡 (村) 道/机 耕道	6	大开挖+套管	18
2	元陆 706H~元陆 7		1	大开挖+套管	6
3	元陆 707H 元陆 703		4	大开挖+套管	12
4	元陆 710-1H~3#阀室		10	大开挖+套管	31
5	合计		21	/	67

穿越道路位置	穿越位置现状	长度/m
		3
元陆 15-1H~元坝 221-1H 部分穿越点现状图		
		6
元陆 706H~元陆 7 部分穿越点现状图		
		3
元陆 707H 元陆 703 部分穿越点现状图		
		4
元陆 710-1H ~3#阀室部分穿越点现状图		

图 3.5-13 部分道路穿越点现场状图

(3) 穿越设计原则

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

规定:

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

公路穿越应根据公路的等级、路基地质、填土高度、地形条件等具体情况分别采用大开挖穿越方式、顶管穿越方式。管道穿越II级以上高等级公路时,优先采用顶管穿越方式,条件不允许的情况下采用大开挖方式穿越;穿越III级以下的公路或一般道路时可采用大开挖直埋方式穿越。

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

针对本工程的特点,一般穿路地段采用钢筋混凝土套管保护钢管,以增加承载能力,机耕道及地势较陡管线段,采用钢筋混凝土盖板保护。其中,套管质量应符合《混凝土和钢筋混凝土排水管》(GB/T11836-2009)的要求;套管内充填最大粒径不大于 3mm 的细土,同时应压实,确保无集气空间。

3.6 主要原辅材料

3.6.1 施工期原辅材料

3.6.1.1 钻井泥浆主要原辅材料

本项目目的层为须家河组,不同气井钻井消耗的原辅材料量不同,本次根据类比现有钻井项目给出单井预计消耗原辅材料。

本项目典型钻井工程单井原辅材料消耗见下表。

表 3.6-1 典型钻井工程泥浆原辅料及能耗表

注:泥浆材料可根据实际情况进行调整,以上材料未包括井漏、井喷、井涌、出水等复杂情况。

项目钻井期间用电由当地电网提供,备有3台柴油动力机组(2用一备)和1台生活发电机。备用柴油在柴油罐内储存,储罐基础采用混凝土结构基础并设置围堰;钻井液材料在泥浆材料房堆存,泥浆材料房地面采用混凝土硬化,四周设置围堰,钻井液材料分区堆放,钻井液在井场内循环罐中配置,若后续需要使用油机泥浆则泥浆材料房需重点防渗;储备重浆在每次开钻前按量配置,于重浆罐中储存。

表 3.6-2 钻井泥浆主要材料成分表

序号	名称	主要化学成分及用途
1	膨润土	膨润土是一种黏土岩、亦称蒙脱石黏土岩、常含少量伊利石、高岭石、埃洛石、绿泥石、沸石、石英、长石、方解石等
2	两性离子共聚物强包被剂	白色粉末, 高分子水溶性聚合物, 高分子中有阳离子和阴离子等亲水基团, 一种良好的钻井液用包被剂
3	黄原胶	一般在水基钻井液中用增粘, 提高携砂能力。
4	聚阴离子纤维素	白色至淡黄色粉末或颗粒, 无味无毒, 吸湿性强, 易溶于冷水和热水中。聚阴离子纤维素有很好的耐热稳定性和耐盐性, 抗菌性强。该产品配制的泥浆流体具有良好的降失水性、抑制性、较高的耐温性。广泛应用于石油钻井, 特别是盐水井和海洋石油钻井。
5	磺化酚醛树脂	一般先将酚磺化, 随后与甲醛缩聚而成。由苯酚、甲醛与亚硫酸氢钠进行缩合和磺化, 再与水进行树脂化和络合反应制得。一种阳离子交换树脂。具有良好的机械强度, 并能耐烯酸。用作硬水软化剂等。是水溶性树脂, 能耐高温、降失水, 同时有防塌、控制粘度的作用, 抗盐性能也好。用作油田钻井泥浆的降失水剂。
6	无铬磺化褐煤	是一种廉价、高效的泥浆处理剂。在淡水钻井液中用作降粘剂和降滤失剂, 耐高温性极好。直接应用于各种水基钻井液体系中, 可与多种处理剂可配合使用。一般加量 3-5%。
7	成膜封堵剂	是一种半水溶半分散型的封堵剂。水溶部分为柔性聚合物颗粒, 采用溶液法聚合而成, 在水溶液中形成可变形的聚集体和膜, 在井筒内液体压差作用下, 这些聚集体和膜迅速地封堵孔喉未被架桥粒子、填充粒子、降滤失剂封堵的空间, 有效地阻止流体的侵入; 分散部分为刚性粒子, 主要为 300-2500 目的碳酸钙多级匹配而成。随钻井液进入井筒后, 在压力作用下刚性粒子会充填岩石空隙, 形成内泥饼, 降低压力传递; 柔性聚合物颗粒可以利用分子链的交叉和多点吸附成膜, 或者和其它材料形成复合膜, 从而更好地封闭地层孔隙喉道, 进一步降低了渗透率, 刚柔并济达到稳定井壁的效果。
8	井壁封固剂	密度 2.45g/cm ³ , 80 目筛余量 3%, 工业品: 16~40 目石英砂。
9	有机土	用季铵盐类阳离子表面活性剂处理后制成的亲油膨润土
10	白油	石蜡油、白色油、矿物油, 石油所得精炼液态烃的混合物, 主要为饱和的环烷烃与链烷烃混合物
11	主乳化剂/辅乳化剂	酰胺类乳化剂
12	增黏剂	石油树脂是烃类裂解的液态产物中, 经除去苯、甲苯、二甲苯后, 所余重质芳烃和烯烃混合物, 在催化剂作用下, 聚合生成的一种合成树脂

3.6.1.2 固井作业主要原辅材料

表 3.6-3 典型固井作业主要原辅材料一览表

注：固井材料可根据实际情况进行调整，必须满足水泥浆性能要求和施工要求

3.6.1.3 储层改造（压裂作业）主要原辅材料

表 3.6-4 压裂作业主要原辅材料一览表

3.6.1.4 集输管线工程主要原辅料

表 3.6-5 集输管线工程主要工程量一览表

序号	类型	单位	数量	
一、线路工程				
1	DN150, 20#	km	14.3	按照长度的 1.2 倍考虑
二、水域穿越				
2	穿越小型河流、沟溪	m/处	74/5	采用大开挖+套管方式进行施工
三、公路穿越				
3	穿越乡村公路（水泥）	m/处	63/21	采用大开挖+套管方式进行施工
四、其他穿越				
4	地下管道、地下电（光）缆	次	若干	人工开挖方式，并用角钢或钢管对穿越部分的管道进行保护
五、附属工程				
5	转角桩	个	按需设置	
6	穿越标志桩	个	按需设置	
7	警示牌	个	按需设置	
8	警示带（金黄色宽 500mm）	km	11.94	
六、防腐				
9	线路管道外防腐层采用 2 层 PE 加强级防腐层	km	11.94	

3.6.2 运营期原辅材料

表 3.6-6 采气工程主要原辅材料一览表

序号	类型	单位	数量	备注
1	天然气	万 m ³ /a	165	水套炉
2	电	kW·h/a	1.0 万	当地电网
3	水	m ³ /a	2745	水套炉
4			438	生活用水

3.7 主要设备

3.7.1 施工期设备

3.7.1.1 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，本项目推荐选用 ZJ50 型，并配备顶驱装置。本项目钻井设备配套及性能要求相当于但不局限于下表。

表 3.7-1 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	ZJ50	5000	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	PZ12V190BG ₂ -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、压滤机等固控设备；包括废水收集罐 60m ³ /个（2个）、废渣收集罐 40m ³ /个（4个）泥浆循环罐 40m ³ /个（6个）、集污罐 1 个（总容积 40m ³ ）。	/	套	1
19	挖掘机	DH-60		台	1

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
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				
3	钻台紧急滑道				
4	可燃气体监测仪			台	2

3.7.1.2 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 3.7-2 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	YL□40-1860		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

3.7.1 运营期设备

本项目元坝 6-1H 站场(新增)、元陆 706H 站场、元陆 707H 站场地面设施设备相同;元陆 15-1H、元陆 710-1H 和元坝 221-1H 相同采气站场地面设施设备相同。详见下表。

表 3.7-3 本项目采气工程设施设备

站场名称	设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
元坝 6-1H 站场	采气树	PSL3	套	2	元陆 706H 站场、元陆 707H 站场与元坝 6-1H 站场设施设备相同
	井口安全截断系统	/	套	2	
	水套炉	PN60MPa, 120KW	套	2	
	撬装卧式分离器	PN6.3MPa, DN600	套	2	
	疏水阀	DN50	套	2	
	污水罐	20m ³	套	2	
	放散系统	/	套	1*	
	站内管网	/	套	1	

	值班室(活动板房)	/	套	1	
	生活水罐	10m ³	套	1	
元陆 15-1H	采气树	PSL3	套	3	元陆 710-1H 和元坝 221-1H 与元陆 15-1H 设施设备相同
	井口安全截断系统	/	套	3	
	水套炉	PN60MPa , 120KW	套	3	
	撬装卧式分离器	PN6.3MPa , DN600	套	2	
	疏水阀	DN50	套	2	
	污水罐	20m ³	套	2	
	5 井式轮换计量桥管	/	套	1	
	放散系统	/	套	1	
	站内管网	/	套	1	
	值班室(活动板房)	/	座	1	
	生活水罐	10m ³	套	1	

注：“*”元坝 6-1H 站场采气站场扩建后，现有采气站内的放散系统需重新布置。

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。

水套炉： 为了防止井场节流水合物形成风险。

放散系统： 放散系统由放空支线、总管、点火装置等组成。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。为了减少温室气体大气污染，放散系统放空天然气经点燃后外排。

3.8 公用及辅助工程

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

3.8.1 施工便道

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

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

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

经现场踏勘,元陆 15-1H~元坝 221-1H、元陆 706H~元陆 7、元陆 707H 元陆 703、元陆 710-1H~3#阀室等管线施工可利用现有道路或拟建采气井站到达施工现场,无需修整或新建道路。

3.8.2 管线附属物

(1) 标志桩

根据《管道干线标记设置技术规定》SY/T6064-2017 的规定,管道沿线应设置:

里程桩: 每公里设一个,一般与阴极保护桩合用。

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

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

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

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

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

(2) 警示牌

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

警示牌设置位置:

①管道经过人口密集区,在进出两端各设警示牌一块,中间每 300m 设置一块警示牌。

②高等级公路穿越，在公路穿越两侧各设置一个警示牌。

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

警示牌应设置在明显醒目的地方，可依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

(3) 警示带

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

(4) 截断阀室

按照《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)，依据地区等级和安全泄放量确定阀室间距，截断阀室做法见下表。

表 3.8-1 截断阀室设置做法

序号	地区类别	强度设计系数	管段长度 (km)	备注
1	一级地区	0.8/0.72	32	《输气管道工程设计规范》
2	二级地区	0.6	24	
3	三级地区	0.5	16	

根据线路沿线人口分布情况，本项目集输管线通过的地区主要为二、三级地区，再结合沿途的地形地貌以及交通情况，本项目集输管网无截断阀室。

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

① 1 级关断 (ESD-1)：为全气田关断。

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

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

④ 4 级关断 (ESD-4)：为局部工艺流程和装置关断。

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

(5) 线路护坡堡坎

管子下沟检验完毕，在回填前应根据地形、地层条件设置相应的护坡堡坎。

3.8.3 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、压裂用水以及管线试压用水等。生产用水采用罐车从附近乡镇拉运至井场清水池储存使用，生活用水从当地场镇购买，采用清水罐车运输到井场供给。

运营期：包括生产用水和生活用水，生产用水主要为水套炉用水。生产用水采用罐车拉水的方式，车拉水卸至站场高架水箱，由水箱供给采气站场生产用水，生产生活用水从附近场镇购买，采用清水罐车运输至井场水罐储存。

表 3.8-2 本项目用水量汇总表

序号	井场名称	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	水套炉用水	总用水
1	元坝 6-1H 井场	2	3047	3000	2006	5	8058	73	366	439
2	元陆 15-1H 井场	3	4570	4500	3009	5	12084	73	549	622
3	元陆 706H 井场	2	3047	3000	2006	5	8058	73	366	439
4	元陆 707H 井场	2	3047	3000	2006	5	8058	73	366	439
5	元陆 710-1H 井场	3	4570	4500	3009	5	12084	73	549	622
6	元坝 221-1H 井场	3	4570	4500	3009	5	12084	73	549	622
7	地面集输管线	/	/	/	/	270	270	/	/	/
8	合计	15	22851	22500	15045	300	60696	438	2745	3183

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 $6.1 \times 10^4 \text{m}^3$ ，运营期总用水量为生活用水和生产用水，总用水量约 $3183 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(2) 排水系统

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

①清污分流

各井场场区设计清污分流系统，清污分流排水系统对井场的雨水及废水进行

了有效的分离,可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。

各井场井口设置方井,用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水,泥浆泵入泥浆罐回收利用,废水通过污水泵泵入泥浆不落地系统内处理回用。井场内沿基础周围修建场内排水明沟,排水沟尾设置隔油池,井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟,经隔油池收集处理后用泵提升至应急池或泥浆不落地系统处理回用;井场内四周修建外环沟,外环沟出口设置隔油池和集污坑(靠应急池),若场内雨水被污染流入外环沟,则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至应急池,未被污染的雨水由外环沟排入自然水系。泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖,可防止雨水进入;挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟,坡底设置外排沟,保证雨水排泄通畅以及边坡安全;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、应急池池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。

②钻井工程废水排水系统

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坑,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、洗井废水暂存于废水收集罐中,及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理;压裂返排液暂存于重叠液罐中,及时拉运至有有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。

③生活污水系统

由生态厕所收集预处理后,拉运至城市生活污水厂处理达标后外排。

④气田水和检修废水

运营期气田水和检修废水及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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污水处理站和元坝气田采出水零排放综合处理工程

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、元坝 29 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工程。

⑥污水回注站

本项目拟回注站依托现有的川柏 54 回注井、川石 43 回注井、石龙 2 回注井、元坝 2 回注井、石龙 2 回注井等，回注污水站预处理后的污水。

3.8.4 供电系统

(1) 电源

架设 10kv 供电线路就近引接地方电网。

(2) 配电

村镇广播点：每个村镇的报警电话和报警传播装置的电源由村镇 1 回 220V 低压电源引来，并设在线式不间断电源 UPS 供电装置 1 套，容量为 220V、3kVA，后备时间为 4h。

无线基站：每个无线基站的电源引自附近 10kV 线路，设一台 30kVA 小容量柱上式变压器，通过低压线路引至无线基站，并设在线式不间断电源 UPS 供电装置 1 套，容量为 220V、6kVA，后备时间为 8h。

3.8.5 消防系统

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)及《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)(2018 年版)的要求，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。

3.8.6 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。

3.8.7 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、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。主要包括采气井场控制系统、火气设备、ESD 紧急关断功能、控制室、防雷、接地以及动力供应等。

(1) 控制系统

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

(2) 火气设备

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

(3) ESD 紧急关断功能

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

ESD 紧急关断系统分为 4 级:

1 级关断(ESD-1): 为气田关断

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

关闭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。

3.8.8 放空系统

放散系统作为正常放空或事故放空时的设施, 对放空的天然气, 通过自动点火装置的燃烧, 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。

各采气站放散区结合当地风向(下风向或者侧风向)、周边地貌及建筑物等进行确定, 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。每座采气站设置放散系统 1 套(H=10m), 检修、事故放空经放散系统点燃后排放。

3.8.9 防腐

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

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

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

对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。

3.9 工程占地、土石方平衡及拆迁

3.9.1 工程占地

本项目总占地面积约 18.75hm²，运营期永久占地面积约 3.05hm²，施工期临时占地约 18.7hm²。占地情况汇总见表 3.9-1，占地类型汇总见表 3.9-2。

表 3.9-1 本项目占地面积汇总表

名称	占地面积 (m ²)		备注	
	永久	临时		
钻井工程	井场占地	/	54600	详见表 3.5-3
	放喷池占地	/	3000	详见表 3.5-3
	应急池	/	3600	详见表 3.5-3
	清水池	/	4800	详见表 3.5-3
	沉砂坑	/	4800	详见表 3.5-3
	表土堆场	/	8500	详见表 3.5-3
	活动房占地	/	12000	每个井场占地 2000m ²
道路工程		216	详见表 3.5-4	
地面集输工程	道路工程	216		详见表 3.5-4 (同钻井工程道路)
	采气站	29400	/	详见 3.6-10 (不新增占地, 原井场占地内)
	集输管线	/	95520	管线开挖总长约 11.94km, 临时占地施工宽度 6~8m, 本次按 8m 计
	放散区	480	/	/
	三桩占地	400		不新增占地, 原集输管临时占地内
合计	30496	187036		/

3.9.2 占地类型

本项目施工期临时占地类型以耕地为主, 总计占用耕地 11.17hm², 其中基本农田 9.92hm², 另外工程建设占用林地 4.58hm²、水域 0.14hm², 建设用地 2.81hm²; 运营期永久占地类型以耕地为主, 总计占用耕地 1.32hm², 其中基本农田 1.32hm², 另外工程建设占用林地 0.49hm²、建设用地 1.24hm², 运营期本工程占地用土地类型具体情况见下表。

表 3.9-2 本项目占地类型汇总表

占地类型	本项目占地面积 (hm ²)	本项目占地面积 (hm ²)	
		施工期临时占地	运营期永久占地
耕地	永久基本农田	9.92	1.32
	其他	1.25	/
林地	天然林	2.81	0.33

占地类型	本项目占地面积 (hm ²)	
	施工期临时占地	运营期永久占地
其他	1.77	0.16
建设用地	2.81	1.24
水域	0.14	/
小计	18.7	3.05

3.9.3 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。挖填方工程量较大，产生的挖方可基本回填消化。工程施工期开挖土石方总量 7.01 万 m³，其中：表土回覆 3.21 万 m³，填方 3.8 万 m³，工程总土石方测算见下表。

表 3.9-1 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	2.5	2.3	4.8	2.3	2.5	4.8
集输管线工程	0.7	1.4	2.1	1.4	0.7	2.1
道路工程	0.01	0.1	0.11	0.1	0.01*	0.11
合计	3.21	3.8	7.01	3.8	3.21	7.01

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。

3.10 本项目总体实施计划

本项目计划 2024 年建成产能 2.74×10⁸m³/a，产能统一部署如下。

3.10.1 钻井工程和采气站场实施计划

本项目部署 15 口井，新建 6 座钻井井场（其中利用老井场 3 座），新建 6 座采气站，改扩建采气站 1 座，同步配套管网工程。实施计划详见下表。

表 3.10-1 本项目钻井工程和采气井场实施计划

序号	井场名称	井口数	建成时间 (年)	投产时间 (年)
1	元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	2	2022	2022
2	元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	3	2023	2023
3	元陆 706H 井场	2	2022	2022
4	元陆 707H 井场	2	2022	2022
5	元陆 710-1H 井场	3	2023	2023
6	元坝 221-1H 井场 (原元坝 221)	3	2023	2023

3.10.2 产能建设部署

本项目各年开发井实施情况及产能建设部署见下表:

表 3.10-2 产能建设部署一览表

项目	2021 年	2022 年	2023 年	小计
开钻井(口)	6	6	3	15
建成井(口)	0	6	9	15
投产井(口)	0	6	9	15

3.11 平面布置合理性分析

3.11.1 钻井工程

根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)中“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。根据现场调查本次不涉及拆迁工程。

本项目各井场均采用丛式井组布置, 多以 ZJ50 钻机进行钻进, 本项目各钻井井场采用标准化的平面布置, 钻井期井场平面布置大体相同。本次选择元陆 707H 井场同井场单排 2 井口为例分析井场平面布置合理性。

井场尺寸设计为 130m×70m, 井场布局设计方案拟使用单钻机作业, 井场内 2 口井单排布置, 单井间距不小于 5m。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。

3.11.1.1 井场平面布局

元陆 707H 井场钻井井场由北向南布设, 北为前场, 南为后场, 井控台布设于井场中前部, 泥浆循环和泥浆不落地辅助系统、重浆罐区、泥浆料台布设于后场, 前场主要布值班房、材料房、危废暂存间、井控房、水罐区等位于井场前场左右两侧, 发电房位于井场左侧, 油罐区布设于井场后场左侧; 井场外放喷池布设于井口东北面和东南面; 生活区的活动板房布设于井场外, 表土临时堆放场布设于井场厂界外北侧。井场大门方向在常年主导风向的上风向。井场平面布置见附图 3-2。

3.11.1.2 油罐区、发电房布置合理性

表 3.11-1 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。	元陆 707H 井场油罐布置在井场后场左方,发电机布置在前场左方,油罐距井口约 37m、发电房距井口约 66m,发电房距油罐 98m。	符合要求

3.11.1.3 放喷池布置合理性

表 3.11-2 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、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2019)第 3.1.4 规定:放喷管线出口距井口应不小于 75m。	元陆 707H 井场拟设两条双管道放喷路线,放喷管线末端均设置有放喷池,2 个放喷池分别位于井口东北侧约 112m 和东南侧约 174m 处,均位于井场侧风向。两座放喷池(两条放喷管线)夹角为 90°~180°。根据调查,放喷池周围 50m 范围内无各类设施。	符合要求

3.11.1.4 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,布置在井场中部、南部(靠近井场后场区域)。根据现场勘查,井场周围较近散居农户主要分布在井场东侧,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。

3.11.1.5 表土堆场合理性分析

拟建表土临时堆放场布设于井场厂界外北侧。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篷布遮盖,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。

3.11.1.6 应急池布置合理性分析

拟建的应急池布置在井场外北侧,占地为农田,地势较低且较为平坦,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,平时保持池内空置,可有效防治水池泄漏和溢流,降低对周边环境的影响。水池

位于井场旁，便于收集紧急情况下溢出的污水。总体上看，应急池布置合理。

综上，本项目平面布置符合相关规范，从环保角度看钻井井场平面布置基本合理。

3.11.2 采气站场

本项目共计部署 6 座采气站场（其中 1 座为扩建采气站场），每座采气站主要包含井口、工艺区、污水罐区、值班室和放空区组成，均采用标准化的平面布置。本次以元陆 707H 站场分析采气站平面布置合理性。井口位于中部，主要包括：井口采气树、井口配套系统和消防设施；工艺区位于站场后方，主要包括：水套炉、分离器橇块等设备；值班室位于大门右侧；放散区位于采气站外东南侧 10m 外。运营期典型采气站平面布置详见附图 3-4，运营期扩建采气站平面布置图详见附图 3-3。

采气站建设完成后，对除永久占地外的临时占地（未利用场地、放喷池、清水池、应急池、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，从环保角度看本项目采气站运营期平面布置基本合理。

3.12 依托工程

本项目依托工程主要分为四种，一是钻井利旧原有井场，元坝 221-1H 井场利用原元坝 221 井场、元陆 15-1H 井场利用原元陆 15 井场、元坝 6-1H 井场利用原元坝 6 井场；二是依托原有集输管线及井场，即元陆 7~元坝首站，元陆 703 和元坝 6 井等；三是依托的环保设施，本项目气田水将会依托大坪污水处理站、元坝 29 污水处理站预处理后运输至回注井回注地层（回注 1 井、回注 2 井（元坝 2）、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；钻井固废（一般固废）主要依托苍溪永利建材有限责任公司和广元海创环保科技有限公司进行综合利用处置。

3.12.1 依托井场

本项目此次依托老井场三个，分别为元坝 6-1H 井场利旧原元坝 6 井场，元

陆 15-1H 井场利旧原元陆 15 井场，元坝 221-1H 井场利旧原元坝 221 井场，利旧井场其环评和验收手续下表所示。

表 3.12-1 依托井场环评及验收情况

井场名称	环评情况	环保竣工验收情况
元坝 6 井场	元坝 6 井 2007 年 11 月 20 日取得环评批复（川环建函〔2007〕1446 号）	2011 年 12 月 29 日取得验收意见（苍环函〔2011〕63 号） 二厂〔2021〕5 号
	元坝 6 井第二次钻井，2009 年取得批复（川环审批〔2009〕599 号）	
	元陆 601H 井 2012 年 9 月 19 日，取得环评批复（川环审批〔2012〕567 号）	
	元坝 6 井地面配套工程项目 2020 年 4 月，取得批复（苍环审批〔2020〕25 号）	
元陆 15 井场	元陆 15 井 2012 年取得环评批复（川环审批〔2012〕144 号）	2015 年取得验收意见（广环验〔2015〕73 号）
元坝 221	2010 年取得四川省环境保护厅的批复（批复文号：川环审批〔2012〕144 号）	2015 年取得广元市环境保护局验收意见（广环验〔2015〕52 号）。

3.12.1.1 元坝 6 井场

元坝 6 井场目前有元坝 6 井和元陆 601H 两口井，其基本情况介绍如下。

(1) 元坝 6 井（老井、第一次钻井）

元坝 6 井（老井）井深 6510m，修建 3500m³ 循环池（其中污水池 2900m³、岩屑池 600m³）；配置修建发电房等，距井场 100m 以外设 2 个放喷池（主放喷池 300m³，副放喷池 210m³。井场四周设置清水沟和污水沟，便于清污分离。钻井周期为 14 个月，采用 ZJ70D 钻机。

元坝 6 井（老井）钻井工程环境影响报告表于 2007 年 5 月由中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司天然气研究院编制完成，2007 年 11 月 20 日，由原四川省环境保护局下达了《关于中国石化南方公司川东北勘探前线指挥部元坝 6、101、102、104 井钻井工程环境影响报告表的批复》（川环建函〔2007〕1446 号）。

(2) 元坝 6 井（第二次钻井）

2009 年，为科学指导元坝 6 井合理试采，进一步落实元坝 6 井产能和储量情况，中国石化勘探南方分公司在取得四川省环境保护局下达的《关于中国石化勘探南方分公司元坝 6、元坝 10、元坝 29、元坝 104 井钻井工程环境影响报告

表的批复》(川环审批〔2009〕599号)后,在原元坝6井(老井)利用原已有井场及井口对元坝6井进行新钻,该井即是现有的元坝6井,属于勘探井,设计井深6510m,修建3500m³循环池(其中污水池2900m³、岩屑池600m³,发电房、集油池等,距井场100m以外设2个放喷池(主放喷池300m³,副放喷池210m³,井场四周设置清水沟和污水沟,便于清污分离,钻井周期为14个月,采用ZJ70D钻机,采用空气钻井工艺和常规钻井工艺相结合的方式。通过此次钻井,进一步评价了深部气藏情况,确定了该井具备工业开采价值,为本次的元坝6井地面配套工程建设提供了依据。

以上两次钻井工程结束后,2011年12月,由濮阳市天地人环保工程技术有限公司编制了《中石化勘探南方分公司元坝6井钻后废弃物无害化治理工程》竣工环保验收报告,对元坝6井钻井废弃物无害化治理工程进行了验收,同年12月29日,由苍溪县环保局下达了《关于对元坝6井废弃物无害化治理工程验收的批复》(苍环函〔2011〕63号)。

(3) 元坝6井地面配套工程项目

2020年4月广元市苍溪生态环境局出具《关于元坝6井地面配套工程项目环境影响报告表的批复》(苍环审批〔2020〕25号),2021年2月25日中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂通过了《关于元坝6井地面配套工程项目通过竣工环境保护验收的意见》(二厂〔2021〕5号)。

(4) 元陆601H井

元陆601H井设计斜深5800m、垂深4604m,井场位于苍溪县五龙镇五里村3组;利用原元坝6井场7200m²、放喷池600m³及井场道路等,新建废水池3000m³,同时设置设泥浆储备罐5×67m³、泥浆循环罐6×67m³等。

2012年8月,西南交通大学编制完成了《元陆702H井、元陆703H井、元陆704H井元陆601H井、元陆602H井钻采工程环境影响报告表》。2012年9月19日,四川省环境保护厅下达了《关于元陆702H井、元陆703H井、元陆704H井、元陆601H井、元陆602H井钻采王程建设项目环境影响报告表的批复》(川环审批〔2012〕567号)。目前元陆601H老井已封井,同时根据环境主管部门验收意见:该项目执行了环境影响评价和“三同时”制度,基本落实了“环评”及批复中提出的各项污染治理措施和生态保护恢复措施。环保设施运行正常,

排放的主要污染物达到了国家规定的排放标准。验收组认为该工程符合环保验收条件，同意通过验收。

(5) 元坝 6 井场现场运行和“三废”处置情况

经现场勘察和调查可知，目前元坝 6 井场内元坝 6 井正常运营，元陆 601 为长停井（已封井），采气站内布设有方井 2 个，阀室 1 座，20m³污水罐 1 个，水套炉 1 套，分离器 1 套，放空管 1 套，值班房 1 栋。放喷池 1 座位于井场南面，目前未拆除。在施工期和运营期过程中严格按照规范进行作业，对产生的废水、废气、固废等进行了集中收集和处置，采取积极有效的噪声控制措施，同时与井站周围当地农户积极进行沟通。目前为止整个施工期和运营期未发生井喷、废水外溢、噪声扰民等事故，当地环保局也未接到当地居民的投诉。元坝 6 采气站现场运行情况见下图。



图 3.12-1 元坝 6 井场现场实景图

表 3.12-2 运营期污染物治理措施

类别	产生污染物	处理措施	影响及效果
废气	水套炉燃烧 废气	水套炉自带排气筒，烟气经排 气筒排放	根据现场踏勘和《元坝 6 井地面配套工 程项目通过竣工环境保护验收报告》未 对当地环境产生影响
	放空废气	利用井场内 601#阀室的放空 立管(15m)对设备检修或系统 超压时排放的少量天然气进行 放散排放	
废水	气田水	经污水罐收集后定期由罐车 拉运至元坝 29 站气田水处理 站进行处理	根据现场踏勘和《元坝 6 井地面配套工 程项目通过竣工环境保护验收报告》， 废水得到了有效处理，无乱排放现象发 生，未对地表水和地下水造成污染。
固废	生活垃圾	由当地环卫部门统一清运	根据现场踏勘和《元坝 6 井地面配套工 程项目通过竣工环境保护验收报告》， 未对环境产生影响
	检修废渣	要成分为一般铁屑，属于一般固 废，集中收集后外售综合利用	

类别	产生污染物	处理措施	影响及效果
生态	工程临时占地	按原有土地类型进行恢复	经调查可知，现场放喷池尚未拆除，留到后期工程继续使用，临时占地总体上做好了迹地恢复。同时经过周边走访，本项目施工期未发生扰民纠纷，未发生环保投诉。
噪声	设备噪声	选用低噪声设备、隔声、减振、合理布置噪声源等。	根据现场踏勘和《元坝6井地面配套工程项目通过竣工环境保护验收报告》，未对当地农户产生明显影响，环保局未接到投诉事件。

3.12.1.2 元陆 15 井场

元陆 15 井场位于苍溪县****，于 2012 年完成元陆 15 井钻探工程环境影响评价工作，并取得四川省环境保护厅的批复（川环审批〔2012〕144 号）；2015 年取得广元市环境保护局环保验收意见（广环验〔2015〕73 号）。

经现场勘察和调查可知，元陆 15 井场内无采气设施，元陆 15 井为长停井。现场情况见下图。



图 3.12-2 元陆 15 井现场实景图

3.12.1.3 元坝 221 站场

元坝 221 井场位于苍溪县****，于 2010 年完成钻井工程环境影响评价工作，并于 2010 年取得四川省环境保护厅的批复（批复文号：川环审批〔2012〕144 号），于 2015 年取得广元市环境保护局验收意见（广环验〔2015〕52 号）。

经现场勘察和调查可知，元坝 221 井场未运营，目前井场内方井 1 口，废弃水套炉 1 套，废弃计量装置一套，废弃 20m³ 污水罐 1 个，10kv 变电器一个，废弃班房 3 栋。同时经过周边走访，元坝 221 井场原施工期和运营期未发生扰民纠纷，未发生环保投诉，现场无遗留环境问题。元坝 221 现场情况见下图。



图 3.12-3 元坝 221 井场现场实景图

3.12.2 依托管线及采气站

本项目集输管线需依托元坝气田现有集输管线和采气站,具体依托情况见下表。

表 3.12-3 依托井场环评及验收情况

本次新建管线名称	依托管线/场站名称	环评情况	环保竣工验收情况
元陆 707H~元陆 703	元陆 703	川环审批 (2012) 567 号	川环验(2015) 141 号
元陆 706H~元陆 7	元陆 7~元坝首站	川环审批 (2014) 696 号	川环验(2017) 137 号
元陆 710-1H~3#阀室	元陆 7~元坝首站		

(1) 阀室及管线沿线情况

经现场踏勘，依托的管线和阀室已进行复垦，恢复了原有功能。

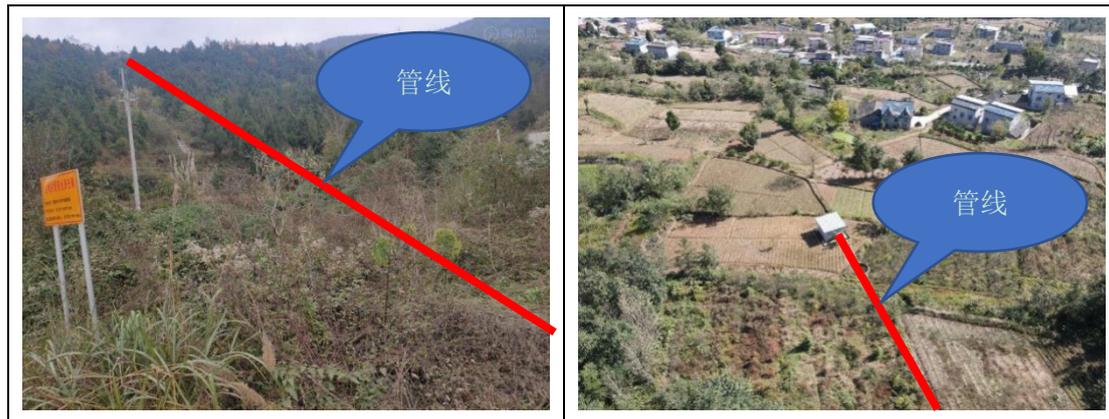


图 3.12-4 部分管线沿线恢复情况

(2) 依托管线存在的环保问题

根据调查依托管线沿线已经进行生态恢复，无环境遗留问题。

3.12.3 依托环保设施情况

本项目气田水、检修废水处理将会依托大坪污水处理站、元坝 29 污水处理站预处理后运输至回注 1 井、回注 2 井(元坝 2)、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；元坝区域产生的钻井固废(水基和气体钻井)主要依托苍溪永利建材有限责任公司和广元海创环保科技有限责任公司进行综合利用处置。依托环保设施情况详见下表所示。

表 3.12-4 依托环保设施

类别	依托单位	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
钻井固废 (水基钻井 固废)	苍溪县永利建材 有限责任公司	苍环审批 (2019) 30 号	/	苍溪县元坝镇玉台村五 组	2 万 t/a	2 万 t/a	3000t/a	1.7 万 t/a	水基 钻井 固废
	广元海创环保科 技有限责任公司	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 责任公司厂区内	7 万 t/a	7 万 t/a	0t/a	7 万 t/a	
废水	大坪污水处理厂 和元坝 29 污水 处理厂	川环审批 (2014) 288 号	川环验 (2016) 148 号	苍溪县中土镇大坪村元 坝净化厂内 苍溪县白鹤乡伏社区	600m ³ /d	600m ³ /d	570m ³ /d	30m ³ /d	气田 水、 检修 废水
	元坝气田采出水 零排放综合处理 工程	川环审批 (2016) 37 号	西南油气安环 验(2018) 1 号	苍溪县中土镇大坪村	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 5.2 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 70.63 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 5.95 万 m ³)	
	回注 2 井(元坝	川环审批	川环验	苍溪县陵江镇孙平村 3	200m ³ /d(设	200m ³ /d(地层目	60m ³ /d	140m ³ /d(地层目前回注	

类别	依托单位	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
	2 回注井)	(2014) 288 号	(2016) 148 号	组	计回注量 11.1 万 m ³)	前回注量 10.69 万 m ³)		量剩余 0.41 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 0.41 万 m ³)	

3.13 劳动定员及工作制度

3.13.1 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。

3.13.2 钻井工程

钻井现场人员有 45 人/井场。钻井井队为 24h 连续工作。根据表 3.5-5 可知，钻井周期最长的井约 7 个月（214d）。

3.13.3 储层改造

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，仅白天施工，夜间不作业。

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

3.14 投资估算

本项目总投资 5 亿元，所需资金全部由建设单位自筹，其中环保投资约 1785 万元，占总投资的 3.57%。环保投资主要用于环保设备，占地补偿（不含土地征用费）、生态恢复、保护与重建，水土流失治理等工程。

3.15 施工组织设计

（1）施工计划

预计 2021 年~2023 年进行施工。预计 2023 年底全部达到投产条件。

（2）施工营地

本项目除钻井工程设置施工营地外，其余工程不设置施工营地，施工期施工人员临时租用周边民房。

4 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,本次从元坝气田整体区域开发层面分析新建产能 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$, 新钻井口 15 口, 新建采气站场 5 座, 改扩建采气站场 1 座, 产排污水平、环境影响及依托的环保工程接收能力。

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表 4-1。

表 4-1 单项工程项目时段划分表

时段 \ 单项工程	井场	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

4.1 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 4.1-1 单项工程施工流程框图

4.1.1 钻前工程

4.1.1.1 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、清水池、应急池，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 50m 范围内的植被的清除，井场场地、清水池、应急池、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。施工过程中产生的机械噪声、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图 4.1-2。

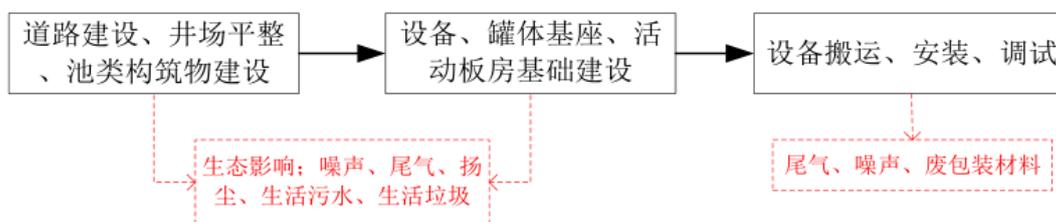


图 4.1-2 钻前工程施工过程及主要环境影响示意图

4.1.1.2 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、施工噪声和生活垃圾。

4.1.2 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 193~343d，

且为 24 小时连续作业。

4.1.2.1 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钻井过程中若井下发生复杂工况的时候使用的油基泥浆钻进作业等四种不同钻井液体系钻进,本工程导管段采用清水钻进,导管段至 3000m 使用空气钻,约 3000m 以后改用水基泥浆钻井。

①清水钻进过程

在导管段(地面表层)钻进阶段,为了保护浅层含水层,避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响,建设方拟采用清水钻工艺进行导管段的钻井作业。清水钻井液主要成分为无毒无害的淡水(并可根据实际情况添加膨润土),钻完后及时下套管和固井,可最大程度的保护浅层地下水环境;根据现场实际钻探情况,导管段套管下井深度以完全封隔浅层裂隙水发育区为原则,必要时可加长。

主要钻井过程为: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气体钻进过程

本项目导管段至 3000m 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。空气钻井工

艺技术流程见下图。

图 4.1-3 空气钻井工艺技术流程图

本项目钻进过程中若发现地层出水，应立即停钻，加大气排量循环观察。若出水量较小，则降低机械钻速钻进观察，确认气体钻进安全后，摸索出合理的钻进参数继续钻进。若出水量较大导致气体钻井不能正常进行，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

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，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管和固井。钻井作业为 24h 连续作业。

图 4.1-4 水基泥浆钻井工艺流程及产污节点示意图

图 4.1-5 油基泥浆钻井工艺流程及产污节点示意图

在振动筛排砂口、振动筛下方安装螺旋传送装置，与泥浆不落地工艺相连。钻井过程中井底排出的岩屑和泥浆混合物经振动筛分离后，筛下物（泥浆）进入泥浆循环罐继续循环配置钻井泥浆，泥浆循环利用率可达 95%，岩屑则通过螺旋传输装置传送至泥浆不落地系统处理。钻井过程中不能回用的泥浆及完钻后的剩余泥浆再由污水管转至泥浆不落地工艺一同处理，进行固液分离。水基泥浆钻井分离后钻井废水及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，钻井固废及时拉运至有能力有资质且环保手续齐全的的砖厂或水泥厂进行资源化利用；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，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。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。根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统计分析单井洗井废水产生量约 90m³，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，但不适于有不同性质、不同压力的多油层。

4.1.2.2 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，气体钻阶段产生的粉尘，钻进、起下钻和固井作业等产生的钻井废水，气体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。

4.1.3 储层改造（压裂作业）

4.1.3.1 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，本次采用加砂压裂工艺。

压裂作业即利用地面压裂机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。

压裂时间一般为5~10天/井,该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声、施工人员生活垃圾、生活废水。压裂作业过程见下图。

图 4.1-6 压裂作业流程及产污节点示意图

根据西南油气田分公司通过大量统计数据,本项目水平井需压裂液约1500m³,分5~10段压裂作业。

4.1.3.2 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。

4.1.4 完井测试

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线,井内天然气经该管线,通过专用产量测试仪器测定天然气产量。为了解气井的产气量,在完井后,需进行测试放喷,测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量,一般产量大的井其放喷量也较大。依据测试气量,间歇放喷,单口井持续放喷时间约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 4.1-7 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、天然气点火产生的废气、气流噪声以及热辐射影响。

4.1.5 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、拆除生态厕所等。钻井污染物和场地碎石、硬化地面及防渗、生态厕所等设施拆除废物应得到妥善处理,做到工完、料净、场地清,废弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途(如保留水泥/硬地面作为谷场、保留生态厕所、生活污水收集池等)。建设方依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收,验收合格方可交井,并对后续可能出现的环保问题负责。

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

4.1.6 地面集输工程

本项目地面集输工程主要包括采气井场建设和集输管线敷设。

4.1.6.1 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。具体工艺流程如图 4.1-6 所示。

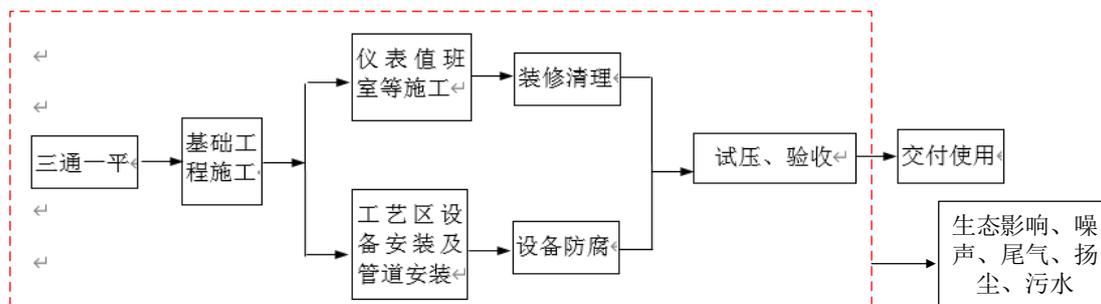


图 4.1-8 采气井场建设施工期工艺流程及产污节点示意图

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。

4.1.6.2 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。管线施工作业场地平面布置见图 4.1-7。管线施工作业流程及产污节点见图 4.1-8。

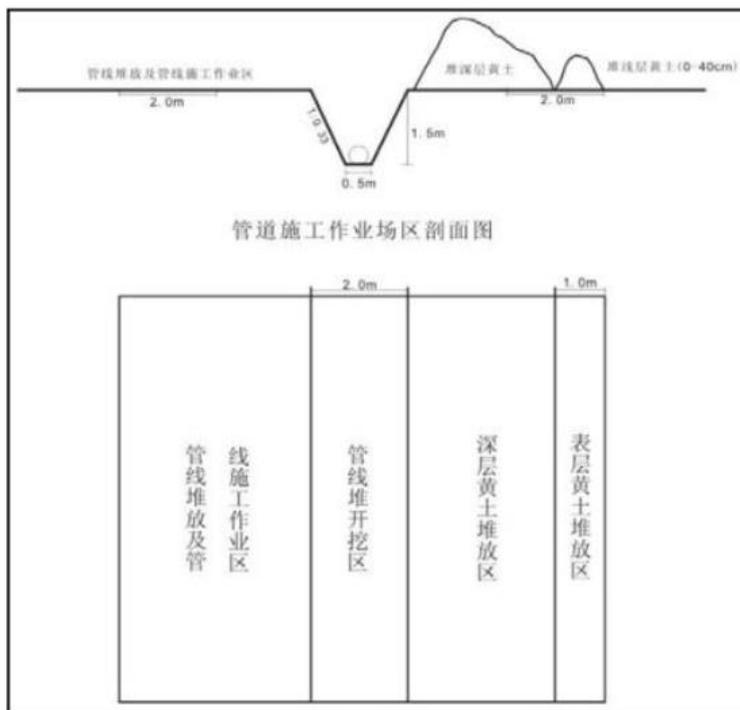


图 4.1-9 管线施工作业场地平面布置图

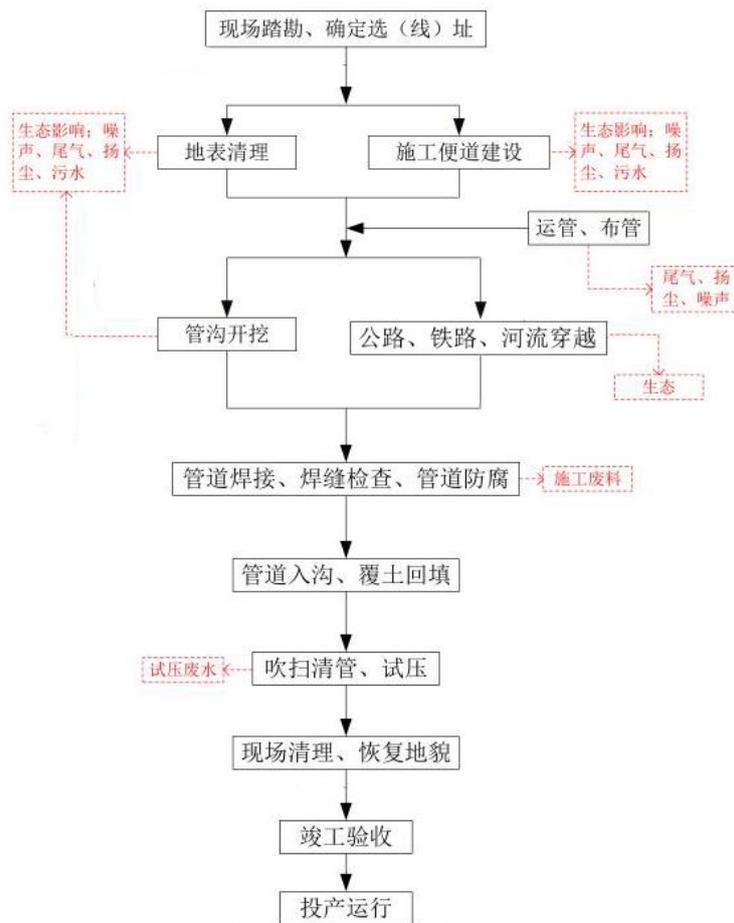


图 4.1-10 管线施工作业流程及产污节点图

(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 4.1-1 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。

本项目元坝气田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 4.1-2 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。由于本项目元坝气田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集输规范》(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 $0.12\sim 0.15\text{MPa}$ （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

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

2、特殊地段施工方式

(1) 道路穿越施工

本项目穿越机耕道(乡道)21处,采用大开挖+套管保护方式穿越。机耕道根据车流量、重车量及可能改造提高等级情况,套管距地面埋深不小于1.2m。

大开挖施工:用护栏将公路一侧开挖段围起来,人工开挖至管道埋深,进行管道敷设(必要时将套管放入开挖沟,回填和恢复公路通行,然后进行另一侧的施工,最后将管道送入套管中)。施工完毕后进行护坡和完善排水设施。

大开挖穿越方式都将产生一定量的土石方,土石方临时堆放在施工场地占地范围内,用于后期施工场地回覆;大开挖还将短时间阻断交通,给当地居民生产和生活带来不便。

(2) 河流穿越施工

本项目穿越河流、沟溪5次,均为小型河流及沟溪,水深均较浅。拟采用围堰开挖管沟法,施工工艺见下图所示。施工作业一般选在枯水期进行,避开项目所在地雨季或灌溉季节,管道敷设于河床以下1.2m,对于基岩较浅的河床,采用现浇混凝土的方式进行稳管;对于基岩较深的河床,采用混凝土加重块的稳管方式。原则上河流大开挖穿越应选择在河流流域枯水期进行。

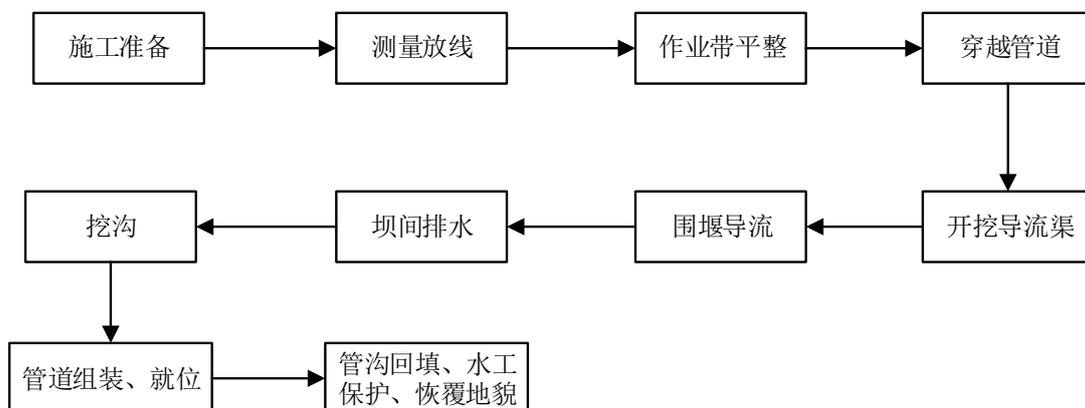


图 4.1-11 穿越河流施工流程示意图

①开挖导流渠

在河流一侧开挖导流渠，导流渠有效宽度的具体尺寸根据施工时现场实际情况确定，导流渠走向根据地形沿地势较低的路线进行开挖。

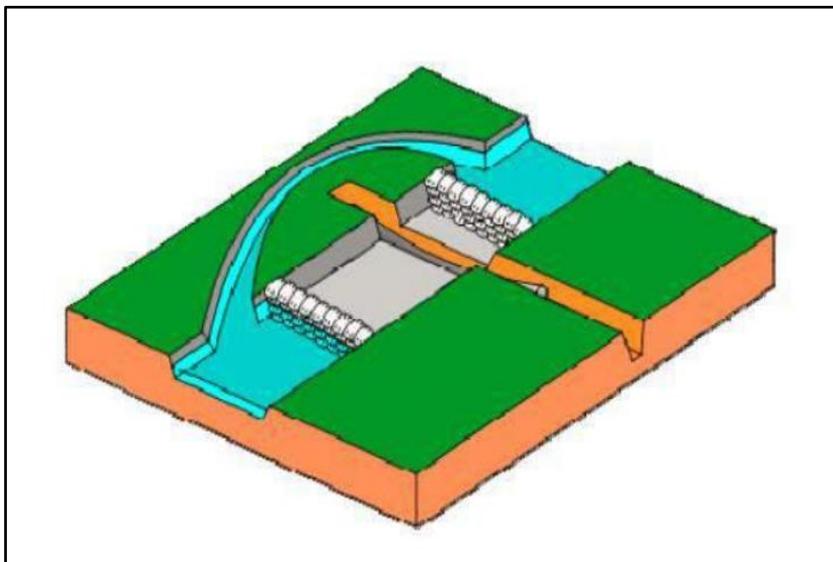


图 4.1-12 导流渠施工工艺示意图

②围堰导流

在河流边缘位置选取合适位置选取导流渠导流，根据河水流速对河道旁的导流渠进行尺寸的界定，保证河道内水流的正常流动。根据现场实际情况，筑坝围堰时预留出导流渠在堰堤穿越处套管安放的位置。

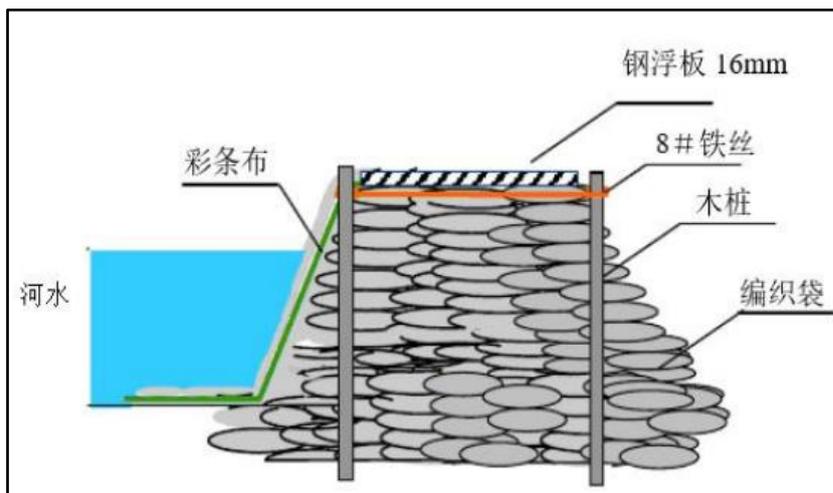


图 4.1-13 围堰施工工艺示意图

③坝间排水

坝筑好后用多台潜水泵连续抽水直至抽净。然后对河床进行降坡，河底清淤；用湿式推土机在河两岸进行降坡，使其平滑过渡，用人工配合挖掘机清理河底淤

泥，放至作业带一侧，清淤后用人工在河底作业带两边开挖两条排水沟引至积水坑内用泥浆泵排除渗水。

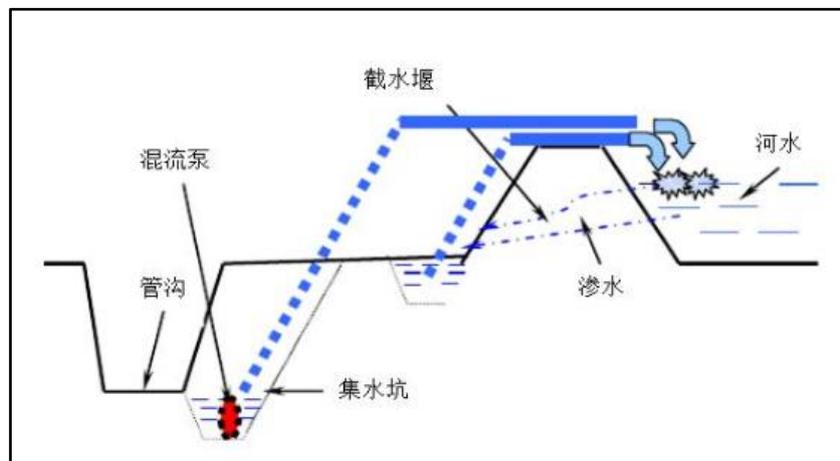


图 4.1-14 排水施工工艺示意图

④挖沟

由于河道内的土质稳定性差，河道管沟开挖将主要分为分阶开挖，并加大坡比度，保证施工安全，所有挖出的弃土尽量堆放到河道上部围堰边侧，可以起到挡水作用。

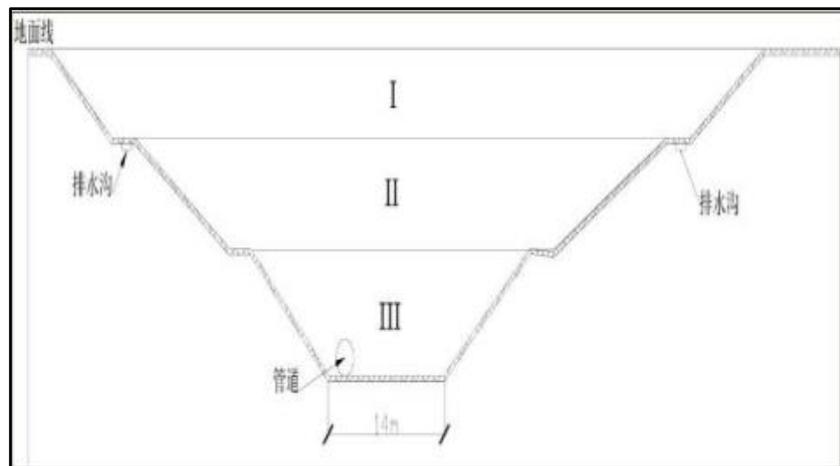


图 4.1-15 挖沟施工工艺示意图

⑤管道组装、就位

在管道组装前需进行管道预制，并进行检测和防腐；预制完成的管段使用钢板将两头进行堵封；管沟开挖成型后，将预制管段整体下沟穿越河道；河道内管道就位并与两头管道进行连接。

管道在开挖、下沟完成后，需先进行管道埋深和防腐检测，合格后包裹胶皮，

再进行混凝土的连续覆盖浇筑。不同地段埋管深度见下表：

表 4.1-3 中小型水域挖沟埋设穿越管顶的最小埋深

类别	大型(m)	中型 (m)	小型 (m)
有冲刷或疏浚水域，在设计洪水冲刷或规划疏浚线下	1	0.8	0.5
无冲刷或疏浚水域，在水床底面以下	1.5	1.3	1.0
河床为基岩，嵌入基岩深度	0.8	0.6	0.5

开挖沟埋方式穿越小型河流、沟渠时，管沟回填后多余的土方就地平整，不产生弃方问题。

表 4.1-4 中小型水域挖沟埋设穿越管沟尺寸

土壤类别	沟底最小宽度 (m)	管沟边坡	
		沟深<2.5m	沟深≥2.5m
淤泥、粉砂、细砂	D+2.5	1 : 3.5	1 : 5.0
亚砂土、中砂、粗砂	D+2.0	1 : 3.0	1 : 3.5
砂土、含卵砾石土	D+1.8	1 : 2.5	1 : 3.0
亚粘土	D+1.5	1 : 2.0	1 : 2.5
粘土	D+1.2	1 : 1.5	1 : 2.0
岩石	D+1.2	1 : 0.5	1 : 1.0

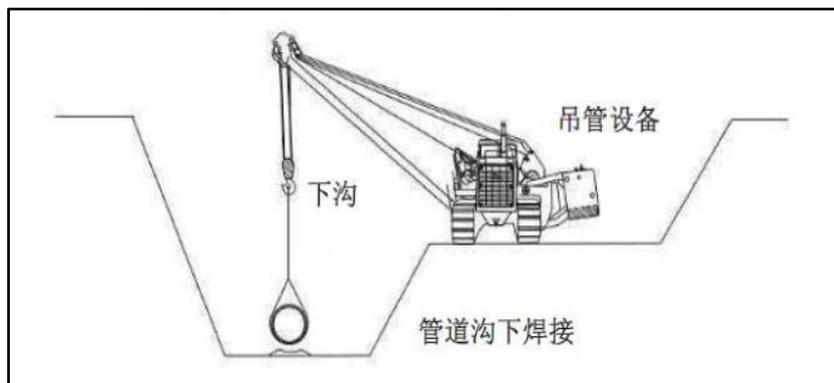


图 4.1-16 管道下沟施工示意图

⑥管沟回填、水工保护、恢复地貌

管沟采用挖掘机进行回填，需严格按照规范、设计修筑护岸和挡土墙；管道施工完毕后应按原貌恢复河床及岸坡地貌，不得改变岸坡自然形态。护岸边缘处应与原河岸平滑连接，河床上不允许出现影响泄洪物体和造成跌水、旋涡等现象和影响水土保持不利因素。管沟回填后应根据设计要求修筑浆砌石护岸，对河床土质不良段，应采用石笼基础加草袋结构护岸，弯道河流应修筑丁字坝引流。

河流穿越采取的安全环保措施：在河流穿越前 10 天由土地征用人员给当地

河道管理部门上报河流穿越的报告,征得河道管理部门的同意并获得审批。在施工过程中,由河道和航道管理部门的有关人员亲赴施工现场监督、检查、协调施工全过程。在管线穿越段安装施工的全过程中,由专人负责巡视渠内的水情和拦水堤坝的情况。施工现场储备一定数量的木桩、袋装土等,防止发生河渠的决口事故。与气象、水利部门保持经常的联系,并根据天气、水文的变化情况及时采取相应的措施。对于流量季节性变化明显的河流,选择有利时机进行施工。

(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,获准后方可在指定日期进行,并提前告知附近居民;严格执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011),根据施工需要,设置声屏障降噪,建临时围挡,对施工噪声起到隔离缓冲的作用。

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) 水网地区

水网密集区一般地形平坦,但管道沿线湖、塘、沟、渠密布,有些地段甚至连成片,地下水位高。

本项目沿线小型沟渠较多,河流小型穿越虽然水量不大,但如果埋深不足或没有及时恢复地貌,极易在雨季冲毁管沟,损坏管道。因此,管线必须埋到冲刷及疏浚线深度以下,并及时做好水工保护,确保管道安全。

1) 水网地区防护措施

①恢复岸坡时采用护坡、护岸及护底等形式的水工保护不应改变原有河、渠、塘岸堤的断面尺寸。

②水工保护所用材料不应对环境造成污染,不应使用水泥石类水工构筑物,水工保护施工完成后将剩余材料运至指定地点进行处理,不可遗留在原地。

③管道敷设后对河渠的岸坡进行恢复时,回填土应进行夯实处理,夯实系数不小于 0.9 或按地方管理部门的要求执行。

④由于特殊原因不能满足管道安全埋深要求时,增加稳管和管道保护措施并设置警示标识。

⑤对不能满足施工车辆通过要求的水网地段道路及桥梁采取加固措施。

⑥管道穿越的河渠、河流等,回填后及时拆除围堰,围堰用料和多余的土石方按河道、水利主管部门的要求进行处理;河渠岸坡、河床除恢复原来的地貌外,还需按设计或河道主管部门要求进行水工保护,以保护河床和管线。

⑦为防止河道机械开挖清淤时影响管道安全,加大对管道沿线各单位及土地所有人的沟通、宣传,同时根据管道投产运行后的情况的变化,及时对管道沿线增加警示标识。

2) 施工技术要求

管道施工时,编制具体、可实施的施工组织方案,指导水网地段施工。针对其几个关键环节:施工便道、作业带、管沟开挖、管道运输与布管、抗漂浮配置、导水域疏浚等,应有具体的方案和措施。

3) 运布管施工措施及技术要求

①修筑便道时,要充分利用当地道路、作业带或附近荒地开辟,尽可能减少对林地和耕地的破坏。

②林区、农田作业带内运布管分段进行,每段不宜超过 2km。采用吊管机从每段两头分别进行布管,减少车辆进入,避免超占地发生。

4) 管沟开挖施工措施及技术要求

①作业带平整完后,先进行管沟的开挖,开挖时对熟土和生土分开堆放,回填管沟时拉回,生土在下,熟土在上,以使表层草木植被得以保存。

②开挖采取人工及机械结合的方法进行开挖。在林带石方段施工时,采用松动爆破法进行作业,严格控制药量,避免飞石破坏周围植被。

③将开挖出的生熟土采用临时苫盖、临时拦挡等措施围护,保证地貌恢复顺利进行。

④对开挖出的弃土要修筑临时的拦挡、排水设施,避免过多占地和水土流失。

5) 恢复地貌施工措施及技术要求

①坚持“谁破坏、谁复垦”的原则,对作业带内杂物、弃土弃渣清理干净,进行原貌恢复。

②地貌恢复使用的表层土必须为原地貌表面的熟土,恢复原有生态。

③农田段恢复后的高度不得高于或低于原地面,以免影响当地的灌溉,农田段产生多余弃土可经平整后复垦为草地。

④根据管道沿线气候与植被特点,选择当地较为适合的草类和灌木进行栽植,减少水土流失。

⑤修复地貌原有的各项设施,并将由于施工需要修建的所有临时设施清除。

(5) 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娅,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。管线施工过程中施工机械产生施工噪声。

4.1.7 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 4.1-5 施工期产污环节及种类汇总

类别	内容	产污环节	
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。	施工人员产生生活污水及生活垃圾等
	钻井工程	备用柴油机运行产生的废气, 气体阶段产生的粉尘, 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	施工人员产生生活污水及生活垃圾等
		建筑物建造、设备安装	
	管线	管沟开挖	
穿越工程		穿越河流, 对河流的水生生物和河流水质造成短期影响等; 穿越道路会产生少量固废。	

4.2 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。

4.2.1 采气站场工艺

4.2.1.1 工艺流程及产污节点

本项目采用“湿气加热保温，气液分输”工艺方案。采气站场工艺流程见下图。

图 4.2-1 采气站场工艺流程图

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，水套炉年运行约 365d，采用水罐车拉运过来的自来水，不使用软化水。

4.2.1.2 产污环节分析

各采气站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。各采气井场放散系统会产生燃烧废气；采气站内水套炉以自产天然气为燃料，会产生燃烧废气；采气站设备运行时产生设备噪声；采气站进行清管作业时产生清管废渣；工作人员产生的生活污水和生活垃圾。

4.2.2 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。

4.2.3 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	气液分离器分离出的气田采出水，生产废水，生活污水
	放散燃烧废气、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

4.3 退役期工艺流程及产污环节

4.3.1 退役期工艺流程及产污节点

随着天然气开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终导致天然气井进入退役期。退役期内,将进行井口封固和搬迁,除在井口周围设置围墙外,其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时,还要进行永久性占地等地表植被的恢复。



图 4.3-1 退役期施工工艺流程图

4.3.2 产污环节分析

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

4.4 施工期污染源强核算及治理措施

4.4.1 钻前工程

4.4.1.1 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、遮盖、洒水抑尘等,减少起尘量。

4.4.1.2 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。

4.4.1.3 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 4.4-1 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

4.4.1.4 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，无集中生活垃圾产生。

4.4.1.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.4-2 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

4.4.2 钻井工程

4.4.2.1 废气

钻井工程大气污染主要为备用柴油机运行产生的废气，气体钻阶段产生的粉尘。

(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。

本项目为单钻机平台，钻井阶段每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 6m 高排气筒排放，由于采用轻质合格柴油做燃料，燃烧废气主要为 NO_x、颗粒物、SO₂。根据《大气污染工程师手册》，当空气过剩系数为 1 时，1kg 柴油产生的烟气量约为 11Nm³，一般柴油发电机空气过剩系数为 1.8，则发电机每燃烧 1kg 柴油产生的烟气量为 11×1.8≈20Nm³；根据环评工程师注册培训教材《社会区域》给出的计算参数，柴油机的烟气量可按 12m³/kg 柴油计，根据类比资料及本项目实际特点，烟气量按 13m³/kg 计。NO_x、SO₂ 的排放情况按照原国家环保总局《关于排污费征收核定有关工作的通知》（环发〔2003〕64 号）中有关排放污染物物料衡算的规定，烟尘的排放参考《固定污染物监测质量保证与质量控制技术规划》（HJ/T373-2007）中 5.3.5 提出的方法计算。预测方法如下：

1)NO_x 的产生量

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

式中：G_{NO_x}——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

$$G_{SO_2}=2 \cdot B \cdot S \cdot (1-\eta)$$

式中：G_{SO₂}——二氧化硫排放量，kg；

B——消耗的燃油量，kg；

S——燃料中的全硫份含量，%，轻质柴油取 0.1%；

η——脱硫装置的二氧化硫去除率，%，本项目无脱硫装置。

3)烟尘的产生量

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

式中：——烟尘排放率。优质轻质柴油，取 0.56；

——柴油机烟尘处理效率。

通过上述计算公式，预测主要污染物排放情况见下表。

表 4.4-3 柴油机、发电机组废气污染物排放情况

污染源	平均油耗	烟气量	污染物名	排放速率	排放浓度	排气筒高
-----	------	-----	------	------	------	------

	(kg/h)	(m ³ /h)	称	(kg/h)	(mg/m ³)	度 (m)
3 台柴油动力机	185.16	2407.08	NO _x	0.307	127.65	6
			SO ₂	0.370	153.9	
			颗粒物	0.104	43.08	
1 台柴油发电机	23.14	300.82	NO _x	0.0384	127.65	6
			SO ₂	0.0463	153.9	
			颗粒物	0.01296	43.08	

(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。因此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。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 (15 口井约 3000h)。本项目在压缩空气将携带的岩屑带入沉沙坑前,通过向排砂管内加水洗涤,废水和岩屑进入沉沙坑,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,约 28mg/m³ 废气量约 12000m³/h,则钻井期间粉尘排放速率 336g/h、排放量约为 1.0t。

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 102-4H 井钻采工程 2020 年 7 月 28 日 PM₁₀、PM_{2.5} 厂界外环境空气检测(施工期)结果。

表 4.4-4 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,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

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气,油基泥浆主要成分为白油,废气成分主要为非甲烷总烃,产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井,暂存时间较短;油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域,

定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短。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。

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，预计发生井下复杂工况时单井使用油基泥浆用量约 62m^3 （约 124t），本项目油基泥浆钻井过程中有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中其他油贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.017kg/h，约 0.00017~0.00034t，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 0.0026~0.0051t。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。

(3) 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，放喷天然气立即点过烧掉。按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业，放喷天然气量约 $0.19 \times 10^4\text{m}^3$ ，燃烧后主要污染物为 CO_2 、 NO_x 、颗粒物等。事故放喷时间短，属临时排放。

4.4.2.2 废水

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。

(1) 气体钻阶段除尘废水

经验数据表明，钻井工程气体钻阶段每米进尺用水量约 0.4m^3 ，本项目单井气体钻深约 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 ，则本项目气体除尘总计产生量约 900m^3 。本项目在使用气体钻的过程中，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时向井内注入干燥气体，依靠环空气体的冲力，把岩屑

从井底带回地面的排砂管，在排屑管尾喷淋降尘，产生的污水及岩屑进入沉砂坑，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 4.4-5 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(本项目不在《关于下发“西南工区浅井、中深井、页岩气井钻井废弃物量控制标准”(试行)的通知》分公司工单工程(2019)42号适应范围, 还按照《石油天然气勘探开发污染防治管理办法(西南分公司)》(2007)88)计算), 该办法中废水排放量标准的规定见下表, 本项目平均每米进尺废水产生量均取 $0.06m^3$ 。

表 4.4-6 钻井工程废水排放量标准

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

经验数据表明, 钻井工程常规钻阶段每米进尺新鲜水用水量约为 $0.2m^3$ 。

正常工况下本项目 3000m 以下采用水基泥浆钻井, 因此本项目钻井废水产

生量按照 3000m 以下全部水基钻井计算，具体产生情况见下表。

表 4.4-7 钻井液钻井废水产生量 (单位: m³)

井场	设计井深 (m)	钻井液钻进深度 (m)	新鲜水用量	废水产生量
元坝 6-1H 井场	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
元陆 15-1H 井场	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
元陆 706H 井场	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
元陆 707H 井场	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
元陆 710-1H 井场	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
元坝 221-1H 井场	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
	5000	2000	400	120
合计			6000	1800

注：本次钻井废水计算按照最大井深计算，即*****井深 5000m

由上表可知，新鲜水补充量 6000m³（其中 900m³ 来自空气钻井除尘废水，约 251m³ 来自方井雨水），钻井废水产生量约 1800m³。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。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，及时拉运至有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。根据对袁家气田水处理站的调查，四川省内钻井废水的 COD 普遍在 200~5000 之间，中石化西南油气分公司安全环保处于 2016 年 3 月对袁家污水处理站原水的监测结果基本符合上述统计。本项目钻井废水的主要污染物浓度见下表。

表 4.4-8 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 除外)					
	pH	COD _{Cr}	SS	石油类	氨氮	氯化物
水基钻井液钻进后废水	7~10	200~6000	50~200	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。根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统计分析单井洗井废水产生量约 90m³，则本项目洗井废水总计产生量约 1350m³。洗井废水均进入废水收集罐中进行暂存，及时拉运至有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理，就近拉运处理。

经类比调查，洗井废水水质情况见下表。

表 4.4-9 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 除外)				
		pH	CODcr	SS	石油类	氯化物
洗井废水	90	6.5~9	≤2000	≤200	≤80	≤2500

(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 0.1m³，则生活用水量约 4.5m³/d，本项目单井钻井周期按 214d/井计，则本项目单井生活用水总量约 963m³。排污系数为 0.8，则生活污水量单井约为 770.4m³，总计约 11556m³。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，由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市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 16m²，则方井雨水量约为 16.7m³/单井，共计 251m³，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。

4.4.2.3 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 ZJ50 型钻机，根据类比调查，本项目机械噪声源强值见下

表。

表 4.4-10 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	90~100	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	85~105	机械	昼夜连续		固定声源
	增压机	2 台	75~85	空气	昼夜连续		固定声源
	空压机	6 台	80~85	动力	昼夜连续		固定声源
停电	柴油机	3 台	90~95	机械	连续	固定声源	
	发电机	1 台	85~90	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 3h	固定声源	

4.4.2.4 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~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 $840\text{m}^3/\text{井}$ ，本项目空气钻阶段钻井固废总计产生量为 12600m^3 。钻井岩屑属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，其中清水池和应急池后期应拆除完毕后再回填。

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：①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；②在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；③完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；④钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆；⑤钻井完成后剩余的不可回用的废钻井泥浆。废钻井泥浆主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和硫化褐煤。

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。

本项目 3000m 以下采用水基泥浆钻井,水基钻井过程中会产生废钻井泥浆、岩屑等,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 $560\text{m}^3/\text{井}$,本项目水基钻井固废总计产生量为 8400m^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资质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(滤饼)经螺旋传输器进入废渣收集罐,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。

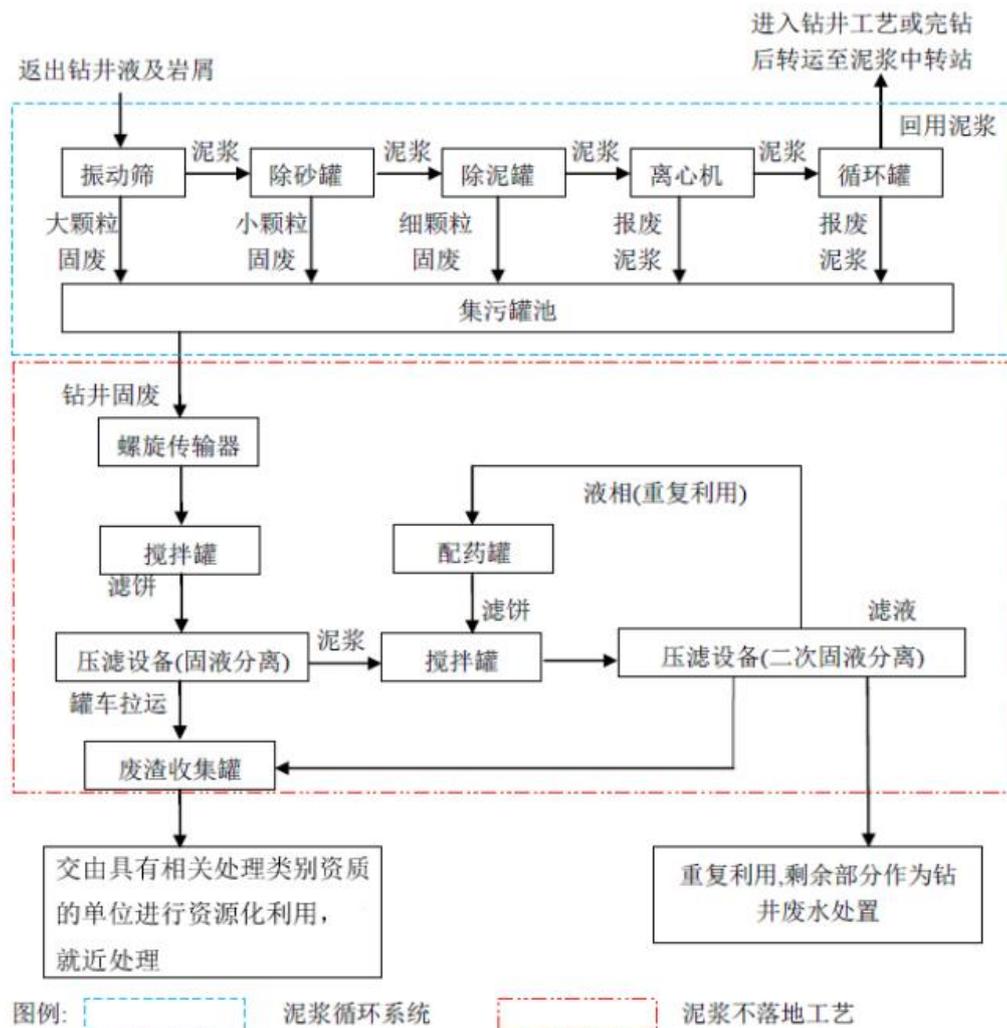


图 4.4-1 泥浆不落地工艺流程图

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 30m³，本项目共产生顶替泥浆约 450m³（900t），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）

本项目钻井作业采用“空气钻+水基泥浆钻进”，但是钻井过程中若井下发生复杂工况的时候则需改成油基泥浆钻进。本次设计新钻 15 口井，按照所有井的造斜和水平段（约 1500m）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2880t。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、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 4.5m^3 。产生的废油由施工单位统一收集并综合利用,若不能全部回用,剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理。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。

(4) 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6t。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。

(5) 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214d/井计,则本项目生活垃圾总量约72.2t。施工作业场地设垃圾收集桶,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 4.4-4 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	900t	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	2880t	油基钻井	半固态	岩石、白油等	白油	复杂工况10~20d	T	收集后暂存于危废暂存间，交有资质单位处理
含油固废	HW08	900-249-08	3.6m ³	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	钻井期间	T、I	收集后暂存于危废暂存间，交有资质单位处理

4.4.2.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.4-5 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	少量	燃油采用合格的轻质柴油成品	少量
	气体钻井废气	粉尘(TSP)	/	排砂管内喷水除尘	1.0t
	油基泥浆钻井时产生的有机废气	非甲烷总烃	0.105~0.195t	无组织排放	0.105~0.195t
	事故放喷废气	NO _x 、CO ₂ 、颗粒物	短期排放，点火燃烧处理，主要产物为CO ₂ 、NO _x 、颗粒物等。		
废水	气体钻降尘水	SS	900m 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	1800m ³	收集后及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理	3150m ³
	洗井废水		1350m ³		
	生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	11556m ³	由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市生活污水厂处理达标后外排	11556m ³
方井雨水	SS和石油类	251m ³	井场隔油罐内处理后，回用于水基泥浆调配用水	0	
噪声	机械噪声	/	80~105dB	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	75~100dB

类别	污染源	主要污染物	产生量	防治措施	排放量
				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	
固废	钻井固废	空气钻阶段	岩屑 12600 m ³	钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填	0
		水基钻阶段	岩屑和废弃泥浆 8400m ³	收集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)	
		油基钻阶段	顶替泥浆	450m ³	
	含油岩屑和废油基泥浆		2880t	0t	
		废油	油类物质 4.5m ³	由施工单位统一收集并综合利用,若不能全部回用,剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理	/
		废包装材料	包装袋等 6t	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	/ 72.2t	委托当地环卫部门处理	72.2t

4.4.3 储层改造(压裂作业)

4.4.3.1 废气

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。

4.4.3.2 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600m³。产污系数取0.8,则生活污水量480m³,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,由生态厕所收集预处理后,拉运至附近城市生活污水处理厂处理达标后外排。

4.4.3.3 噪声

本项目采用加砂压裂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 4.4-6 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, 60~1000 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
	奔驰混砂车	1 台	85~90	机械	连续		固定声源

4.4.3.4 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 3.0t。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处置。

4.4.3.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.4-7 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
废水	生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	480m ³	由生态厕所收集预处理后, 拉运至附近城市生活污水厂处理达标后外排	480 m ³
噪声	机械噪声	/	85~105dB	低噪声设备, 避免夜间施工	85~105dB
固废	生活垃圾	/	3.0t	收集在生活垃圾桶中, 委托当地环卫部门处理	3.0t

4.4.4 完井测试

4.4.4.1 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所钻井的产气量和测试时的释放量, 一般产量大的井, 其放喷量也较大。根据类比区域内同地层气井, 测试放喷时无阻天然气量最大为 $18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 测试放喷时间一般为 4~6h, 约放喷天然气 $4.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 。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, 废气排放属不连续排放。由于本项目须家河组气井为不含硫化氢天然气其燃烧主要污染物为 CO₂、水蒸气、NO_x、颗粒物等, 属短期排放。

4.4.4.2 废水

(1) 压裂返排液

钻井作业钻至目的层,井筒清洗干净后,进行加砂压裂工艺,压入地层的压裂液会在排液测试阶段从井底里陆续返排出来(返排液),返排液即为压返液,也叫压裂废水。根据类比调查,本项目水平井需压裂液约 1500m³,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 9000m³。

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 4.4-15,返排液水质情况见表 4.4-16 所示。

表 4.4-8 单井压裂液用量及返排液量

井型	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)
水平井	1500	600	10~15	40~60

表 4.4-9 压裂返排液水质

废水种类	主要污染物浓度(mg/L, pH:无量纲)				
	pH	CODcr	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,少部分酸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。压裂返排液暂存于压裂液重叠罐后及时拉运至项目区域附近有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。

(2) 生活污水

完井测试技术人员在周围农户家吃住,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。

4.4.4.3 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 4.4-10 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	/	95~105	气流噪声	测试 4~6h	固定声源

4.4.4.4 固废

完井测试技术人员在周围农户家吃住，生活垃圾不集中产生和排放。

4.4.4.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.4-11 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	NO _x 、CO ₂ 、颗粒物	短期排放，点火燃烧处理，主要产物为 NO _x 、CO ₂ 、颗粒物等。		
废水	压裂返排液	石油类、COD 及氯离子等	9000m ³	收集后及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。	9000m ³
	施工人员生活污水	COD、BOD ₅ 及氨氮等	不集中产生	利用农户已有的设施进行收集处置	/
噪声	放喷气流噪声	/	95~105dB	夜间不施工作业	95~105dB
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	/

4.4.5 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。

4.4.5.1 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。

4.4.5.2 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。

4.4.5.3 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。

4.4.5.4 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钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。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 4.4-12 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	/

4.4.6 地面集输工程

地面集输工程包括采气站场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。

4.4.6.1 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 C_xH_y 、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。

4.4.6.2 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

本项目集输管道和站内管道全线均采用清水试压，预计每座采气站内部工艺管网试压用水约 $5m^3$ ，新建 DN150 天然气集输管线 11.94km，预计产生试压用水约 $300m^3$ ，产污系数按照 0.9 计，则本项目试压废水产生量约 $270m^3$ 。

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,就近排入非环境敏感水体。

为了防止试压废水对基本农田保护区土壤产生影响,本环评要求基本农田保护区段管道试压废水经收集后运往远离基本农田保护区区域附近的非环境敏感水体进行排放,严禁在基本农田保护区范围内就地排放。

(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。

4.4.6.3 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 4.4-20 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

4.4.6.4 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 11.94km（同沟敷设只按照一种管线长度统计），则管道施工废料产生量为 2.4t。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。

4.4.6.5 污染物排放统计

污染物排放量统计见下表。

表 4.4-13 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	270m ³	经简易的沉淀池沉淀处理后，就近排入非环境敏感水体	270m 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、运输车辆等	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	2.4t	由施工单位回收利用	2.4t
	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

4.4.7 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

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

本项目运营期永久占地面积约 3.0hm²，施工期临时占地约 18.7hm²。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，对环境的影响较小。

(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。

4.4.8 施工期“三废”汇总表

综上所述，本项目施工期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表 4.4-14 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

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施	
	气体钻阶段产生的粉尘	TSP	/	1.0t	排砂管内喷淋除尘	
	油基泥浆钻井时产生的有机废气	非甲烷总烃	0.105~0.195t	0.105~0.195t	无组织排放	
	测试放喷废气	NO _x 、CO ₂ 、颗粒物	短期排放, 点火燃烧处理, 主要产物为NO _x 、CO ₂ 、颗粒物等。			
	焊接烟尘	烟尘	间断排放, 排放量小			
	防腐废气	非甲烷总烃	间断排放, 排放量小			
废水	气体钻降尘水	SS	900m 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	
	方井雨水	SS 和石油类	251m ³	0	井场隔油罐内处理后, 回用于水基泥浆调配用水	
	钻井废水	石油类、悬浮物、COD	1800m ³	1800m ³	收集后及时拉运至有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理	
	洗井废水	及氯化物等	1350m ³	1350m ³		
	压裂返排液	石油类、SS 和 COD 等	9000m ³	9000m ³		
	管道试压废水	SS	217m ³	217m ³	经简易的沉淀池沉淀处理后, 就近排入非环境敏感水体	
	生活污水	CODCr、BOD ₅ 、SS 等	12036m ³	12036m ³	由生态厕所收集预处理后, 拉运至附近城市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	
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在房间内, 隔声并安装减震垫层; 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	12600m ³	0	钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填
		水基钻阶段	泥浆和岩屑等	8400m ³	0	经泥浆不落地工艺进行固液分离, 固相收集后交由具有相关处理类别资质的单位进行资源化利用(砖厂或水泥厂等), 就近处理
		油基钻阶段	顶替泥浆	900t	0	收集后交由具有相应危废处置资

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施
	段	含油岩屑和废油基泥浆	2880t	0	质单位妥善处置
	废油	润滑油等	4.5m ³	/	由施工单位统一收集并综合利用,若不能全部回用,剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理
	生活垃圾	/	72.2t	72.2t	集中收集后委托当地环卫部门处理
	废包装材料	包装袋等	6t	0	集中收集后施工队自己回用部分,剩余部分送当地废品回收站处理
	清管试压废渣	灰尘、铁锈等	0.5t	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	2.4t	/	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、采气井场地面工程建设	运营期永久占地面积约 3.0hm ² , 施工期临时占地约 18.7hm ² , 地表、植被破坏, 水土流失			施工完后, 临时占地恢复 原有使用功能, 进行植被 恢复工作
风险	钻井期环境风险主要是井喷事故, 天然气井喷对附近人群生命财产造成伤害与损失				

4.5 运营期污染源强核算及治理措施

4.5.1 废气

本项目输气管线进出站场、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; 非正常运行状态主要有清管废气、检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。

4.5.1.1 水套炉废气

本项目各采气站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。水套加热炉在运行过程中使用站场自产的天然气作燃料, 由于天然气中不含硫, 燃烧后产生的废气含 CO₂、NO_x、颗粒物和 H₂O, 其中主要污染物通过 8m 高排气筒排放, 排放方式为连续排放。水套加热炉的相关设计参数见下表。

NO_x 废气量均参照《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 4.5-1。各采气站水套加热炉热负荷、年耗量和废气产生量见下表 4.5-2 所示。

表 4.5-1 水套加热炉相关设计参数

水套加热炉功率	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)	耗气量 (m ³ /d)	排放时间 (h/a)	排放工况	烟气出口温度 (°C)
120kw	8	0.2	300	8760	连续	130

表 4.5-2 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	136259.17
氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71
烟尘	千克/万立方米-原料	2.4

表 4.5-3 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	1492037.91	0.026	0.003	17.613	0.026	0.003	17.613
NO _x	1492037.91	0.205	0.023	137.312	0.205	0.023	137.312

表 4.5-4 各采气场站水套加热炉产污情况表

采气站	热负荷 (kw)	天然气年耗量 (万 m ³)	数量/台	天然气年总耗量 (万 m ³)	NO _x 量 (t/a)	烟尘 (t/a)
元坝 6-1H 站场 (原元坝 6)	120KW	11.0	2	22.0	0.412	0.053
元陆 15-1H 站场 (原元陆 15)	120KW	11.0	3	33.0	0.617	0.079
元陆 706H 站场	120KW	11.0	2	22.0	0.412	0.053
元陆 707H 站场	120KW	11.0	2	22.0	0.412	0.053
元陆 710-1H 站场	120KW	11.0	3	33.0	0.617	0.079
元坝 221-1H 站场 (原元坝 221)	120KW	11.0	3	33.0	0.617	0.079
合计			15	165	3.087	0.396

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。

4.5.1.2 清管、检修及事故废气

正常运行时,采气站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)。

本项目每个采气站每年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天然气通过10m高放散系统(安装自动点火装置)燃烧后排放。事故产生时,井站内安装有自动截断阀,能够在短时间内迅速关闭阀门,根据类比分析,井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放散气量,各井站检修、清管和事故天然气排放量约 $50\text{m}^3/\text{a}$ 。

设备检修时间比较短,且气量较小,天然气直接通过10m高放散系统(安装自动点火装置)燃烧后排放。由于本项目天然气不含硫化氢,且天然气属于清洁能源,燃烧后的污染物主要为 NO_x 和TSP,对环境影响较小。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,本项目放空天然气燃烧后排放,符合要求。

4.5.2 废水

在正常情况下,本项目管道运营期间无废水产生,由于天然气输送采用密闭输送,管道沿线没有泄露废水等过程,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。

4.5.2.1 气田水

根据元陆12井(*****)2013年10月16至今累计产气 $8695\text{万}\text{m}^3$,产水 796.4m^3 ,元坝气田*****)气田水约每十万方天然气产气田水约 1m^3 。本项目最大配产产气量约75万方/天,则采气废水最大日产生量约 $7.5\text{m}^3/\text{d}$ ($2737.5\text{m}^3/\text{a}$),随着后期各井气量的减少,各井采气废水的产生量也将减少,本评价按照最大量计。气田水主要包括气田采出水以及返排压裂液,采气废水主要污染物为COD、SS和氯化物等。根据类比气田水水质情况见下表。

表 4.5-5 气田采出水主要污染物浓度

废水种类	废水产生量 (m ³ /d)	主要污染物浓度(mg/L,pH 无量纲)			
		pH	COD _{Cr}	氯化物	SS
气田采出水	7.5	6.5~10	250~8277	0.71~466	50~400

本项目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污水罐(2个 20m³)暂存,接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施,污水罐密闭,及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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。

4.5.2.2 生活污水

每个采气站常驻人口约 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,总计生活污水产生量约 0.96m³/d(350.4m³/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,由生态厕所收集预处理后,拉运至城市生活污水厂处理达标后外排。

4.5.2.3 设备检修废水

每座采气站每年需进行 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 21.6m³/a,主要污染物有 SS、石油类。

本项目设备检修废水及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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。

4.5.3 噪声

本项目运营期正常工况时,噪声源主要集中在采气站的水套加热炉和分离器等设备间。噪声大小与天然气产量有关,一般天然气产量越大,噪声也越大。据调查,其声级值见下表。

表 4.5-6 采气站噪声源及声值

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
放散系统	100~110	间断	/

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。

4.5.4 固废

4.5.4.1 生活垃圾

本项目采气生产期间每座采气站值班人员 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(约 12kg/d),则本项目总计生活垃圾产生量为 4.38t/a。通过在采气站内设置垃圾收集桶,将垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统交由环卫部门处理。

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。

4.5.4.2 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。根据类比分析每个采气站产生的清管废液量平均约为 1m³/a,产生总量约 6m³/a。天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理。

4.5.4.3 废油

采气站设备定期维护会产生废润滑油,每个井场产生量约 0.1t/a,则本项目共计产生约 0.6t/a,属于危险废物(HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液,代码:900-007-09)。产生的废油由设备维护单位统一收集并综合利用,若不能全部回用,剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理。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。

表 4.5-7 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	危险性	污染防治措施
含油固废	HW08	900-249-08	0.6t/a	工艺设备	半固态	废润滑油	润滑油	运营期	T、I	统一收集并综合利用,若不能全部回用及时交有资质单位处理

4.5.5 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 4.5-8 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	NOx	3.087t/a	3.087 t/a	经 8m 高排气筒排放
		烟尘	0.396 t/a	0.396 t/a	
	清管、检修及事故废气	经放散管燃烧后排放			
废水	气田水	COD、硫化物、SS 和氯化物等	7.5m ³ /d	7.5m ³ /d	用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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
	设备检修废水	SS、石油类	21.6m ³ /a	21.6m ³ /a	
	生活污水	CODCr、BOD ₅ 、SS 等	0.96m ³ /d	0.96m ³ /d	
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	4.38t/a	4.38t/a	集中收集后委托当地环卫部门处理
	生产固废	清管废渣	6m ³ /a	6m ³ /a	天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理
	废油	废润滑油	0.6t/a	0.6t/a	由设备维护单位统一收集并综合利用,若不能全部回用,剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理
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、采气站事故时的天然气放空,对附近人群生命财产造成伤害与损失				

4.6 退役期污染源及污染物排放情况

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

4.7 本项目产排污和工程取水量总体水平

鉴于本项目按照“总体部署,分区开发,滚动实施”开发方式,计划从 2021 年开始实施,2023 年全部建成投产,故 2024 年前,钻井井场、采气站场、集输管线等单项工程的施工和运营阶段重叠,为考虑区域资源利用上线、环境质量底线,本评价根据本项目开发时序,确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合元坝气田先期实施的单项工程产排污情况,单项工程废气(主要施工机具废气)和噪声影响范围小,各井场间无叠加影响,不会改变区域环境空气和声环境功能区划,故本项目环境空气和声环境影响考虑单项工程的环境影响,废水

(主要为钻井废水、压裂返排液和气田水)、固废(钻井固废)考虑项目整体产排污水平、区域环境影响和依托的环保工程接收能力。

本项目工程内容由6座钻井井场(15口井)组成,主要针对15口钻井的产排污水平进行分析,钻井工程施工及投产进度见下表。

表 4.7-1 产能建设部署一览表(单位:口)

项目	2021年	2022年	2023年	小计
开钻井	6	6	3	15
压裂完成	0	6	9	15
投产井	0	6	9	15

4.7.1 本项目总体废水产排污水平

根据本项目部署的各井场(钻前、钻井、压裂、排液试气)工艺环节产排污分析:钻前施工无废水外排;钻井施工采用“泥浆循环和泥浆不落地工艺系统”处理,钻进过程中除尘废水回用于除尘和配置水基泥浆;钻井废水和洗井废水,收集后及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理;测试放喷压裂液返排液收集后及时拉运至附近有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理

气田水及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝29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。

表 4.7-2 本项目井场废水处理措施

名称	阶段	废水名称	处置措施
井场	钻井阶段	除尘废水	回用于除尘和配置水基泥浆
		钻井废水、洗井废水	收集后及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理
	完井测试阶段	压裂返排液	
	运营期	气田水	及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝29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。

4.7.1.1 废水产生量

本项目通过各单项工程各阶段污废水产生特点,结合整个项目建设、运行时期各单项工程所处阶段,以整个项目为单位核算废水产排污情况。

(1) 除尘废水、钻井废水和洗井废水

本项目各井场气体钻井作业除尘废水回用于除尘和配置水基泥浆。完钻阶段剩余钻井废水为 120m³/井，洗井废水产生量为 90m³/井。结合本项目施工及投产进度安排，钻井废水和洗井废水产生总量为 3150m³。根据下表可知：2023 年钻井废水和洗井废水产生量最大，最大量为 1890 m³/a。钻井废水和洗井废水收集后，及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。

表 4.7-3 本项目钻井废水和洗井废水产生量 (单位: m³)

项目	2021 年	2022 年	2023 年
钻井废水	0	720	1080
洗井废水	0	540	810
小计	0	1260	1890

钻井废水最大日排放量：本项目单井钻井废水产生量约 120m³，钻井周期为 193~214d，平均按 200d 计，则单井钻井废水排放量为 0.6m³/d。由于各井场均为一口井完钻后再实施下一口井的钻井，结合本项目施工及投产进度安排，每天区域内同步钻井数量最大为 6 口井，因此本项目钻井废水日排放量为 6 口井的钻井废水日排放量之和即 3.6m³/d。

(2) 压裂返排液

根据中石化西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析水平井一般需压裂液 1500m³，反排率按 40%计，则水平井压裂返排液约 600m³，结合本项目施工及投产进度安排，压裂返排液总量为 9000m³。元坝气田 2023 年压裂完井数量最多，预计 2023 年为压裂返排液最大产生年，最大量为 5400m³/a，压裂返排液收集后，及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。

表 4.7-4 本项目压裂返排液产生量 (单位: m³)

项目	2021 年	2022 年	2023 年
压裂返排液	0	3600	5400

压裂返排液最大日排放量：本项目压裂后开井返排周期一般时长 10~15d，日排量约 40~60m³/d，根据建设单位提供的区块压裂设计方案，同一个区块同一时间仅一套压裂设备进行压裂，因此，区域内压裂返排液最大日排放量按照单井最大压裂返排液产生量计算，约 60m³/d。

(3) 气田水

根据元陆 12 井 (*****) 2013 年 10 月 16 至今累计产气 8695 万 m^3 , 产水 796.4 m^3 , 则本项目****气田水约每十万方天然气产气田水约 $1m^3$ 。本项目全部产能建设项目建成投产后, 最大配产为 $75 \times 10^4 m^3/d$ 的规模, 本工程采气废水产生量约 $7.5m^3/d$ 。气田水及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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。

4.7.1.2 工程取水量分析

根据本项目施工及投产进度安排, 水平井单口井压裂用水量约为 $1500m^3/井$ 。气体钻井阶段每米进尺用水量约 $0.4m^3$, 水基泥浆钻井阶段每米进尺用水量约 $0.2m^3$, 2021-2023 年钻井和压裂井总数为 15 口, 钻井和压裂用水总取水量为 $37699m^3$ 。2021-2023 年取水量统计见下表:

表 4.7-5 本项目工程取水量统计 (2021~2023) (单位: m^3)

项目	2021 年	2022 年	2023 年	总计
钻井取水	9600	9600	4800	24000
洗井取水	540	540	270	1350
压裂液配置取水	0	9000	4500	13500
除尘废水回用于泥浆配置量	360	360	180	900
方井雨水回用于泥浆配置量	100	100	51	251
取水量小计	9680	18680	9339	37699

4.7.2 总体固废产排污水平

根据产排污分析, 本项目产生的固废主要为钻前土建施工、管道敷设开挖产生的临时土石方、钻井施工产生的钻井固废、运营期主要为采气站内采集气管线清管废渣。根据气田内已实施的各单项工程项目实际产排污情况, 钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现平衡, 无集中弃土产生; 运营期天然气管线清管废渣产生量较少, 清管废渣收集后交环卫部门处理; 主要的固废为钻井阶段各井场钻井作业产生的废泥浆和岩屑, 其中钻井固废(水基钻井和气体钻井)外运地方砖厂或水泥厂进行资源化利用, 为便于分析地方砖厂、水泥厂处置能力是否匹配本项目, 本评价结合本项目开发时序计算井区固废总体排污水平。

据产能建设及勘探项目部统计, 钻井固废单位进尺产生量总量控制在

0.28m³/m 左右,则本项目空气钻阶段钻井固废总计产生量为 12600m³;水基钻井固废总计产生量为 8400m³。若每口井均发生井下复杂工况,则水基泥浆转油基泥浆钻井时顶替泥浆共产生约 450m³ (900t),油基岩屑及废泥浆总计产生量约 3000t。则结合本项目开发时序,井场钻井固废产生情况统计见下表,钻井固废总量为 21000m³,最大产生年 2021 和 2022 年年产生量为 8400m³。

表 4.7-6 本项目钻井固废产生量

项目	2021 年	2022 年	2023 年	总计
钻井固废 (一般工业固废)	8400m ³ (16800t)	8400m ³ (16800t)	4200m ³ (8400t)	21000m ³ (42000t)
油基岩屑、顶替泥浆 (危废)	780m ³ (1560t)	780m ³ (1560t)	390m ³ (780t)	1950m ³ (3900t)

5 区域自然环境概况

5.1 地理位置

本项目井场及地面集输工程建设占地位于四川省广元市苍溪县。

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°37′~32°10′，东经 105°43′~106°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。

本项目所在地理位置见附图 1。

5.2 地形、地貌

本项目井场及地面集输工程位于四川省广元市苍溪县。项目区域地形图见附图 2。

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皱带和川中褶皱带。以苍溪向斜为界，其西北为川西褶皱带，其东北南为川中褶皱带。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。

5.3 水文

5.3.1 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。

嘉陵江从剑阁县鸯溪乡流入苍溪县鸳溪乡水晶坪，蜿蜒流经亭子、浙水、马桑、回水、庙埡，绕县城纳九曲湫后折向南，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，急湾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。

插江又名凿水，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。

5.3.2 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 $0.37\sim 0.65$ 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 $300\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $50\text{m}^3/\text{d}$ 。

5.4 气候、气相

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 -8.9°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 1100~1300 毫米之间，东部低山区多在 900~1200 毫米之间，西南部深丘地区多在 800~1100 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 460~600 毫米之间，占全年总降雨量 46~50%；秋季次之，为 280~350 毫米之间，占全年总降雨量 26~32%；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 67~79%之间，年平均相对湿度 73%。极端最小相对湿度 7%，出现在 1983 年 3 月 16 日；最大相对湿度出现在 9 月和 10 月，分别达 80%和 79%；最小相对湿度出现在 3 月和 4 月，均达 68%。

5.5 土壤、动植物资源

5.5.1 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。

5.5.2 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。

5.6 地震概况

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盘地的川西褶皱带和川中褶皱带。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。总的看来，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。

据 2008 年 6 月中国地震局发布的《四川、甘肃、陕西部分地区地震动峰值加速度区划图、地震动反应谱特征区划图》差得，规划区地震动峰值加速度为 0.05g，动反应谱特征周期 0.40s，对应地震基本烈度为 VI 度，区域构造稳定性好。

5.7 地质地貌

5.7.1 地层岩性

5.7.2 钻遇地层岩性

5.7.3 地质构造

5.8 水文地质条件

5.8.1 地下水类型

(1) 地下水类型

(2) 地下水富水性

红层区地下水的富水性主要决定于基岩裂隙类型，基岩裂隙的发育类型则主

要取决于基岩的岩性。在岩性岩相、地质构造、裂隙类型相同的情况下，地下水富水性主要受微地貌控制。一般来说，低洼沟谷比斜坡和山（丘）顶相对富水。根据区内“红层找水”抽水试验，结合地面调查，按照红层地区单井出水量（井深 $\leq 25\text{m}$ ）将调查区划分为以下四个区。

表 5.8-1 红层丘陵区地下水富水性分区表

等级	单井出水量 (m^3/d)	水量特点	相对位置
I	>20	水量丰富区	水文地质条件良好的沟谷，区内零星分布
II	$5\sim 20$	水量较丰富区	汇水条件良好的沟谷，局部地段
III	$0.3\sim 5$	水量一般区	一般沟谷、缓坡带、规模较大的平台，区内广泛分布
IV	<0.3	水量贫乏区	分水岭、陡倾斜坡带，区内分布广泛

5.8.2 地下水补给、径流、排泄条件

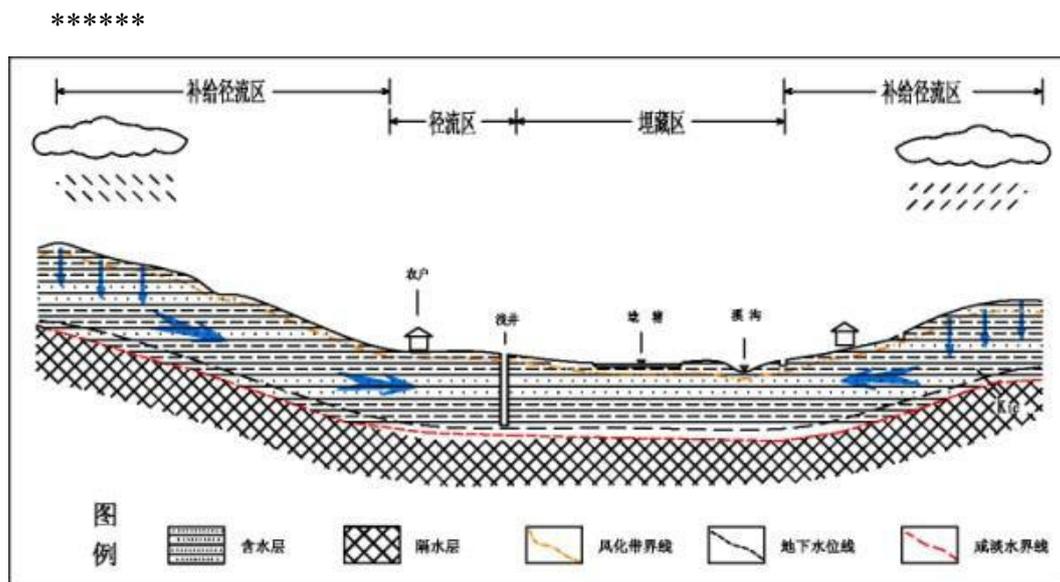


图 5.8-1 红层丘陵区地下水补、径、排示意图

5.8.3 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 5.8-2 东河水文地质单元水样水化学因子当量浓度及水化学类型(单位: meq/L)

监测点位	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	水化学类型
JC1#	0.04	0.38	5.30	0.68	0.21	0.45	5.15	0.00	$\text{HCO}_3\text{-Ca}$
JC2#	0.03	0.86	6.85	0.79	0.65	0.65	5.89	0.00	$\text{HCO}_3\text{-Ca}$
JC3#	0.03	0.60	6.05	1.16	0.06	0.50	6.61	0.00	$\text{HCO}_3\text{-Ca}$

监测 点位	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	水化学类型
JC4#	0.08	0.65	3.78	0.79	0.41	0.32	3.93	0.00	HCO ₃ -Ca
JC5#	0.02	0.54	4.27	0.71	0.21	0.41	4.31	0.00	HCO ₃ -Ca
JC6#	0.05	0.26	2.85	0.51	0.23	0.24	2.87	0.00	HCO ₃ -Ca
JC7#	0.02	0.15	3.49	0.37	0.04	0.20	3.16	0.00	HCO ₃ -Ca
JC8#	0.04	0.74	6.30	1.38	0.76	0.87	5.44	0.00	HCO ₃ -Ca
JC9#	0.04	0.61	7.30	1.47	0.77	0.69	6.34	0.00	HCO ₃ -Ca
JC10#	0.03	0.57	5.45	1.39	0.37	0.52	5.49	0.00	HCO ₃ -Ca
JC11#	0.03	0.73	6.40	1.80	0.66	0.69	6.72	0.00	HCO ₃ -Ca
JC12#	0.04	0.55	6.90	1.52	0.61	0.65	6.21	0.00	HCO ₃ -Ca
JC13#	0.69	0.94	5.95	1.40	0.49	0.93	6.08	0.00	HCO ₃ -Ca
JC14#	0.02	0.46	8.20	1.52	1.74	0.54	5.97	0.00	HCO ₃ -Ca
JC15#	0.04	0.97	7.40	1.93	0.34	1.16	6.23	0.00	HCO ₃ -Ca
JC16#	0.03	0.56	6.80	1.12	0.55	0.67	5.95	0.00	HCO ₃ -Ca
JC17#	0.04	1.62	2.49	1.12	0.31	0.71	4.10	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC18#	0.03	1.80	2.33	1.06	0.48	0.75	3.62	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC19#	0.01	1.60	3.30	0.49	0.37	0.50	4.36	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC20#	0.01	1.64	3.54	0.40	0.28	0.90	4.25	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC21#	0.01	1.44	3.45	0.46	0.34	0.94	3.84	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC22#	0.04	3.22	4.82	1.69	0.70	0.81	7.69	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC23#	0.04	3.83	4.36	1.75	0.87	0.98	7.48	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC24#	0.04	1.82	2.50	1.11	0.45	0.75	3.97	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC25#	0.05	1.49	2.72	0.57	0.28	0.25	4.02	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC26#	0.04	1.79	2.74	0.52	0.39	0.42	4.15	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC27#	0.04	2.01	3.10	0.51	0.51	0.52	4.82	0.00	HCO ₃ -Na • Ca
JC28#	0.05	1.48	2.79	0.62	0.31	0.29	4.08	0.00	HCO ₃ -Na • Ca

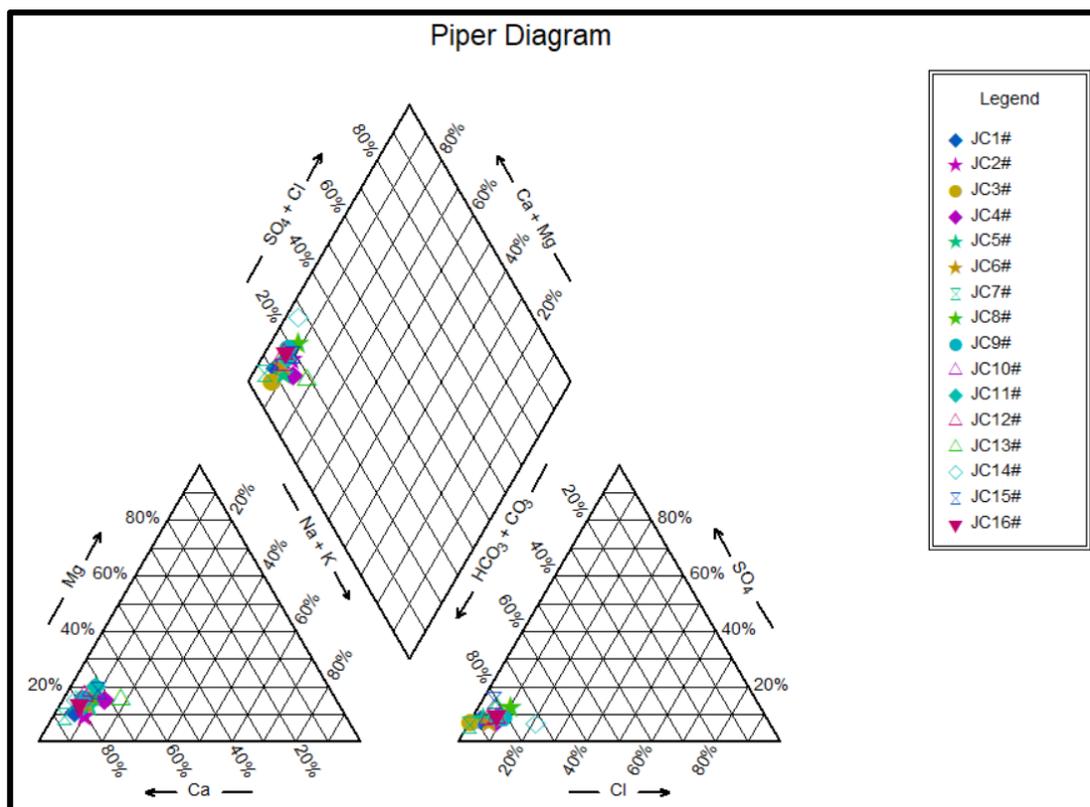


图 5.8-2 水样 piper 三线图 (JC1#~JC16#)

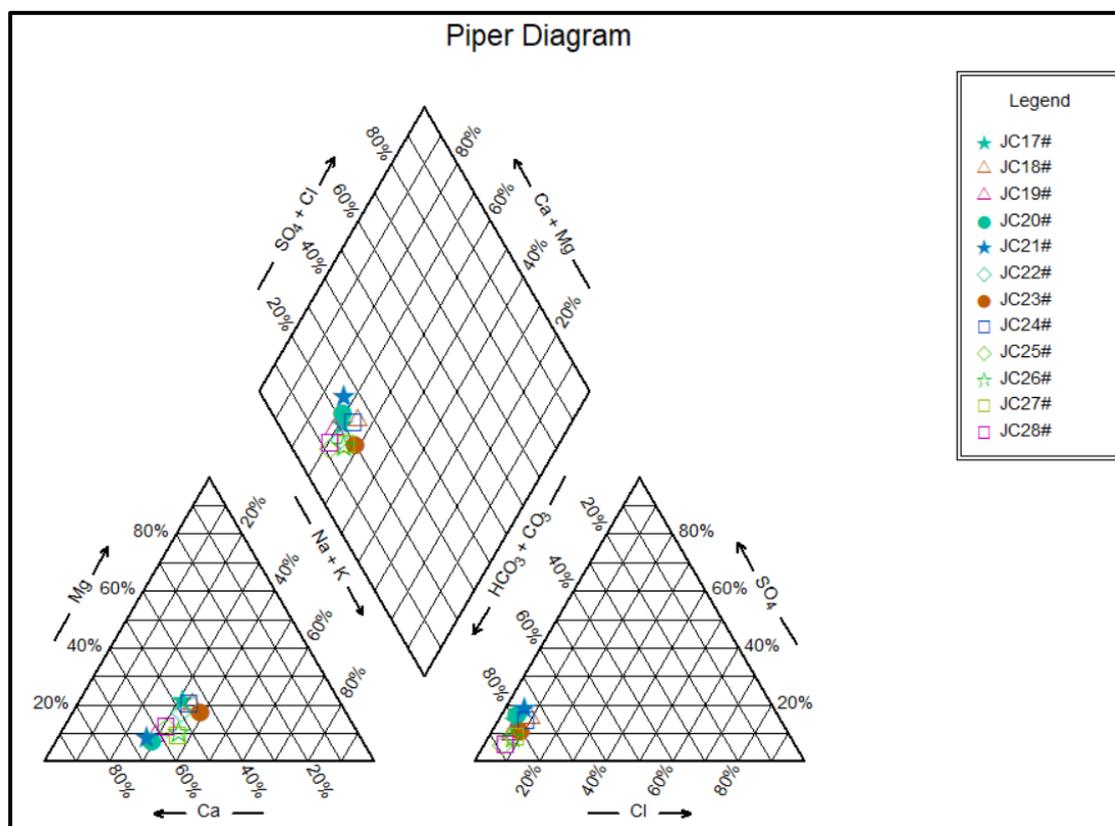


图 5.8-3 水样 piper 三线图 (JC17#~JC28#)

根据统计结果，本项目区地下水 pH 介于 6.7~8.4，呈弱碱性，矿化度介于 0.18~0.54g/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。

5.8.4 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过见下表。

表 5.8-3 地下水水位统计

点位	经度 (E)	纬度 (N)	井口高程	水位埋深 (m)	水位 (m)
SW1	*****	*****	630	0.09	629.91
SW2	*****	*****	484	0.21	483.79
SW3	*****	*****	504	0.27	503.73
SW4	*****	*****	889	1.13	887.87
SW5	*****	*****	595	0.13	594.87
SW6	*****	*****	451	0.51	450.49
SW7	*****	*****	901	2.13	898.87
SW8	*****	*****	743	0.11	742.89
SW9	*****	*****	578	0.61	577.39
SW10	*****	*****	574	0.12	573.88
SW11	*****	*****	402	0.41	401.59
SW12	*****	*****	481	0.53	480.47
SW13	*****	*****	493	0.53	492.47
SW14	*****	*****	520	0.12	519.88
SW15	*****	*****	462	0.29	461.71
SW16	*****	*****	488	0.21	487.79
SW17	*****	*****	582	0.28	581.72
SW18	*****	*****	902	0.14	901.86
SW19	*****	*****	533	0.11	532.89
SW20	*****	*****	896	0.61	895.39
SW21	*****	*****	608	0.27	607.73
SW22	*****	*****	461	0.31	460.69
SW23	*****	*****	902	1.07	900.93
SW24	*****	*****	719	0.41	718.59
SW25	*****	*****	570	0.2	569.8
SW26	*****	*****	584	0.11	583.89
SW27	*****	*****	426	1.24	424.76
SW28	*****	*****	480	1.16	478.84
SW29	*****	*****	494	1.2	492.8

点位	经度 (E)	纬度 (N)	井口高程	水位埋深 (m)	水位 (m)
SW30	*****	*****	509	3.85	505.15
SW31	*****	*****	453	0.12	452.88
SW32	*****	*****	423	1.36	421.64
SW33	*****	*****	914	2.26	911.74
SW34	*****	*****	867	3.11	863.89
SW35	*****	*****	848	2.03	845.97
SW36	*****	*****	510	1.5	508.5
SW37	*****	*****	418	2.03	415.97
SW38	*****	*****	413	2.09	410.91
SW39	*****	*****	476	1.53	474.47
SW40	*****	*****	525	2.55	522.45
SW41	*****	*****	436	1.07	434.93
SW42	*****	*****	649	2.12	646.88
SW43	*****	*****	754	1.00	753
SW44	*****	*****	596	1.09	594.91
SW45	*****	*****	508	1.03	506.97
SW46	*****	*****	497	1.5	495.5
SW47	*****	*****	510	1.17	508.83
SW48	*****	*****	510	1.11	508.89
SW49	*****	*****	503	2.21	500.79
SW50	*****	*****	508	1.53	506.47
SW51	*****	*****	452	2.03	449.97
SW52	*****	*****	453	1.1	451.9
SW53	*****	*****	457	1.3	455.7
SW54	*****	*****	912	3.12	908.88
SW55	*****	*****	902	1.5	900.5
SW56	*****	*****	754	2.02	751.98

6 环境质量现状调查与评价

6.1 环境空气质量现状

6.1.1 区域环境空气质量达标情况

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（2019年）环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。

根据苍溪县生态环境局网站公开发布的《苍溪县 2019 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 6.1-1 苍溪县 2019 年度空气质量现状评价表

评价因子	评价指标	现状浓度	标准值	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	4.4μg/m ³	60μg/m ³	7.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	14.3μg/m ³	40μg/m ³	35.8	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	47.4μg/m ³	70μg/m ³	67.1	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	36μg/m ³	35μg/m ³	102.9	不达标
CO	日平均 95 百分位数	0.8mg/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	119μg/m ³	160μg/m ³	74.4	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 2019 年度环境空气中 SO₂、NO₂ 和 PM₁₀ 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，PM_{2.5} 的年平均质量浓度超过《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不达标区。

根据《苍溪县 2019 年度环境状况公报》中对环境空气质量的评价：2019 年，苍溪县全年监测有效天数为 365 天，其中空气质量为优的 153 天，占全年的 41.92%；空气质量为良的 188 天，占全年的 51.51%；空气质量为轻度污染的 21 天，占全年的 5.75%；空气质量为中度污染的 2 天，占全年的 0.55%；空气质量为重度污染的 1 天，占全年的 0.27%，苍溪县空气环境质量优良率达到 93.43%。同比 2018 年优良率上升 6.31%。从整个川东北地区空气质量与苍溪县东城站对

比情况来看，空气质量既有地理环境，及地方污染物差异性，也有区域的共同性，苍溪县的优良率略高于川东北地区平均水平，较去年相比也有所上升，六参数平均浓度均低于川东北地区平均水平，综合指数低于川东北地区平均值，说明空气质量整体优于川东北地区平均水平，综合指数同比 2018 年下降率也高于川东北地区平均水平，说明改善程度大于川东北地区平均水平。一方面 2019 年苍溪县雨季增多，空气质量较好，另一方面一年来苍溪县从各方面严加管控，成效明显，当然一年来好的成绩预示来年更加艰巨的目标，苍溪县还需继续努力，毫不松懈，进一步有针对性的严加管控。

6.1.2 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 4 个监测点，具体见表 6.1-2 和附图 10。

表 6.1-2 环境空气补充监测点位

点位编号	点位位置	检测项目
1#	*****	硫化氢、 非甲烷总 烃
2#	元陆 706H 井场内*****	
3#	元陆 707H 井场东南面约 180m 农户处*****	
4#	元坝 221-1H 井场东南面约 280m 农户处*****	

(2) 监测频率

本次评价于 2020 年 10 月 24 日~31 日、11 月 3 日~10 日对项目所在地环境空气进行了监测，每个监测点位连续采样 7 天，每天采样 4 次，每次采样 60min。

(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 mg/m³ 小时平均浓度；硫化氢：0.01 mg/m³ 小时平均浓度。

(5) 监测结果

根据环境质量监测报告，监测结果如表 6.1-3、表 6.1-4。

(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 6.1-5 补充监测污染物环境质量现状评价结果

污染物	监测点位	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率	超标率	达标情况
硫化氢	1#	1 小时值	0.01	未检出	0%	0	达标
	2#			未检出	0%	0	达标
	3#			未检出	0%	0	达标
	4#			未检出	0%	0	达标
非甲烷总烃	1#	1 小时值	2.0	0.31~1.48	0.74	0	达标
	2#			0.26~1.36	0.68	0	达标
	3#			0.53~1.42	0.71	0	达标
	4#			0.54~1.54	0.77	0	达标

从表 6.1-3~表 6.1-5 可知, 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。

6.2 地表水环境现状

6.2.1 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、插江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 6.2-1 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
	插江	392.4	0.6	68	中河

根据苍溪县生态环境局网站公开发布的《苍溪县 2019 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 6.2-2 2019 年地表水水质状况

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）	III	III 类	优
		张家沟跳登子（出境）	III	III 类	优
	插江	雍河两河电站（入河口）	III	III 类	优

根据表 6.2-2 可知，本项目评价区域内 2019 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。

6.2.2 地表水环境质量现状监测

（1）监测断面

本项目无污水管线，天然气管线河流跨越点共 5 处，为调查各穿越河流水质现状，本次环评共布设 3 个地表水现状监测断面（见附件 5），断面布设情况见表 6.2-3 和附图 12。

表 6.2-3 地表水监测断面布设

断面编号	河流名称	断面位置	断面坐标
1#	水磨河	元陆 15-1H~元坝 221-1H 天然气管线水磨河穿越点	*****
2#	柏溪沟	元陆 706H~元陆 7 天然气管线柏溪沟穿越点	*****
3#	溪沟	元陆 710-1H~3# 阀室天然气管线溪沟穿越点	*****

（2）监测项目

pH、水温、悬浮物、化学需氧量（COD_{Cr}）、五日生化需氧量（BOD₅）、氨氮（NH₃-N）、硫化物、挥发酚、石油类、氯化物、硫酸盐。

（3）监测时间及频率

现状监测时间 2020 年 11 月 4 日~6 日、2021 年 2 月 19 日~2021 年 2 月 21 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表 6.2-4。

(6) 评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$$S_{i,j} = c_{i,j} / c_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ ——i 种污染物的单项指数；

$C_{i,j}$ ——i 种污染物实测浓度（mg/l）；

C_{si} ——i 种污染物评价标准（mg/l）。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}, pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, pH_j > 7.0$$

式中： pH_j —pH 实测值；

pH_{sd} —pH 评价标准的下限值；

pH_{su} —pH 评价标准的上限值。

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已经不能满足使用要求；水质参数的标准指数≤1，表明该项水质参数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 6.2-5 地表水环境质量评价结果

检测项目 /(mg/L)	1#（水磨河）		2#（柏溪沟）		3#（溪沟）	
	监测浓度范围	最大标准指数	监测浓度范围	最大标准指数	监测浓度范围	最大标准指数
pH	7.69~7.84	0.42	7.37~7.51	0.26	7.25~7.53	0.27
BOD ₅	1.8~2.0	0.5	2.3~2.6	0.65	2.6~2.7	0.68
COD _{Cr}	11~12	0.6	11~15	0.75	16~18	0.90
NH ₃ -N	0.169~0.369	0.37	0.272~0.332	0.33	0.794~0.869	0.87
硫化物	ND	0	ND	0	ND	0
挥发酚	ND	0	ND	0	ND	0
石油类	ND	0	ND	0	ND	0

检测项目 /(mg/L)	1#（水磨河）		2#（柏溪沟）		3#（溪沟）	
	监测浓度范围	最大标准指数	监测浓度范围	最大标准指数	监测浓度范围	最大标准指数
氯化物	25.5~25.8	0.10	25~29	0.12	33~39	0.16
硫酸盐	30.8~31.2	0.12	20~23	0.09	25~27	0.11

备注：ND 表示检测结果低于方法检出限或未检出。

根据以上评价结果，区域地表水取样断面监测因子中，氯化物和硫酸盐满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 2 的标准限值，其余项目均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准，区域地表水环境现状良好。

6.3 地下水环境现状

6.3.1 地下水环境质量现状监测

本项目位于广元市苍溪县，四川省川环源创检测科技有限公司、四川华皓检测技术有限公司于 2020 年 10 月、2021 年 2 月对本项目所在地地下水进行环境监测。按《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准要求，监测情况如下：

(1) 监测点位

表 6.3-1 地下水监测点位

点位编号	经纬度	位置关系
JC7#	*****"	元坝 6-1H 井场侧向
JC17#	*****"	元坝 6-1H 井场侧向
JC4#	*****"	元坝 6-1H 井场上游
JC18#	*****"	元坝 6-1H 井场下游
JC19#	*****"	元坝 6-1H 井场下游
JC11#	*****"	元陆 15-1H 井场侧向
JC12#	*****"	元陆 15-1H 井场侧向
JC20#	*****"	元陆 15-1H 井场上游
JC21#	*****"	元陆 15-1H 井场下游
JC3#	*****"	元陆 706H 井场侧下游
JC2#	*****"	元陆 706H 井场侧向
JC24#	*****"	元陆 706H 井场侧向
JC1#	*****"	元陆 706H 井场上游
JC23#	*****"	元陆 706H 井场下游
JC5#	*****"	元陆 707H 井场侧向
JC6#	*****"	元陆 707H 井场侧向
JC26#	*****"	元陆 707H 井场上游
JC25#	*****"	元陆 707H 井场下游
JC8#	*****"	元陆 710-1H 井场侧上游

点位编号	经纬度	位置关系
JC28#	*****"	元陆 710-1H 井场侧下游
JC9#	*****"	元陆 710-1H 井场侧向
JC27#	*****"	元陆 710-1H 井场上游
JC10#	*****"	元陆 710-1H 井场下游
JC13#	*****"	元坝 221-1H 井场侧上游
JC15#	*****"	元坝 221-1H 井场侧上游
JC14#	*****"	元坝 221-1H 井场侧向
JC16#	*****"	元坝 221-1H 井场侧向
JC22#	*****"	元坝 221-1H 井下游

(2) 监测项目

水化学因子：钾、钙、钠、镁、碳酸根、重碳酸根、氯化物、硫酸盐。

基本水质因子：pH、水温、铁、锰、铅、镉、汞、砷、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、铬（六价）、总硬度（以 CaCO₃ 计）、氟化物、溶解性总固体、总大肠菌群、菌落总数、阴离子表面活性剂。

特征因子：耗氧量（CODMn 法，以 O₂ 计）、石油类、氯化物、硫化物。

(3) 监测周期及频率

地下水监测天数为 1 天，每天 1 次。

(4) 采样及分析方法

地下水分析方法采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中有关规定进行。

(5) 评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准、石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类水质标准。

(6) 水质现状评价方法

采用标准指数法进行评价。标准指数计算公式分为以下两种情况：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{Si}—第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

(7) 监测结果

本项目地下水监测统计结果如下表：

(8) 地下水水质评价结果

表 6.3-2 地下水水质标准指数 (1)

监测因子	JC1	JC2	JC3	JC4	JC5
pH (现场)	0.200	0.187	0.160	0.407	0.180
pH (实验室)	0.340	0.200	0.307	0.420	0.240
水温	/	/	/	/	/
耗氧量	0.227	0.197	0.250	0.593	0.367
碳酸根	0	0	0	0	0
重碳酸根	/	/	/	/	/
钾	/	/	/	/	/
钠	0.044	0.099	0.069	0.075	0.062
钙	/	/	/	/	/
镁	/	/	/	/	/
铁	0	0	0.067	0.500	0.167
锰	0	0	0.100	0	0
氨氮	0	0	0	0.260	0.062
氰化物	0	0	0	0	0
挥发性酚类	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	0	0	0	0	0
总硬度	0.633	0.804	0.767	0.482	0.522
溶解性总固体	0.332	0.460	0.375	0.245	0.281
亚硝酸盐	0	0	0	0	0
硫化物	0	0	0	0	0
氟化物	0.067	0.075	0.078	0.112	0.115
氯化物	0.030	0.092	0.008	0.058	0.030

监测因子	JC1	JC2	JC3	JC4	JC5
硝酸盐（以N计）	0.147	0.327	0.009	0.055	0.042
硫酸盐	0.087	0.124	0.095	0.062	0.080
总大肠菌群	11.000	7.667	<0.667	73.333	4.333
菌落总数	2	17	10	24	0.430
铅	0	0.027	0.025	0.029	0
镉	0	0.040	0	0	0
汞	0	0	0	0	0
砷	0.050	0	0	0.100	0.030
铬（六价）	0	0	0	0	0
石油类	0	0	0	0	0

表 6.3-3 地下水水质标准指数（2）

监测因子	JC6#	JC7#	JC8#	JC9#	JC10#
pH（现场）	0.533	0.213	0.927	0.040	0.033
pH（实验室）	0.547	0.353	0.940	0.120	0.180
水温	/	/	/	/	/
耗氧量	0.960	0.633	0.473	0.297	0.400
碳酸根	0	0	0	0	0
重碳酸根	/	/	/	/	/
钾	/	/	/	/	/
钠	0.030	0.017	0.086	0.071	0.066
钙	/	/	/	/	/
镁	/	/	/	/	/
铁	0	0.100	0.100	0	0.167
锰	0	0	0	0	0.200
氨氮	0.164	0	0.062	0.394	0.140
氰化物	0	0	0	0	0
挥发性酚类	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	0	0	0	0	0
总硬度	0.358	0.409	0.818	0.922	0.729
溶解性总固体	0.191	0.182	0.420	0.462	0.352
亚硝酸盐	0	0	0	0	0
硫化物	0	0	0	0	0
氟化物	0.105	0.088	0.188	0.223	0.199
氯化物	0.032	0.006	0.108	0.110	0.052
硝酸盐	0.035	0.005	0.134	0.228	0.005
硫酸盐	0.046	0.039	0.166	0.133	0.100
总大肠菌群	1.667	11.000	26.333	7.667	43.333
菌落总数	2.8	1.2	19	0.820	22
铅	0	0	0.028	0.009	未检出
镉	0	0	0	0	0
汞	0	0	0	0	0

监测因子	JC6#	JC7#	JC8#	JC9#	JC10#
砷	0.150	0.150	0	0	0.040
铬（六价）	0	0	0	0	0
石油类	0	0	0	0	0

表 6.3-4 地下水水质标准指数（3）

监测因子	JC11#	JC12#	JC13#	JC14#	JC15#	JC16#
pH（现场）	0.053	0.220	0.160	0.420	0.020	0.047
pH（实验室）	0.107	0.020	0.213	0.100	0.087	0.193
水温	/	/	/	/	/	/
耗氧量	0.293	0.443	0.357	0.510	0.347	0.417
碳酸根	0	0	0	0	0	0
重碳酸根	/	/	/	/	/	/
钾	/	/	/	/	/	/
钠	0.084	0.064	0.109	0.053	0.111	0.065
钙	/	/	/	/	/	/
镁	/	/	/	/	/	/
铁	0	0.033	0.133	0	0.100	0
锰	0	0	0	0	0	0.200
氨氮	0	0	0.192	0	0	0.188
氰化物	0	0	0	0	0	0
挥发性酚类	0	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	0	0	0	0	0	0
总硬度	0.840	0.864	0.760	1.049	0.998	0.833
溶解性总固体	0.470	0.451	0.429	0.518	0.543	0.422
亚硝酸盐	0	0	0	0.025	0	0.028
硫化物	0	0	0	0	0	0
氟化物	0.171	0.210	0.238	0.306	0.230	0.274
氯化物	0.094	0.086	0.070	0.247	0.049	0.079
硝酸盐	0.036	0.148	0.354	0.545	0.920	0.127
硫酸盐	0.133	0.126	0.178	0.104	0.222	0.129
总大肠菌群	<0.667	16.333	180	<0.667	0.667	<0.67
菌落总数	0.830	1.6	1.4	0.330	0.230	0.870
铅	0	0.012	0	0	0	0
镉	0	0	0	0	0	0
汞	0	0	0	0	0	0
砷	0	0	0.290	0	0	0
铬（六价）	0	0	0	0	0	0
石油类	0	0	0	0	0	0

表 6.3-8 地下水水质标准指数（4）

监测因子	JC17#	JC18#	JC19#	JC20#	JC21#	JC22#
pH	0.073	0.233	0.06	0.047	0.273	0.107

监测因子	JC17#	JC18#	JC19#	JC20#	JC21#	JC22#
水温	/	/	/	/	/	/
耗氧量	0.33	0.32	0.46	0.43	0.49	0.273
碳酸根	0	0	0	0	0	0
重碳酸根	/	/	/	/	/	/
钾	/	/	/	/	/	/
钠	0.185	0.205	0.184	0.189	0.166	0.37
钙	/	/	/	/	/	/
镁	/	/	/	/	/	/
铁	0	0	0.1	0.1	0.1	0
锰	0	0	0	0	0	0
氨氮	0.064	0.062	0.114	0.13	0.054	0.182
氰化物	0	0	0	0	0	0
挥发性酚类	0	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	0	0	0	0	0	0.287
总硬度	0.429	0.400	0.451	0.460	0.453	0.742
溶解性总固体	0.282	0.274	0.291	0.314	0.296	0.499
亚硝酸盐	0	0	0	0	0	0
硫化物	0	0	0	0	0	0
氟化物	0	0	0	0	0	0
氯化物	0.044	0.068	0.052	0.040	0.048	0.100
硝酸盐	0.142	0.132	0.0135	0.008	0.006	0.064
硫酸盐	0.136	0.144	0.096	0.172	0.180	0.156
总大肠菌群	<0.667	<0.667	<0.667	<0.667	<0.667	<0.667
菌落总数	0.74	0.86	0.57	0.60	0.72	0.54
铅	0	0	0	0	0	0
镉	0	2.42×10 ⁻⁵	0	0	0	0
汞	0	0	0	0	0	0
砷	0	0	0	0	0	0
铬（六价）	0	0	0	0	0	0
石油类	0	0	0	0	0	0

表 6.3-9 地下水水质标准指数（5）

监测因子	JC23#	JC24#	JC25#	JC26#	JC27#	JC28#
pH	0.040	0.300	0.440	0.453	0.473	0.480
水温	/	/	/	/	/	/
耗氧量	0.157	0.867	0.567	0.667	0.800	0.687
碳酸根	0	0	0	0	0	0
重碳酸根	/	/	/	/	/	/
钾	/	/	/	/	/	/
钠	0.441	0.210	0.172	0.206	0.232	0.171
钙	/	/	/	/	/	/

监测因子	JC23#	JC24#	JC25#	JC26#	JC27#	JC28#
镁	/	/	/	/	/	/
铁	0	0.133	0	0	0	0
锰	0	0	0	0	0	0
氨氮	0.054	0.054	0.264	0.28	0.318	0.286
氰化物	0	0	0	0	0	0
挥发性酚类	0	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	0	0.267	0	0	0	0
总硬度	0.720	0.424	0.387	0.391	0.436	0.404
溶解性总固体	0.514	0.291	0.261	0.267	0.324	0.263
亚硝酸盐	0	0	0	0	0	0
硫化物	0	0	0	0	0	0
氟化物	0	0	0	0	0	0
氯化物	0.124	0.064	0.04	0.056	0.072	0.044
硝酸盐	0.061	0.128	0.034	0.039	0.031	0.047
硫酸盐	0.188	0.144	0.048	0.08	0.1	0.056
总大肠菌群	<0.667	<0.667	<0.667	<0.667	<0.667	<0.667
菌落总数	0.58	0.56	0.64	0.73	0.70	0.62
铅	0	0	0	0	0	0
镉	0	0	0	0	0	0
汞	0	0	0	0	0	0
砷	0	0	0	0	0	0
铬（六价）	0	0	0	0	0	0
石油类	0	0	0	0	0	0

根据监测结果显示，监测点中 11 个点位总大肠菌超标，10 个点位菌落总数超标，结合现场调查，总大肠菌群超标点位和周边有居民及耕地分布，受居民生产及生活扰动；1 个点位总硬度超标，其超标原因可能属于地质成因。除上述指标超标外，其余各检测指标均满足《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。

综上，本项目评价区地下水现状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。

6.3.2 包气带浸溶检测

（1）检测点位

本项目总计建设 6 个井场，其中 2 个井场已建采气站场，元坝 6-1H 井场依托原元坝 6 采气站场，该站场正常采气，元坝 221-1H 井场依托原元坝 221 采气

站场、该站场已废弃，为掌握依托井场包气带污染状况，本次在原元坝 6 井场和原元坝 221 站场内及周边分别布设包气带监测取样点、取样点布置在井场地下水流向上下游以及原井场内，在各个点位 20cm、80cm 段分别采集 2 个土壤样品进行浸溶试验检测。

图 6.3-1 元坝 6-1 井场包气带监测布点图

图 6.3-2 元坝 221-1H 井场包气带监测布点图

(2) 监测项目

监测项目：pH、耗氧量、氯化物、硫酸盐、硫化物、石油类。

(3) 监测结果

包气带检测结果见下表，由于国家及地方没有发布相关检测因子浸溶试验标准，本次不对检测结果作评价。根据监测结果显示元坝 6-1 井场和元坝 221-1H 井场包气带同一深度上下游以及井场内浸溶液各个检测因子浓度无较大差异，在同一点位不同深度浸溶液各个检测因子浓度也无较大差异，

6.4 声环境质量现状

6.4.1 区域声环境现状调查

根据苍溪县生态环境局网站公开发布的《苍溪县 2019 年度环境状况公报》，2019 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。

本项目声环境影响评价范围内除分散居民点生活噪声外，无其他噪声源，区域内居民生活噪声声级小，根据对区域噪声源的调查，未发现明显高噪声源，区域声环境质量良好。

6.4.2 声环境现状监测

(1) 监测布点

本次环评共布设 13 个噪声监测点位，监测布点见表 6.4-1 和附图 11。

表 6.4-1 噪声监测点位

点位编号	点位位置	点位编号	点位位置
1#	农户处*****	8#	井场内*****
2#	井场内*****	9#	农户处*****
3#	农户处*****	10#	井场内*****
4#	厂界外 1m 处*****	11#	农户处*****
5#	厂界外 1m 处*****	12#	井场内*****
6#	厂界外 1m 处*****	13#	井场内*****
7#	厂界外 1m 处*****	—	—

(2) 监测项目

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2020 年 10 月 25 日~30 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 6.4-2 声环境现状监测结果 单位：dB(A)

点位编号	检测时间	第一天		第二天	
		昼间	夜间	昼间	夜间
1#（农户处）	2020.10.27~2020.10.28	*****"	*****"	*****"	*****"
2#（井场内）	2020.10.27~2020.10.28	*****"	*****"	*****"	*****"
3#（农户处）	2020.10.25~2020.10.26	*****"	*****"	*****"	*****"
4#（厂界外 1m 处）	2020.10.25~2020.10.26	*****"	*****"	*****"	*****"
5#（厂界外 1m 处）	2020.10.25~2020.10.26	*****"	*****"	*****"	*****"
6#（厂界外 1m 处）	2020.10.25~2020.10.26	*****"	*****"	*****"	*****"
7#（厂界外 1m 处）	2020.10.25~2020.10.26	*****"	*****"	*****"	*****"
8#（井场内）	2020.10.27~2020.10.28	*****"	*****"	*****"	*****"
9#（农户处）	2020.10.27~2020.10.28	*****"	*****"	*****"	*****"
10#（井场内）	2020.10.27~2020.10.28	*****"	*****"	*****"	*****"
11#（农户处）	2020.10.29~2020.10.30	*****"	*****"	*****"	*****"
12#（井场内）	2020.10.29~2020.10.30	*****"	*****"	*****"	*****"
13#（井场内）	2020.10.29~2020.10.30	*****"	*****"	*****"	*****"

由上表 6.4-2 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。

6.5 土壤环境质量现状调查与评价

6.5.1 区域土壤环境现状调查

根据苍溪县生态环境局网站公开发布的《苍溪县 2019 年度环境状况公报》，2019 年，认真组织实施《土壤污染防治行动计划广元市工作方案 2019 年度实施方案》，全年未发生因耕地土壤污染导致农产品质量不达标且造成不良社会影响的事件，未发生因疑似污染地块或污染地块再开发利用不当造成社会不良影响的事件，土壤环境质量总体保持平稳。

6.5.2 土壤环境现状监测

(1) 监测点位及监测项目

为了解评价区土壤环境质量现状，委托四川省川环源创检测科技有限公司、四川华皓检测技术有限公司于 2020 年 10 月 28 日~11 月 18 日、2021 年 2 月 20 日对项目区域进行了土壤环境现状监测。本次环评共设置 14 个土壤监测点位，点位布置情况及监测项目见下表。

表 6.5-1 土壤监测布点及监测项目表

点位编号	监测点坐标	样点类型	监测类别	备注
1#	*****	柱状样点	基本因子 1 ^① 、特征因子 ^③	元坝 6-1H 井场内
2#	*****		基本因子 2 ^② 、特征因子	元坝 6-1H 井场外
3#	*****		特征因子	元陆 706H 井场内
4#	*****	表层样点	基本因子 2、特征因子	元陆 706H 井场外
5#	*****	柱状样点	特征因子	元陆 707H 井场井场内
6#	*****		特征因子	元陆 15-1H 井场内
7#	*****	表层样点	基本因子 2、特征因子	元陆 15-1H 井场外
8#	*****	柱状样点	基本因子 1、特征因子	元坝 6-1H 井场内
9#	*****	柱状样点	特征因子	元陆 15-1H 井场内
10#	*****	表层样点	基本因子 2、特征因子	元陆 707H 井场井场外
11#	*****	柱状样点	基本因子 1、特征因子、土壤理化特性	元陆 710-1H 井场内
12#	*****	表层样点	特征因子	元陆 710-1H 井场外
13#	*****	柱状样点	基本因子 1、特征因子、	元坝 221-1H 井场内
14#	*****	表层样点	基本因子 2、特征因子	元坝 221-1H 井场外

①基本因子 1：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二

氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘；

②基本因子2：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；

③特征因子：pH 值、石油烃、硫化物、硫酸盐、氯化物。

（2）监测时间和频率

2020 年 10 月 25 日~11 月 18 日、2021 年 2 月 20 日，每个点位取一次样。

（3）评价标准

土壤监测点位 1#、3#、5#、6#、8#、9#、11#和 13#点位于井场内部，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；2#、4#、7#、10#、12#和 14#点位于井场外农用地（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表 6.5-2~表 6.5-4。

（5）评价方法

评价采用与标准值对比法。

（6）评价结果

由表 6.5-2~表 6.5-6 可知，项目井场占地范围内 1#、3#、5#、6#、8#、9#、11#和 13#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 2#、4#、7#、10#、12#和 14#点位于井场外农用地（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。

6.6 生态环境现状调查与评价

详见第 7 章生态环境影响评价。

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

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、应急池、表土堆场、活动房、清水池、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 陆生生态的调查及评价范围

为充分体现区域的生态完整性，同时涵盖直接影响区域和间接影响区域，确定评价区为井场和地面集输工程位置向外侧水平距离 1000m 的区域作为评价范围（部分区域有扩展）。因为该项目各个井场置距离较远，该评价区分 5 块。调查重点为天然气井和管道建设等占地区域。该项目评价区海拔高度范围约为 378-1232m，评价区总面积约 3724.48 hm²。

7.1.1.3 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

7.1.2.1 评价原则

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）标准所述，坚持重点与全面相结合的原则。既要突出本项目所涉及的重点区域、关键时段和主导生态因子，又要从整体上兼顾本项目所涉及的生态系统和生态因子在不同时空等级尺度上结构与功能的完整性。坚持预防与恢复相结合的原则。预防优先，恢复补偿为辅。恢复、补偿等措施必须与项目所在地的生态功能区划的要求相适应。坚持定量与定性相结合的原则。生态影响评价应尽量采用定量方法进行描述和分析，当现有科学方法不能满足定量需要或因其他原因无法实现定量测量时，生态影响评价可通过定性或类比的方法进行描述和分析。

7.1.2.2 评价等级

评价工作的定级有两个重要指标，即影响区域的生态敏感性和本项目的工程占地范围。

表 7.1-1 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 2~20 km^2 或长度 50~100 km	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目总占地面积约 18.75 hm^2 ，占地面积小于 2 km^2 ；集输管线 11.94 km ，长度小于 50 km ，元陆 706H 井场距离四川九龙山自然保护区最近约 160 m 。根据上表，元陆 706H 井场及配套管线生态影响区域（本项目按 1 km 考虑）涉及四川九龙山自然保护区实验区（特殊生态敏感区），因此生态影响评价工作为一级；其它井场及管线未涉及特殊生态敏感区，生态影响评价等级为三级。综上，本项目生态环境影响评价综合等级按照一级考虑。

7.1.3 生态敏感点与保护目标

本项目元陆 706H 井场及配套管线影响区域（本项目按 1 km 考虑）距离四川

九龙山自然保护区较近距离最近约为 256m。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。

元陆 707H 井场元陆 707H 井场及配套管线影响区域（本项目按 1km 考虑）距离插江国家级水产种质资源保护区较近距离最近约为 440m。插江国家级水产种质资源保护区位于四川省广元市苍溪县境内，东河水系最大一级支流插江河段。插江保护区从雍河场至插江口，延伸至东河老旋泡、元坝场段，全长 55km，面积 579hm²。其地理位置范围坐标为东经 105°59'05"-106°04'39"，北纬 31°49'43"-32°06'52"。插江水产种质资源保护区是以保护中华鳖、岩原鲤、黄须鱼等水生动物及其栖息的水生生态系统为主的国家级种质资源保护区。保护区有鱼类 44 种，其中四川省重点保护水生动物有岩原鲤、中华鳖 2 种；长江上游特有鱼类有岩原鲤、白甲鱼等 7 种，是我省重要的水生野生动物和鱼类的基因库。从保护区内水生动物的保护价值、种群数量、区系成分、珍稀特有种类等方面看，该保护区在长江上游水生动物保护上具有典型的代表性。

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、应急池、表土堆场、活动房、清水池、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、应急池、活动房、清水池、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、农业生态系统、聚落生态系统等；

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 7.1-2 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
	采气站场和输气管线事故	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
		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×10m，

分种记录株数、胸径、树高等数据，灌木层样方面积： $5\text{m}\times 5\text{m}$ （或 $2\text{m}\times 2\text{m}$ ），分种记录株数、高度、盖度等数据，草本层样方面积： $1\text{m}\times 1\text{m}$ （或 $0.5\text{m}\times 0.5\text{m}$ ），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，并且对环保保护的需求，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/基因的交流，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 7.1-3 评价区调查样线信息汇总表

编号	起点			止点			长度 (m)
	海拔 (m)	经度 (°)	纬度 (°)	海拔 (m)	经度 (°)	纬度 (°)	
1	393	*****	*****	527	*****	*****	1892
2	508	*****	*****	367	*****	*****	2596
3	523	*****	*****	689	*****	*****	3054
4	435	*****	*****	535	*****	*****	3025
5	379	*****	*****	589	*****	*****	5141
6	537	*****	*****	416	*****	*****	5859

表 7.1-4 评价区调查样方信息表

样方编号	植被类型	地理位置		海拔 (m)
		经度 E (°)	纬度 N (°)	
1	柏木林	*****	*****	525
2	青冈林	*****	*****	423
3	马尾松林	*****	*****	526
4	柏木林	*****	*****	726
5	枫杨林	*****	*****	916
6	桤木林	*****	*****	853
7	杨树林	*****	*****	724
8	马桑灌丛	*****	*****	679
9	杂木林	*****	*****	458
10	巨桉林	*****	*****	584
11	青冈林	*****	*****	394
12	黄荆灌丛	*****	*****	481

7.1.6 生态影响评价技术路线

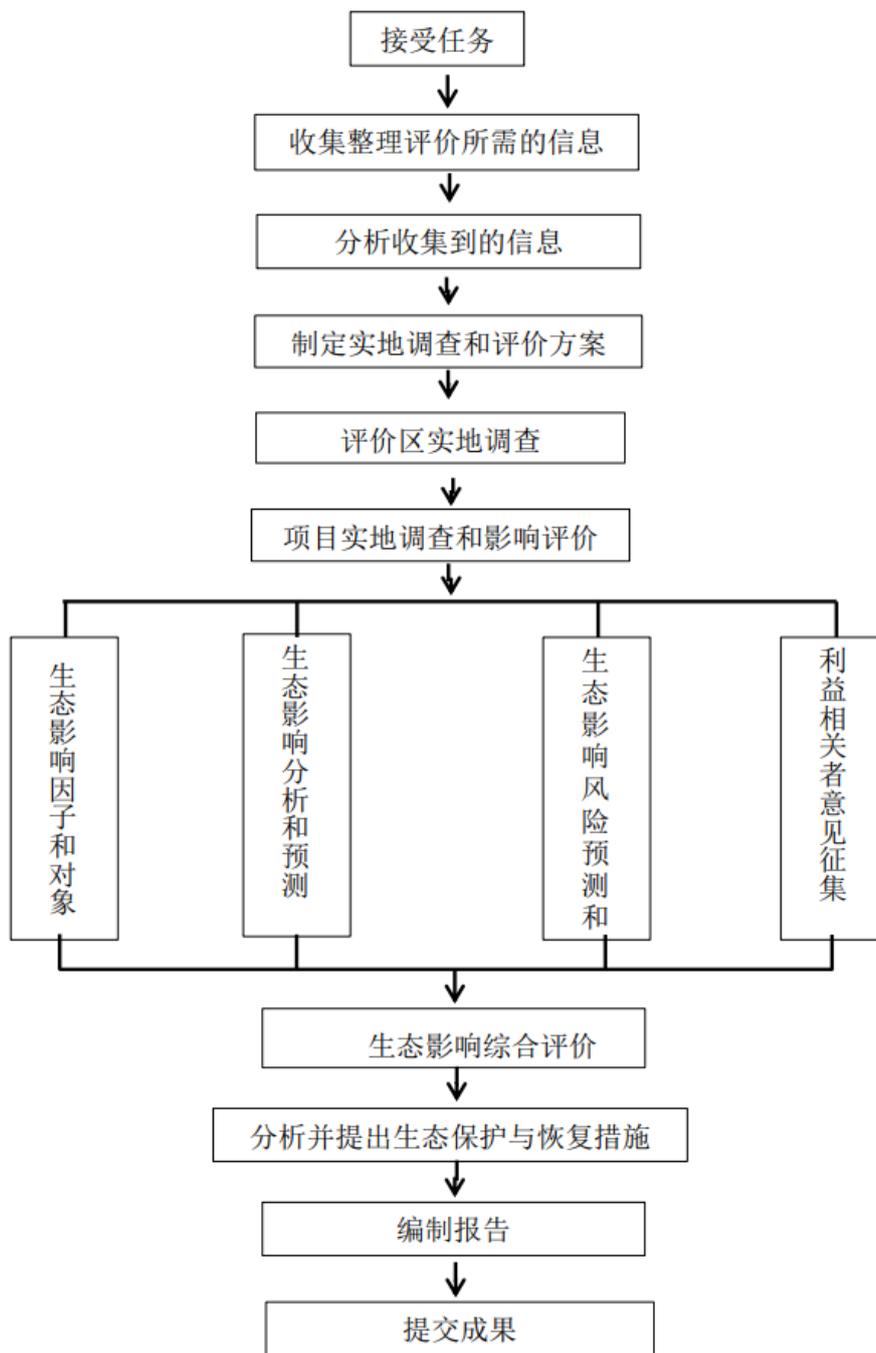


图 7.1-1 生态影响技术路线图

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

斑块类型	数量		面积		平均斑块面积 ($\text{hm}^2/\text{块}$)
	数量（块）	比例	面积（ hm^2 ）	比例	
林地	657	35.65%	1439.73	38.66%	2.1914
农业用地	865	46.93%	2055.9	55.20%	2.3768
城镇交通用地	178	9.66%	127.75	3.43%	0.7177
水域	143	7.76%	101.1	2.71%	0.7070
合计	1843	100.00%	3724.48	100.00%	2.0209

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 hm²，平均斑块面积 0.7070 hm²/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（Rd）、频率（Rf）和景观比例（Lp）。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，Ni 为第 i 类斑块的数目，则第 i 类斑块的密度：

$$Rd = Ni / \sum Ni$$

设 Si 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：

$$Rf = Si / S$$

设 Ai 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

斑块类型	R_d (%)	R_f (%)	L_p (%)	D_o (%)
林地	35.65	37.16	38.66	37.53
农业用地	46.93	51.65	55.2	52.25
城镇交通用地	9.66	6.11	3.43	5.66
水域	7.76	5.08	2.71	4.57

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：

$$D_p = N_p / A$$

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:

$$D = \log_2(n) + \sum_{i=1}^n p_i \log_2(p_i)$$

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

$$SHDI = -\sum_{i=1}^n p_i \log_2(p_i)$$

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

$$SHEI = \frac{-\sum_{i=1}^n p_i \log_2(p_i)}{\log_2 n}$$

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

$$FD = \sum_i^m \sum_{j=1}^n \left[\left(\frac{2 \ln(0.25 p_{ij})}{\ln(a_{ij})} \left(\frac{a_{ij}}{A} \right) \right) \right]$$

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

$$FN = (N - 1) / (A / A_{\min})$$

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:

$$NI = \frac{A_n}{A}$$

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	D_p	D	$SHDI$	$SHEI$	FD	FN	NI
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 hm^2 ，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业生态系统和聚落生态系统 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

类型	斑块数	占总斑块数比例	面积 (hm^2)	占总面积比例
森林生态系统	657	35.65%	1439.73	38.66%
农业生态系统	865	46.93%	2055.9	55.20%
聚落生态系统	178	9.66%	127.75	3.43%
湿地生态系统	143	7.76%	101.1	2.71%
合计	1843	100.00%	3724.48	100.00%

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。评价区内农业生态系统 2055.90 hm^2 ，占总面积的 55.20%，其次为森林生态系统，其面积为 1439.73 hm^2 ，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 cremastogyne*）、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 cremastogyne*）等。建群树种下形成了灌木层（水麻（*Debregeasia orientalis*）、马桑（*Coriarianepalensis*）、牛奶子（*Elaeagnusumbellate*）、黄荆（*Vitex negundo*）、铁仔（*Myrsina africana*）、莢蒾、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（*Setariaviridis*）、通泉草（*Mazus japonicu*）、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 农业生态系统

农业生态系统包括耕地、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。评价区内农业生态系统面积为 2055.90 hm²，占价区总面积的 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，才能使农业生态系统产出粮食、蔬菜、水果等农产品。所以，农业生态系统是受人工控制的生态系统，人的管理作用消失，农业生态系统就会很快退化。农业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。评价区的农业生态系统当中，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 农业生态系统照片

7.2.2.3 聚落生态系统

聚落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

区内聚落生态系统面积为 127.75 hm²，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 聚落生态系统照片

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、藁草植被等。



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 维管植物物种组成

(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

类群	科		属		种		
	数量	比例	数量	比例	数量	比例	
蕨类植物	15	12.82%	21	6.29%	25	5.94%	
种子植物	裸子植物	5	4.27%	7	2.10%	7	1.66%
	被子植物	97	82.91%	306	91.62%	389	92.40%
合计	117	100.00%	334	100.00%	421	100.00%	

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		
	科	属	种	科	属	种	科	属	种
蕨类植物	15	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	马尾松
	
杉木	青冈
	
枫香	化香树
	
女贞	栲木

	
乌柏	油桐
	
崖花子	盐肤木
	
小果蔷薇	胡颓子
	
铁仔	常山

	
宜昌悬钩子	来江藤
	
火棘	缫丝花
	
川莓	十大功劳
	
忍冬	野扇花

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
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%，代表性的属有荚蒾属（*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 100km² 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)



水杉 (I级栽培)

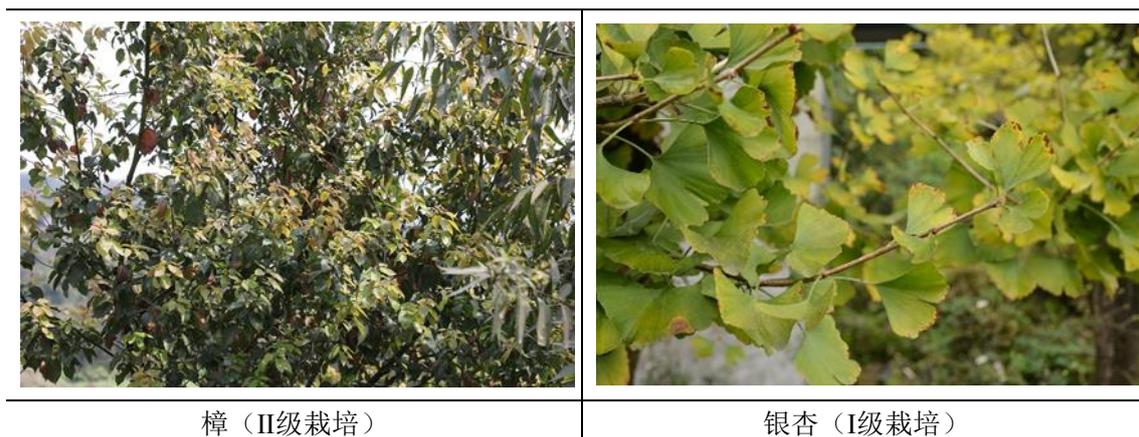


图 7.2-6 评价区国家重点保护植物照片

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、贯丛、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、苧麻、红雾水葛、苧麻等
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
	III.落叶阔叶林	三、落叶阔叶林	4.枫杨林
			5.桤木林

植被型组	植被型	植被亚型	群系
			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
灌丛和灌草	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
	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，或为冲击土。

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 cremastogyne*)、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*)、金山荚蒾 (*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，乔灌木三层层次明显。

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*)、金山荚蒾 (*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*)、茅叶荛草 (*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 (*Sapium sebiferum*)、桤木 (*Alnus cremastogyne*)、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*)、荛草 (*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 cremastogyne*)、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。

草本有黄鹌菜 (*Youngia japonica*)、井栏边草 (*Pteris multifida*)、地瓜藤 (*Ficus*

tikoua)、土荆芥 (*Chenopodium ambrosioides*)、鬼针草 (*Bidens bipinnata*)、苎草 (*Arthraxon hispidus*)、龙芽草 (*Agrimonia pilosa*)、葳菜 (*Houttuynia cordata*) 等。

5. 桤木林 (Form. *Alnus cremastogyne*)

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 ramosissimum*)、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 funebris*)、乌桕 (*Triadica sebifera*)、枫杨 (*Pterocarya stenoptera*)、桤木 (*Alnus cremastogyne*)、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 cavaleriei*)、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 cremastogyne*)、喜树(*Camptotheca acuminata*)、楝树(*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 microphylla*)、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 sichangensis*)、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*)、金山荚蒾（*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 lupulina*）、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 cremastogyne*)、乌桕 (*Triadicasebifera*) 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 hm²，其中 3494.14 hm² 为林地、耕地和园地等，其植被主要为柏木林、桉木林、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： \sum 占地面积 \times 各植被类型单位面积的生物量；生产力的估算方法： \sum 占地面积 \times 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

植被类型	单位面积生物量(t/hm ²)	单位面积生产力(t/a×hm ²)	占地面积(hm ²)	生物量(t)	生产力(t/a)
柏木林	245.45	5.3	1083.6	265969.62	5743.08
青冈林	175.33	6.8	10.06	1763.82	68.41
杨树林	167.33	6.8	5.21	871.79	35.43
枫杨林	163.19	6.8	22.06	3599.97	150.01
桉木林	168.48	6.8	100.24	16888.44	681.63
马尾松林	272.24	5.3	139.99	38110.88	741.95
杂木林	163.19	6.8	1.74	283.95	11.83
灌草丛	32.81	1.2	4.6	150.93	5.52
耕地	8.84	10.38	2055.9	18174.16	21340.24
果园	60.2	0.8	70.74	4258.55	56.59
合计:	-	-	3494.14	350072.09	28834.69

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，阔叶林中桉木林最大，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 5.52t/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。河沟中有鲤形目鳅科的短体副鳅（*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鲤科鱼类 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 andrewst*)、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%
	蜥蜴科 Lacertidae	1	8.33%
	石龙子科 Scincidae	3	25.00%
	游蛇科 Colubridae	5	41.67%
	蝰科 Viperidae	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（*Cyclophiops 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
鸕鷀目 Podicipediformes	鸕鷀科 Podicipedidae	1	1.22%
鸛形目 Ciconiiformes	鸛科 Ardidae	3	3.66%
雁形目 Anseriformes	鴨科 Anatidae	2	2.44%
隼形目 Falconiformes	鷹科 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%
鸨形目 Charadriiformes	鸨科 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	鸮科 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%
鸢形目 Piciformes	啄木鸟科 Picidae	1	1.22%
雀形目 Passeriformes	百灵科 Alaudidae	1	1.22%

目	科	物种数	占总种数
	燕科 Hirundinidae	2	2.44%
	鹑鸽科 Motacillidae	5	6.10%
	山椒鸟科 Campephagidae	2	2.44%
	鹎科 Pycnonotidae	3	3.66%
	鹪鹩科 Troglodytidae	1	1.22%
	河乌科 Cinclidae	1	1.22%
	鸫科 Turdidae	9	10.98%
	莺科 Sylviidae	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%
	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，雀形目的鸫科、画眉科、鹑鸽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、鹰科和鹡科。

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%

区系	分布型	物种数	百分比
	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，评价区有游禽的鸕鹚目、鹈形目和雁形目，涉禽的鸻形目和鹧形目，陆禽包含鸡形目和鸽形目，猛禽包含了隼形目和鸮形目，攀禽包含了鸢形目、鸢形目、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 pallasii*）、白鹭（*Egretta garzetta*）、苍鹭（*Ardeo cinerea*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、普通翠鸟（*Alcedo lugubris*）、红尾水鸲（*Phycornis 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 thoracica*）、戴胜（*Upupa epops*）、黄臀鹌（*Pycnonotus xanthorrhous*）、领雀嘴鹌（*Spizixos semitorques*）、白头鹌（*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*)，还有四川省保护鸟类小鹟鹠 (*Tachybaptus ruficollis*) 和鹰鹞 (*Cuculus sparverioides*) 2 种。

5、常见鸟类照片

	
普通翠鸟	山斑鸠
	
领雀嘴鹛	白腰文鸟



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，鼯形目和兔形目各 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
鼯形目 Soricomorpha	鼯形科 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 Lagomrpha	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，如四川短尾鼯（*Anourosorex squamipes*）、巢鼠（*Micromys minutus*）、黑线姬鼠（*Apodemus agrarius*）、褐家鼠（*Rattus norvegicus*）、黄胸鼠（*Rattus tanezunmi*）、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。善游水，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

元陆 706H 井场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 3 及其管线的位置人工干扰严重，其脊椎动物也分布较少，常见的主要有鹁科、画眉科、鹌鹑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、农田生态系统和聚落生态系统，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。

元陆 707H 井场及配套管线影响区域（本项目按 1km 考虑）距离插江国家级水产种质资源保护区较近，插江国家级水产种质资源保护区位于四川省广元市苍溪县境内，东河水系最大一级支流插江河段。插江水产种质资源保护区是以保护中华鳖、岩原鲤、黄须鱼等水生动物及其栖息的水生生态系统为主的国家级种质资源保护区。根据访问当地村民，本区域内有中华鳖，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。

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

编码	地类	面积 (hm ²)	比例(%)
01	耕地	2055.90	55.20
02	园地	70.74	1.90
03	林地	1368.99	36.76
07	住宅用地	87.45	2.35
10	交通运输用地	40.30	1.08
11	水域及水利设施用地	101.10	2.71
合计		3724.48	100.00

评价区内耕地面积最大，达 2055.90 hm²，占评价区总面积的 55.20 %；林地次之，面积达 1368.99 hm²，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 hm²，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鹟鹛（*Tachybaptus ruficollis*）和鹰鹞（*Cuculus sparveroides*）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、农业生态系统、聚落生态系统和湿地生态系统 4

类生态系统。农业生态系统的分布面积最大，森林生态系统次之；聚落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

本项目共占地 18.75hm²，运营期永久占地 3.05 hm²，施工期临时占地为 18.70 hm²，永久占地多在临时占地范围内。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（3724.48hm²）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

类型	现状面积 (hm ²)	施工期面积 (hm ²)	变化面积 (hm ²)	变化比例
森林生态系统	1439.73	1435.15	-4.58	-0.32%
农业生态系统	2055.9	2044.78	-11.12	-0.54%
聚落生态系统	127.75	143.59	15.84	12.40%
湿地生态系统	101.1	100.96	-0.14	-0.14%

受施工影响面积减小最大的为农业生态系统，减少面积为 11.12hm²，减幅为 0.54%；其次为森林生态系统，减少面积为 4.58 hm²，减幅为 0.32%；其次为湿地生态系统，减少面积为 0.14hm²，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 15.84hm²，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

生态系统类型	现状生物质量 (t)	施工期生物质量 (t)	变化生物质量 (t)	变化比例
森林生态系统	331897.94	331150.53	-747.41	-0.23%
农业生态系统	18174.16	18075.86	-98.3	-0.54%

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%，农业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中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，但项目建成后评价区内的生态系统组成类型不会减少，因此项目建设对生态系统多样性没有影响。

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在以下几个方面：

(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 6-1H 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	荒地、柏木林、桉木林等	柏木、桉木、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、缙草、艾蒿、乌菟莓、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
元陆 15-1H 井场及其管道等	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、小楝木、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、缙草、艾蒿、打破碗花花、乌菟莓、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
元陆 706H 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	耕地、柏木林、桉木林等	柏木、桉木、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、荚蒾、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
元陆 707H 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	耕地、柏木林、桉木林等	柏木、栓皮栎、桉木、火棘、女贞、山槐、崖花子、油桐、胡颓子、荚蒾、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
元陆 710-1H 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	荒地、柏木林、桉木林等	柏木、桉木、化香树、油桐、黄荆、胡颓子、勾儿茶、悬钩子、荚蒾、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
元坝 221-1H 井场及其管道等	开挖地表，永久与临时侵占	柏木林、耕地、桉木林、栓皮栎林等	柏木、马尾松、杉木、栓皮栎、钩樟、灯台树、桉木、红麸杨、芭蕉、长叶水麻、金丝桃、野蔷薇、棣棠花、木帚栒子、勾儿茶、茶、山莓、蜡莲绣球、宜昌悬钩子、高粱泡、长叶胡颓子、常山、忍冬、打破碗花花、雾水葛、蛇含委陵菜、薯蓣等自然植物和柿、棕桐、杜仲、栀子、梨等栽培植物

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、桉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、黄臀鹌、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，如四川短尾鼯、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；还可能发生对草兔、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

评价区内有黑鸢、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，有小鸺鹠、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鸺鹠，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

本项目元陆 706H 井场距四川九龙山自然保护区一般控制区直线距离最近约为 256m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 1527m，管线四川九龙山自然保护区一般控制区直线距离最近约为 256m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 998m。

元陆 706H 井场、应急池、道路工程、清水池、放喷池等配套设施和管道工程在施工期占地面积 2.7535hm²，运营期占地面积 0.4977hm²。工程占地会导致农业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。

工程占地区域主要植物为柏木、栓皮栎、马尾松、槐、紫弹树、小栎木、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、缙草、艾蒿、打破碗花花、乌菟莓、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。

元陆 707H 井场及配套管线影响区域（本项目按 1km 考虑）距离插江国家级水产种质资源保护区较近。根据访问当地村民，本区域内有中华鳖，本项目废水不排入本保护区，工程施工位置距离其保护区有一定的距离，工程对其影响较小。

综上所述，本工程对两个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（ $\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ ），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、桉木、栓皮栎、化香树
灌木	黄荆、繸丝花、火棘、铁仔、密蒙花、芫花
草本	大白茅、苎草、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、黄臀鹌、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鳅等；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、小鸺鹠和鹰鸮。

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。小鸺鹠活动于库塘，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，建议项目业主、承建单位与四川九龙山自然保护区和插江国家级水产种质资源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，施工废水不排入插江国家级水产种质资源保护区。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。

项目业主、承建单位在与四川九龙山自然保护区和插江国家级水产种质资源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

元陆 706H 井场和元陆 707H 井场及其管线施工期间，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）全程对元陆 706H 井场和元陆 707H 井场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，更有利于生态环境的恢复。

7.5 生态环境影响评价结论与建议

本项目共 6 座采气站场，项目分为钻井工程和地面集输工程，项目总占地面积 18.75 hm²，运营期永久占地面积为 3.05 hm²，施工期临时占地约 18.70 hm²。永久占地包括井场占地、放喷池占地、应急池、清水池、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 地下水环境影响预测与评价

8.1 评价工作程序

本次地下水环境影响评价技术工作程序见下图。

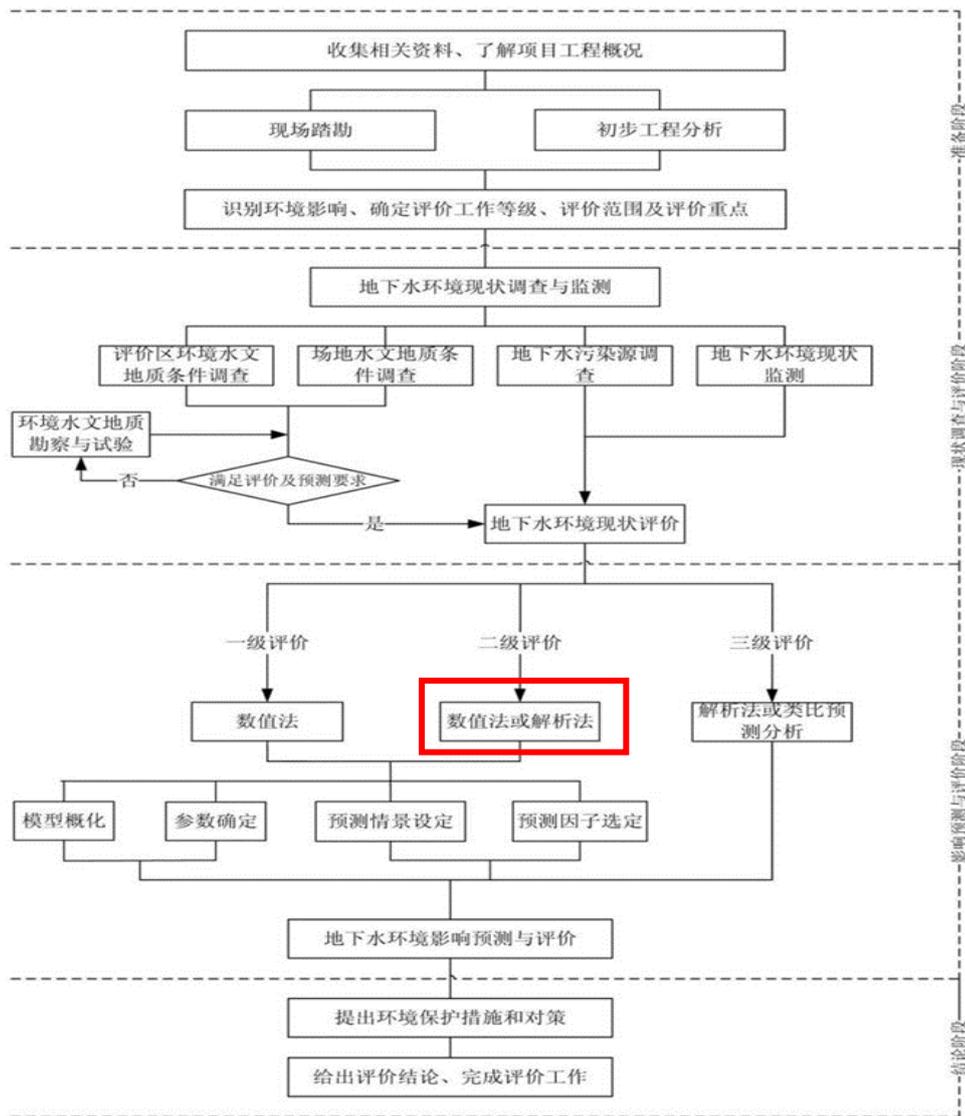


图 8.1-1 地下水环境影响评价工作程序

8.2 预测评价原则

1、预测原则

1) 本建设项目地下水环境影响预测应遵循相关评价导则规定的原则进行。考虑到地下水环境污染的复杂性、隐蔽性和难恢复性，还应遵循保护优先、预防为主的原则，预测应为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

2) 本建设项目预测的范围、时段、内容和方法应根据评价工作等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，应预测建设项目对地下水水质产生的直接影响，重点预测地下水环境保护目标的影响。

3) 在结合地下水污染防治措施的基础上，对可能引起的地下水环境影响进行预测，分别对建设工程所产生污染物在正常状况和非正常状况两种情况下可能产生的地下水污染情况进行预测。

4) 该项目的地下水环境影响评价较难采用类比和趋势外延等经验方法，因此本项目采用解析法进行影响预测。

2、评价原则

1) 评价应以地下水环境现状调查和地下水环境影响预测结果为依据，对建设项目各实施阶段不同环节及不同污染防治措施下的地下水环境影响进行评价

2) 建设项目应评价其对地下水水质的直接影响，重点评价建设项目对地下水环境保护目标的影响。

8.3 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于基岩山区范围内，针对项目的实际建设，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。

8.4 水文地质单元划分

本项目评价区跨幅较大。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地质单元、东河水文地质单元，区内出露地层以白垩系、侏罗系碎屑岩，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、嘉陵江水文地质单元

元陆 15-1H 井场、元陆 710-1H 井场、元坝 221-1H 井场、元陆 15-1H~元坝

221-1H天然气管线、元陆 710-1H~3#阀室天然气管线（部分）位于本水文地质单元范围内，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^{fgl+al}}）砂砾卵石层。本单元所涉及井场及输气管道均下伏为白垩系碎屑岩地区。

2、东河水文地质单元

元坝 6-1H 井场、元陆 706H 井场、元陆 707H 井场、元陆 706H~元陆 7 天然气管线、元陆 707H~元陆 703 天然气管线、元陆 710-1H~3#阀室天然气管线（部分）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}）、评价范围东北侧主要出露侏罗系上统蓬莱镇组（J_{3p}），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^{fgl+al}}）砂砾卵石层。本单元所涉及井场及输气管道下伏为白垩系、侏罗系碎屑岩地区。

8.5 井场水文地质条件

本项目各井场水文地质条件见表 8.4-1~表 8.4-6。

表 8.5-1 元坝 6-1H 井场场地水文地质条件一览表

编号	元坝 6-1H 井场	地理位置	广元市苍溪县五龙镇五里村*****
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 910m，处于山脊附近，地形坡降约 0.2		
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 K _{1c} ，地层岩性为砾岩、砂岩、泥质粉砂岩，地层厚度约 350~580m，场地处含水层主要为碎屑岩风化含水层，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苍溪组（K _{1c} ）碎屑岩裂隙含水层，钻孔一般涌水量为 50~100/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所在的山脊区域，大气降雨、塘、水库为主要补给源，地下水接受补给后由北西向南东，于东南侧杜家沟排泄。		
地下水开发利用现状与功能	井场上游及下游存在五里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。		
现场照片			
	场地	下游	上游

表 8.5-2 元陆 15-1H 井场场地水文地质条件一览表

编号	元陆 15-1H 井场	地理位置	广元市苍溪县陵江镇东方村*****（原元陆 15 井场）
地形地貌	井场所在区域属于枝状羽状低山窄谷地貌，井场高程 490m，与西北侧山脊高差约 50m，地形坡降约 0.25		
包气带特征	包气带由含碎石砂土及碎屑岩浅层风化裂隙构成		
含水层及隔水层特征	井场下伏地层为白垩系苍溪组（K _{1c} ），地层岩性为砾岩、砂岩、泥质粉砂岩，地层厚度约 350~580m，场地处含水层主要为碎屑岩风化含水层，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门关组（K _{1c} ）碎屑岩裂隙含水层，钻孔涌水量为 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西南侧山脊区域，大气降雨、塘、水库为主要补给源，地下水接受补给后由北西向南东，于东南侧水磨河排泄。		
地下水开发利用现状与功能	井场上游及下游存在东方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。		
现场照片	*****		
	场地	下游	上游

表 8.5-3 元陆 706H 井场场地水文地质条件一览表

编号	元陆 706H 井场	地理位置	广元市苍溪县三川镇天观村*****
地形地貌	井场所在区域属于中倾斜单面山地貌，井场高程 560m，与东南侧山脊高差约 650m，地形坡降约 0.25		
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 J _{3p} ¹ ，地层岩性为紫红色泥岩、泥质粉砂岩夹砖红色厚层细粒长石石英砂岩，地层厚度约为 500m，场地处含水层主要为碎屑岩风化及构造裂隙含水层，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侏罗系蓬莱镇组（J _{3p} ¹ ）碎屑岩及构造裂隙含水层，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南侧山脊区域，大气降雨为主要补给源，地下水接受补给后由南东向北西排泄，于北西侧柏溪沟排泄。		
地下水开发利用现状与功能	井场上游侧向及下游存在天观村居民分散式取水点，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。		
现场照片	*****		
	场地	下游	上游

表 8.5-4 元陆 707H 井场场地水文地质条件一览表

编号	元陆 707H 井场	地理位置	广元市苍溪县三川镇川桥村*****
地形地貌	井场所在区域属于中倾斜单面山地貌，井场高程 471m，与东侧山脊高差约 260m，地形坡降约 0.38		
包气带特征	包气带由砂质粘土及碎屑岩浅层风化裂隙构成。		
含水层及隔水层特征	井场下伏地层为侏罗系蓬莱镇组（J ₃ p ² ），地层岩性为紫红色泥岩、泥质粉砂岩夹砖红色厚层细粒长石石英砂岩，砂泥岩不等厚互层，地层厚度约 350m，场地处含水层主要为碎屑岩风化及构造裂隙含水层，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侏罗系蓬莱镇组（J ₃ p ² ）碎屑岩及构造裂隙含水层，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西侧山区，大气降雨和塘堰为主要补给源，地下水接受补给后由西向东径流，于东侧插江排泄。		
地下水开发利用现状与功能	井场上游、侧向、及下游存在川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。		
现场照片	*****		
	场地	下游	上游

表 8.5-5 元陆 710-1H 井场场地水文地质条件一览表

编号	元陆 710-1H 井场	地理位置	广元市苍溪县白鹤乡古泉村*****（原江水村*****）
地形地貌	井场所在区域属于枝状单斜低山深谷地貌浅丘地带，井场高程 683m，与西侧山脊高差约 660m，地形切割较为强烈，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	井场下伏地层为白垩系苍溪组（K _{1c} ），地层岩性为砾岩、砂岩、泥质粉砂岩，地层厚度约 350~580m，场地处含水层主要为碎屑岩风化含水层，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门关组（K _{1c} ）碎屑岩裂隙含水层，钻孔一般涌水量为 50~100/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西侧山区，大气降雨为主要补给源，地下水接受补给后由西向东径流，于东侧闫家沟水库排泄。		
地下水开发利用现状与功能	井场上游、侧向及下游存在江水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。		
现场照片	*****		
	场地	下游	上游

表 8.5-6 元坝 221-1H 井场场地水文地质条件一览表

编号	元坝 221-1H 井场	地理位置	广元市苍溪县陵江镇江南村*****
地形地貌	井场所在区域属于枝状羽状低山窄谷地貌浅丘地带，井场高程 484m，与北侧山脊高差约 60m，地形坡降约 0.25		
包气带特征	包气带由含碎石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	井场下伏地层为白垩系苍溪组（K _{1c} ），地层岩性为泥岩夹薄层粉细砂岩，砂砾岩较少，地层厚度约 350~580m，场地处含水层主要为碎屑岩风化含水层，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苍溪组（K _{1c} ）碎屑岩裂隙含水层，钻孔一般涌水量为 10~50t/d，泉井流量介于 0.05~0.5L/s，地下水径流模数 0.08~0.52L/s·km ² 。含水层富水性较差，水量较贫乏。		
地下水补径排特	井场所在的水文地质单元补给区为井场北侧山区，大气降雨为主要补给源，地下水接受补给后由北向南径流，于南侧嘉陵江支沟排		

征	泄。		
地下水开发利用现状与功能	地下水主要功能为维持井场周边生态功能。		
现场照片	*****		
	场地	下游	上游

8.6 水文地质试验统计

项目组通过委托监测单位进行抽水和渗水试验 3 组，并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：

8.6.1 抽水试验统计

1、收集的抽水试验资料

根据项目所在区域地层岩性，项目组通过收集 1:20 万区域水文地质普查报告梓潼幅和仪陇幅，相关钻孔抽水试验成果资料。嘉陵江水文地质单元（主要涉及元陆 15-1H 井场，元陆 710-1H 井场和元坝 221-1H 井场）主要收集为梓潼幅与本项目同岩性相同富水程度的抽水试验资料 9 组，抽水试验统计成果如表 8.6-1，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；东河水文地质单元（主要涉及元坝 6-1H 井场，元陆 706H 井场，元陆 707H 井场）主要收集梓潼幅和仪陇幅区域同岩性同富水性的白垩系（元坝 6-1H 井场）、侏罗系（元陆 706H 井场、元陆 707H 井场）抽水试验资料 6 组，试验统计结果见表 8.6-2，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 0.0157~0.0965m/d 之间，渗透系数平均值约为 0.042 m/d，侏罗系蓬莱镇组抽水试验渗透系数在 0.006~0.36m/d 之间，渗透系数平均值约为 0.09m/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，各井位下伏含水层渗透性整体相似。

表 8.6-1 嘉陵江水文地质单元收集的抽水试验成果统计表

表 8.6-2 东河水文地质单元收集的抽水试验成果统计表

2、本项目抽水试验成果统计

本项目共计选取了 3 个点位进行抽水试验，试验均采用当地居民民井进行抽水，水位测量采用水位计（mini-diver）自动计数，结合民井的实际情况，试验均进行一个最大降深抽水试验，水井调查基本信息如下：

（1）CS-01，水井为当地农户供水自用井，水井建成约 8 年，井深 3.5m，揭穿上覆覆盖层约 0.4m，进入下伏基岩层 3.1m，水井直径 30cm，井口用块石围成边长 60×70cm 方形，水井水位常年较稳定，试验当天初始水位埋深 1.6m。抽水试验设备采用农户水井中自用水泵，抽水试验工作时段为 2020 年 11 月 4 日 15 时 30 分至 22 时 10 分，抽水试验总时段为 7 小时 40 分，稳定时段 4 小时，恢复水位观测 3 小时 40 分。稳定出水量为 0.6m³/h，计 14.4m³/d，最大水位降深 1.56m。

（2）CS-02，水井为当地农户供水自用井，水井建成约 20 年，井深 3m，揭穿上覆覆盖层约 0.5m，进入下伏基岩层 2.5m，水井直径 45cm，据村民介绍，该水井是揭穿覆盖层后基岩出水。水井水位常年较稳定，试验当天初始水位埋深 0.6m。抽水试验设备采用农户水井中自用水泵，抽水试验工作时段为 2020 年 11 月 3 日 7 时 05 分至 14 时 30 分，抽水试验总时段为 8 小时 25 分。稳定出水量为 1.32m³/h，计 31.68m³/d，最大水位降深 1.9m。

（3）CS-03，水井为当地农户供水自用井，水井建成约 5 年，井深 6m，无覆盖层，全井都在基岩层中，水井直径 70cm。水井水位常年较稳定，试验当天初始水位埋深 1.5m。抽水试验设备采用农户水井中自用水泵，抽水试验工作时段为 2020 年 11 月 4 日 6 时 08 分至 12 时 20 分，抽水试验总时段为 6 小时 12 分。稳定出水量为 0.81m³/h，计 19.44m³/d，最大水位降深 0.9m。

图 8.6-1 本项目抽水试验位置和现场照片图

根据各水井结构及地层情况，CS-01~CS-03 试验类型分别及计算公式等，详见下表。

表 8.6-2 计算公式表

参数	抽水井类型	计算公式	适用条件	符号说明
----	-------	------	------	------

渗透系数	潜水非完整井	$K = \frac{0.366Q}{(1+S)S} \lg \frac{R}{r}$	单孔抽水	K—渗透系数 (m/d) R—影响半径 (m) Q—钻孔出水量 (m ³ /d)
影响半径	潜水井	$R = 2S\sqrt{HK}$	单孔抽水	H—静水位至过滤器底部的水柱高度 (m) r—抽水孔半径 (m) S—抽水孔水位降深 (m) H—潜水含水层厚度 (m)

本项目抽水试验历时曲线如下：

图 8.6-2 CS-01 试验曲线

图 8.6-3 CS-02 试验曲线

图 8.6-4 CS-03 试验曲线

表 8.6-3 本项目抽水试验成果统计

试验编号	试验类型	过滤器长度(m)	水井半径(m)	降深(m)	抽水量(m ³ /d)	K(m/d)	影响半径(m)	地层	渗透性等级
CS-1	潜非	*****	*****	**** *	*****	**** *	*****	砂泥岩互层	中等透水
CS-02	潜非	*****	*****	**** *	*****	**** *	*****	砂泥岩互层	中等透水
CS-03	潜非	*****	*****	**** *	*****	**** *	*****	砂泥岩互层	中等透水

3、抽水试验资料数据差异性分析

根据收集的抽水试验成果和本项目抽水试验成果对比，渗透系数具有明显差异，根据分析，本次试验成果采用民井，民井揭穿地层较浅，上部岩层风化程度相对较强，而区域水文地质普查报告均采用钻孔，揭穿整个含水层相对较深，下部风化程度较弱，故抽水试验成果有一定的差异，污染物运移应综合考虑取值。

8.6.2 渗水试验统计

本项目共计选取了 3 个点位进行渗水试验，试验基本信息如下：

(1) SS-01，试坑尺寸 22cm×26cm，试坑深度 30cm，试坑底面积 572cm²，开始每 5min 测量一次，测量 5 次，后每 20min 测量一次，连续测量至少 6 次。

(2) SS-02，试坑尺寸 25cm×30cm，试坑深度 35cm，试坑底面积 750cm²，

开始每 5min 测量一次，测量 5 次，后每 20min 测量一次，连续测量至少 6 次。

(3) SS-03，试坑尺寸 23cm×22cm，试坑深度 30cm，试坑底面积 506cm²，开始每 5min 测量一次，测量 5 次，后每 20min 测量一次，连续测量至少 6 次。

*****	*****
SS-1 渗水试验位置和现场照片	
*****	*****
SS-2 渗水试验位置和现场照片	
*****	*****
SS-3 渗水试验位置和现场照片	

图 8.6-5 渗水试验位置和现场照片

根据《工程地质手册》（第五版），本次试验采用计算公式如下：

$$V(K) = Q/F$$

式中：V：平均渗透速度。当试坑内水柱高度不大（等于 10cm，则水头梯度近于 1，因而 V=K。故本公式中，V 即为 K，为渗透系数（cm/s）；

Q：注入流量（cm³/s）；

F：试坑面积（cm²）；

按照《水利水电工程地质勘察规范》（GB50487-2008）附录 F（表 4.2-1）进行渗透性分级。

表 8.6-4 渗透性分级表

渗透性等级	标准	
	渗透系数 (cm/s)	透水率 q (Lu)
极微透水	$K < 10^{-6}$	$q < 0.1$
微透水	$10^{-6} \leq K < 10^{-5}$	$0.1 \leq q < 1$
弱透水	$10^{-5} \leq K < 10^{-4}$	$1 \leq q < 10$
中等透水	$10^{-4} \leq K < 10^{-2}$	$10 \leq q < 100$
强透水	$10^{-2} \leq K < 1$	$q \geq 100$
极强透水	$K \geq 1$	

图 8.6-6 SS-01 渗水试验历时曲线

图 8.6-7 SS-02 渗水试验历时曲线

图 8.6-8 SS-03 渗水试验历时曲线

表 8.6-5 渗水试验成果统计表

试验编号	地层	试坑面积 (cm ²)	稳定流量 (cm ³ /s)	渗透系数 (m/d)	渗透性等级
SS-01	粉质粘土	*****	*****	*****	中等透水
SS-02	粉质粘土	*****	*****	*****	中等透水
SS-03	粉质粘土	*****	*****	*****	中等透水

8.7 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调查评价范围均为苍溪县，根据现场调查与查询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），本项目也不位于地下水水源地准保护区范围内。

8.8 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，用于区域居民生活用水、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。

8.9 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。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：居民生活所产生的生活污水。由于不同钻井井场周边居民住户比较分散，生活污水排放量比较小，主要收集用于农灌，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、磷含量增加，部分氨氮还将转化成 NO_3^- 、 NO_2^- ，对地下水环境造成影响。畜牧养殖产生的废水主要通过化粪池收集，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污染源调查结果，与本项目产生相同类型污染物的主要厂矿主要为天然气井场，通过地下水环境质量监测、走访调查和天然气井场收集资料分析可知，区内整体地下水环境质量良好。

8.10 地下水环境影响情景分析及设定

本项目可以分为场站工程和管道工程（管道工程为天然气管线）。此次针对管道工程和场站建设按照施工期和运营期分开进行分析进行情景设定。

8.10.1 施工期地下水环境影响情景分析及设定

1、钻井井场施工期

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 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等）。钻前工程高峰时日上工人数约 25 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的设施进行收集处置，施工现场基本不产生生活污水，总体来说对地下水环境影响较小；钻前施工同时有一些施工机械，施工机械若保养维护不当，可能存在极少量的跑冒漏滴，油污的跑冒漏滴对地下水环境影响较小，加强施工机械的保养维护，可以杜绝对地下水环境的污染影响。总体来说钻前工程对地下水环境的影响较小。

(2) 钻井工程

钻井工程产生的废水主要为除尘废水（气体钻阶段）、钻井废水、洗井废水、压裂返排液以及施工人员生活污水等。钻井施工人员生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市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、废渣收集罐、放喷池、油罐、应急池及其它辅助工程，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，原辅料、废水及钻井泥浆等不会对地下水产生污染。同时，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本工程参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）实施地下水污染防治措施，由于防渗层对废水的阻隔，钻井平台在正常状况下，对地下水环境影响较小，可不进行正常状况下的预测。

2) 非正常工况

钻井过程非正常工况对地下水污染主要会表现在以下几个环节：

①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），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井场设备机油泄漏、固废以及钻井所需化学品堆放不当，在雨季产生地面溢流等都有可能造成不同程度的地下水污染；

③物料跑冒滴涌：钻井过程中物料管理不严格、堆放不当、泄涌等，物料的跑、冒、滴、漏不同程度的污染地下水；

④罐体渗漏：废水基泥浆和岩屑将会排入集污罐中，压返液将会排入到重叠罐中，钻井废水和洗井废水将会收集到废水收集罐中，柴油罐将临时储存钻井用柴油。若罐体发生外力作用出现裂缝，会造成液体泄漏。集污罐中会有废水基泥浆和岩屑属于固液混合的状态，不易概化源强，故不考虑泄漏污染影响预测，但仍应该加强巡检等措施，减少废水基泥浆中的液体泄漏溢出而污染地下水环境，故此次针对罐体主要考虑重叠液罐、柴油罐和废水收集罐泄漏对地下水环境的影

响。

⑤池体渗漏：应急池一般保持空置状态，主要为应急收集钻井、洗井废水，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，由于应急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；在放喷时会携带部分压裂返排液进入放喷池，放喷产生的压裂返排液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气体钻降尘水，渗漏会造成地下水中 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影响预测主要考虑地面罐体（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。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后，就近排入非环境敏感水体，对地下水环境的影响较小；

（4）本项目采气站场和管线施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣附近民工，施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活污水及生活垃圾利用附近农户现有的设施进行处理。因此，地面集输工程施工期产生的生活污水及生活垃圾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。

8.10.2 运营期地下水环境情景分析及设定

1、天然气管道

天然气管线输送的主要是天然气，泄漏后天然气几乎不溶于水，若天然气管道发生泄漏，对地下水的环境影响较小。

2、采气工程

(1) 生活污水

每个采气站场常驻人口约 4 人，产生的生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市生活污水厂处理达标后外排。总体来说运营期生活污水对地下水环境影响较小。

(2) 采气气田水

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，井站设有污水罐收集气田水，污水罐一般采用合金材料制成，同时污水罐下设防渗围堰，运营期有值班人员对其巡视，正常情况下对地下水环境影响较小，非正常状况污水罐发生泄漏，防渗围堰对部分进行截留，值班人员发现会对泄漏如发现出现滴漏的情况会及时进行清理和报修，对地下水环境有一定的影响。

故运营期对地下水的环境影响预测主要考虑井场内设置的污水罐泄漏对地下水环境的影响。

8.11 地下水环境影响预测评价思路与方法

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单元划分，将模拟区划分为嘉陵江水文地质单元、东河水文地质单元，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。

8.12 预测井位选取

因报告篇幅限制，以及本项目各井场、管道施工、运营具有工艺共同特征，本项目井场与管线的建设运营所处地层岩性均为白垩系和侏罗系基岩地区，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地质单元范围内选取部分

典型井场和进行预测分析，下游最大预测距离按照各个水文地质单元内井场、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进行类比分析。根据本章节对水文地质单元的划分，此次对预测分析选取如下：

表 8.12-1 预测点位选取

水文地质单元	井位选取
嘉陵江水文地质单元	元陆 706H 井场
东河水文地质单元	元陆 710-1H 井场

8.13 地下水环境影响预测源强

8.13.1 废水泄漏量

根据工程分析，本项目施工期每个井场设置一定数量的废水收集罐（60m³/个）、重叠液罐（50m³/个）和柴油罐（10m³/个），废水收集罐主要收集钻井废水和洗井废水，重叠液罐主要是储存要使用的压裂液和收集压裂返排液，柴油罐主要储存柴油。运营期每个采气站场设置 2 个污水罐（20m³/个），污水罐主要收集气水分离后的气田水。针对这些罐体一般来说多个罐体同时泄漏发生的几率较小，单个罐体渗漏发生的概率相对较大，故此次针对同一类型的罐体泄漏按照单个罐体渗漏进行计算。

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：

$$\dot{M} = A_{\text{破损}} \rho \sqrt{2gh + \frac{2(P - P_0)}{\rho}}$$

式中 M—渗漏量，kg/s

$A_{\text{破损}}$ —泄露面积（参考 HJ169-2018 中，罐体最易发生泄漏频率中泄漏孔径大小，按照泄漏孔径 10mm 计算）；

g—重力加速度（9.81m²/s）；

h—罐体液体高度；

P, P₀—P 为储罐内压力，P₀ 为环境压力，对于废水收集罐、重叠液罐、污水罐、柴油罐 P=P₀；

ρ —密度（废水收集罐、重叠液罐、污水罐中按照水的密度 1000kg/m³，

柴油取 $800\text{kg}/\text{m}^3$ 。

表 8.13-1 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)
元陆 706H 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
	污水罐	0.785	1.5	0.43	30	0.25	191.64
元陆 710- 1H 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
	污水罐	0.785	1.5	0.43	30	0.25	191.64

注：由于这些罐体下方均设有防渗围堰，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。

8.13.2 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，选取废水中有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 8.13-2 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
CODCr	mg/L	≤ 2000	20	100
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，CODCr、石油类参考《地表水环境质量标准》的 III 类限值，氯化物执行《地下水质量标准》III 类限值，标准指数无量纲。

表 8.13-3 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 _{Cr}	mg/L	200~6000	20	300
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，COD_{Cr}、石油类参考《地表水环境质量标准》的Ⅲ类限值，氨氮氯化物执行《地下水质量标准》Ⅲ类限值，标准指数无量纲。

表 8.13-4 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 _{Cr}	mg/L	380~2600	20	130
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，COD_{Cr}、石油类参考《地表水环境质量标准》的Ⅲ类限值，氯化物执行《地下水质量标准》Ⅲ类限值，标准指数无量纲。

表 8.13-5 气田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	-	6.5~10	6.5~8.5	
COD _{Cr}	mg/L	250~8277	20	400
SS	mg/L	50~400	-	-
氯化物	mg/L	0.71~466	250	48

注：污染物按照最大浓度计算标准指数，COD_{Cr}、石油类参考《地表水环境质量标准》的Ⅲ类限值，氯化物执行《地下水质量标准》Ⅲ类限值，标准指数无量纲。

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模拟预测，火炬分液罐和污水管道预测选取气田水中硫化物进行模拟预测。

2、预测污染物的量

根据钻井废水和返排液污染物的因子的浓度以及设定的污染物渗漏量，则预测因子污染物的量如下表。

表 8.13-6 废水收集罐泄漏石油类泄漏量

井位名称	洗井废水泄漏量 (m ³)	浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)
元陆 706H 井场	0.22	110	24.2
元陆 710-1H 井场	0.22	110	24.2

表 8.13-7 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)
元陆 706H 井场	0.25	200	50
元陆 710-1H 井场	0.25	200	50

表 8.13-8 污水罐泄漏 COD_{Cr} 泄漏量

井位名称	气田水泄漏量 (m ³)	浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)
元陆 706H 井场	0.19	8277	1572.63
元陆 710-1H 井场	0.19	8277	1572.63

8.14 地下水环境影响预测模型概化

1、模型概化

含有污染物的废水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。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标，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—承压含水层的厚度，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。

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 ：根据结合区域相关地质钻孔数据进行取值。

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 0.05~0.1。

④渗透系数 K ：根据区域水文地质试验和收集的水文地质试验进行综合取值。

④水流速度 u ：根据收集抽水试验参数，结合现场实地调查，项目区地下水水位取值 0.15~0.23。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 7.4-1，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 $D_T=0.1d_L$ 。

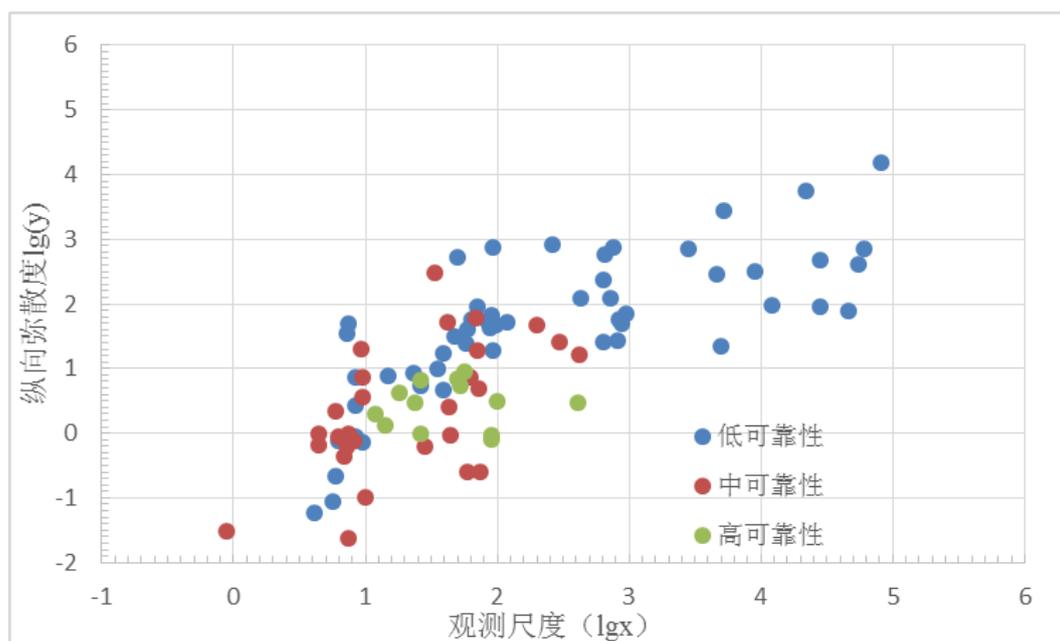


图 8.14-1 纵向弥散度对观测测度、数据根据可靠性分类：弥散系数=弥散度*渗流速度

表 8.14-1 参数取值表

井位	M	n	K	I	u	D _L	D _T
元陆 706H 井 场	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
元陆 710-1H 井场	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****

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 30、100d、1000d、3650d（污染物渗漏后 10 年）。

8.15 地下水环境影响预测

8.15.1 施工期地下水影响预测

1、元陆 706H 井场

(1) 废水收集罐泄漏

表 8.15-1 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（30d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	0.0066	0.0050	0.0022	0.0001	0.0000	0.0000
20	0.0061	0.0046	0.0020	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0044	0.0034	0.0014	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0026	0.0020	0.0008	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0012	0.0009	0.0004	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 8.15-2 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（100d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	0.0016	0.0014	0.0011	0.0004	0.0000	0.0000
20	0.0018	0.0017	0.0013	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0020	0.0018	0.0014	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0020	0.0018	0.0014	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0019	0.0017	0.0013	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0005	0.0005	0.0004	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 8.15-3 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	20	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	0.0001	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 8.15-4 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（3650d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	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 8.15-5 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)
17.6	30	11.1	0.0067	/	/
	100	37	0.0020	/	/
	1000	370	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。

(2) 重叠液罐泄漏**表 8.15-6 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度（30d，单位:mg/L）**

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0189	0.0142	0.0061	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0173	0.0130	0.0056	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0126	0.0095	0.0041	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0074	0.0056	0.0024	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0034	0.0026	0.0011	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 8.15-7 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度（100d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0044	0.0041	0.0032	0.0011	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0051	0.0047	0.0037	0.0013	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.0056	0.0051	0.0040	0.0014	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0057	0.0052	0.0040	0.0015	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0054	0.0049	0.0038	0.0014	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0015	0.0014	0.0011	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

表 8.15-8 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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	0.0005	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000

400	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0002	0.0000	0.0000
500	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
600	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000

表 8.15-9 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度（3650d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	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 8.15-10 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)	影响距离 (m)
50	30	11.1	0.0189	/	34.88
	100	37	0.0057	/	/
	1000	370	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 34.88m，横向最大影响距离不超过 10m。

（3）柴油罐泄漏

表 8.15-11 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（30d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	66.2218	49.9728	21.4749	0.7324	0.0000	0.0000
20	60.6532	45.7706	19.6691	0.6708	0.0000	0.0000	0.0000
30	44.3499	33.4676	14.3821	0.4905	0.0000	0.0000	0.0000
40	25.8891	19.5366	8.3955	0.2863	0.0000	0.0000	0.0000
50	12.0650	9.1046	3.9125	0.1334	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0090	0.0068	0.0029	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	300	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 8.15-12 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（100d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	15.5509	14.2914	11.0926	4.0260	0.0033	0.0000
20	18.0431	16.5818	12.8704	4.6712	0.0039	0.0000	0.0000
30	19.5670	17.9823	13.9574	5.0657	0.0042	0.0000	0.0000
40	19.8332	18.2269	14.1473	5.1346	0.0043	0.0000	0.0000
50	18.7896	17.2678	13.4029	4.8645	0.0040	0.0000	0.0000
100	5.2045	4.7830	3.7124	1.3474	0.0011	0.0000	0.0000
200	0.0025	0.0023	0.0018	0.0007	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 8.15-13 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	0.0250	0.0247	0.0241	0.0218	0.0107	0.0009
20	0.0317	0.0315	0.0307	0.0277	0.0136	0.0011	0.0000
30	0.0401	0.0397	0.0387	0.0350	0.0172	0.0014	0.0000
40	0.0502	0.0498	0.0486	0.0439	0.0216	0.0017	0.0000
50	0.0626	0.0620	0.0605	0.0547	0.0269	0.0021	0.0000
100	0.1695	0.1681	0.1638	0.1481	0.0728	0.0058	0.0001
200	0.7494	0.7431	0.7245	0.6546	0.3220	0.0256	0.0004
300	1.6859	1.6717	1.6299	1.4728	0.7245	0.0575	0.0008
400	1.9298	1.9136	1.8657	1.6859	0.8293	0.0658	0.0010
500	1.1240	1.1145	1.0866	0.9819	0.4830	0.0383	0.0006
600	0.3331	0.3303	0.3220	0.2910	0.1431	0.0114	0.0002

表 8.15-14 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（3650d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	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

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
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	0.0001	0.0000
500	0.0007	0.0007	0.0007	0.0006	0.0005	0.0003	0.0001
600	0.0030	0.0030	0.0029	0.0029	0.0024	0.0012	0.0004

表 8.15-15 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	11.1	6.6123	76.96	87.04
	100	37	1.9837	141.39	162.14
	1000	370	0.1984	572.01	667.40
	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 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）距离为 572.05m，横向最大超标距离不超过 150m，最大影响距离（贡献值 ≥ 0.01 ）为 667.40m，横向最大影响距离不超过 150m。

2、元陆 710-1H 井场

(1) 废水收集罐泄漏

表 8.15-16 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（30d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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 8.15-17 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（100d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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 8.15-18 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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 8.15-19 废水收集罐泄漏地下水石油类贡献浓度（3650d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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

Y/m X/m	0	5	10	20	50	100	150
	500	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 8.15-20 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)	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。

（2）重叠液罐泄漏

表 8.15-21 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	0.0154	0.0113	0.0045	0.0001	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 8.15-22 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	0.0037	0.0034	0.0026	0.0009	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

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
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 8.15-23 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度（1000d，单位：mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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 8.15-24 重叠液罐泄漏地下水石油类贡献浓度（3650d，单位：mg/L）

X/m \ Y/m	Y/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 8.15-25 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	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（贡献值 $\geq 0.01\text{mg/L}$ ）不超过 30m，横向最大影响距离不超过 10m。

(3) 柴油罐泄漏

表 8.15-26 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	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 8.15-27 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	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 8.15-28 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

Y/m X/m	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 8.15-29 柴油罐泄漏地下水石油类贡献浓度（3650d，单位:mg/L）

Y/m X/m	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 8.15-30 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	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（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）距离为 647.70m，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。

8.15.2 运营期地下水环境影响预测

1、元陆 706H 井场污水罐泄漏污染物预测

表 8.15-31 元陆 706H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 贡献浓度（30d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/m					
	0	5	10	20	50	100
10	0.5934	0.4478	0.1924	0.0066	0.0000	0.0000
20	0.5435	0.4101	0.1763	0.0060	0.0000	0.0000
30	0.3974	0.2999	0.1289	0.0044	0.0000	0.0000
40	0.2320	0.1751	0.0752	0.0026	0.0000	0.0000
50	0.1081	0.0816	0.0351	0.0012	0.0000	0.0000
100	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
200	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
400	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
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 8.15-32 元陆 706H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 贡献浓度（100d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/m					
	0	5	10	20	50	100
10	0.1393	0.1281	0.0994	0.0361	0.0000	0.0000
20	0.1617	0.1486	0.1153	0.0419	0.0000	0.0000
30	0.1753	0.1611	0.1251	0.0454	0.0000	0.0000
40	0.1777	0.1633	0.1268	0.0460	0.0000	0.0000
50	0.1684	0.1547	0.1201	0.0436	0.0000	0.0000
100	0.0466	0.0429	0.0333	0.0121	0.0000	0.0000
200	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
400	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
600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

表 8.15-33 元陆 706H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/m					
	0	5	10	20	50	100
10	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000
20	0.0003	0.0003	0.0003	0.0002	0.0001	0.0000
30	0.0004	0.0004	0.0003	0.0003	0.0002	0.0000
40	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0002	0.0000
50	0.0006	0.0006	0.0005	0.0005	0.0002	0.0000

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100
	100	0.0015	0.0015	0.0015	0.0013	0.0007
200	0.0067	0.0067	0.0065	0.0059	0.0029	0.0002
300	0.0151	0.0150	0.0146	0.0132	0.0065	0.0005
400	0.0173	0.0171	0.0167	0.0151	0.0074	0.0006
500	0.0101	0.0100	0.0097	0.0088	0.0043	0.0003
600	0.0030	0.0030	0.0029	0.0026	0.0013	0.0001

表 8.15-34 元陆 706H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 贡献浓度（3650d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100
	10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	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
40	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
100	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
300	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
500	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

表 8.15-35 元陆 706H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 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)
1572.63	30	11.1	0.5942	/	/
	100	37	0.1783	/	/
	1000	370	0.0178	/	/
	3650	-	-	-	-

根据预测，若元陆 706H 井场污水罐泄漏，COD_{Cr} 在预测时间点范围内未出现贡献超标（贡献值 \geq 20mg/L）和超过检出限（贡献值 \geq 4mg/L）的情况。

2、元陆 710-1H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 污染物预测

表 8.15-36 元陆 710-1H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 贡献浓度（30d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	0	5	10	20	50	100	150
	10	0.4850	0.3570	0.1424	0.0036	0.0000	0.0000
20	0.4311	0.3174	0.1266	0.0032	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.3000	0.2208	0.0881	0.0022	0.0000	0.0000	0.0000

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
40	0.1633	0.1202	0.0480	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.0696	0.0512	0.0204	0.0005	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 8.15-37 元陆 710-1H 井场污水罐泄漏 CODcr 贡献浓度（100d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
10	0.1177	0.1074	0.0815	0.0271	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.1354	0.1235	0.0937	0.0311	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.1446	0.1319	0.1001	0.0332	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.1436	0.1310	0.0994	0.0330	0.0000	0.0000	0.0000
50	0.1324	0.1208	0.0917	0.0304	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0293	0.0268	0.0203	0.0067	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 8.15-38 元陆 710-1H 井场污水罐泄漏 CODcr 贡献浓度（1000d，单位:mg/L）

X/m \ Y/m	Y/m						
	0	5	10	20	50	100	150
10	0.0003	0.0003	0.0003	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
20	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
30	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
40	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0002	0.0000	0.0000
50	0.0007	0.0007	0.0006	0.0006	0.0003	0.0000	0.0000
100	0.0018	0.0017	0.0017	0.0015	0.0007	0.0000	0.0000
200	0.0071	0.0070	0.0068	0.0061	0.0028	0.0002	0.0000
300	0.0137	0.0136	0.0132	0.0118	0.0055	0.0003	0.0000
400	0.0127	0.0126	0.0123	0.0110	0.0051	0.0003	0.0000
500	0.0057	0.0056	0.0055	0.0049	0.0023	0.0001	0.0000
600	0.0012	0.0012	0.0012	0.0010	0.0005	0.0000	0.0000

表 8.15-39 元陆 710-1H 井场污水罐泄漏 CODcr 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	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000

表 8.15-40 元陆 710-1H 井场污水罐泄漏 COD_{Cr} 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)
1572.63	30	10.2	0.4850	/	/
	100	34	0.1455	/	/
	1000	340	0.0145	/	/
	3650	-	-	-	-

根据预测，若元陆 710-1H 井场污水罐泄漏，COD_{Cr} 在预测时间点范围内未出现贡献超标（贡献值 $\geq 20\text{mg/L}$ ）和超过检出限（贡献值 $\geq 4\text{mg/L}$ ）的情况。

8.16 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：井场施工对地下水环境的影响，以及运营期污水罐泄漏地下水产生影响。

1、施工期对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对地下水环境的影响。若罐体发生渗漏对地下水含水层和分散式水源影响如下：

（1）施工期罐体泄漏含水层污染影响范围

嘉陵江水文地质单元以元陆 710-1H 井场作为代表预测井场，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最大贡献超标（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）距离为 647.70m，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。

东河水文地质单元以元陆 706H 井场作为代表预测井场，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最大贡献超标（贡献值 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）距离为 572.05m，横向最大超标距离不超过 150m，最大影响距离（贡献值 ≥ 0.01 ）为 667.40m，横向最大影响距离不超过 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，对地下水分散影响情况如下表：

表 8.16-1 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 6-1H 井场	下游东南侧 2 口分散式取水井会位于超标范围内
元陆 15-1H 井场	下游东南侧 6 口分散式取水井会位于超标范围内
元陆 706H 井场	下游北侧 2 个分散式取水泉点会位于超标范围内
元陆 707H 井场	下游东侧 2 分散式取水泉点会位于超标范围内
元陆 710-1H 井场	下游东侧 4 口分散式取水井会位于超标范围内
元坝 221-1H 井场	无居民分散式地下水水源位于超标范围内

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，会造成周边尤其是平台下游地区居民分散式取水井（泉）超标现象。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现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、运营期对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罐发生泄漏，污水进入地下水含水层中对地下水产生影响。根据选取的预测井位和预测因子，

污水罐泄漏对地下水环境影响如下：

（1）污水罐泄漏污染影响范围

东河水文地质单元以元陆 706H 井场为代表进行预测，若元陆 706H 井场污水罐泄漏，以 COD_{Cr} 为代表预测因子，COD_{Cr} 在预测时间点范围内未出现贡献超标（贡献值 $\geq 20\text{mg/L}$ ）和超过检出限（贡献值 $\geq 4\text{mg/L}$ ）的情况。

嘉陵江水文地质单元以元陆 710-1H 井场为代表进行预测，若元陆 710-1H 井场污水罐泄漏，以 COD_{Cr} 为代表预测因子，COD_{Cr} 在预测时间点范围内未出现贡献超标（贡献值 $\geq 20\text{mg/L}$ ）和超过检出限（贡献值 $\geq 4\text{mg/L}$ ）的情况。

（2）运营期污水罐泄漏对分散式地下水水源影响

根据运营期污水罐泄漏及污染影响范围，并结合周边分散式地下水水源分布情况，运营期若发生污水罐泄漏对居民分散式地下水取水点影响统计如下表：

表 8.16-2 污水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 6-1H 井场	无居民地下水分散式水源地位于超标范围内
元陆 15-1H 井场	无居民地下水分散式水源地位于超标范围内
元陆 706H 井场	无居民地下水分散式水源地位于超标范围内
元陆 707H 井场	无居民地下水分散式水源地位于超标范围内
元陆 710-1H 井场	无居民地下水分散式水源地位于超标范围内
元坝 221-1H 井场	无居民地下水分散式水源地位于超标范围内

根据上表，虽然运营期在设定情景模式下污水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/T 6646-2017）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。

8.17 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。

8.17.1 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，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、外溢或废水池垮塌等事故。

（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。

8.17.2 井场分区防渗控制措施

重点防渗区指重点污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。一般防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。简单防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。参照地下水导则，重点污染防治区防渗层的等效防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层；一般污染防治区防渗层等效防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层，简单防渗区达到地面硬化要求即可。

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，将本项目建设期的分区防渗方案如下表：

表 8.17-1 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
油罐区应急池	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 $Mb \geq 6\text{m}$
方井周边		
放喷池		
重叠液罐		
重浆罐区		
泥浆料台区		
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）		
发电机房及柴油发电机组		
应急池		
危废暂存间		
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 $Mb \geq 1.5\text{m}$
生态厕所		
办公生活区	简单防渗区	一般地面硬化

2、运营期（采气期）

表 8.17-2 采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
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 $Mb \geq 6\text{m}$
污水罐下设的防渗围堰	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 $Mb \geq 1.5\text{m}$
产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面		
环沟		
生态厕所		
办公生活区	简单防渗	一般地面硬化

8.17.3 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。

8.17.4 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，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根据各区块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。

（2）监测方案

①监测点位

结合本次产能建设项目特点，选择 2~3 个典型井位，对典型井位上游、下游、侧方位各设置不少于 1 个监测点，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。

②监测因子

监测项目：水位、pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硝酸盐、六价铬、亚硝酸盐和硫化物。

③监测频率

在钻井期间平台按照钻后 1 次，井站运营采气期监测频率不得低于每年一

次，按照每年选取 2~3 个井位轮流监测，若发现水质异常和污水渗漏，应对该井位处进行加密监测频率。

8.17.5 地下水环境跟踪监测信息公开

(1) 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。

8.17.6 地下水环境影响应急响应

8.17.6.1 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。

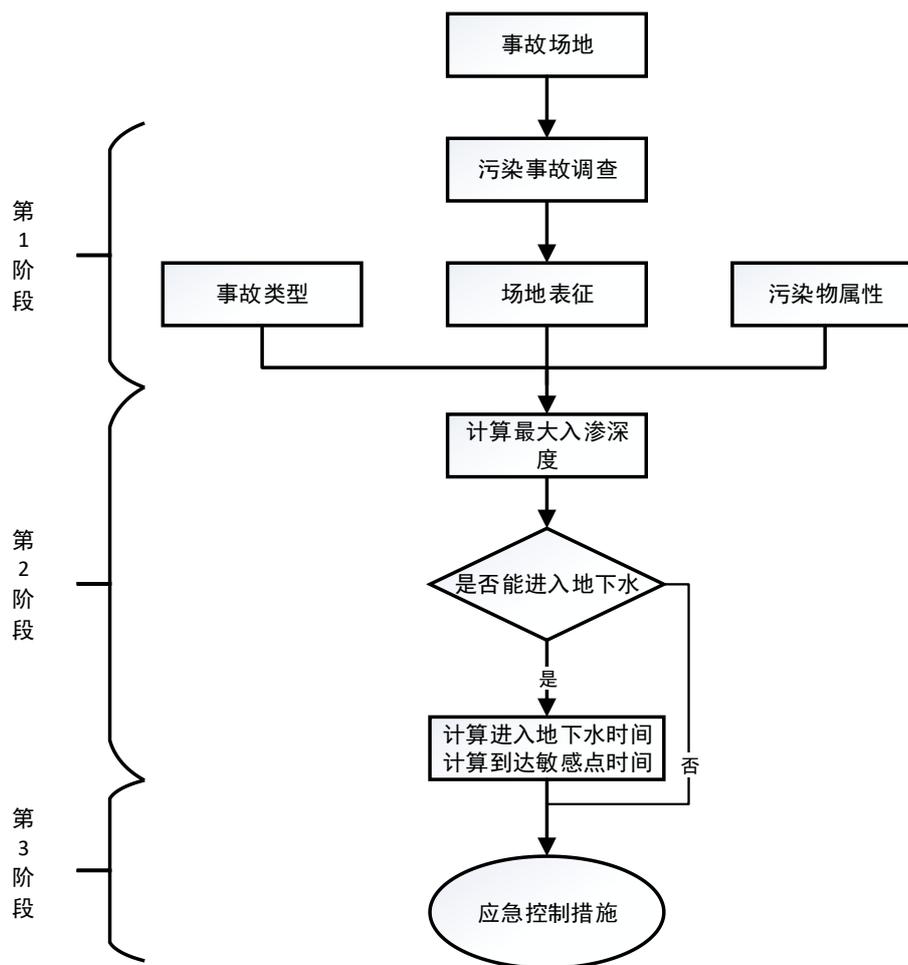


图 8.17-1 地下水污染风险快速评估与决策过程

8.17.6.2 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、沿岸村庄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。

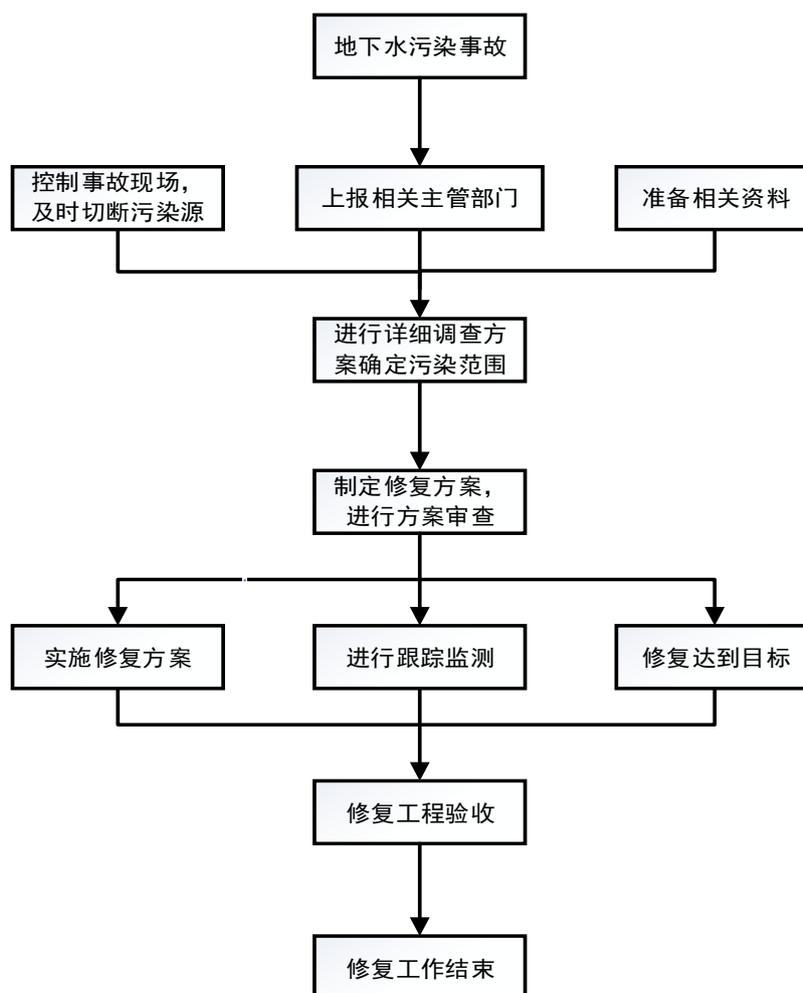


图 8.17-2 地下水污染应急治理程序

8.18 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控措施的前提下，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。

9 环境影响预测与评价

9.1 施工期环境影响预测与评价

9.1.1 施工期大气环境影响分析

施工期对环境空气影响主要是钻井工程中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。

9.1.1.1 钻前工程大气环境影响评价

钻前工程大气污染物主要来自施工扬尘及施工机械尾气。

(1) 扬尘

各井场钻前工程内容基本一致，区别仅体现在井场构筑方井数量及挖填方量的多少等方面。施工扬尘为土石方开挖，材料运输、卸放、拌和等过程中产生的，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。

汽车运输过程，不但带起大量的扬尘，而且会造成周围松散沙质土地表层松动，增加了风蚀起沙的可能性，使汽车驶过的道路两边一定范围短时间内 TSP 污染较重。

表 9.1-1 不同起尘强度时运输道路下风向扬尘预测结果（单位：mg/m³）

下风向距离 (m)	不同起尘强度 (mg)				
	4.4	5.89	7.24	8.50	9.70
10	1.04	1.40	1.71	2.01	2.30
20	0.92	1.23	1.51	1.77	2.02
30	0.72	0.97	1.19	1.40	1.59
40	0.59	0.79	0.97	1.14	1.30
50	0.50	0.67	0.82	0.97	1.10
60	0.43	0.58	0.72	0.84	0.96

下风向距离 (m)	不同起尘强度 (mg)				
	4.4	5.89	7.24	8.50	9.70
70	0.38	0.52	0.63	0.74	0.85
80	0.35	0.46	0.57	0.67	0.76
90	0.31	0.42	0.52	0.61	0.69

由上表可知，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 $0.8\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

表 9.1-2 为一辆载重 10t 的卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁程度下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。因此限制车辆行驶速度及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的最有效手段。

表 9.1-2 不同车速和地面清洁程度时的汽车扬尘（单位： $\text{kg}/(\text{km}\cdot\text{辆})$ ）

车速 (km/h)	道路表面粉尘量 (kg/m^2)					
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1.0
10	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
15	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
20	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
30	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 9.1-2 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 9.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m^3)	不洒水	10.14	2.810	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.68	0.60

上述结果表明，有效的洒水抑尘可以使施工扬尘污染控制在 50m 的距离内，大幅度降低施工扬尘的污染程度。

因此，通过限制车辆行驶速度、保持路面清洁及定时洒水可减缓汽车行驶产生的道路扬尘影响。

(2) 施工机械尾气

施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为 NO_x 、烟尘及少量 CO。由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，

污染源强较少，故施工期车辆燃料尾气对大气环境影响不大。况且施工期车辆尾气的污染也是短暂的，局部的，施工完成后就会消失，因此其对大气环境的影响也是有限的。

为最大限度的减少施工机械及车辆废气对大气环境的影响，建设单位应加强施工车辆运行管理与维护保养，对施工过程中非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《重型柴油车污染物排放限值及测量方法（中国第六阶段）》（GB17691-2018）及《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）。在此条件下，汽车尾气对环境及敏感点的影响较小。

综上，施工地段应经常洒水以及尽量减少施工场地及运输过程中的粉尘污染，减少对当地居民生活产生的不利影响；由于累计施工工时不长，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响。钻前工程施工人员不多，且大部分为当地居民，几乎不新增生活燃料烟气，大气影响甚微。总体看来，钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响。

9.1.1.2 钻井工程大气环境影响评价

根据工程分析，本项目钻井阶段废气主要为柴油机废气、油基泥浆钻井有机废气、气体钻产生的粉尘、完井测试放喷废气以及非正常状态事故放喷废气。

（1）备用柴油机/发电机废气

钻井期间，一般电力由当地电网提供（备用柴油发动机供电不足或电力不能到达区域使用），并给钻机上的各种设备如泥浆泵、天车、转盘等提供动力，钻井柴油发电机（停电或电力不能达到）燃烧排放的废气主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。虽然柴油机自带排气筒距离地面约 6m，未达到 15m，但由于在设备上升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，废气经自带消烟除尘装置处理后通过排气筒排气影响范围小，影响时间短，可不新增措施。

本工程钻井期柴油动力机和发电机废气排放量为 $2707.9\text{m}^3/\text{h}$ ， NO_x 排放速率约为 $0.345\text{kg}/\text{h}$ ， SO_2 排放速率约为 $0.416\text{kg}/\text{h}$ ，颗粒物排放速率约为 $0.117\text{kg}/\text{h}$ 。本项目柴油机和发电机采用轻质合格柴油，柴油机烟气释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短。考虑到本项目施工中一般不同井场的数口

井同时开钻，钻井柴油机等产生烟气中污染物排放量增大，对局部地区环境空气质量有一定影响。但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，不会同时同地进行，且井距在 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，废水和岩屑进入沉沙坑，废气在沉沙坑内直接排放，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 102-4H 井钻采工程 2020 年 7 月 28 日 PM₁₀、PM_{2.5} 厂界外环境空气检测（施工期）结果。

表 9.1-4 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，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。

因此，实际上钻井过程中，空气钻井产生的粉尘对环境空气的影响很小，不会改变敏感点的环境功能，环境影响可接受。

（3）油基泥浆钻井有机废气对大气环境的影响

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基钻井固废暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆暂存时间较短；油基钻井固废由废渣罐收集临时存放于危废暂存间，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、油基泥浆和油基钻井固废的收集、暂存和储运必须采用全程密闭工艺流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，减少有机物挥发量；项目 1 口井油基泥浆钻井时间约 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，放喷的天然气立即点火烧掉。本项目气井为不含硫化氢天然气其燃烧主要产物为 CO₂、水蒸气、NO_x、颗粒物等。事故放喷时间持续较短，通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，事故放喷排放污染物较少，属临时排放，且建设单位在开工前制定事故放喷应急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康影响可控，对环境影响可接受。各钻井井场布设放喷池，点火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m，不在当地主导风向的上风向，且放喷池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷对周边农户影响较小。

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。

9.1.1.3 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，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。

9.1.1.4 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，本项目气井为不含硫化氢天然气其燃烧主要产物为 CO₂、水蒸气、NO_x、颗粒物等。测试放喷时间一般为 4~6h，属短期临时排放，燃烧产物对环境影响较小，在当地环境可接受范围内。项目放喷池内壁由防火砖砌成，外侧设有钢筋水泥墙及钢板。本项目放喷池选址均位于距离井口 75m 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》（SY5225-2019）中关于放喷池选址及放喷撤离要求的前提下，本项目测试放喷废气不会对周边环境和居民健康产生明显不利影响。

9.1.1.5 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。

9.1.1.6 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）、及施工机械、运输车辆排放的尾气。针对施工扬尘，项目工程施工作业时，设置围栏或部分围栏、管沟堆土尽量采取遮盖、洒水抑尘等措施，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。施工机械、运输车辆排放的尾气中污染物主要为 NO_x、烟尘及少量 CO 等，施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等，最终产生的废气量较小。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期

的，工程结束后，将不复存在。

（2）焊接烟气

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少。焊接工序随着管道的敷设分段进行，焊接烟尘属于流动源且为间歇式排放。焊接工序为野外露天工作，污染物扩散条件好，且项目管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点。项目焊接烟气经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

（3）防腐废气

防腐废气主要是在管道敷补口补伤时产生的，产生量较少，且为间断性分散状排放，由于管线周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响不大。

9.1.2 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。

9.1.2.1 钻前工程地表水环境影响评价

钻前工程产生的废水主要是施工废水和生活污水。

（1）施工废水

施工废水主要来自车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁废水等过程，及道路施工遇雨水产生的地表径流，主要污染物为 SS；施工机械设备冲洗维护时将产生少量含油废水，施工单位定期进行检查，避免事故性油类泄漏，减少油类物质对周边土壤的影响。施工期产生的施工废水经隔油沉淀处理后全部回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。对当地地表水环境影响很小。

（2）生活污水

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。

9.1.2.2 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，泥浆泵入泥浆罐回收利用，废水通过污水泵泵入泥浆不落地系统内处理回用。井场内沿基础周围修建场内排水明沟，排水沟尾设置隔油池，井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟，经隔油池收集处理后用泵提升至应急池或泥浆不落地系统处理回用；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至应急池，未被污染的雨水由外环沟排入自然水系。泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；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、应急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及洗井废水

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。完钻后废水不能再重复利用的钻井废水约 120m³/井，总计约 1800m³；洗井废水产生量约 90m³/井，总计产生量约 1350m³。

该部分污水所含的 COD、SS、石油类、氯化物浓度较高、pH 值高呈碱性，经“泥浆不落地”处理工艺处理后暂存于废水收集罐（每个井场废水收集罐总容积 320m³）中，及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位处理。通过上述措施可最大限度的减少钻井废水对当地地表水环境的影响。因此，本项目钻井废水对当地地表水环境影响可接受。

（3）生活污水

本项目钻井期间生活污水单井产生量约为 770.4m³，总计约 11556m³，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，由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市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

由于方井区域在钻井施工过程中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。

9.1.2.3 压裂作业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 480m³，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，由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市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。

9.1.2.4 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，及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位进行处理。通过上述措施可最大限度的减少钻井废水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

完井测试技术人员在周围农户家吃住，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，对当地地表水环境影响可接受。

9.1.2.5 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 270m³。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，经沉淀处理后选择合适的地点就近排放到周边的沟渠，对地表水环境不会产生明显影响。

（2）生活污水

本项目施工现场产生的生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

（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、沟溪 5 次，总计 74m，根据现场情况采取枯水期围堰导流开挖方式穿越。

①对水体的影响分析

开挖方式穿越河流，适合于河水较浅、水量较少、河漫滩较宽阔的河流，施工作业选在枯水期进行。

开挖穿越在施工期将对河流水质产生短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。

沿线以开挖方式穿越的河流或水渠，多为水浅、河道较窄、流量较小的季节性河流及田间农灌渠，开挖施工作业多在枯水期，根据现场实地调研结果，在枯水期沿线河流水渠水量较少，开挖时，其一，对河水水质造成短暂影响，其二，开挖作业对河床造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下 1.5m，待施工完成后，经覆土复原，采用河床稳固措施后，对河床及水体环境影响很小。

②对水生生物和下游农业用水的影响分析

施工过程中的开挖活动可能阻隔、影响水域的固有水文规律，开挖将使地下

水向管沟方向侧渗，可能沿管沟形成水流，造成周围局部高出地段地下水位下降或使管沟两侧地下潜流受阻，河流的开挖作业一般选在枯水期，一般水量较小，有些河流基本干涸，开挖施工对水生生物和下游农业用水量影响较小，若施工期赶在灌溉季节，施工将采用围堰导流的方式，分段施工，不会对水进行截流，另外，小型河流的施工较短，一般为 3-5 天，影响是短期的和局部的。

总之，采取大开挖方式施工时，建设单位应该对本项目的线路选择及河流穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，同时要取得规划部门、环保部门等相关单位认可，在施工期间尽量使地表水水质的影响降至最低。

③穿越施工对行洪的影响

本项目穿越的河流含有行洪功能，在穿跨越施工过程中，需满足相应的防洪设计标准。本项目开挖穿越中型河流的水文冲刷线按照 50 年一遇洪水冲刷线进行设计，确保管道的安全运行。

④其他影响

管道开挖过程中，挖出的土石如未能及时回填，遇雨水冲刷进入附近水体，影响水域水质。施工物料如堆放管理不严，受雨水冲刷进入附近水体，对水域造成影响。施工弃渣和施工人员的生活垃圾如不妥善处理，随意堆放，受雨水冲刷进入附近水体，将对其水质造成影响。

综上，本项目管道穿越工程施工量较小，施工周期较短，穿越工程对河流水质的影响是短暂的，局部的，随着施工结束而消失，对地表水环境的影响可接受。

9.1.2.6 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（钻井用水、洗井用水和压裂用水），根据工程分析 4.7.1.2 节可知，本项目 2021 年最大取水量约 9680m³，2022 年最大取水量约 18680m³，2023 年最大取水量约 9339m³。

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清水池供给工程用水，项目附近有闫家沟水库、嘉陵江、嘉陵江支流、东河、东河支流、插江及其支流等，地表水资源丰富。钻井工程、压裂工程用水量总计约 3.8×10⁴m³，平均每口井取水量约 2513m³，根据相关资料，嘉陵江多年平均流量 2120m³/s，东河多年平均流量 104m³/s 等。因此，项目用水占区域水资源比例很

小，不会挤占当地水资源，对当地地表水环境影响可接受。

9.1.3 施工期声环境影响评价

本项目产生的噪声主要是钻前施工、管道施工与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。

9.1.3.1 基础设施建设声环境影响分析

基础设施建设包括钻井井场、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

$$L_2 = L_1 - 20 \lg (r_2/r_1)$$

其中： L_1 、 L_2 ——距离声源 r_1 、 r_2 处的噪声值，dB(A)；

r_1 、 r_2 ——预测点距声源距离。

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级迭加：

$$L = 10 \lg \sum 10^{0.1L_i}$$

（3）噪声计算结果

根据预测模式，下表列出了距施工机械不同距离处的噪声值。

表 9.1-5 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 dB(A)； 夜间：55 dB(A)
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《建筑施工现场环境噪声排放标准》（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 200m，评价范围内均有少量散居农户分布，施工过程中噪声影响预测见下表。

表 9.1-6 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 6-1H 井场 (原元坝 6)	散居农户	东北	148	62	36.7	62
	散居农户	东	74~195	59~68		59~68
	散居农户	东南	116~157	61~64		61~64
	散居农户	南	145~166	60~62		60~62
	散居农户	西	82~179	60~67		60~67
元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	散居农户	西北	61~173	60.2~69.3	36.1	60.2~69.3
	散居农户	西	55~165	60.7~70.2		60.7~70.2
元陆 706H 井场	散居农户	北	131~192	59.3~62.7	38.7	59.3~62.7
	散居农户	东北	84~166	60.6~66.5		60.6~66.5
	散居农户	东	65~178	60.0~68.7		60.0~68.7
	散居农户	东南	63~185	59.7~69.0		59.7~69.0
	散居农户	南	100~195	59.2~65		59.2~65
	散居农户	西南	71~185	59.7~68		59.7~68
	散居农户	西	94~112	64.0~65.5		64.0~65.5
	散居农户	西北	80	66.9		66.9
元陆 707H 井场	散居农户	北	170~173	60.2~60.4	35.7	60.2~60.4
	散居农户	东	123~150	61.5~63.2		61.5~63.2
	散居农户	西南	102~180	59.9~64.8		59.9~64.8
元陆 710-1H 井场	散居农户	东	136~193	59.3~62.3	39.3	59.3~62.3
	散居农户	东南	152~172	60.3~61.4		60.3~61.4
	散居农户	南	115	63.8		63.8
	散居农户	西	28 (该户无人居住)	76.1		76.1
元坝 221-1H 井场 (原元坝 221)	散居农户	东	141	62.0	35.5	62.0
	散居农户	西	44	72.1		72.1
	散居农户	西北	180	59.9		59.9

注：本次预测按照最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算，噪声贡献值按照混凝土振捣棒位于厂界处计算

整体来看，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响，但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休休息时间，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，施工噪声对环境的影响程

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。

9.1.3.2 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（2 用 1 备），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(2 用 1 备)、发电机 1 台、钻机 1 台、泥浆泵 2 台、振动筛 2 台。本项目钻井过程降噪前后噪声源强见表 9.1-5。

本项目选址区域声环境功能区划为 2 类区，根据《环境影响评价技术导则——声环境》（HJ2.4-2009）中关于工作等级划分的要求，声环境影响预测按二级进行评价，评价范围为井口周边 300m。

表 9.1-7 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	90~100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	85~95	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	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	99~104		94~99	昼夜连续		固定声源
	增压机	2 台	75~85		65~75	昼夜连续		固定声源
	空压机	6 台	80~85		70~75	昼夜连续		固定声源
停电	柴油机	3 台	90~95	排气筒上自带高质量消声器	85~90	连续		固定声源

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB(A) (1m 处)	采取的降噪措施	降噪后源强 dB(A)	排放时间	频谱特性	声源种类
	发电机	1 台	85~90	设置发电机房，减震、吸声	75~85	连续	缓慢等特点。	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。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。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钻井井场（元陆 707H 井场）和一个井场内生产井的井场（元坝 6-1H 井场）进行钻井期噪声预测。

①厂界噪声预测

厂界噪声贡献值预测结果见图 9.1-1~9.1-8。

钻井过程为连续 24 小时作业，昼、夜噪声值变化不大，噪声影响较大。根据上述预测结果表明：钻井液钻井工程昼、夜间各厂界噪声均超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，气体钻井工程，昼间厂界噪声能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，夜间厂界噪声不能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

②敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测钻井施工噪声对周边居民的影响。敏感点噪声预测值详见图 9.1-9~图 9.1-16。

根据上述预测结果表明：本项目钻井期间昼间敏感点噪声最远达标距离为井口约 90m 范围内；夜间噪声最远达标距离为距离井口约 190m 范围。元陆 15-1H 井场、元陆 706H 井场、元陆 710-1H 井场、元坝 221-1H 井场按照最大距离统计超标户数。

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 9.1-8 项目钻井过程各井场超标范围内敏感点情况

井场名称	昼间超标范围居民户数	夜间超标范围内居民户数	
		户数、人数	方位
元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	0 户	1 户 (约 4 人)	西北侧
		1 户 (约 4 人)	西侧
		6 户 (约 24 人)	东侧及东南侧
元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	0 户	8 户 (约 32 人)	西侧及西北侧
元陆 706H 井场	0 户	3 户 (约 12 人)	北侧
		4 户 (约 16 人)	西侧及西北侧
		4 户 (约 16 人)	西南侧
		4 户 (约 16 人)	东南侧
		1 户 (约 4 人)	东北侧
元陆 707H 井场	0 户	1 户 (约 4 人)	西南侧
元陆 710-1H 井场	0 户	1 户 (约 4 人)	东北侧
		1 户 (约 4 人)	南侧
元坝 221-1H 井场 (原元坝 221)	0 户	1 户 (约 4 人)	东侧
		1 户 (约 4 人)	西侧

由上表可知,本项目钻井期间共计约 36 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。

9.1.3.3 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,仅白天进行,夜晚不进行压裂作业。噪声源性质见表 5-14。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 9.1-9 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

(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。

本项目压裂布置基本相同，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钻井井场（元陆 707H 站场）和一个井场内有生产井的井场（元坝 6-1H 站场）进行压裂作业期间噪声预测。

① 厂界噪声预测

厂界昼间噪声贡献值预测结果见图 9.1-17~9.1-18。

据上述预测结果表明：压裂作业期间各厂界昼间噪声均超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

② 敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测压裂施工噪声对周边居民的影响。敏感点噪声预测值详见图 9.1-19~图 9.1-20。

根据预测结果表明：本项目压裂作业期间昼间噪声最大达标距离为井口约 125m 范围内，本项目元陆 15-1H 井场、元陆 706H 井场、元陆 710-1H 井场、元坝 221-1H 井场按照最大距离统计超标户数。则各井场噪声超标范围内敏感点分布情况详见下表。

表 9.1-10 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	昼间超标范围居民户数	
	户数、人数	方位
元坝 6-1H 井场（原元坝 6）	0 户	/
元陆 15-1H 井场（原元陆 15）	1 户（约 4 人）	西北侧
元陆 706H 井场	1 户	西侧
	1 户	南侧
	1 户	东南侧
元陆 707H 井场	0 户	/
元陆 710-1H 井场	0 户	/
元坝 221-1H 井场（原元坝 221）	1 户	西侧

由上表可知，本项目压裂作业时间期间共计约 6 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。

9.1.3.4 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。

9.1.4 施工期固废环境影响评价

本项目由各单项工程组成，各单项工程的施工期和运营期彼此重叠，本次评价按各单项工程各阶段固废产生情况，汇总统计。固体废物在施工期主要是钻井固废、废油、生活垃圾、包装材料、施工废料等。

9.1.4.1 钻井固废环境影响分析

本项目单井均按照导管段清水钻进、导管段至 3000m 采用空气钻进，3000m 以下采用常规水基钻井液钻井，揭开须家河组产层采用氮气钻，若井下发生复杂工况的时候则需改成油基泥浆钻进。

（1）一般工业固废

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，按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB18599-2001（修订版）中对第II类一般工业固体废物的处置要求，本项目废渣收集罐所在区地面防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，满足第II类一般工业固体废物处置场防渗要求。

本项目水基和空气钻井固废 2021 年总计产生量约 8400 m³，2022 年总计产生量约 8400m³，2023 年总计产生量约 4200m³，总计产生量约 21000m³。气体钻和清水钻井岩屑属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，其中清水池和应急池后期应拆除完毕后再回填。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 1500m³（3000t），共产生顶替泥浆约 450m³（900t），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。

9.1.4.2 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》（GB18597-2001（2013 年修订））要求，在危废暂存间内集中收集贮存，地面设防渗，防

渗系数要求低 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，完井后交由施工单位回收利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有危险废物处理资质的单位代为处置，对周围环境的影响较小。

9.1.4.3 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，生活垃圾对环境的影响不大，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，对环境的影响较小。

废弃包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理，对周围环境的影响也较小。

9.1.4.4 清管试压废渣环境影响分析

管道清管、试压时产生的试压废水经沉淀后循环使用，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。

9.1.4.5 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。

9.1.4.6 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。

9.1.5 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 9.1-11 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 9.1-12 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 9.1-13 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、集污罐池）	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、氯离子等	氯离子、石油烃	事故
	油罐区	备用柴油	地面漫流、垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
	放喷池、应急池	放喷、压裂返排液、废水暂存	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、石油烃、氯离子等	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	事故
	泥浆料台区	泥浆储备	地面漫流、	pH、COD、	氯离子、	事故

不同时段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
			垂直入渗	石油烃、氯离子等	石油烃	
	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	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。

根据表 9.1-11~表 9.1-12，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。

9.1.5.1 施工期评价工作分级

(1) 生态影响型评价工作分级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，项目类别为 II 类。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，根据地下水监测苍溪县土壤 pH 监测值为 7.67~8.24 之间，均无酸化或碱化，经监测项目所在地土壤含盐量为 0.26~1.4g/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 判定本项目生态影响评价工作等级为三级。

(2) 污染影响型评价工作分级

本项目建设期临时占地面积为 18.7hm²，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）6.2.2.1 可知，本项目占地规模为中型。

根据现场调查及项目区域土地利用现状图（附图 20），建设项目周边存在耕地、饮用水水源保护区，土壤敏感程度为敏感。

表 9.1-14 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	II类			本项目评价等级
		大	中	小	
敏感		二级	二级	二级	本项目属II类项目，其占地规模属于中型，土壤敏感程度为“敏感”，根据评价工作等级划分表判定为“二级”评价。
较敏感		二级	二级	三级	
不敏感		二级	三级	三级	

根据上表可知，本项目建设期土壤环境污染影响型评价等级为二级。

9.1.5.2 施工期评价工作范围

表 9.1-15 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

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，生态影响型评价等级为三级；污染影响型评价等级为二级。根据上表可知，生态影响型三级评价范围为占地范围外 1km，污染影响型二级评价范围为占地范围外 0.2km，因此，本项目建设期井场、放喷池、管线边界外扩 1km 为调查范围。本项目建设期调查评价范围见附图 17-1。

9.1.5.3 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 1.8 小节表 1.8-6。

9.1.5.4 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 公里发生分类土壤图，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：

（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。

9.1.5.5 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、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、应急池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流和垂直入渗，进一步污染土壤。

在施工过程中使用施工材料采取防雨、防水措施，不会因淋溶入渗土壤环境；钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺，在导管单采用清水钻井以避免重点关注的表层含水层和浅层土壤受污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其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，最终产生的水基泥浆和气体钻井产生的钻井废水、洗井废水以及压裂返排液，收集后及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，不会进入土壤环境；气体钻井固废就地填埋，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、生活污水生态厕所收集预处理后拉至市政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，元坝气田和河坝区域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 9.1-16 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“气体钻+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“气体钻+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 0.1~3.8m	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，采取两级防护措施，确保事故废水不得出井场、放喷池、应急池。

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 800m³ 的应急池一座，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、应急池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流，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、应急池在雨天加盖篷布，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。

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

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。

重点防渗区：危废暂存间、泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统区、泥浆料台区、重浆罐区、发电机房、放喷池、应急池、油罐区、重叠液罐等。

一般防渗区：双环沟及生态厕所。

简单防渗区：办公生活区采用一般地面硬化即可。

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。

9.2 运营期环境影响预测与评价

9.2.1 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；非正常运行状态主要有清管、检修及事故废气。

9.2.1.1 正常工况大气环境影响分析

本项目采气站场所在地属于苍溪县，因此正常工况估算模式计算气相资料按照苍溪县气象资料进行预测。

(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℃；年平均风速 2.0m/s。

年极端最高气温 39.3℃；年均相对湿度 73%；

年极端最低气温-4.6℃；年平均日照时数为 1490.9 小时。

年均降水量 1046.7mm；

(2) 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

大气环境影响评价工作级别判定如下表：

表 9.2-1 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 9.2-2 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 $P_i(\%)$	执行级别
元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	颗粒物 (PM_{10})	7.94E-04	0.18	三级
	NO_x	6.09E-03	2.44	二级
元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	颗粒物 (PM_{10})	6.07E-04	0.13	三级
	NO_x	4.66E-03	1.86	二级
元陆 706H 井场	颗粒物 (PM_{10})	8.46E-04	0.19	三级
	NO_x	6.49E-03	2.60	二级
元陆 707H 井场	颗粒物 (PM_{10})	9.00E-04	0.2	三级
	NO_x	2.76E-03	2.76	二级
元陆 710-1H 井场	颗粒物 (PM_{10})	8.66E-04	0.19	三级
	NO_x	6.65E-03	2.66	二级
元坝 221-1H 井场 (原元坝 221)	颗粒物 (PM_{10})	7.03E-04	0.16	三级
	NO_x	5.39E-03	2.16	二级

注：本项目水套炉配置为 1 口井一套，因此每个井场至少有水套炉 2 套或者 3 套，同井场水套炉规格参数一致，因此，本次预测评价等级每个井场选择一个排气筒进行预测。

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%，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。

(3) 预测评价因子和范围

本次大气环境影响预测评价的评价因子为： NO_x 、颗粒物。

表 9.2-3 大气评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 (ug/m^3)	标准来源
NO_x	年平均/24h 平均/1h 平均	50/100/250	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级
颗粒物 (PM_{10})	年平均/24h 平均	70/150	

注：颗粒物 1 小时平均为日均值的 3 倍。

预测评价范围为：以井场为中心，边长 5km 的矩形。

(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。

（5）估算模式

本次估算采用《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中估算模式 AERSCREEN 进行预测计算和计算大气环境保护距离。

表 9.2-4 估算模型参数表（苍溪县）

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/°C		39.3
最低环境温度/°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/°	/

(6) 大气污染源参数与污染物预测源强

表 9.2-5 本项目污染点源参数调查清单

排放源	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℃	年排放 小时数 /h	排放 工况	污染物排放速率	
	X	Y								NO _x (kg/h)	颗粒物(kg/h)
元坝 6-1H 井场 (原元坝 6)	*****	*****	911	8	0.2	149.20	130	8760	连续	0.023	0.003
元陆 15-1H 井场 (原元陆 15)	*****	*****	485	8	0.2	149.20	130	8760	连续	0.023	0.003
元陆 706H 井场	*****	*****	553	8	0.2	149.20	130	8760	连续	0.023	0.003
元陆 707H 井场	*****	*****	546	8	0.2	149.20	130	8760	连续	0.023	0.003
元陆 710-1H 井 场	*****	*****	686	8	0.2	149.20	130	8760	连续	0.023	0.003
元坝 221-1H 井场 (原元坝 221)	*****	*****	487	8	0.2	149.20	130	8760	连续	0.023	0.003

注：本项目水套炉配置为 1 口井一套，因此每个井场至少有水套炉 2 套或者 3 套，同井场水套炉规格参数一致，因此，本次预测评价等级每个井场选择一个排气筒进行预测。

(7) 环境空气影响估算结果统计

根据 AERSCREEN 估算模型，该项目运营期正常工况下大气环境影响预测结果统计见下表。

表 9.2-6 大气污染物排放 AERSCREEN 估算模式计算结果（一）

距离中心 下风向距 离 D/m	元坝 6-1H 站场				元陆 15-1H 站场				元陆 706H 站场			
	颗粒物 (PM ₁₀)		NO _x		颗粒物 (PM ₁₀)		NO _x		颗粒物 (PM ₁₀)		NO _x	
	预测浓度 mg/m ³	占标 率%	预测浓度 mg/m ³	占标率 %	预测浓度 mg/m ³	占标率%	预测浓度 mg/m ³	占标率 %	预测浓度 mg/m ³	占标率%	预测浓度 mg/m ³	占标率 %
22	7.94E-04	0.18	6.09E-03	2.44	/	/	/	/				
29	/	/	/	/	6.07E-04	0.13	4.66E-03	1.86	8.46E-04	0.19	6.49E-03	2.60
50	3.25E-04	0.07	2.49E-03	1.00	4.37E-04	0.10	3.36E-03	1.34	4.77E-04	0.11	3.66E-03	1.46
100	1.77E-04	0.04	1.36E-03	0.54	2.09E-04	0.05	1.60E-03	0.64	2.08E-04	0.05	1.60E-03	0.64
200	8.19E-05	0.02	6.28E-04	0.25	8.57E-05	0.02	6.58E-04	0.26	8.80E-05	0.02	6.75E-04	0.27
400	4.52E-05	0.01	3.46E-04	0.14	4.51E-05	0.01	3.46E-04	0.14	4.39E-05	0.01	3.36E-04	0.13
600	3.54E-05	0.01	2.71E-04	0.11	3.55E-05	0.01	2.72E-04	0.11	3.50E-05	0.01	2.69E-04	0.11
800	3.15E-05	0.01	2.42E-04	0.10	3.16E-05	0.01	2.42E-04	0.10	3.13E-05	0.01	2.40E-04	0.10
1000	2.82E-05	0.01	2.17E-04	0.09	2.81E-05	0.01	2.16E-04	0.09	2.83E-05	0.01	2.17E-04	0.09
1200	2.57E-05	0.01	1.97E-04	0.08	2.56E-05	0.01	1.96E-04	0.08	2.57E-05	0.01	1.97E-04	0.08
1400	2.36E-05	0.01	1.81E-04	0.07	2.36E-05	0.01	1.81E-04	0.07	2.36E-05	0.01	1.81E-04	0.07
1600	2.19E-05	0.00	1.68E-04	0.07	2.19E-05	0.00	1.68E-04	0.07	2.18E-05	0.00	1.67E-04	0.07
1800	2.04E-05	0.00	1.57E-04	0.06	2.03E-05	0.00	1.56E-04	0.06	2.04E-05	0.00	1.57E-04	0.06
2000	1.92E-05	0.00	1.47E-04	0.06	1.91E-05	0.00	1.47E-04	0.06	1.90E-05	0.00	1.46E-04	0.06
2500	1.66E-05	0.00	1.27E-04	0.05	1.67E-05	0.00	1.28E-04	0.05	1.66E-05	0.00	1.28E-04	0.05
标准值	0.45mg/m ³		0.25mg/m ³		0.45mg/m ³		0.25mg/m ³		0.45mg/m ³		0.25mg/m ³	
下风向最 大浓度及 距离	7.94E-04mg/m ³ 22m		6.09E-03mg/m ³ 22m		6.07E-04mg/m ³ 29m		4.66E-03mg/m ³ 29m		8.46E-04mg/m ³ 29m		6.49E-03mg/m ³ 29m	
最大占标 率%	0.18		2.44		0.13		1.86		0.19		2.60	

表 9.2-7 大气污染物排放 AERSCREEN 估算模式计算结果（二）

距离中心下风向距离 D/m	元陆 707H 站场				元陆 710-1H 站场				元坝 221-1H 站场			
	颗粒物 (PM ₁₀)		NO _x		颗粒物 (PM ₁₀)		NO _x		颗粒物 (PM ₁₀)		NO _x	
	预测浓度 mg/m ³	占标率 %										
25									7.03E-04	0.16	5.39E-03	2.16
28	9.00E-04	0.20	6.91E-03	2.76	/	/	/	/	/	/	/	/
29	/	/	/	/	8.66E-04	0.19	6.65E-03	2.66	/	/	/	/
50	5.37E-04	0.12	4.12E-03	1.65	4.77E-04	0.11	3.66E-03	1.46	3.81E-04	0.08	2.93E-03	1.17
100	2.15E-04	0.05	1.65E-03	0.66	2.10E-04	0.05	1.61E-03	0.64	2.09E-04	0.05	1.60E-03	0.64
200	8.58E-05	0.02	6.58E-04	0.26	8.89E-05	0.02	6.82E-04	0.27	8.54E-05	0.02	6.55E-04	0.26
400	4.49E-05	0.01	3.44E-04	0.14	4.39E-05	0.01	3.37E-04	0.13	4.52E-05	0.01	3.47E-04	0.14
600	3.44E-05	0.01	2.64E-04	0.11	3.60E-05	0.01	2.76E-04	0.11	3.61E-05	0.01	2.77E-04	0.11
800	3.05E-05	0.01	2.34E-04	0.09	3.14E-05	0.01	2.41E-04	0.10	3.16E-05	0.01	2.42E-04	0.10
1000	2.77E-05	0.01	2.12E-04	0.08	2.83E-05	0.01	2.17E-04	0.09	2.83E-05	0.01	2.17E-04	0.09
1200	2.54E-05	0.01	1.95E-04	0.08	2.57E-05	0.01	1.97E-04	0.08	2.53E-05	0.01	1.94E-04	0.08
1400	2.36E-05	0.01	1.81E-04	0.07	2.36E-05	0.01	1.81E-04	0.07	2.36E-05	0.01	1.81E-04	0.07
1600	2.18E-05	0.00	1.67E-04	0.07	2.19E-05	0.00	1.68E-04	0.07	2.19E-05	0.00	1.68E-04	0.07
1800	2.02E-05	0.00	1.55E-04	0.06	2.03E-05	0.00	1.56E-04	0.06	2.04E-05	0.00	1.57E-04	0.06
2000	1.92E-05	0.00	1.47E-04	0.06	1.92E-05	0.00	1.47E-04	0.06	1.91E-05	0.00	1.47E-04	0.06
2500	1.66E-05	0.00	1.28E-04	0.05	1.66E-05	0.00	1.28E-04	0.05	1.67E-05	0.00	1.28E-04	0.05
标准值	0.45mg/m ³		0.25mg/m ³		0.45mg/m ³		0.25mg/m ³		0.45mg/m ³		0.25mg/m ³	
下风向最大浓度及距离	9.00E-04mg/m ³ 28m		2.76E-03mg/m ³ 28m		8.66E-04mg/m ³ 29m		6.65E-03mg/m ³ 29m		7.03E-04mg/m ³ 25m		5.39E-03mg/m ³ 25m	
最大占标率%	0.2		2.76		0.19		2.66		0.16		2.16	

由估算模式预测统计结果分析可知：

本项目正常排放时，排气筒外排 NO_x 和颗粒物最大占标率分别为 2.76%、0.2% 出现在距离排放源 28m；最大落地浓度为 2.76E-03mg/m³、9.00E-04mg/m³，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。

9.2.1.2 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、检修废气或系统超压等情况产生的事故放散废气（天然气原料气）。

本项目每个采气站场每年 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天然气通过 10m 高放散系统（安装自动点火装置）燃烧后排放。事故产生时，井站内安装有自动截断阀，能够在几秒钟之内迅速关闭阀门，根据类比分析，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放散气量，各井站检修、清管和事故天然气排放量约 50m³/a。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，本项目放空天然气燃烧后排放，符合要求。

此外，设备检修时间比较短，且气量较小，天然气直接通过 10m 高放散系统（安装自动点火装置）燃烧后排放。由于本项目天然气不含硫化氢，且天然气属于清洁能源，燃烧后的污染物主要为 NO_x 和 TSP，对环境影响较小。

9.2.1.3 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 9.2-8 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 6-1H 井场	NO _x	0.023	137.312	0.412
	颗粒物	0.003	17.613	0.053
元陆 15-1H	NO _x	0.023	137.312	0.617

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)
井场	颗粒物	0.003	17.613	0.079
元陆 706H 井场	NO _x	0.023	137.312	0.412
	颗粒物	0.003	17.613	0.053
元陆 707H 井场	NO _x	0.023	137.312	0.412
	颗粒物	0.003	17.613	0.053
元陆 710-1H 井场	NO _x	0.023	137.312	0.617
	颗粒物	0.003	17.613	0.079
元坝 221-1H 井场	NO _x	0.023	137.312	0.617
	颗粒物	0.003	17.613	0.079
合计	NO _x	/	/	3.087
	颗粒物	/	/	0.396

注：排放浓度和排放速率为单套水套炉排放情况

9.2.1.4 大气环境保护距离

根据 HJ2.2-2018：对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物浓度短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域。根据预测结果，项目污染物贡献值能够满足环境质量标准，厂界外贡献值外无超标区。

综上所述，本次评价无需设置大气环境保护区域。

9.2.2 运营期地表水环境影响分析

本项目正常工况下，天然气于管线中密闭输送，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，在发生泄露事故时，由于天然气中以 CH₄ 为主，在水中的溶解度极低，对水环境基本无影响。

因此，运营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及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

9.2.2.1 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

转入污水罐，主要污染物为 COD、SS 和氯化物等，本项目采气废水最大日产生量约 $7.5\text{m}^3/\text{d}$ ($2737.5\text{m}^3/\text{a}$)，设备检修废水 $21.6\text{m}^3/\text{a}$ 。气田水和设备检修废水及时用密闭罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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，废水不外排，对地表水影响较小。

9.2.2.2 生活污水对地表水环境影响分析

本项目运营期现场产生的生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

9.2.3 运营期声环境影响分析

本项目选址区域声环境功能区划为 2 类区，根据《环境影响评价技术导则——声环境》（HJ2.4-2009）中关于工作等级划分的要求，声环境影响预测按二级进行评价。

9.2.3.1 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 $60\text{dB}(\text{A})$ 。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 9.2-9 采气站场噪声源降噪后声值

噪声源	单台设备声级 $\text{dB}(\text{A})$	采取的降噪措施	降噪后源强 $\text{dB}(\text{A})$	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
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，三口井采气站场工艺区主要噪声设备叠加后声压级约 $63\text{dB}(\text{A})$ ，2 口井采气站场工艺区主要噪声设备叠加后声压级约 $62\text{dB}(\text{A})$ 。

(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 座改扩建采气站场（元坝 6-1H 站场）、1 座典型 2 口井新建采气站场（元陆 707H 站场）、1 座典型 3 口井新建采气站场（元坝 221-1H 站场）、平面布置进行噪声预测，评价范围为井口周边 200m。厂界噪声预测贡献值（元陆 707H 站场和元坝 221-1H 站场）和预测值（元坝 6-1H 站场）结果见表 9.2-12 和图 9.2-1~9.2-4 所示。

表 9.2-10 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
最近敏感点元坝 6-1H 站场	东面	120	36.7	35.8	20.4	20.4	36.8	36.8	达标	达标
最近敏感点元陆 15-1H 站场	北面	85	36.1	35.4	24.2	24.2	36.4	36.4	达标	达标
最近敏感点元陆 706H 站场	东北	116	38.7	37.4	20.7	20.7	38.8	38.8	达标	达标
最近敏感点元陆 707H 站场	西南	145	35.7	35.4	18.8	18.8	35.8	35.5	达标	达标
最近敏感点元陆 710-1H 站场	西北	80	39.3	37.8	24.7	24.7	39.5	38.0	达标	达标
最近敏感点元坝 221-1H 站场	西面	80	35.5	35.6	24.7	24.7	35.8	35.8	达标	达标
元坝 6-1H 站场 (扩建)	西北	49	43.9	41.9	28.2	28.2	44.0	42.1	达标	达标
	西南	9	43.9	41.9	42.9	42.9	46.4	45.4	达标	达标
	东南	6	43.9	41.9	46.4	46.4	48.4	47.7	达标	达标
	东北	50	43.9	41.9	28.0	28.0	44.0	42.1	达标	达标
元陆 707H 站场	南面	6	35.7	35.4	46.4	46.4	/	/	达标	达标
	西面	10	35.7	35.4	42	42	/	/	达标	达标
	东面	50	35.7	35.4	28	28	/	/	达标	达标
	北面	49	35.7	35.4	28.2	28.2	/	/	达标	达标
元陆 710-1H 站场	北面	46	35.5	35.6	29.5	29.5	/	/	达标	达标
	西面	8.5	35.5	35.6	44.2	44.2	/	/	达标	达标
	东面	50	35.5	35.6	28.8	28.8	/	/	达标	达标
	南面	6.0	35.5	35.6	47.2	47.2	/	/	达标	达标

标准值：昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)

由上表和上图可知，本项目运营期通过采取低噪声设备、优化工艺、合理布局、安装减震垫层等综合防噪措施后，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。

9.2.3.2 非正常工况声环境影响分析

本项目运营期非正常情况下，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。

9.2.4 运营期固废环境影响分析

9.2.4.1 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。

9.2.4.2 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 1 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，属于一般固废，收集后交环卫部门处理。生产固废采取上述措施处理后，对环境影响较小。

9.2.4.3 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）。产生的废油由设备维护单位统一收

集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理，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。

9.2.5 运营期土壤环境影响分析

9.2.5.1 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 9.2-11 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 9.2-12 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

根据表 9.2-11 和表 9.2-12，本项目运营期为土壤环境污染影响型。

9.2.5.2 运营期评价工作分级

本项目运营期占地面积为 3.0hm²，为永久占地，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）6.2.2.1 可知，本项目占地规模为小型。

根据现场调查及土地利用现状图（附图 20），建设项目周边存在耕地、饮用水水源保护区，土壤敏感程度为敏感。

表 9.2-13 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	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，其占地规模属于中型，土壤敏感程度为“敏感”，根据评价工作等级划分表判定为“二级”评价。
较敏感	二级	二级	三级	
不敏感	二级	三级	三级	

根据表 8.2-13 可知，本项目运营期土壤环境污染影响型评价等级为二级。

9.2.5.3 运营期评价工作范围

表 9.2-14 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

本项目运营期土壤影响主要为污染影响型，评价等级为二级。根据表 8.2-14 可知，污染影响型二级评价范围为 0.2km，因此，本项目运营期站场边界外扩 0.2km，污水管线外扩 0.2km 为评价范围，本项目调查评价范围见附图 17-2。

9.2.5.4 运营期土壤环境敏感目标

本项目运营期调查评价范围内分布有居民区、耕地等，项目土壤环境敏感目标见 1.8 小节表 1.8-6。

9.2.5.5 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。

本项目采气运营期对井身固井合格后运行，地层水不会从井筒泄漏进入土壤环境；井场设置了清污分流，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，本项目运营期对污水罐区、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 5），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》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值、《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中筛选值要求。因此，已运营的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。

9.2.5.6 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

重点防渗区：方井周边。

一般防渗区：产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面、污水罐围堰、环沟以及生态厕所。

简单防渗渠：办公生活区。

b.设备及管道

对易泄漏的污水罐采取不易腐蚀的材质，防止罐体腐蚀破裂导致气田采出水泄露；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。

9.2.5.7 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 9.2-15 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#	采气站场内污水罐	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	项目投产运营后每	《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
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	5 年监测一次	《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

9.3 退役期环境影响预测与评价

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终将进入服役期满。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的天然气开发工作人员将陆续撤离井场，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

服役期满的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

9.4 环境敏感区环境影响预测与评价

根据对元坝气田产能建设（陆相一期）项目现场调查和区域环境敏感区资料的收集与识别，本次元坝气田产能建设（陆相一期）项目区域内有集中式饮用水源保护区 82 处、自然保护区 3 处、森林公园 1 处、湿地公园 2 处、水产种质资源保护区 3 处，项目周边文物保护单位 17 处。此外区域还涉及永久基本农田、天然林、水土流失重点预防区和重点治理区，各处环境敏感区基本情况见 1.9.3 小节。为细化评价本项目建设对各环境敏感区环境影响，本次重点对各环境敏感区环境影响分别论述。

9.4.1 对项目周边集中式饮用水源及其保护区环境影响分析

根据收集资料及现场调查，本项目建设区域内（各井场周边 3km、各集输管线沿线 200m 范围以及项目地下水评价范围内的地下水集中式饮用水源）共分布有地表水型集中式水源地饮用水源及其保护区 8 处，分别为红光水库、伏家沟水库、亭子口水源地、大洋沟水库、哑巴沟、插江（2 处）、龙江洞水库；较大的分散式水源地 1 处，为乌龟石水库。故本次产能建设项目从地表水型水源地（集中式和较大的分散式）方面分析产能建设项目单项工程对相应水源地的环境影响。

9.4.1.1 元坝 6-1H 井场施工期和运营期对周边集中式和较大分散式饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区和较大分散式饮用水源地的位置关系

根据现场调查，元坝 6-1H 井场周边集中式和较大分散式饮用水源地共有 5 处，与周边集中式饮用水源地的位置关系见表 9.4-1 和图 9.4-1~图 9.4-3。

表 9.4-1 元坝 6-1H 井场与周边集中式和较大分散式饮用水水源地位置关系

序号	水源地名称	水源地地点	与本项目位置关系	与本项目位置高差(m)*	是否划分保护区	本工程是否涉及保护区
1	红光水库	五龙镇	西北侧； *****	约 36	是	否
2	乌龟石水库 (较大分散式)	三川镇	东南侧； *****	约 156	否	否
3	伏家沟水库	五龙镇	南侧； *****	约 158	是	否
4	大洋沟水库	陵江镇	西南侧； *****	约 350	是	否
5	亭子口水源地	浙水乡	西南侧； *****	约 495	是	否

注:*位置高差按照水源地取水口处为 0m 计。

根据图 9.4-1~图 9.4-3 可知，元坝 6-1H 井场不处于红光水库、伏家沟水库、大洋沟水库以及亭子口水源地的汇水范围内，但是位于乌龟石水库汇水范围内。元坝 6-1H 井场西南侧约 60m 处的小沟渠，流经约 1680m 后进入乌龟石水库库尾，再流经约 870m 到达分散式取水口。

（2）政策符合性

元坝 6-1H 井场不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》相关规定。

（3）对饮用水源地的影响分析

由于元坝 6-1H 井场不处于红光水库、伏家沟水库、大洋沟水库以及亭子口水源地的汇水范围内，因此本次元坝 6-1H 井场对饮用水源地的影响分析重点分析对乌龟石水库分散式水源地的影响。

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，钻井期间产生的钻井废水、洗井废水经不落地系统处理后进入废水收集罐中进行暂存，及时拉运至有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理，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，钻井期间现场无废水排放；完井测试产生的压裂返排液，暂存于压裂液重叠罐后及时拉运至项目区域附近有处理类别资质处理能力且环保手续齐全的单位进行处理，完井测试期间无废水排放；空气钻阶段产生的钻井岩屑待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，不乱丢弃；经过不落地系统处理（脱水）后的废水基泥浆、岩屑装入岩屑收集罐内，定期外运资源化利用（制砖或制水泥），不外排；若遇井下复杂工况产生的废油机泥浆和岩屑送有资质的危废单位处置，不外排；采气井站运营期正常工况下产生的废气为天然气燃烧废气，经预测最大落地浓度远小于环境空气质量标准，对大气环境影响较小；非正常工况下废气为清管、检修及事故放空天然气（原料气）燃烧废气清管、检修频次低（1~2 次/年），环境影响小；运营期采气站场分离器分离的气田水进入污水罐（2 个 20m³）暂存，及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市生活污水厂处理达标后外排，现场无废水排放。因此，正常工况下，元坝 6-1H 井场产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对乌龟石分散式饮用水源主要为废水现场贮存和转运过程中外溢和泄漏环境风险影响。

②事故状况下对饮用水源的影响

本事故包括污水罐泄漏、暴雨废水外溢以及运输原材料、污染物时经过饮用水源地过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目周边耕地→沟渠→1.68km→乌龟石水库库尾→0.87km→乌龟石水库取水口。

A、井场废水外溢影响分析

元坝 6-1H 井场与乌龟石分散式饮用水地的高差约 156m，在乌龟石水库的集雨范围内，当遇暴雨时井场雨污废水可能会流向井场西南侧约 60m 处的沟渠，进而对水源产生一定影响。元坝 6-1H 井场内进行了分区防渗措施，液体罐区均设置有围堰，井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水；井场内沿基础周围修建场内排水明沟，排水沟尾设置隔油池，井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟，经隔油池收集处理后用泵提升至应急池或泥浆不落地系统处理回用；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至应急池，未被污染的雨水由外环沟排入自然水系；泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；放喷池、沉砂坑、清水池、应急池池壁高于地面约 0.5m，防止暴雨时雨水大量进入造成废水外溢。同时，将应急池、沉砂坑、柴油罐区、重浆罐区等设置在远离西南侧沟渠的一侧，可进一步确保项目在暴雨情况下，项目无废水外溢排放。因此，井场暴雨期间废水外溢的风险对饮用水源保护区的影响较小。

B、废水罐泄漏影响分析

本项目污水罐位于不落地工艺区内，其场地进行了重点防渗并设置有围堰，废水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，污水可被围堰收集和回收处理。总体来说，即便发生泄漏事故，在井场与沟渠之间径流沿途存在耕地，只有在耕地溢流情况下泄漏污水才会进入沟渠，流经 1.68km 进入乌龟石水库，因此井场周边的耕地将起到良好的缓冲作用。

为了进一步减小对废水罐泄漏对乌龟石分散式水源地的影响，在发生泄漏事故后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，

能更小的控制影响面积；泄漏进入场地外的，应堵住汇流缺口，挖坑收集，防止进入西南面的沟渠影响水体；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入乌龟石水库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村落（周边以分散水井作为水源的居民），并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现乌龟石水库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。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对乌龟石水库分散式水源地的影响程度可接受。

C、污水运输影响分析

由于钻井废水和压裂返排液未最终明确处置单位，本次元坝 6-1H 井场废水运输风险按照气田水转运路线进行分析运输过程对饮用水源的影响，根据图 32 元坝 6-1H 站气田水拉运至元坝 29 或者大坪污水站需经过大洋沟水库饮用水源二级保护区，穿越长度约 8.1km，穿越路线距取水口最近距离约 2.59km；伏家沟水库饮用水源二级保护区，穿越长度约 2.44km，穿越路线距取水口最近距离 1.82km；红星水库饮用水源二级保护区，穿越长度 0.95km，穿越路线距取水口最近距离 0.57km；文家角水库饮用水源二级保护区，穿越长度 3.9km，穿越路线距取水口最近距离 1.86km；东河油坊沟准保护区，穿越长度约 0.78km，穿越路线距离取水口最近距离约 5.27km。

项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离水源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。另外，本项目有严格的废水和固废管理措施以及废水和固废转运措施和要求（部分要求详见 12.1.2 小节和 12.1.4）。

为了进一步减小运输过程中废水泄漏对水源地的影响，在发生泄漏事故后，

需第一时间查明泄漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入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和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对饮用水源地及保护区的影响程度可接受。

整体而言，本项目落实上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施，元坝 6-1H 井场的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对饮用水源地及其保护区环境影响可接受。

9.4.1.2 元陆 706H 井场施工期和运营期对周边集中式饮用水源环境影响分析

(1) 与饮用水源保护区的位置关系

根据现场调查，元陆 706H 井场周边集中式饮用水源地共有 2 处，元陆 706H 井场与周边集中式饮用水源地的位置关系见表 9.4-2 和图 9.4-4~图 9.4-5。

表 9.4-2 元陆 706H 井场与周边集中式饮用水水源位置关系

序号	水源地名称	水源地地点	与本项目位置关系	与本项目位置高差(m)*	是否划分保护区	本工程是否涉及保护区
1	龙江洞水库	漓江镇	东南侧； *****	约-510	否	否
2	哑巴沟 (河流型)	唤马镇	东南侧； *****	约-51	是	否

注:*位置高差按照水源地取水口处为 0m 计。

(2) 政策符合性

元陆 706H 井场不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正

常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》的相关规定。

（3）对饮用水源地的影响分析

根据图 9.4-4~图 9.4-5 可知：元陆 706H 井场与龙江洞水库和哑巴沟饮用水源地之间有一山脊（分水岭）相隔，不处于龙江洞水库和哑巴沟饮用水源地的集雨范围内。此外元陆 706H 井场与饮用水源保护区之间无明显水力联系。

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，元陆 706H 井场与元坝 6-1H 井场一样，产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对周边饮用水源地无影响。

②事故状况下对饮用水源的影响

本事故包括污水罐泄漏、废水外溢以及运输固废、废水、物料时经过饮用水源地过程中发生事故造成地表水污染。

A、井场废水外溢、废水罐泄漏影响分析

本项目所有井场均按照标准化井场建设，元陆 706H 井场与元坝 6-1H 井场防废水外溢和废水罐泄漏风险措施一致，采取措施后废水外溢和泄露概率较小。此外，元陆 706H 井场与周边（3km 范围内）饮用水源保护区之间无水力联系。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，对水源地影响很小。

C、污水运输影响分析

由于钻井废水和压裂返排液未最终明确处置单位，本次元陆 706H 井场废水运输风险按照气田水转运路线进行分析运输过程对饮用水源的影响。根据图 32 元陆 706H 井场气田水拉运至大坪污水站需经过东河油坊沟饮用水源准保护区，穿越长度约 0.78km，穿越路线距离取水口最近距离约 5.27km；经过东河（元坝镇）准保护区，穿越长度 5.3km，穿越路线距离取水口最近距离约 2.0km；经过东河（元坝镇）二级保护区，穿越长度 1.2km，穿越路线距离取水口最近距离约 2.0km。根据图 32 元陆 706H 井场气田水拉运至元坝 29 污水站需经过东河（元坝镇）饮用水源准保护区，穿越长度约 4.0km，穿越路线距离取水口最近距离约 4.5km。

项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通事故，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离水源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。另外，本项目有严格的废水和固废管理措施以及废水和固废转运措施和要求（部分要求详见 12.1.2 小节和 12.1.4）。

为了进一步减小运输过程中废水泄漏对水源地的影响，在发生泄漏事故后，需第一时间查明泄漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入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和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对饮用水源地及保护区的影响程度可接受。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，元陆 706H 井场的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内。

9.4.1.3 元陆 707H 井场施工期和运营期对周边集中式和较大分散式饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区的位置关系

根据现场调查，元陆 707H 井场周边集中式饮用水源地共有 2 处，元陆 707H 井场与周边集中式饮用水源地的位置关系见表 9.4-3 和图 9.4-6~图 9.4-7。

表 9.4-3 元陆 707H 井场与周边集中式饮用水水源位置关系

序号	水源地名称	水源地地点	与本项目位置关系	与本项目位置高差(m)*	是否划分保护区	本工程是否涉及保护区
1	乌龟石水库 (较大分散式)	三川镇	西侧； *****	约-223	否	否
2	插江 (河流型)	三川镇	北侧； *****	约 130	是	否
3	插江 (河流型)	三川镇	北侧； *****	约 133	是	否

注：*位置高差按照水源地取水口处为 0m 计。

（2）政策符合性

元陆 707H 井场不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》的相关规定。

（3）对饮用水源地的影响分析

根据图 9.4-6~图 9.4-7 可知：元陆 707H 井场不处于乌龟石水库的集雨范围内与该水库无水力联系。另外，元陆 707H 井场位于插江（2 个）饮用水源地下游。

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，元陆 707H 井场与元坝 6-1H 井场一样，产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对周边饮用水源地无影响。

②事故状况下对饮用水源的影响

本事故包括污水罐泄漏、废水外溢以及运输固废、废水、物料时经过饮用水源地过程中发生事故造成地表水污染。

A、井场防废水外溢、废水罐泄漏影响分析

本项目所有井场均按照标准化井场建设，元陆 707H 井场与元坝 6-1H 井场防废水外溢和废水罐泄漏风险措施一致，采取措施后废水外溢和泄露概率较小。此外，元陆 707H 井场与周边（3km 范围内）饮用水源之间无水力联系，该井场位于插江（2 个）饮用水源地下游，且不处于乌龟石水库的集雨范围内。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，对水源地影响很小。

C、污水运输影响分析

由于钻井废水和压裂返排液未最终明确处置单位，本次元陆 707H 井场废水运输风险按照气田水转运路线进行分析运输过程对饮用水源的影响。根据图 32 元陆 707H 井场气田水拉运至大坪污水站需经过东河油坊沟饮用水源准保护区，穿越长度约 0.78km，穿越路线距离取水口最近距离约 5.27km；经过东河（元坝镇）饮用水源准保护区，穿越长度约 5.3km，穿越路线距离取水口最近距离约 2.0km；经过东河（元坝镇）饮用水源二级保护区，穿越长度约 1.2km，穿越路线距离取水口最近距离约 2.0km。根据图 32 元陆 707H 井场气田水拉运至元坝 29

污水站需经过东河（元坝镇）饮用水源准保护区，穿越长度约 4.0km，穿越路线距离取水口最近距离约 4.5km。

项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离水源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。另外，本项目有严格的废水和固废管理措施以及废水和固废转运措施和要求（部分要求详见 12.1.2 小节和 12.1.4）。

为了进一步减小运输过程中废水泄漏对水源地的影响，在发生泄漏事故后，需第一时间查明泄漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入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和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对饮用水源地及保护区的影响程度可接受。

采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，元陆 707H 井场的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内。

9.4.1.4 元陆 710-1H 井场施工期和运营期对周边集中式饮用水源环境影响分析

（1）与饮用水源保护区的位置关系

根据现场调查，元陆 710-1H 井场周边集中式饮用水源地共有 1 处，元陆 710-1H 井场与周边集中式饮用水源地的位置关系和情况见表 9.4-4 和图 9.4-8~图 9.4-9。

表 9.4-4 元陆 710-1H 井场与周边集中式饮用水水源位置关系

序号	水源地名称	水源地地点	与本项目位置关系	与本项目位置高差(m)*	是否划分保护区	本工程是否涉及保护区
1	大洋沟水库	陵江镇	西北侧； *****	约-120	是	否

注：*位置高差按照水源地取水口处为 0m 计。

（2）政策符合性

元陆 710-1H 井场不在饮用水源保护区的一级、二级以及准保护区内，且在正常工况下无废水排放，项目选址符合《四川省饮用水源保护区管理条例》的相关规定。

（3）对饮用水源地的影响分析

根据图 9.4-8~图 9.4-9 可知：元陆 710-1H 井场不处于的集雨范围内与该水库无水力联系。元陆 710-1H 井场与大洋沟水库饮用水源地之间有一山脊（分水岭）相隔，不处于大洋沟水库饮用水源地的集雨范围内。此外元陆 710-1H 井场与饮用水源保护区之间无明显水力联系。

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，元陆 710-1H 井场与元坝 6-1H 井场一样，产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对周边饮用水源地无影响。

②事故状况下对饮用水源的影响

本事故包括污水罐泄漏、废水外溢以及运输固废、废水、物料时经过饮用水源地过程中发生事故造成地表水污染。

A、井场防废水外溢、废水罐泄漏影响分析

本项目所有井场均按照标准化井场建设，元陆 710-1H 井场与元坝 6-1H 井场防废水外溢和废水罐泄漏风险措施一致，采取措施后废水外溢和泄露概率较小。此外，元陆 710-1H 井场与周边（3km 范围内）饮用水源之间无水力联系，不处于大洋沟水库的集雨范围内。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，对水源地影响很小。

C、污水运输影响分析

由于钻井废水和压裂返排液未最终明确处置单位，本次元陆 710-1H 井场废水运输风险按照气田水转运路线进行分析运输过程对饮用水源的影响。根据图

32 元陆 710-1H 井场气田水拉运至大坪污水站需经过东河油坊沟饮用水源准保护区，穿越长度约 0.78km，穿越路线距离取水口最近距离约 5.27km。

项目产生的废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离水源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。另外，本项目有严格的废水和固废管理措施以及废水和固废转运措施和要求（部分要求详见 12.1.2 小节和 12.1.4）。

为了进一步减小运输过程中废水泄漏对水源地的影响，在发生泄漏事故后，需第一时间查明泄漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入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和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合环保部门进行相应的水质检测，若发现水源或周边居民水井遭受污染后，应第一时间停止供水，并采取补偿用水措施，及时解决周边居民的临时供水问题，用水车转运相邻乡镇的自来水至受影响的居民家中，直到饮用水源重新满足饮用水要求后方可恢复供水。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对饮用水源地及保护区的影响程度可接受。采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，元陆 710-1H 井场的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内。

9.4.1.5 小结

综上所述，本项目采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，元坝 6-1H 井场、元陆 706H 井场、元陆 707H 井场、元陆 710-1H 井场的建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对相应集中式饮用水源地及其保护区、较大分散式饮用水源地环境影响可接受。

9.4.2 对四川九龙山自然保护区影响分析

本项目采取环境敏感区绕避措施，确保元坝气田产能建设（陆相一期）项目

所涉及的井场、集输管线等均在省级四川九龙山自然保护区范围外。

9.4.2.1 位置关系

本项目中距离九龙山自然保护区最近的单项工程有元陆 706H 井场以及元陆 706H 至元陆 7 井场管线，其中元陆 706H 井场距保护区边界实验区（一般控制区）最近约 200m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 1500m，元陆 706H 井场至元陆 7 管线距离四川九龙山自然保护区一般控制区直线距离最近约为 200m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 1000m，且元陆 706H 井场及元陆 706H~元陆 7 段地表高程低于四川九龙山自然保护区（实验区）。元陆 706H 井场与四川九龙山自然保护区位置关系和高差关系见图 9.4-10 和图 9.4-11 所示。

9.4.2.2 政策符合性

元陆 706H 井场以及元陆 706H 至元陆 7 管线均不在四川九龙山自然保护区的核心区、缓冲区、实验区保护范围内，且在正常工况下无废水、固废排放，项目选址符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年 10 月 7 日修订）的相关要求。

9.4.2.3 环境影响分析

（1）对保护区占地的影响分析

元陆 706H 井场以及元陆 706H 至元陆 7 临时占地和永久占地均不涉及自然保护区，因此不会对保护区占地产生影响。

（2）对九龙山自然保护区周边景观和生态的影响

本项目元陆 706H 井场以及元陆 706H 至元陆 7 管线距保护区边界实验区（一般控制区）最近约 160m，四川九龙山自然保护区是以森林植被和林麝、红腹锦鸡等珍稀野生动物及其栖息地为主要保护对象的森林和野生动物类型自然保护区。拟建地周边景观构成主要是农田、果园、乡道、民房、林地等。本项目占用地主要为耕地。项目施工期施工过程将造成一定的视觉污染。虽然施工期对景观的影响无法避免，但是由于本项目挖填方量小，确施工时间，因此施工期对景观和生态的影响是局部的、暂时性的，随着施工结束，通过采取的防护措施和后期恢复措施，可以将施工期对景观和生态的影响降低到最小。项目运营期永久

占地占地面积 0.4977 hm²，占地面积最大的为耕地 0.4971 hm²，工程占地会导致农业生态系统和景观的面积减小，斑块更加破碎化。但是本项目占地面积较小，影响有限，后期加强绿对自然保护区周边的景观和生态影响较小。

(3) 对保护区内动、植物资源影响

元陆 706H 井场以及元陆 706H 至元陆 7 管线临时占地及永久占地均不涉及自然保护区，因此不会对保护区内植物资源产生影响。

元陆 706H 井场距保护区边界实验区（一般控制区）最近约 160m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 1500m，元陆 706H 至元陆 7 管线距离四川九龙山自然保护区一般控制区直线距离最近约为 160m，距四川九龙山自然保护区核心控制区最近距离约为 850m。根据现场调查，元陆 706H 井场以及元陆 706H 至元陆 7 管线周边人类活动明显，保护区内的动物一般不会进入该区域，元陆 706H 井场及其管线正常施工及运营状况下对保护区内动物资源影响较小。

本环评要求建设单位施工及运营过程中，严格控制作业范围，严禁随意扩大施工范围，施工机械、施工物料和堆管场不得设置在自然保护区内，施工废水和固废禁止排入自然保护区；加强施工管理，严禁施工人员随意进入自然保护区砍伐林木或捕杀动物；施工完毕及时进行植被恢复；废水及固废外运时避绕自然保护区。在此前提下，元陆 706H 井场及其管线实施对九龙山自然保护区内动、植物资源影响较小。

(4) 对九龙山自然保护区环境质量的影响

①对大气环境质量的影响

项目施工期和运营期废气污染物排放量少，且排放时间短，对四川九龙山自然保护区大气环境影响较小。

②对地表水环境质量的影响

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；施工现场产生的生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市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沉沙坑内简易沉淀去除后，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；常规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，完钻后废水不能再重复利用的钻井废水经“泥浆不落地”处理工艺处理后暂存于废水收集罐中，及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排；洗井废水暂存于废水收集罐中，及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排；压裂返排液于压裂液重叠液罐内暂存，及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排；试压废水主要污染物为少量 SS，包括机械杂质和泥沙等，不含有害物质，经沉淀处理后选择合适的地点就近排放到周边的沟渠。

本项目运营期气田水和设备检修废水及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市生活污水厂处理达标后外排。

综上，本项目现场无废水排放，且项目设置防止废水外溢和污水罐泄漏措施以及采取雨污分流。另外，元陆 706H 井场及元陆 706H~元陆 7 管线段地表高程低于四川九龙山自然保护区（实验区）。因此，正常情况下本项目不会对九龙山自然保护区的地表水环境产生影响。

③对地下水环境质量的影响

本项目导管段钻井阶段利用清水泥浆迅速钻井，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；井场作业区域以及运营期设置防渗区，可有效避免散落的泥浆、钻井废物入渗；工程设置地下水取水点监控措施和应急方案，可有效保障周边农户的饮用水安全。另外，元陆 706H 井场及元陆 706H~元陆 7 管线段地表高程低于四川九龙山自然保护区（实验区）。因此，元陆 706H 井场正常情况下项目建设对九龙山自然保护区地下水环境影响很小。

④对声环境质量的影响

本项目采取积极有效的降噪措施，有效的减小项目施工对周边敏感点的影响。同时由于施工期噪声属于具有临时性，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。运营期噪声能达标排放。因此，本项目钻井

期对九龙山自然保护区声环境产生的影响较小。

整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，从环保角度看，该项目建设和发生风险事故时对自然保护区的影响程度可接受。

9.4.3 对插江国家级水产种质资源保护区影响分析

本项目采取环境敏感区绕避措施，确保元坝气田产能建设（陆相一期）项目所涉及的井场、集输管线等均在插江国家级水产种质资源保护区范围外。

9.4.3.1 位置关系

根据现场调查和分析，本项目可能影响插江国家级水产种质资源保护区的单项工程有元陆 707H 井场以及元陆 707H 至元陆 703 管线、元陆 706H 井场及元陆 706H~元陆 7 管线位置关系见图 9.4-12~图 9.4-13。

根据图 9.4-12~图 9.4-13 可知：元陆 707H 井场以及管线东侧最近距离插江国家级水产种质资源保护区（核心区）东侧约 0.44km 且位于插江国家级水产种质资源保护区（核心区）汇水范围内。元陆 706H 井场以及管线位于插江一级支流柏溪沟汇水范围内，且元陆 706H~元陆 7 管线穿越柏溪沟，穿越点流经约 6.6km 进入插江国家级水产种质资源保护区（核心区）。

9.4.3.2 政策符合性

本项目均不在插江国家级水产种质资源保护区范围内，且在正常工况下无废水、固废排放，项目选址符合《水产种质资源保护区管理暂行办法》（2011 年 3 月 1 日）的相关要求。

9.4.3.3 环境影响分析

（1）对保护区占地的影响分析

本项目临时占地和永久占地均不涉及插江国家级水产种质资源保护区，因此不会对保护区占地产生影响。

（2）对保护区内水资源及水生生态的影响。

插江水产种质资源保护区是以保护中华鳖、岩原鲤、黄颡鱼等水生动物及其栖息的水声生态系统为主的国家级种植资源保护区。保护区有鱼类 44 种，其中四川省重点保护水动物有岩原鲤、中华鳖 2 种；长江上游特有鱼类岩原鲤、白甲

鱼等 7 种，是我省重要的水生野生动物和鱼类的基因库。

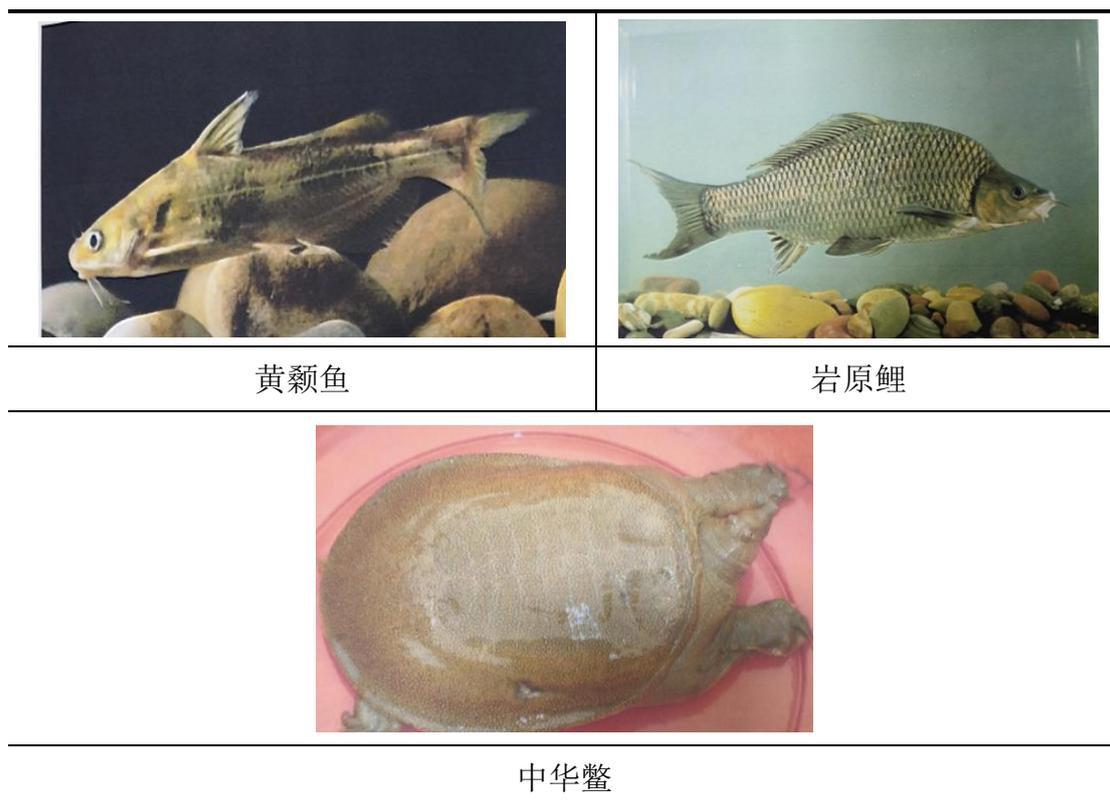


图 9.4-1 插江国家级水产种质资源保护区重点保护动物

本项目元陆 707H 以及管线、元陆 706H 以及管线均不占用或穿越涉及保护区的地表水体，不涉及涉水工程，不在保护区内取水，因此正常工况下不会对保护区内水资源及水生生态产生影响。

施工期，施工机械、施工物料和堆管场不得靠近保护区边界，试压废水和施工固废禁止排入保护区；施工完毕及时进行植被恢复。因此，施工期的建设活动对插江国家级水产种质资源保护区生态功能影响极小。正常运营期，天然气在密闭管道内埋地输送，正常工况下无污染物排放，不会对保护区造成不利影响。

因此本评价主要分析元陆 707H 以及管线、元陆 706H 以及管线事故状况下对保护区内水资源及水生生态的影响：

本事故包括污水罐泄漏、废水外溢以运输固废、废水、物料时经过插江水产种质资源保护区内道路及边界道路过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目周边农田、林地→周边地表水体→插江国家级水产种质资源保护区。

A、井场废水外溢、废水罐泄漏影响分析

本项目所有井场均按照标准化井场建设，井场内进行了分区防渗措施，液体

罐区均设置有围堰，井场井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水；井场内沿基础周围修建场内排水明沟，排水沟尾设置隔油池，井场内雨、污水通过表面坡度进入排水明沟，经隔油池收集处理后用泵提升至应急池或泥浆不落地系统处理回用；井场内四周修建外环沟，外环沟出口设置隔油池和集污坑（靠应急池），若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至应急池，未被污染的雨水由外环沟排入自然水系；泥浆不落地工艺区、重浆罐区、泥浆料台区有遮雨棚遮盖，可防止雨水进入；挖方边坡顶以外 2m 设置截水沟，坡底设置外排沟，保证雨水排泄通畅以及边坡安全；放喷池、沉砂坑、清水池、应急池池壁高于地面约 0.5m，防止暴雨时雨水大量进入造成废水外溢。同时，将应急池、沉砂坑、柴油罐区、重浆罐区等设置在远离西南侧沟渠的一侧，可进一步确保项目在暴雨情况下，项目无废水外溢排放。因此，井场暴雨期间废水外溢的对插江国家级自然保护区的影响较小。

B、废水罐泄漏和污水运输影响分析

本项目污水罐位于不落地工艺区内，其场地进行了重点防渗并设置有围堰，废水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，污水可被围堰收集和回收处理。总体来说，即元陆 706H 发生泄漏事故，在井场与插江之间径流沿途存在耕地、林地和柏溪沟，只有在近 310m 的耕地和林地溢流情况下泄漏污水才会进入柏溪沟，柏溪沟流经 6.6km 进入插江；元陆 706H 发生泄漏事故，在井场与插江之间径流沿途存在耕地和林地，只有在近 450m 的耕地和林地溢流情况下泄漏污水才会进入插江。因此井场周边的耕地、林地将起到良好的缓冲作用。

由于钻井废水和压裂返排液未最终明确处置单位，本次元陆 706H 井场、元陆 707H 井场废水运输风险按照气田水转运路线进行分析运输过程对插江保护区的影响，根据图 32 元陆 706H 气田水拉运至元坝 29 或者大坪污水站需经过插江水产种质资源保护区的核心区，穿越长度约 70m（三川镇大桥）；元陆 706H 井场、元陆 707H 井场气田水拉运路线途经的白三路和元石路紧邻（30m~250m）插江水产种质资源保护区，其中元陆 706H 至元坝 29 污水站白三路和元石路 12.76km，至大坪污水站 17.62km；元陆 707H 至元坝 29 污水站白三路和元石路 11.15km，至大坪污水站 16.01km。元陆 706H 和元陆 707H 产生的废水外运采用

罐车转运，罐车运输如发生事故，应最大程度避免或减少废水洒落。运输车辆若发生交通，应急抢险应以尽量减少物质泄漏量，控制污染物扩散范围为基本原则。但应在距离插江水产种质资源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，从而不会污染保护区。

为了进一步减小对废水罐泄漏、污水拉运过程事故泄漏对插江水厂种质资源保护区的影响，在发生泄漏事故后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入场地外的，应堵住汇流缺口，挖坑收集，防止进入沟渠影响水体；泄漏入沟渠的，同时在沟渠筑坝截流，防止影响下游水质；泄漏进入插江时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地水务部门、渔业部门和生态环境等部门，并积极配合各部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，利用抽水泵抽水，并采用罐车将事故排放的废水拉运走等措施减少污染物下泄量，将污染影响降至最低；配合各部门进行相应的水质检测，若发现插江水体遭受污染后，应积极配合各部门，采取补偿措施，尽早清除污染，降低对插江水产种质资源保护区的影响。

整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，项目建设和发生风险事故对插江水产种质资源保护区的影响程度可接受。

9.4.4 对区域内森林公园、湿地公园环境影响分析

元坝气田产能建设（陆相一期）项目区域内共有森林公园 1 处（四川苍溪国家森林公园），湿地公园 1 处（四川苍溪梨仙湖湿地公园）。本项目各单项工程距离苍溪县国家森林公园最近距离约 5.6km（元坝 221-1H 井场），距离四川苍溪梨仙湖湿地公园最近距离约 2.8km（元陆 15-1H 井场）。位置关系见下图 9.4-15 所示。

图 9.4-2 元陆 15-1H 井场、元坝 221-1H 井场与湿地公园和森林公园位置关系示意图

本项目所涉及的井场、集输管线等均不在上述敏感区范围外，且各单项工程井场及管线均距离上述敏感区较远，除元陆 15-1H 井场外其余单项工程可视范围内无景点分布，不在可视范围内，与湿地公园无明显水力联系，本次项目建设不会对区域内的森林公园、湿地公园产生不利影响。

根据图 9.4-15 可知，元陆 15-1H 井场南侧沟渠，流长约 4.3km 到达四川苍溪梨仙湖湿地公园。因此，本项目对湿地公园、森林公园的影响分析重点分析元陆 15-1H 井场对四川苍溪梨仙湖湿地公园的影响。

本项目元陆 15-1H 井场工程不占用、不涉及涉水工程，不在湿地公园内取水，施工期施工机械、施工物料和堆管场不得靠近周边水体，试压废水和施工固废禁止排入湿地公园水体；施工完毕及时进行植被恢复。因此，施工期正常工况下不会对保护区内水资源及水生生态产生影响。运营期，正常工况下无污染物排放，不会对湿地公园造成不利影响。此外井场还采取了防废水外溢和废水罐泄漏措施、污水和固废管理措施、废水、固废转运措施等。

整体而言，采取上述污染防治措施和环境风险防范和预防措施后，项目建设环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内，对四川苍溪梨仙湖湿地公园环境影响可接受。

9.4.5 对区域永久基本农田环境影响分析

永久基本农田是耕地保护工作的重中之重，直接关系到国家粮食安全、人民生活，尤其是广大农民的切身利益。在当前我国人口持续增加，经济建设不可避免要占用部分耕地，因此，保护耕地特别是保护永久基本农田尤为重要。国务院《关于深化改革严格土地管理的决定》和温家宝总理在电视电话会议上讲话中明确指出，永久基本农田是确保国家粮食安全的基础，必须保证现有永久基本农田总量不减少，用途不改变，质量不降低。

9.4.5.1 环境影响分析

根据现场调查并结合对苍溪县自然资源局及规划局的走访调查，本项目涉及永久基本农田。本项目施工期临时占用永久基本农田约 9.92hm²，永久占用永久基本农田 1.32hm²。

(1) 井场建设对永久基本农田环境影响分析

本项目施工期各井场建设占用永久基本农田均为临时占用，临时占地不超过两年，转为开采井后井站永久占地依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

各井场建设将对临时占用的永久基本农田开挖，使被开挖区域的土壤层耕作层发生破坏，改变其土地利用现状，主要表现为临时占用期间耽误农作物生产。

根据本项目产能建设总体部署安排，本次产能建设项目新建 6 座井场，预计分 3 年实施，计划从 2021 年开始实施，2023 年底全部建成投产，集输管线建设时序随采气站场投产时间而定。

各井场临时占地不超过两年，临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目的井场选址占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为因临时占用耕地及永久基本农田而造成经济作物减产，对于临时占地造成的农作物减产，本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏、严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田内的耕地实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目需由省级国土资源部门批准后再进行施工，并编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地及永久基本农田的生产力，确保不降低项目占用的永久基本农田地力。

各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、过程控制”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施（详见 9.1.5 小节），确保施工期各井场实施不会对当地永久基本农田产生不利影响。

（2）采气站场运营期对永久基本农田环境影响分析

本项目各采气站场运营对永久基本农田的影响主要为永久占用永久基本农田，改变其土地利用现状，应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

根据现场调查，项目的各井站占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本项目对农业生产的直接影响主要体现为因永久占用耕地及永久基本农田而造成无法种植经济作物，本次环评要求严格控制占地范围，尽量减小占用永久基本农田的范围，严禁随意扩大占用永久基本农田的范围。若确因实际情况需要扩大占地范围的，应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

各井站采气运营期间针对各井站按照“源头控制、过程控制”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施（详见 9.2.5 小节），确保各采气站场运营期不会对当地永久基本农田产生不利影响。

（3）集输管线对永久基本农田的环境影响分析

本项目集输管线对永久基本农田的影响主要为穿越永久基本农田的管段在施工期对永久基本农田的影响，施工结束后通过生态恢复及生态补偿，运营期正常情况下不会对永久基本农田产生不利影响。各集输管线建设占用永久基本农田主要为施工作业带临时占用，占用区域呈条带状，施工结束后即可恢复生产。

管沟开挖将对临时占用的永久基本农田开挖，使被开挖区域的土壤层耕层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产，这种影响是临时的；由于管道施工分标段进行，每个标段的施工周期较短，一般不超过 1 个月，因此，施工作业带和施工便道临时占地只影响永久基本农田一季的产出功能。本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏、严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田内的耕地实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目需由省级国土资源部门批准后再进行施工，并编制土地复垦方案，临时用地使

用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地及永久基本农田的生产力，确保不降低项目占用的永久基本农田地力。

正常工况下，天然气于管线中密闭输送，正常运营期不会对土壤环境造成影响。本项目采气站场拟采用“湿气加热保温，气液分输”，即天然气采用管道输送，管道内为分离后的天然气，即使管道泄露对土壤影响很小。另外，气田水采用污水罐车拉运，若罐车运输过程中发生泄漏事故则气田水进入土壤环境中，污染土壤。本项目制定有严格的污水和固废管理措施、废水、固废转运措施和风险防范措施等，在此前提下，事故状态下对周边永久基本农田影响较小。

（4）退役期对永久基本农田的影响

气井停产后按相关要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。

复垦时，首先是要将场站设备基础、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，更有利于生态环境的恢复，同时确保不降低项目区域永久基本农田地力。

9.4.6 水土保持环境影响分析与评价

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），本项目位于苍溪县土壤侵蚀类型以水力侵蚀为主，土壤侵蚀强度以微度和中度为主。

根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188号），苍溪县属于嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区。

根据《广元市人民政府关于广元市水土保持规划（2015-2030年）的批复》（广府函〔2017〕86号），本项目涉及的苍溪县三川镇为亭子湖库区市级水土流失重点预防区；白鹤乡、中土镇（现为元坝镇）为东河中下游市级水土流失重点

治理区（附图 34-1）。

9.4.6.1 水土流失成因

本项目钻前工程及地面集输工程建设水土流失的形成与工程区地形地貌、岩性、地面组成物质、气候等自然因素和人为因素密切相关。水土流失自然因素是导致水土流失的重要条件，人为因素则进一步加剧了水土流失。

本项目在施工期间，造成水土流失的主要因素是钻前工程池体开挖，表土剥离、集输管道沟槽开挖和填筑、对施工作业带内的植被进行清除等将使地表植被、地面组成物质和地貌受到扰动和破坏，使占地范围内的表层土裸露或形成松散堆积体，失去原有植被的防冲、固土能力，形成的边坡若不加以防护容易产生冲刷现象，增加新的水土流失。植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失。同时，开挖的土石方临时堆放和自然恢复期可能产生的水土流失。

9.4.6.2 防治措施

本项目施工期临时占地约 18.7hm²，运营期永久占地面积约 3.0hm²。临时占地以耕地、林地为主，永久占地以耕地为主，临时占地完成后，需马上进行迹地恢复，进行复耕或种植植物。项目针对钻前工程可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，并对井场占地进行硬化，对表层熟化土集中堆放在表土堆场，并采取无纺布苫盖，在施工结束后，及时对钻前临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复和土地复耕。

集输管线管沟开挖时对土壤实行分层开挖、分层堆放和分层回填的方法，管道经过深沟、陡坎地段，做好护坡、堡坎和排水设施。管道在穿越时，应根据地形和岩性条件设置护岸堡坎等。施工结束后，通过采用复耕、植树造林等措施，水土流失将逐渐降低，恢复到破坏前的水平。施工结束后，通过采用复耕、植树造林等措施，水土流失将逐渐降低，恢复到破坏前的水平。

另外，施工时注意合理分配施工时段，避开降雨集中时段，开挖的土石方、开挖裸露面做好防治措施，尽量缩短暴露时间，开挖的土石方在及时回填、清运的情况下，施工阶段造成的水土流失影响不大。

9.4.7 对天然林的环境影响分析与评价

根据现场调查并结合对苍溪县自然资源局及规划局的走访调查，本项目涉及占

用天然林。本项目的建设在施工期总计占用天然林 4 公顷，除元坝 6-1H 井场和元坝 221-1H 井场其余井场施工期均占用一定数量的天然林，所有管线建设施工时均会占用天然林。运营期会占用天然林 0.3 公顷，仅元陆 15-1H 井场和元陆 710-1H 井场运营期占用（见附图 7）。根据《四川省天然林保护条例》（1999 年 1 月 29 日）第十八条勘查、开采矿藏和从事各项工程建设，确需征用、占用天然林林地的，应经省级以上林业主管部门审核同意，并依照有关法律法规的规定缴纳林地补偿、安置补助等费用，办理用地手续。征用、占用天然林林地勘查、开采矿藏或从事各项工程建设确需采伐林木的，应办理采伐许可证，依法对林木所有者或者经营者的林木损失进行补偿，并在林业主管部门指定的地块植树造林，恢复植被，或者按照国务院规定缴纳森林植被恢复费。按照《四川省天然林保护条例》中要求在林业主管部门指定的地块植树造林，恢复植被，或者按照国务院规定缴纳森林植被恢复费后能实现占补平衡，且本项目占地较小，对当地的林地资源消耗属于可接受水平。

总之，本项目占用天然林面积较小，对占用林地按照《四川省天然林保护条例》采取补偿措施后环境影响是可接受的。

9.4.8 对文物的环境影响分析与评价

本项目占地范围内不涉及文物古迹，文物古迹单位均距离本项目占地范围 500m 以外。但在施工过程中，如果发现地下文物，应立即停止施工，保护好现场，及时向当地文物部门报告情况，经有关部门审定同意后，方可继续施工。

9.5 环境影响小结

9.5.1 大气环境影响小结

本项目各单项工程项目施工期及运营期正常工况下产生的废气主要有扬尘、CO、NO_x、SO₂、颗粒物等，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。

9.5.2 地表水环境影响小结

本项目施工期产生的钻井废水、洗井废水、压裂返排液收集后，及时拉运至

有处理能力和处理资质的单位进行处理；管道试压废水经沉淀处理后选择合适的地点就近排放到周边的沟渠；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

本项目运营期气田水和设备检修废水及时用罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

9.5.3 声环境影响小结

施工期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，随着工程的完工，噪声影响消失。通过对井场周围居民的影响预测可知，在采取合理措施（加强与受噪声影响农户的协调和沟通工作）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。

9.5.4 固废环境影响小结

项目产生固体废物经分类收集，严格做好固体废物的暂存管理，并采取有效的处置措施，使固体废物均得以妥善处置，对环境不会造成污染影响。

9.5.5 土壤环境影响小结

施工期和运营期采取严格的土壤防治措施后，本项目对周围土壤环境影响较小。

9.5.6 环境敏感区环境影响小结

正常工况下，产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对周边环境敏感区（饮用水源地、森林公园、湿地公园、自然保护区、永久基本农田以及文物等）影响较小。事故状态下，严格落实污染防治措施、完善环境风险事故防范措施和制定较详尽有效的环境风险事故应急预案后，本项目建设对周边环境敏感区的环境影响可接受，环境风险可防可控，环境风险值在当地环境可接受范围内。

10 环境风险影响评价

10.1 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。

10.2 风险评价程序

评价工作程序见下图。

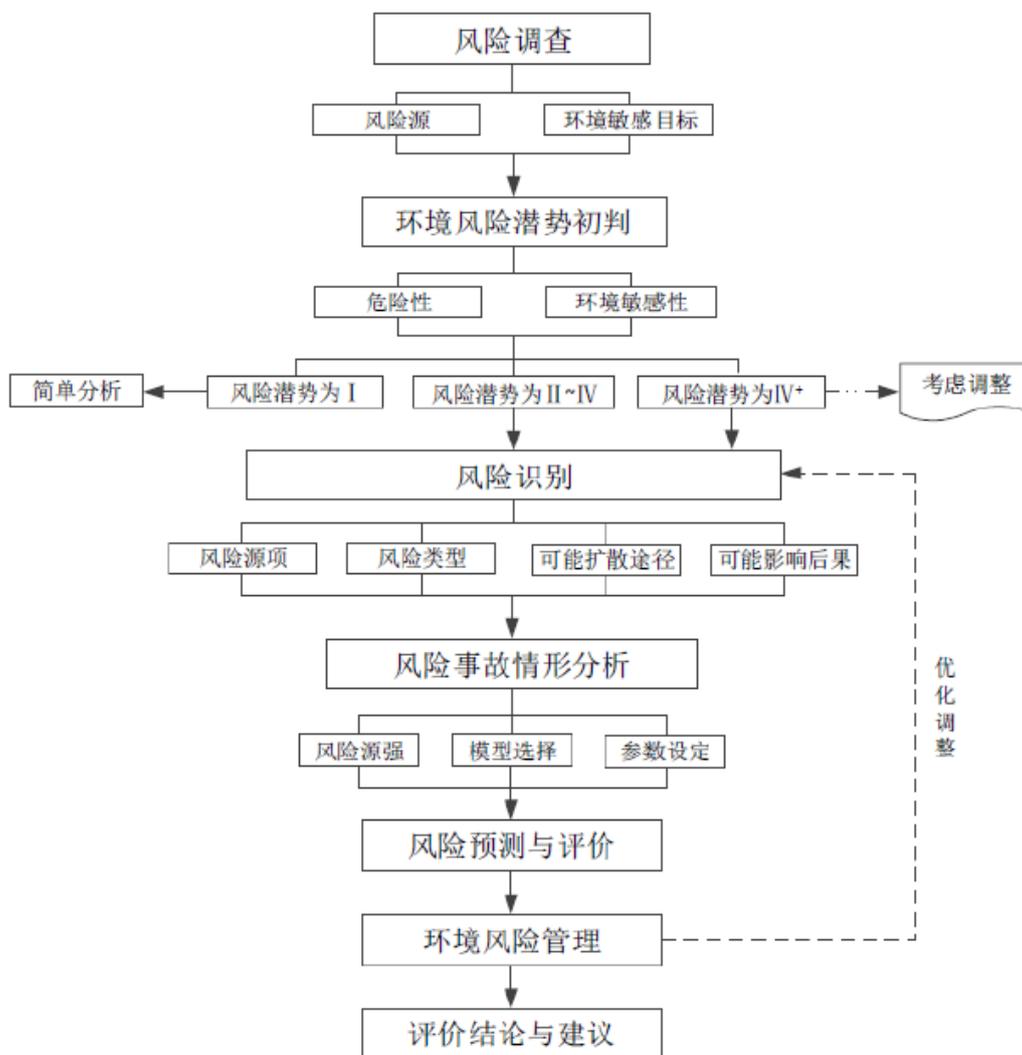


图 10.2-1 环境风险评价流程框图

10.3 风险调查

10.3.1 风险源调查

本项目为天然气（不含硫化氢）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、开采的天然气、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 10.3-1 本项目涉及危险物质数量及分布情况（各单项工程）

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置	
1	施工期 (钻井期)	水基泥浆、固井水泥及添加剂	约 300 m ³	各井场泥浆循环系统和泥浆不落地工艺区	
2		钻井废水	120 m ³	各井场废水收集罐	
3		柴油	16t	各井场柴油罐区	
4		白油	60t	井场（现场不储存，仅在紧急情况下临时调用）	
5		甲烷		1.157t	单井井喷失控
6				（按井喷 15min 计算）	
7	施工期 (储层改造期)	压裂液（含压裂反排液）	4000m ³	各井场	
			240 m ³	各放喷池	
8		柴油	16t	各井场柴油罐区	
9	运营期 (采气期)	甲烷	0.25t（站场内在线量）	各采气站场	
10			2.427t（管线在线量）	元陆 15-1H~元坝 221-1H 天然气管线	
11			1.267 t（管线在线量）	元陆 706H~元陆 7 天然气管线	
12			0.889 t（管线在线量）	元陆 707H~元陆 703 天然气管线	
13			3.336 t（管线在线量）	元陆 710-1H~3#阀室天然气管线	
14		气田水	20 m ³	污水罐	

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，主要添加成分为稀盐酸、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有机物类、无机盐类。

（4）气田水危险性分析

采气废水中的主要污染物成分为 COD、Cl⁻。结合工程项目的实际情况，凝析油和采气废水泄漏后会对地表水、地下水和土壤产生一定危害。

（5）甲烷危险性分析

从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)将使用或产生甲烷(CH₄)的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表 10.3-2。

（6）柴油危险性分析

钻井及井下作业过程中使用柴油机作为钻井作业现场电力和动力输出，柴油具有可燃性，其物理化学特性见表 10.3-3

(7) 白油危险性分析

钻井进入沙溪庙组、*****组等易发生卡钻，因此本项目钻井过程若遇到井下复杂工况（卡钻或地层复杂）情况下会使用油基泥浆。油基泥浆的成分主要为白油、3%~5%有机土、4%~5%主乳化剂、3%~4%辅乳化剂、2%~3%润湿剂、1%~2%生石灰、氯化钙溶液(20%~30%)、4%~5%降滤失剂、1%~2%流型调节剂、适量的加重剂(按密度需要)等。危险性主要表现在油性物质的可燃性。油基泥浆现场不储存，仅在紧急情况下临时调用。

表 10.3-2 CH₄ 的物理化学特性

标识	中文名：天然气、甲烷	英文名：Natural Gas
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	危险货物包装标志 4
	国标编号：21007	CAS 号：74-82-8
理化特性	主要组成：低分子量烷烃混合物	外观：无色无臭气体。
	相对密度(水=1)：0.45(液化)	危险类别：甲
燃爆特性	沸点(°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。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触含硫天然气者可出现神经衰弱综合征。	
物料特性	①易燃性 天然气中各组分的爆炸下限均小于 10%，其火灾危险性分类属于甲类。	
	②易扩散性 天然气的密度比空气小，泄漏后不容易聚集在低洼处，有较好的扩散性。尤其在有风的季节，极易飘散，造成危险。	
	③易爆性 天然气的爆炸下限低，爆炸极限范围比较宽，若泄漏到空气中，容易与空气形成爆炸性混合气体，遇火源或高热能，有发生爆炸的危险。	
	④毒性 天然气为烃类混合物，属于低等毒性物质，长期接触可出现神经衰弱综合症。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。	
泄漏	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	

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 10.3-3 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	68334-30-5
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（℃）	-18			临界压力（Mpa）		
	沸点（℃）	282~338			相对密度（水=1）	0.87~0.9	
	饱和蒸汽压（kpa）	无资料			相对密度（空气=1）	3.38	
燃烧爆炸危险性	燃烧性	可燃		闪点（℃）	38	爆炸极限（%）	0.7 ~5.0
	危险性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性。					
	灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。					
	禁忌物	氧化剂			稳定性	稳定	
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳			聚合危害	不聚合	
毒性及健康危害	急性毒性	LD50（mg/kg，大鼠经口）			无资料	LC 50（mg/kg）	无资料
	健康危害	车间卫生标准 侵入途径：吸入、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 10.3-4 白油理化性质及危险特性表

标识	中文名	白油		危货及UN编号	
	主要成分	C16~C31的正异构烷烃的混合物		分子量	250~450
理化特性	相对密度（水=1）	0.831~0.883		相对密度（空气=1）	
	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。			
	沸点，℃		熔点，℃		
燃爆特性	闪点，℃	≥130℃	爆炸极限，%(V/V)		
	引燃温度，℃		临界压力，MPa		
	火灾危险类别		爆炸危险组别/类别		
	危险特性	温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。			
	灭火方法	灭火剂：二氧化碳、干化学粉末、泡沫、砂、泥土或水雾(不可用水喷射)。			
毒性及健康危害	急性毒性	LD50(mg/kg,大鼠经口)	——	LC50 (mg/m ³ , 大鼠吸入)	——
	健康危害	吸入：吸入大量挥发气体会感觉眩晕。 眼接触：有刺激感，损伤视力。			
	操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止容器及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
	急救措施	皮肤接触：建议使用脂枪加脂，如意外注射使皮肤受伤，应送医治疗。 眼接触：张开眼皮，以洁净清水冲洗，如刺激持续，建议看医生。 食入：用清水洗胃稀释，毋须诱发呕吐，如大量入肚确感不适，需立即就医。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源，防止火花产生，除处理备油人员外，从速撤离现场，避免吸入油雾；小量泄漏：用砂泥土或木屑，吸收溢出的油，然后移至安全地点。根据有关法例处理，后以大量水冲洗被油污的地方；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	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开				

注意事项	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 10.3-5 一氧化碳理化性质及危险特性表

标识	中文名	一氧化碳	英文名	Carbon monoxide	UN 编号	1016
	分子式	CO	分子量	28.01	危险货物编号	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（℃）：-199.1		沸点（℃）：-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℃）		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（℃）：610		闪点（℃）：<-50			
	爆炸下限（%）：12.5		爆炸上限（%）：74.2			
	稳定性：稳定		稳定性：稳定；聚合危害：不聚合			
	禁忌物：强氧化剂、碱类					
毒性及健康危害	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。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。					
	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）					
急救	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。					
	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、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。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。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。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，注意气瓶日期，先进仓的先发用。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。
--

10.3.2 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周围 3km 范围和管线中心线两侧 100m 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；地表水环境风险敏感目标为井场周围 500m 范围内的地表水体、集输管道穿越河流；地下水环境风险敏感目标为评价范围地下水评价范围内的白垩系、侏罗系碎屑岩风化裂隙水含水层和地下水分散式饮用水水源地（农户水井），详见 1.8 章节，表 1.8-7。

10.4 风险潜势初判及等级划分

10.4.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据本项目地质资料、钻井设计，以及中石化股份有限公司环境风险管理规定，风险事故状态下 15min 内实施点火，泄漏的甲烷按 15min 计算。本项目单井预计无阻流量为 $18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

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；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表 10.4-1， Q 的确定见表 10.4-2~表 10.4-5。

表 10.4-1 本项目设计风险物质的临界量

风险物质	甲烷	油类物质（柴油、白油）
临界量/t	10	2500

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。

（1）钻井期 Q 值

本项目钻井期各井场单元天然气泄漏量按照井喷事故无阻流量下 15min 泄漏天然气的量计算。钻井期各井场单元 Q 值计算结果见下表。

表 10.4-2 各井场钻井期井场单元 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		井场柴油储量/t	白油/t	Q 值	计算涉及参数
				释放体积/m ³	CH ₄ 释放量/t				
1	元坝 6-1H 井场单元	5	18	1875.00	1.157	16	60	0.15	天然气密度： 0.6872kg/m ³ ； CH ₄ 百分含量： 89.78%； 硫化氢质量百分比： 0%
2	元陆 15-1H 井场单元	5	18	1875.00	1.157	16	60	0.15	
3	元陆 706H 井场单元	5	18	1875.00	1.157	16	60	0.15	
4	元陆 707H 井场单元	5	18	1875.00	1.157	16	60	0.15	
5	元陆 710-1H 井场单元	5	18	1875.00	1.157	16	60	0.15	
6	元坝 221-1H 井场单元	5	18	1875.00	1.157	16	60	0.15	

（2）采气期 Q 值

本项目采气期风险单元包含 6 个采气站场单元及 4 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。各采气站场内管线长度按照 20MP 和 6.3MP 压力管线各 100m 估算，管径为 DN100；设备计算各站场撬装卧式分离器内的天然气在线量。采气期 Q 值计算结果见表下表。

表 10.4-3 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	Q 值	备注
1	元坝 6-1H 站场单元	0.250	0.025	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=ρV 进行计算。计算涉及参数：当大气压力 97.0kPa，温度 25℃时，天然气密度：0.68720kg/m ³ ；CH ₄ 质量百分含量：89.78%。
2	元陆 15-1H 站场单元	0.250	0.025	
3	元陆 706H 站场单元	0.250	0.025	
4	元陆 707H 站场单元	0.250	0.025	
5	元陆 710-1H 站场单元	0.250	0.025	
6	元坝 221-1H 站场单元	0.250	0.025	

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 10.4-4 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/℃	管段体积/m ³	CH ₄ 在线量/t	Q 值	计算涉及参数
1	元陆 15-1H ~元坝 221-1H	天然气管线	3.66	DN150	6.3	45	64.64	2.427	0.24	当大气压力 97.0kPa，温度 25℃时，天然气密度：0.68720kg/m ³ ；CH ₄ 质量百分含量：89.78%。
2	元陆 706H ~元陆 7	天然气管线	1.91	DN150	6.3	45	33.75	1.267	0.13	
3	元陆 707H ~元陆 703	天然气管线	1.34	DN150	6.3	45	23.67	0.889	0.09	
4	元陆 710-1H ~3#阀室	天然气管线	5.03	DN150	6.3	45	88.84	3.336	0.33	

注：压力管道内气体密度按照克拉伯龙方程式 PV=nRT 和 M=ρV 进行计算。

根据表 10.4-2~表 10.4-4 可知，各风险单元 Q 值最大值为 0.33 (Q<1)。

10.4.2 风险潜势初判

根据表 10.4-2~表 10.4-4 可知，各风险单元 Q 值<1，即确定本项目环境风险潜势为 I。

10.4.3 评价等级确定

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为简单分析。

表 10.4-4 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。

10.4.4 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险评价进行简单分析，可不划定评价范围，但根据项目特点，评价建议关注项目各井场周边 3.0km 范围内和管线中心线两侧 100m 范围内的风险敏感点（见附图 16）。

10.5 风险识别

10.5.1 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表 10.5-1。

表 10.5-1 与天然气有关的重大事故统计

序号	事故时间	事故过程	事故类型	伤亡人数
1	2010.07.23	2010 年 7 月 23 日 23 时 15 分，陕西延长石油（集团）有限责任公司位于延安市延长县七里村镇杨旗村的延 332 井进行勘探钻井作业时，发生井喷事故（以下简称“7.23”井喷事故）。事故发生后，延安市委市政府高度重视，立即组织当地消防、安监、石油、环保等多个部门迅速赶到现场，对事故进行处理。事故发生当天，为了防止意外发生出事井口周围 5 个村 1500 多人被迅速转移，事故未造成任何人员伤亡和重点环境污染。	井喷	无人伤亡
2	2003.12.23	2003 年 12 月 23 日 21:55 罗家 16H 井发生井喷失控事故，24 日 15:55 点火成功，27 日 11:00 压井成功，压井时间 84h。	井喷	243 人死亡，2142 人受伤
3	2006.10.1	2006 年 10 月 1 日晚 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。	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
		现场天然气顺山坡林地流下总长约 800m，包括一段 50m 长的涵洞，平均宽度为 50cm。由于泄漏点均在沟谷内，附近都是干沟，无地表水体，所以泄漏天然气没有对地表水产生影响。抢险队员通过采取筑堤、挖坑，设置草袋、吸油毡等措施逐级收集渗透在沟谷土壤表面的天然气，减缓天然气进一步向下游蔓延。		
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

10.5.2 风险物质识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，识别本项目涉及的危险物质主要是施工期备用柴油发电机用柴油，卡钻情况下应急使用的油基泥浆原料白油，井喷事故喷出的天然气和点火燃烧后产生的 CO、NO_x 等次生污染物，运营期开采的天然气（主要成分为甲烷，不含硫化氢）。危险物质基本情况一览表见表 10.5-2。

表 10.5-2 危险物质基本情况一览表

序号	危险物质	物质形态	CAS 号	事故情形	分布
1	甲烷	易燃气体	74-82-8	井喷（泄漏）	各钻井井场
	油类物质	可燃液体	/	柴油、白油泄漏	
2	甲烷	易燃气体	74-82-8	天然气泄漏	各采气站场、各天然气管线
	一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0	火灾/爆炸	各钻井井场、采气站场、天然气管线

以上物质的危险特性见下表。

表 10.5-3 本项目风险物质危险特性表

危险物质	危险特性	分布
甲烷	①毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30% 出现头昏、呼吸加速、运动失调。 ②危险性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧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。	本项目各天然气井、各井场天然气管线
柴油	①毒性：可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 ②危险性：属于闪点在 28℃ 与 60℃ 之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	本项目施工期（钻井期、压裂期）各井场内
白油	①毒性：吸入大量挥发气体会感觉眩晕；眼接触有刺激感，损伤视力。 ②危险性：温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。	钻井期卡钻情况下应急使用
一氧化碳	①毒性：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；	火灾爆炸产生的次

危险物质	危险特性	分布
	<p>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。</p> <p>②危险性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p>	生污染

10.5.3 生产系统风险识别

10.5.3.1 井喷失控造成天然气释放

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。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

②遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

③压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

④操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

10.5.3.2 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。

10.5.3.3 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、白油泄漏可能污染土壤、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。

10.5.3.4 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。

10.5.3.5 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。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。

10.5.3.6 废水转运过程泄漏

本项目钻井废水、废压裂返排液及气田水通过罐车转运至有处理能力和处理资质的单位进行处理。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、水产种质保护区等特别敏感区域时发生泄漏，将产生一定的影响。

10.5.3.7 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撬装卧式分离器。本项目集输管线为天然气管线（输出，不含硫）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，本项目天然气不含硫，天然气泄漏对空气影响较小。

10.5.3.8 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 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 进入大气。

10.5.4 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，天然气进入大气对环境空气的影响；
- (2) 井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层；
- (3) 柴油、白油泄漏可能污染土壤、地表水和地下水；
- (4) 钻井泥浆、压裂液泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；
- (5) 井场、放喷池、站场废水泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；
- (6) 废水转运过程发生泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；
- (7) 采气站场及集输管线发生天然气泄漏对环境空气的影响；
- (8) 天然气、柴油或白油泄漏后，遇明火燃烧次生污染物 CO 进入大气对环境空气的影响。

10.5.5 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（井场）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 10.5-4 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
钻井施工期 (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、压裂液或废水泄漏	泥浆罐或压裂液罐漏失导致钻井液、压裂液泄漏,暴雨导致废水外溢,转运过程泄漏等	泄漏	污染地表水、土壤和地下水,影响农作物生长发育和产量	井场周边的地表水、土壤和地下水
钻井施工期 (放喷池)	压裂返排液泄漏	放喷过程天然气会携带少量的压裂返排液于放喷池内暂存,放喷池底部防渗层破坏可能导致池内压裂返排液渗漏,暴雨天气可能导致放喷池满溢	泄漏	放喷池底部防渗层破坏压裂返排液渗漏可能污染地下水,放喷池满溢可能污染地表水、地下水和土壤	放喷池周围的地表水、土壤和地下水
采气期(井场)	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	烃类气体泄漏导致中毒	井场周围的居民、学校等大气环境敏感目标

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
	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，转运过程泄漏等	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	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

各风险单元图示如图 10.5-1、图 10.5-2。

图 10.5-1 钻井期风险单元示意图

图 10.5-2 采气期风险单元示意图

10.6 最大可信事故

10.6.1 最大可信事故

钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、钻井废水、油类物质外溢等，主要危害为释放的天然气，可能引发火灾、爆炸事故，以及对周围生态环境和人群健康的危害影响。天然气开采期间主要事故类型为站内设备及集输管线腐蚀等因素造成的天然气泄漏，引发的火灾和爆炸事故，对周围环境和人群健康的影响，以及对生态环境的影响等。

从事故类型来讲，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果较天然气开采阶段稍大，因此，将钻井过程可能发生事故作为最大可信事故。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故。井喷失控事故分析见图 10.6-1。

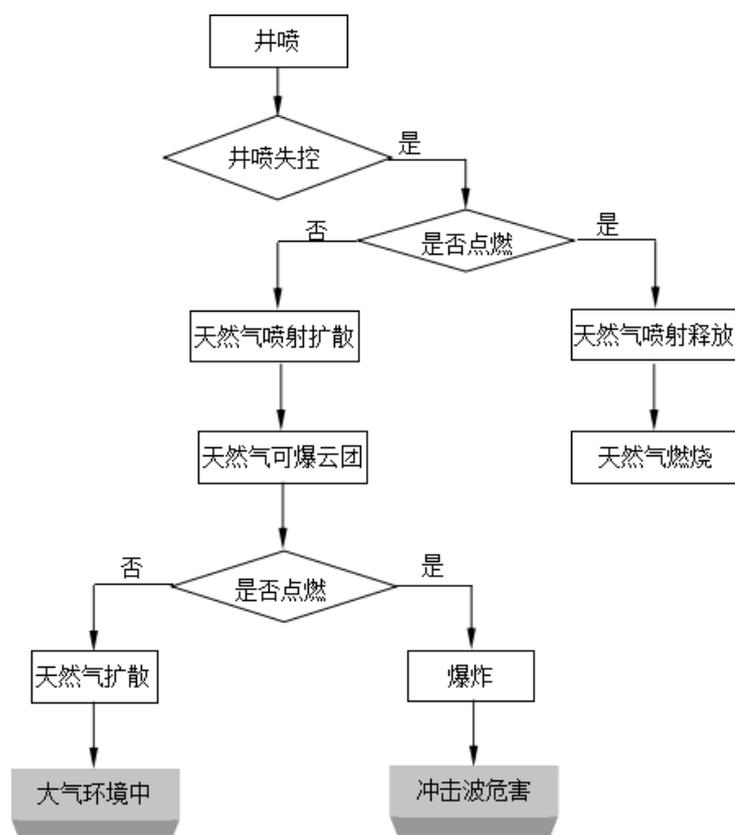


图 10.6-1 天然气勘探开发钻井井喷失控事故树

从上图可见，最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

10.6.2 最大可信事故概率

根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的机率很小。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

10.7 环境风险分析

10.7.1 大气环境风险分析

10.7.1.1 钻井期井喷失控环境风险影响分析

由于本项目所有钻井目的层为*****组，根据该构造同层气质组成看，天然气不含硫化氢。在事故状态下，井喷失控释放的天然气，多数通过燃烧处理，使甲烷等转化成 CO_2 和 H_2O ，仅在事故刚发生时有少量天然气释放，其对环境影响较小。

根据中石化股份有限公司环境风险管理规定，风险事故状态下 15min 内实施点火。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，可确保按要求在井喷失控后 15min 内成功实施点火作业。事故放喷时无阻流量按 $18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 计算（井间独立控制，按独立单元计算），井喷天然气放喷时间按最大量 15min 计，总计天然气泄漏量 1875m^3 。

在事故状态下，若井喷失控释放的天然气未点燃，则天然气向环境中扩散。由于天然气主要成份为甲烷，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

此外，在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据天然气的释放量、释放压力等，确定应急疏散半径。同时还要将应急预案落实到实处，确保事故发生时能及时采取紧急措施，确保危害的最小化，确保周围人民群众的安全。

因此，井喷事故对居民生命、健康危害较小，对大气环境影响小。

10.7.1.2 采气期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（单井最大配产规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，井场产能 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）。地面采气阶段环境风险源较钻井和储层改造施工阶段小，其环境风险影响范围较施工期小，且在站内工艺管道、站外集输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散程序，最大泄漏量为管线在线量和 2min 的天然气流量。根据计算，本项目涉及泄漏量最大的管线为元陆 710-1H~3#阀室，总计天然气泄漏量 5716

m³。由于天然气主要成份为甲烷，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

10.7.1.3 火灾爆炸产生次生污染物对大气的影响

钻井过程发生井喷失控后天然气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油或白油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程站场或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，充分燃烧情况下燃烧产物主要为 CO₂，毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，CO 对大气产生的影响较小。

10.7.2 地表水环境风险分析

10.7.2.1 废水泄漏或外溢影响分析

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

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。采气期气田水于污水罐内暂存，污水罐外围设置有采取防渗处理的围堰，也有效防止气田水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

10.7.2.2 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。

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。

10.7.2.3 废水外运过程事故影响分析

本项目钻井废水、废压裂返排液通过罐车转运至有处理能力和处理资质的单位进行处理；采气期气田水通过罐车转运至大坪污水处理站或者元坝 29 污水处理站处理。由于钻井废水、废压裂返排液处理单位的不确定，本环评对这两种废水废水转运路线提出要求，要求应尽量绕避环境敏感目标，特别是集中式饮用水水源保护区，实在无法绕避的，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

本环评对气田水运输路线进行详细规划和分析，气田水拉运路线见附图 36，详情见表 10.7-1。

通过表 10.7-1 可知，本项目气田水运输路线已最大限度对敏感目标进行了绕避，但部分路线仍无法绕避集中式饮用水源保护区，元陆 706H 井场、元陆 707H 井场污水拉运路线部分路段邻近插江国家级水产种质资源保护区。

转运过程严格采取如章节 10.8.2.5 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。尤其在路过集中式饮用水源保护区及途径插江国家级水产种质资源保护区路段时应减速慢行，确保安全驶离。

采用罐车转运气田水时，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 10.8.3.5 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。

表 10.7-1 气田水拉运路线详细情况一览表

序号	拉运起点	拉运终点	路线	路径全长/km	途经集中式饮用水水源保护区情况					路线邻近其他保护区情况	
					水源地名称	穿越段保护区级别	穿越长度/km	穿越路线距取水口最近距离/km	备注	保护区名称	途经路线长度/km
1	元坝 6-1H 井场	元坝 29 污水处理站	*****	15.31	大洋沟水库	二级保护区	8.10	2.59	-	-	-
					伏家沟水库	二级保护区	2.44	1.82	与大洋沟水库保护区穿越线路重合	-	-
					红星水库	二级保护区	0.95	0.57		-	-
					文家角水库	二级保护区	3.90	1.86	-	-	
	大坪污水处理站	*****	34.94	大洋沟水库	二级保护区	8.10	2.59	-	-	-	
				伏家沟水库	二级保护区	2.44	1.82	与大洋沟水库保护区穿越线路重合	-	-	
				红星水库	二级保护区	0.95	0.57		-	-	
				文家角水库	二级保护区	3.90	1.86	-	-		
				东河油坊沟	准保护区	0.78	5.27	-	-	-	
2	元陆 15-1H 井场	元坝 29 污水处理站	*****	34.12	-	-	-	-	-	-	
		大坪污水站	*****	36.53	-	-	-	-	-	-	
3	元陆 706H 井场	元坝 29 污水处理站	*****	31.91	东河（元坝镇）	准保护区	4.0	4.5	-	插江国家级水产种质资源保护区	10.76
		大坪污水站	*****	40.43	东河油坊沟	准保护区	0.78	5.27	-	插江国家级水产种质资源保护区	15.62
					东河（元坝镇）	准保护区	5.3				
					二级保护区	1.2					
4	元陆 707H 井场	元坝 29 污水处理站	*****	23.46	东河（元坝镇）	准保护区	4.0	4.5	-	插江国家级水产种质资源保护区	9.15
		大坪污水站	*****	31.97	东河油坊沟	准保护区	0.78	5.27	-	插江国家级水产种质资源保护区	14.01
					东河（元坝镇）	准保护区	5.3	2.0	-		

序号	拉运起点	拉运终点	路线	路径全长/km	途经集中式饮用水水源保护区情况					路线邻近其他保护区情况	
					水源地名称	穿越段保护区级别	穿越长度/km	穿越路线距取水口最近距离/km	备注	保护区名称	途经路线长度/km
					镇)	二级保护区	1.2				
5	元陆710-1H	元坝29污水处理站	*****	4.97	-	-	-	-	-	-	-
	井场	大坪污水站	*****	24.69	东河油坊沟	准保护区	0.78	5.27	-	-	-
6	元坝221-1H	元坝29污水处理站	*****	32.32	-	-	-	-	-	-	-
	井场	大坪污水站	*****	33.28	-	-	-	-	-	-	-

10.7.3 地下水环境风险分析

项目潜在地下水影响包括钻井液漏失，柴油、白油、废油、钻井废水、压裂返排液、气田水等泄漏对地下水影响。

10.7.3.1 污水罐泄漏对地下水的的影响

(1) 施工期

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对地下水环境的影响。若罐体发生渗漏对地下水含水层和分散式水源影响如下：

①施工期罐体泄漏含水层污染影响范围

根据预测，若发生罐体泄漏。东河水文地质单元以元陆 706H 井场作为代表，最大污染范围为柴油罐泄漏，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 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）距离为 572.05m，横向最大超标距离不超过 150m，最大影响距离（贡献值 ≥ 0.01 ）为 667.40m，横向最大影响距离不超过 150m。嘉陵江水文地质单元以元陆 710-1H 井场为代表，最大污染范围为柴油罐泄漏，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 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ）距离为 647.70m，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。

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，对地下水分散影响情况如下表：

表 10.7-2 罐体泄漏对分散式水源影响情况统计表

序号	井场编号	对分散式水源的影响
1	元坝 6-1H 井场	下游东南侧 2 口分散式取水井会位于超标范围内
2	元陆 15-1H 井场	下游东南侧 6 口分散式取水井会位于超标范围内
3	元陆 706H 井场	下游北侧 2 个分散式取水泉点会位于超标范围内
4	元陆 707H 井场	下游东侧 2 分散式取水泉点会位于超标范围内
5	元陆 710-1H 井场	下游东侧 4 口分散式取水井会位于超标范围内
6	元坝 221-1H 井场	无分散式水源位于超标范围内

可以看出在井场施工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，会造成周边尤其是平台下游地区居民分散式取水井（泉）超标现象。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现罐体是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，建议以泄漏处两侧 150m 至下游

划分为分散式水源禁止饮用带，同时设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对平台下游邻近的居民分散式取水井进行取样监测，若发现水质不宜饮用，立即采用如供应桶装水，或在所在井场上游地区选择新的水源为受影响的居民进行供水。

（2）运营期

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罐发生泄漏，污水进入地下水含水层中对地下水产生影响。根据选取的预测井位和预测因子，污水罐泄漏对地下水环境影响如下：

①污水罐泄漏污染影响范围

根据预测，若元陆 706H 井场污水罐泄漏，COD_{Cr} 在预测时间点范围内未出现贡献超标（贡献值 $\geq 20\text{mg/L}$ ）和超过检出限（贡献值 $\geq 4\text{mg/L}$ ）的情况。若元陆 710-1H 井场污水罐泄漏，COD_{Cr} 在预测时间点范围内未出现贡献超标（贡献值 $\geq 20\text{mg/L}$ ）和超过检出限（贡献值 $\geq 4\text{mg/L}$ ）的情况。

②运营期污水罐泄漏对分散式地下水水源影响

根据运营期污水罐泄漏及污染影响范围，并结合周边分散式地下水水源分布情况，故运营期若发生污水罐泄漏不会对周边居民取水井造成超标影响。

10.7.3.2 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。

10.7.3.3 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。本工程导管段采用清水钻进，1~2 开（约 3000m）使用空气钻，约 3000m 以后改用水基泥浆钻井，揭开*****组油气层前转化为氮气钻，因此对浅层地下水不会造成明显的污染影响。

10.7.3.4 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流入地表水体，会造成一定的污染。

10.8 环境风险管理

10.8.1 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。

10.8.2 环境风险防范措施

10.8.2.1 钻井过程风险防范措施

（1）井控措施

本项目钻遇地层中有含硫气层，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）、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 1053-2010）、《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。

井控设备的安装应符合行业标准《石油天然气工业 钻井和采油设备 节流和压井设备》（SY/T 5323-2016）、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T 5964-2019）的规定，主要的具体要求为：防喷器必须安装平正，并用钢丝绳四角绷紧；液控管汇安装整齐，过井场装地沟护罩，要设置司钻控制台，远控台及储能器安装在专用活动房内，距井口左前方 25m 以上；远控台的电源线、气源线要单独连接，储能器瓶的压力要始终保持在工作压力范围内；放喷管线接出井口 100m 以上的安全地带；方钻杆必须装上、下旋塞，并在进入气层前按《钻井井控规定实施细则》要求配备齐全其它钻具内防喷工具。

按《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）的要求，对井队施工人员进行认真的井控培训。钻开气层前按钻井设计的要求储备好钻井液和重晶石粉。施工单位应按《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T 6276-2014）、《石油天

然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对该井情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

1) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

2) 严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须验收合格后，方可钻开气层；

3) 各种井控装备及其它工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

4) 每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

5) 气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

6) 按班组进行防喷演习，并达到规定要求；

7) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

8) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

9) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

10) 加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

11) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

12) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

13) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

（2）钻井设备

对井架、井控装置、地面管汇、钻具等采取相应手段进行检测。通过检测发现存在安全隐患的设备和工具必须更换。

气层钻进中在近钻头处（有螺杆时在螺杆之上）必须接钻具回压阀。

（3）防火、防爆安全措施

1) 井场电器设备、照明器具及输电线路的安装符合《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）；

2) 在井场明显处和有关的设施、设备处设置安全警示标志；

3) 井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY5225 的要求，井场电线不得横跨主体设备，井架、钻台、机泵房和净化系统照明全部采用防爆灯，距井口 30m 以内的电器设备，应使用防爆开关、防爆马达；

4) 柴油机排气管无破漏和积炭并有冷却灭火装置，出口与井口相距 15m 以上，不朝向油罐；

5) 钻台上下、机泵房周围禁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。

（4）井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施，避免钻井井漏对周边环境。

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。

（5）钻井废弃物污染防治措施

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。

（6）管理措施

按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014)的有关规定，组织应建立、实施、保持和持续改进健康、安全与环境管理体系。组织应明确各级领导健康、安全与环境管理的责任，保障健康、安全与环境管理体系的建立与运行。组织应将危害因素辨识、风险评价和确定控制措施的最新结果形成文件并予以保存。在建立、实施和保持健康、安全与环境管理体系时，组织应确保对健康，安全与环境风险和

影响以及确定的控制措施加以考虑。组织应对危害因素辨识、风险评价和风险控制过程的有效性进行评审，并根据需要进行改进。组织应对排查出的事故隐患进行分级管理、制定方案。落实整改措施、责任、资金、时限等，并对隐患整改效果进行评价。组织应对辨识，评估确定的重大危险源，实施分级监控管理。组织应及时更新有关法律法规和其他要求的信息，并向在其控制下工作的人员和其他有关的相关方传达相关法律法规和其他要求的信息。组织在施工前制定出应急救援预案，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的通讯联系系统。

(7) 配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保 100% 的点火成功率。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。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。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，减少天然气的扩散量。

(8) 环境敏感点的特别防护措施

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《常规钻进安全技术规程》（SY/T5272-1996）等规范要求：“气井井口距铁路、高速公路不少于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性场所不小于 500m；距高压线及其它永久性设施不小于 75m；在钻井作业期间，应撤离距气井井口 100m 范围内的居民”。

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井喷失控等重大风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边 0~500m 范围）居民，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，还需在井口周边 500m 范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区（井口周边 0.5~3.0km 范围）居民撤离。

（9）夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要 24 小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井喷失控 15min 内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持必要的警惕性。

（10）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。

10.8.2.2 废水收集罐、集污罐渗漏、垮塌及废水外溢的防范措施

（1）源头控制

a. 施工期间钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或贮存池垮塌等事故；钻井过程采用清洁化生产工艺，较少钻井项目产生的废水量，通过循环重复利用减少现场贮存废水量。

b. 在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，实行清污分流，减少污水产生量；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进行外运污水处理站处理；

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篷布或架设雨篷。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。

（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

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。

10.8.2.3 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《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

④建设方将柴油、白油的储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

10.8.2.4 场站及管道工程风险防范措施

（1）设计阶段

①在设计阶段，对管道线路走向进行优化，线路避开居民密集区以及复杂地质段，

以减少由于天然气泄漏引起的火灾、爆炸事故对居民危害；

②对管道沿线人口密集、房屋、学校距离管线较近等敏感地区应尽量绕开，并且提高设计系数，增加管线壁厚，以增加管道抗风险能力；

③严格执行有关的标准和规定，严格控制施工和设备、材料的质量，防止由于施工和材料缺陷可能导致的事故；

④对管道通过的山地斜坡、陡坎，采用可靠的稳管护坎、排水措施，以防止发生严重的水土流失而危及管道安全；对管道采取防腐措施，防止管道外壁腐蚀导致事故发生；

⑤站场采取防爆、防静电、防地震及消防等措施以保证装置的安全。

⑥进、出站管线必须设置截断阀，截断阀的位置应与工艺装置区保持一定距离，确保在紧急情况下便于接近和操作。

（2）施工阶段

在施工阶段，加强施工队伍的健康、安全和环保意识，保证施工阶段不发生安全事故和对环境造成严重影响。

①根据管道施工特点，制定相应的安全施工规范，确保施工安全；

②在施工阶段，建立施工质量保证体系，加强检测手段，避免因施工质量的问题造成管道事故。

（3）管道运行阶段

①定期对管道壁厚进行测量，对管壁减薄严重的管段及时进行更换，以避免爆管事故的发生；

②按期检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使管道在超压时能够得到及时安全的处理；

③在公路穿越点设置清楚明确的标志；

④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制定应急操作规程，以便在事故发生时将事故造成的影响降到最低；

④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。

⑤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。

⑥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。

(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。

10.8.2.5 废水（钻井废水、压裂返排液、气田水）、钻井固废以及危废转运过程中外溢、泄漏防范措施

为降低废水、固废、危废转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、固废得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、固废转运过程中，采取如下措施：

①运输前规划运输路线，废水、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免环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废以及危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严禁夜间进行废水转运，并尽可能选择在天气状况良好的天气进行转运，若必须在阴雨天气进行转运，需要做好车辆防滑措施，并全程限速行驶。转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

③加强对罐车司机的安全教育，定期车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对转运车的管理，防止人为原因造成的废水外溢、固废遗撒。确保污水罐车驾驶员持证上岗，不得聘用无经验或缺经验的驾驶员。

④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。

⑤加强车辆装载量管理，严禁超载。

⑥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。

⑦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。

⑧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成环保事故。

⑨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。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。

10.8.2.6 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。

（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。

10.8.3 环境风险事故应急措施

10.8.3.1 井喷风险应急措施

（1）环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，施工

单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014)的要求和环评要求制定和当地政府有关部门相衔的事故应急预案。

（2）环境风险应急关键措施

井喷失控造成天然气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60 分钟。泥浆溢流后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 内的居民，并告知井口周围 3km 范围内的敏感点，尤其是学校、集镇等。井喷失控后，在 15min 内点火燃烧泄漏天然气，将天然气燃烧转化为 CO₂ 和水蒸气。结合当时风向，还需在井口下风向 500m 范围内布设多处环境应急监测点，重点对居民点、学校、城镇设置监测点，并根据监测结果及时考虑扩大撤离范围，保护周围居民生命安全和健康。根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织周边居民撤离，至压井作业完成。点火前应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

（3）人群撤离自救方法

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。

10.8.3.2 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，在距井筒很近范围的漏失通道里建立一道堵塞隔墙，用以隔断漏液的流道。处理井漏的规定流程如下：

- ①分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。
- ②保质保量的配置堵漏泥浆。
- ③施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。
- ④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。
- ⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。
- ⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。
- ⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

常用的井漏处理方法：

①调整钻井泥浆性能与钻井措施：调整钻井泥浆性能与钻井措施包括改变钻井泥浆密度、粘度、切力、泵排量等。其主要作用是降低井筒液柱压力、激动压力和环空压耗，改变钻井液在漏失通道中的流动阻力，减少地层产生诱导裂缝的可能性。

②桥接材料堵漏法：桥接堵漏由于经济价廉，使用方便，施工安全，目前现场已普遍采用。桥接堵漏占整个处理方法的 50%以上，并取得明显的效果；使用此方法可以对付由孔隙和裂缝造成的部分漏失和失返漏失。桥接堵漏是利用不同形状、尺寸的惰性堵漏剂，以不同的配方混合于钻井泥浆中直接注入漏层的一种堵漏方法。

③水泥堵漏：水泥堵漏主要以水泥浆及各种水泥混合稠浆为基础，这种堵漏法一般用于较为严重的井漏。水泥浆堵漏一般要求漏层位置比较清楚，主要用以处理自然横向裂缝、破碎石灰岩及砾石层的漏失。

10.8.3.3 天然气泄漏事故应急措施

由于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，并组织周边群众进行撤离，做好地企联动，并重点对居民点、学校、城镇设置监测点进行监测。

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。

10.8.3.4 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。

10.8.3.5 废水外运途中泄漏事故应急措施

部分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。

10.8.3.6 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。

10.8.3.7 天然气流窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气流窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对该种事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边 5km 居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民，撤离距离至少应在 1km 外。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

10.8.3.8 环境应急监测方案和环境应急监测能力

在事故现场设置多个空气监测点，在周边水井设 1 个水质监测点，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。项目当地环境监测站设备较为完善，监测人员业务能力强，基本能够完成应急监测任务，不能完成的项目可申请临近的环境监测单位协助。

10.8.3.9 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。

10.8.3.10 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。

10.8.3.11 应急联动

(1) 上层联动：本项目所在的苍溪县、广元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。

10.8.4 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。

10.8.4.1 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，保护人员群众生命财产安全。

(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的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。

10.8.4.2 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（陆相一期）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。

10.8.4.3 环境事件分类

根据环境风险事故影响和应急救援、控制特点，将环境风险事故分为事故排放、事故泄漏、火灾和爆炸三类：

①事故排放：环保设施运行状态异常，“三废”未经处理排出装置界区或未达标排入外环境；

②事故泄漏：设备、管线破损，有毒有害液体泄漏进入地下水/地表水造成水环境污染，有毒有害气体造成环境空气污染；

③火灾、爆炸：可燃、易燃物料泄漏，遇火源发生火灾、爆炸，燃烧废气可能造成环境空气污染，消防水携带物料可能进入外排水管线造成水环境污染火灾爆炸破坏地下防渗层，致使泄漏的物料深入地下，造成地下水污染。

10.8.4.4 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。

10.8.4.5 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 10.8-1 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。
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。

10.8.4.6 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。

10.8.4.7 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 10.8-2 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 3km 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、苍溪县政府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。
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，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。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。紧急撤离井口周边 500m 范围居民，井口周边 500m 范围内布设环境监测点，并根据监测情况适时扩大撤离范围。
7	应急检测、清除措施	应急检测、防护采用井队配备的设备和消防队伍的设备，必要可增加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

序号	项目	内容及要求
		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小组应尽快协调各部做好医疗救护工作，包括医疗经费的提供、受伤人员的住院安排与护理以及善后赔偿等；钻井队主管单位配合相关部门人员对受损设备尽快安排修复并投入生产使用。钻井队主管部门、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内（井口周边 1000m）进行 H ₂ S 安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育，提出紧急情况下的安全撤离要求和方案，并告知周边居民。
12	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 1000m 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 3000m 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。

10.8.4.8 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为上下衔接关系，与苍溪县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。

地方人民政府在启动本地环境应急预案时，要求企业立即启动突发环境事件应急预案，相关人员进入待命状态。

企业在发生 III 级环境事件时立即启动三级响应，发生 II 级环境事件时立即启动二级响应，发生 I 级环境事件时启动一级响应。分级响应程序见下图。

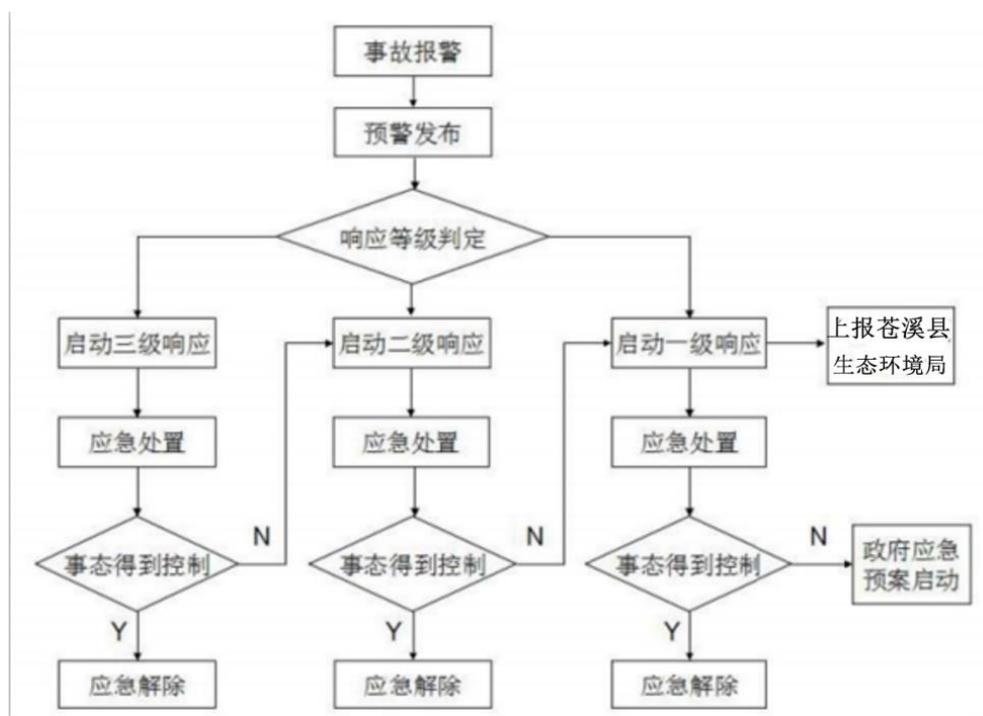


表 10.8-3 企业突发环境风险事件分级响应图

10.8.4.9 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、计量质量管理体系、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。

10.9 风险防范措施投资

本项风险投资总计为 120 万元，风险防范措施及投资见表 10.9-1。

表 10.9-1 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
2		应急池	设置 800m ³ 应急池 6 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

序号	工程名称	风险防范措施	内容、要求及目的	投资（万元）
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	25
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	20
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	10
10		环境风险事故时人员撤离	确定范围及路线，以便发生事故能及时安全撤离	20
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	天然气开采	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、消防器材、砂池、高音喇叭、风向标、警示标志等	纳入主体工程投资	
15		污水罐设置围堰	在罐区储存地进行防渗，防止废水外溢进入土壤和地下水	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	25
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	20
总计				120

10.10 环境风险分析结论

本项目钻采工程属不含硫化氢的常规天然气开采，与工程地层情况类似的相邻井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，仅表现为井漏，未出现井喷情况。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

防控的。

表 10.10-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	元坝气田产能建设（陆相一期）项目			
建设地点	四川省广元市苍溪县			
地理坐标	经度	105.8927~106.0633°	纬度	31.7331~31.9815°
主要危险物质及分布	1.甲烷：分布于目的层、天然气管线；2.柴油、白油：井场油罐区			
环境影响途径及危害后果	<p>1.大气环境：井喷失控时目的层天然气泄漏扩散、爆炸冲击波、燃烧热辐射急性伤害。输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天然气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。</p> <p>2.地表水环境：柴油、白油等原辅材料、废水和固废在储存或使用过程中发生泄漏，若控制不当流入周围水体则将引起水体环境污染和土壤的污染。</p> <p>3.地下水、土壤环境：柴油、白油、钻井废水、压裂废水、气田水等泄漏可能通过地表入渗进入浅层地下水以及土壤，引起地下水、土壤污染；由于井漏引起钻井泥浆泄漏污染地下水、土壤。</p>			
风险防范措施要求	<p>1.加强环境风险管理措施：按规范要求落实井控措施，钻井过程中加强井漏防范措施，按照规范要求实施集输管道泄漏防范措施，按照规范要求落实采气工程防范措施，按要求设置钻井风险监控、报警措施，落实柴油、白油、污废水、固体废物的存放及运输等环节泄漏防范措施。按照规范要求选择规范的管材并落实管道防腐要求并对管道进行定期巡查。</p> <p>2.成立应急救援指挥机构，制定环境风险应急预案并进行演练。</p>			

填表说明：

评价结论：项目采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，可将工程环境风险控制在可接受范围内。

10.11 环境风险自查表

本项目环境风险自查表见附表 9。

11 资源承载力分析

11.1 资源承载力分析

11.1.1 水资源

本项目评价区域内常年地表水主要有苍溪县嘉陵江、插江两大主要河流及其支流和沟溪。

嘉陵江苍溪县内长 103 公里，平均比降 0.52-0.58%，为流经县境第一大河。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。

插江全长 68 公里，河床平均比降 0.7%。正常流量 0.6 立方米/秒，洪水期最大洪峰流量 4000 立方米/秒。

根据工程分析，本项目工程取水主要为各井场钻井工程(钻井用水、洗井用水和压裂用水)，根据工程分析 4.7.1.2 节可知，本项目 2021 年最大取水量约 9680m³，2022 年最大取水量约 18680m³，2023 年最大取水量约 9339m³。根据相关资料，嘉陵江多年平均流量 2120m³/s，东河多年平均流量 104m³/s 等。因此，项目用水对周边河流、水库水资源影响很小，不会挤占当地水资源。

11.1.2 土地资源

土地承载力是指在未来不同时间尺度上，以一定的技术经济和社会发展水平及与此相适应的物质生活水准为依据，一个国家或地区利用其区域内土地资源所能持续供养的人口数量。

根据《广元市苍溪县土地利用总体规划（2006-2020 年）（2011 年 5 月）》，“城镇工矿建设用地新增 540.5 公顷.....管道运输方面，苍溪县境内天然气探明储量巨大、水能资源丰富，延伸产业和与之相配套其他相关工业项目将是苍溪县新一轮规划期间经济增长的支柱产业，本轮规划需保障乡镇天然气、石油管网建设等线型工程建设用地,新建中石油宁夏中卫至贵阳输气管线、中石油、中石化天然气勘探开发及天然气管网建设等配套项目。”

根据本项目开发利用方案，本项目新增临时占地约 18.8hm²，占城镇工矿用地面积的比例约为 3.47%，永久占地（在临时占地范围内）约 3.0hm²，占城镇工矿用地面积的比例约为 0.555%。因此，本项目天然气开发满足苍溪县土地利用总体规划，土地资源

能够承载。

本项目天然气在后续开发过程中，须按照国家土地管理办法，照“占多少，垦多少”的原则缴纳耕地开垦费，办理相关土地占用及补偿手续。在下一轮土地利用修编和调整过程中，本项目天然气开发永久占地纳入到补充耕地中来，以确保《苍溪县土地利用总体规划》中耕地保有量、基本农田规划约束性指标的实现。

11.1.3 社会资源

本项目建设地点分布于广元市苍溪县境内。苍溪县辖 39 个乡镇、718 村、87 个居委会，总人口 77.11 万人。

本项目每个井场钻前施工人数需求量约为 25 人，工期约为 2 个月；钻井工程施工人数为 45 人，每段管线敷设施工人数需求量约为 80 人，工期为 2~4 个月。本项目拟建地周边村镇人口众多，劳动力资源丰富，完全能满足项目的劳动力需求。同时，项目选址于此，能在一定程度上缓解当地的就业压力，促进当地经济发展。

综上，本项目开发建设与当地社会资源承载力相符合。

11.2 环境承载能力分析

11.2.1 大气环境承载能力分析

根据《苍溪县 2019 年度环境状况公报》：2019 年监测数据表明：苍溪县全年空气质量指数为优的天数为 153 天、为良的天数为 188 天，轻度污染 21 天，中度污染 2 天，重度污染 1 天，全年有效天数 365 天，苍溪县空气环境质量优良率达到 93.43 %。苍溪县为环境空气不达标区。

本项目天然气开发废气排放量很少，对环境空气质量影响较小，通过严格落实污染防治措施后，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能。此外，本项目天然气开发为四川盆地提供清洁能源天然气，有利于区域环境空气质量的改善，总体符合区域环境空气质量改善的目标要求。因此，大气环境能承载本项目天然气开发的实施。

11.2.2 水环境承载力分析

根据产污分析可知，本项目天然气开发产生的污水量较小，且生活污水、钻井废水、压裂返排液、气田水和检修废水均委托有资质、有能力、环保手续齐全的污水处理站处理，满足环保要求，对当地水环境承载力影响较小。

12 环境影响减缓对策和措施

12.1 施工期环境影响减缓措施

12.1.1 施工期大气环境影响减缓措施

(1) 施工扬尘污染减缓措施

扬尘污染主要发生在施工期管沟和基坑开挖、基础处理、材料运输，土方回填，施工场地与便道开辟等环节中。

施工扬尘粒径较大，飘移距离短，影响范围有限。建设过程中，通过在施工现场采取设置围栏、洒水抑尘等防尘措施，可有效防止扬尘污染的发生。

运输过程中，道路下风向 TSP 轴线净增浓度影响范围主要集中在道路两侧各 50m 范围内。本项目中管线两侧 40m、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。运输车辆尾气的影晌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）气体钻产生的粉尘减缓措施

本项目在气体钻阶段，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沙坑前，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入集污罐池，废气在集污罐池内直接排放。极少量粉尘由压缩空气带入环境中。粉尘释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，污染减缓措施可行。

（5）油基泥浆钻井时产生的有机废气减缓措施

项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基钻井固废由废渣罐收集临时存放于井场内危废暂存间，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、油基泥浆和油基钻井固废的暂存和储运必须采用密闭罐，减少有机物挥发量，污染减缓措施可行。

（6）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，本项目气井为不含硫化氢天然气井，其燃烧主要产物为 CO₂、水蒸气、NO_x、颗粒物等。针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，同时应对测试放喷时周边居民进行临时疏散。除了必要的放喷测试放空外，采取先建内部集输管网的方式及时将井下天然气接管外输，减少天然气放空量。

综上，采取上述防治措施后，施工期产生的大气污染物对周围环境产生的影响很小。

12.1.2 施工期地表水环境影响减缓措施

12.1.2.1 施工废水

（1）拟采取的污染防治措施

各井场施工场地设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。

（2）可行性分析

参照四川地区天然气井施工废水处理措施实施情况，本项目拟采取的水污染防治措施具有可操作性和可行性，废水处置措施可行。

12.1.2.2 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；井场周围设置雨水沟，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雨水沟。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。该措施简单，主要是修建排水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。

12.1.2.3 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、洗井废水

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气体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沙坑，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，及时拉运至有处理能力和处

理资质的单位进行处理。

洗井废水均进入废水收集罐中进行暂存，及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理。

钻井期间泥浆循环系统、泥浆不落地系统工艺联动详见图 12.1-1：

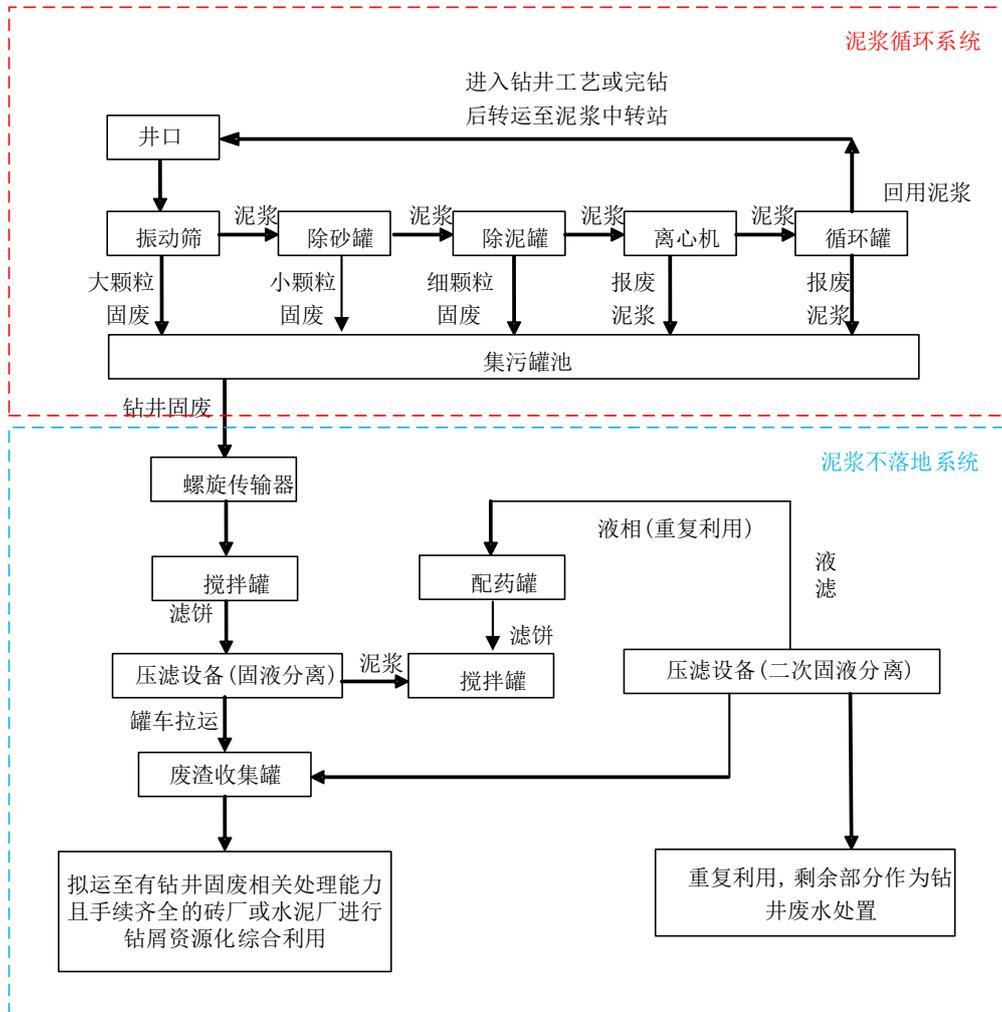


图 12.1-1 工艺联动运行示意图

②压裂返排液

压裂返排液收集后，及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理。

③废水管理措施

a. 钻井和完井测试过程中，应根据废水的产生情况，将废水及时拉运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位处理。

b. 项目在实施钻井过程中应严格进行清污分流。

c. 废水收集罐、压裂液重叠液罐、应急池等应有足够的容量，防止降雨等造成钻井废水、废泥浆、压裂返排液外溢污染环境；防止废水收集罐、压裂液

重叠液罐、应急池等泄漏污染地下水等。

d. 运营期气田水采用管道输送，加强管道巡检，防止管道腐蚀泄露。

e. 各井场配备的污水罐不得满负荷存水，1 个污水罐装满后，应开始进行转运工作，同时启用另外 1 个污水罐。

f. 废水的运输由中国石化集团西南石油局油田工程服务公司负责运输，并建立交接三联单制度，确保废水运至有处理类别资质、处理能力且环保手续齐全的单位处理。“三联单”指废水出井站前需工程承包方签字，废水运到处理站废水接收单位签字。

f. 废水转运过程应严格按照规定的路线运输到相应的目的地。

④废水转运措施及要求

①废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水和固废。

②运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区，遇环境敏感区（特别是饮用水源保护区）和河流水体时需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水、固废泄漏。

③废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

④废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

⑤尽量避免雨天和大雾天运转废水。

⑥本工项目废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

⑦承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水、固废运输车辆位置和行驶路线，确保废水、固废转运至相应的目的地。

⑧废水运输车辆严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全管理部门和运输单位备查，保存期不得少于二年。

⑨废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废

水、固废运输应急预案，每次运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

⑩废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水、固废运输过程中，废水、固废产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

（2）可行性分析

①废水场内收集措施的可行性分析

本项目单井钻井废水产生量约 120 m³，洗井废水产生量约 90 m³，井场内设置有废水收集罐 6 个（60m³/个），还设置有 800m³ 应急池 1 座，完全能满足场内钻井废水和洗井废水的暂存；单井压裂液最大用量约 1500 m³，单井最大返排量约 600 m³，每个井配置有 40 个（50m³/个）压裂液重叠液罐，还设置有 800m³ 应急池 1 座，完全能满足场内压裂返排液的暂存。

②废水外委处置的可行性分析

根据第二章 2.3.2.2 小节可知，前期已建工程所采取的钻井废水（含洗井废水）和压裂返排液外委处理（四川鑫泓钻井废水处理有限公司）措施有效可行，本项目钻井废水（含洗井废水）和压裂返排液处理措施与已勘探开发工程所采取的废水处理措施一致，均为委托有处理能力和处理资质的单位进行处理。因此，废水采取外委处理方式可行。

项目附近目前有资质能处理钻井废水（含洗井废水）和压裂返排液的部分企业情况见表 12.1-1 所示。

表 12.1-1 区域内现有部分钻井废水、洗井废水及压裂返排液企业一览表

依托单位名称	环评	验收	地理位置	环评规模	目前实际设计规模
四川鑫泓钻井废水处理有限公司	广环办函 (2011) 227 号	广环验 (2012) 05 号	苍溪县桥溪乡 金龙村一组双 滩子	钻井废水 5.4 万 m ³ /a (180m ³ /d)	180m ³ /d
				压裂废水 1.8 万 m ³ /a (60m ³ /d)	60m ³ /d
四川东捷污水处理有限公司	遂安环函 (2014) 37 号	遂安环验 (2015) 5 号	遂宁市安居区 磨溪镇千丘村 一社	钻井废水 150m ³ /d	150m ³ /d
四川久大蓬萊盐化有限公司	遂大环函 (2020) 158 号	正在验收	四川大英经济 开发区余粮村	600m ³ /d (压裂返排液)	/

注：*原遂宁华气钻井完井废水处理有限公司

四川鑫泓钻井废水处理有限公司建设有 XH 一体化预处理车间 1 座（采用加药+反应+絮凝+沉淀+分离处理工艺）、XH 一体化除 Cl⁻车间 1 座（采用二级反渗透膜除 Cl⁻工艺）、XH 一体化固液分离车间 1 座（减压蒸馏除盐工艺），污水处理站废水设计处理规模为 7.2 万 m³/a，处理废水种类包括钻井废水、酸化压裂废水、钻井废水处理量为 5.4 万 m³/a，酸化压裂废水处理量为 1.8 万 m³/a。该站于 2011 年 11 月 8 日通过广元市环境保护局环评批复（广环办函〔2011〕227 号），同年建成投产，并于 2012 年 11 月通过广元市环境保护局建设项目竣工环境保护验收（广环验〔2012〕05 号），2013 年 7 月取得苍溪县环境保护局颁发的《排放污染物许可证》（川环许 HB0023）。根据广元天平环境检测有限公司 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（附件 9-2）。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。因此，元坝气田钻井工程钻井废水、洗井废水、压裂返排液拉运至四川鑫泓钻井废水处理有限公司处理可行。

四川东捷污水处理有限公司（原遂宁华气钻井完井废水处理有限公司）遂宁市安居区磨溪移动式钻井完井废水处理站设计处理规模为 150m³/d，将辐射附近区块（西南油气分公司的勘探事业部、低效事业部、蜀南气矿、川中油气矿，中石化等能源开采企业的）钻井和完井作业废水进行集中处理，采用“隔油池+调节池+沉淀池+CFS 反应池+压滤池+DWTR 过滤系统+中间水箱+MSS 膜分离系统”工艺，达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放到白家河。根据四川东捷环境检测有限公司于 2020 年 1 月、3 月、4 月、5 月、6 月、8 月、9 月、10 月的例行监测报告数据可以看出：污水排口出水 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、动植物油均达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（附件 9-1）。因此，元坝气田钻井工程钻井废水（含洗井废水）拉运至四川东捷污水处理有限公司处理可行。

四川久大蓬莱盐化有限公司盐井伴生气及油气田废水综合利用项目处理油气田废水及压裂返排液 1200 m³/d，其中压裂反排液处理规模为 600m³/d，采用“气浮

→电絮凝→氧化沉淀→滤池过滤→清水池”工艺，对压裂返排液进行预处理后综合利用不外排。根据调查询问，目前该项目正在进行环保验收，待验收通过后，元坝气田钻井工程钻井废水、洗井废水、压裂返排液拉运至该公司处理可行。

由于钻井废水和压裂返排液不属于连续废水，跟当时区域所钻井数和压裂井数直接相关。同时，根据四川鑫泓钻井废水处理有限公司排污许可证（编号：91510824586453401A001U）中废水污染物排放规律为间断排放，排放期间流量不稳定且无规律，但不属于冲击型排放，因此，本次不统计依托污水站目前已接收污水量。

根据建设单位提供的区块压裂设计方案，同一个区块同一时间仅一套压裂设备进行压裂，因此，元坝气田内压裂返排液最大日排放量按照单井最大压裂返排液产生量计算，约 60m³/d。根据本项目第四章 4.7.1 小节可知：本项目钻井废水最大日排放量为 3.6m³/d，元坝气田产能建设（海相三期）项目钻井废水最大日排放量为 4.5m³/d，则整个元坝气田钻井废水最大日排放量约 8.1 m³/d。

根据表 12.1-1 可知目前区域内钻井废水处理能力至少大于 330 m³/d，压裂返排液处理能力至少大于 660 m³/d，钻井废水和压裂返排液分别占目前调查的这三座污水厂处理总量的 2.45%和 9.1%，理论上满足本项目钻井废水和压裂返排液处置需求。若本项目实施时，现有调查污水处理站处理能力不足，则必须重新寻找有处理能力和处理资质且环保手续齐全的单位进行处理。

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。

12.1.2.4 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后，就近排入当地沟渠或河流。

（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，经沉淀处理后选择合适的地点就近排放到周边的沟渠，对地表水环境不会产生明显影响。同时，参照四川地区天然气井管线施工试压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，废水处理措施可行。

12.1.2.5 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生态厕所收集预处理后，拉运至附近城市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生态厕所收集预处理后，拉运至城市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可做到钻井废水和压裂返排液外委至有处理能力和处理资质且环保手续齐全的单位进行处理，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，目前元坝气田已实施的天然气钻采工程也是按照此处理方式（委托有处理能力和处理资质的单位进行处理），且到目前为止，西南油气分公司未收到钻井废水、洗井废水、压裂返排液等乱排乱放的环保投诉。成功外委处置经验为本项目施工废水外运措施和环境管理提供的较好的借鉴经验，本项目施工期废水处置措施有效、可行。

12.1.3 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。

12.1.4 施工期固体废物处理处置减缓措施

12.1.4.1 钻井固废

（1）拟采取的措施

①空气钻钻井固废

本项目空气钻阶段钻井固废产生量约 840m³/井，总计 12600m³。钻井岩屑属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，其中清水池和应急池后期应拆除完毕后再回填。

②水基钻井固废

本项目采用水基钻井泥浆，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，本项目总计钻井 15 口，水基钻钻井固废总计产生量为 8400m³。钻井固废按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）（修订版）中对第Ⅱ类一般工业固体废物的处置要求，本项目废渣收集罐所在区地面防渗层渗透系数≤10⁻⁷cm/s，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求。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的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近处理。

③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。

④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) 空气钻钻井固废就地填埋的可行性分析

空气钻阶段钻井固废主要为岩屑，钻井岩屑属于一般固废，本项目空气钻阶段钻井固废产生量约 840m³/井，每个井场设置有沉沙坑 1000 m³，满足单井空气钻期间岩屑的存放，当空气钻结束后，将沉沙坑里面的岩屑挖出，堆放在表土堆场内，沉沙坑后续用于下一口井空气钻阶段岩屑的存放。

本项目井场内井数最多为 3 口，则钻井工程空气钻阶段钻井固废最大产生量约 2520 m³。项目每个井场设置有 1000 m³ 沉沙坑 1 座，1000 m³ 清水池 1 座，800 m³ 应急池 1 座，总容积 2800 m³ 大于空气钻阶段产生的岩屑，因此岩屑就地填埋可行。

2) 水基钻井固废协同资源化综合利用工艺及规模可行性分析

类比建设单位提供的位于德阳市中江县的江沙 316-1HF 井钻井固废浸出液监测报告类比可知（下表 12.1-2），类比钻井固废浸出液 pH 在 6~9 范围之外，依据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相关规定，本项目各井场水基岩屑和泥浆属于第 II 类一般工业固体废物。本项目各井场与江沙 316-1HF 井均属于西南油气分公司，所用水基泥浆主要成分基本相同，该钻井固废浸出液监测报告具有可类比性。

表 12.1-2 江沙 316-1HF 井钻井固废浸出液实验分析结果表

项目 样品来源	pH	COD	石油类	氯化物	Fe	Mn	Cd
江沙 316-1HF 井钻井固废	9.48	150	3.25	141	1.12	0.032	ND
GB8978-1996 一级标准限值	6~9	100	5.0	/	/	2.0	0.1
项目 样品来源	Hg	Pb	Cr	As	Cu	Zn	
江沙 316-1HF 井钻井固废	0.00113	ND	ND	0.0354	0.03	ND	
GB8978-1996 一级标准限值	0.05	1.0	1.5	0.5	0.5	2.0	

本项目钻井固废暂存于废渣收集罐后及时外运可接收的环保手续齐备且有处理能力的砖厂或水泥厂资源化利用处置，就近外委处理。运输过程中应尽量避免环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

①制砖工艺可行性分析

类比中国石化西南油气分公司环境监测站对产能建设及勘探项目部中江、新场采气废水基固废烧结砖的浸出液进行检测，检测报告（报告编号：HJ2020-169）结果表明，浸出液指标监测达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准限值。

表 12.1-3 水基泥浆烧结砖浸出液检测数据表

序号	检测项目	检测值	标准值	备注
1	pH	9.0	6~9	合格
2	COD	86	100	合格
3	石油类	5	ND	合格
4	铬	0.010	0.05	合格
5	镉	未检出	0.005	合格
6	铜	0.0125	0.5	合格
7	砷	0.0116	0.5	合格
8	汞	0.00015	0.05	合格
9	锌	0.157	2.0	合格
10	锰	0.0642	2.0	合格

类比四川省建材产品质量监督检验中心于 2016 年 1 月 10 日对应用长宁 H5 平台（位于四川省宜宾市的页岩气开发工程）水基岩屑进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见下表。

表 12.1-4 普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目	校验结果	标准值	备注
1	抗压强度（MPa）	19.3	≥15	合格
2	5h 吸水率（%）	17	≤18	合格
3	饱和系数	0.7	≤0.78	合格
4	放射性	Ira	0.13	合格
5		Ir	0.41	合格

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛

运用,在使用水基钻井岩屑为原料进行制砖生产时,未出现污染环境事故,因此,本项目钻井时产生的水基岩屑和水基泥浆做烧砖处理在工艺上是可行的。

②制水泥工艺可行性分析

根据安县中联水泥有限公司《钻屑资源化综合利用项目》环境影响报告表中论述,钻屑经脱水预处理后,送至绵竹澳东水泥厂,通过试烧及中试第三方检测当钻屑添加比例为10%时,石灰石、页岩、矿渣添加比例分别为82.7%、5.8%和1.5%时,水泥熟料质量满足《硅酸盐水泥熟料》(GB/T21372-2008)标准要求,钻井固废及水泥熟料中重金属含量满足《水泥窑协同处置固体废物技术规范》(GB30760-2014)要求。

经调查了解,该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资质能处理钻井固废能力的公司有苍溪县永利建材有限责任公司(设计处理2万吨/年;剩余处理规模1.7万吨/年)和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7万吨/年)。本项目共计新钻15口井,预计三年内完成,水基钻井固废三年总计为8400m³(密度2.0t/m³,16800t),元坝气田产能建设(海相三期)项目水基钻井固废三年总计为14000m³(密度2.0t/m³,28000t)。本项目和元坝气田产能建设(海相三期)项目总计水基钻井固废三年总计产生量为44800t,小于苍溪县永利建材有限责任公司(7万吨/年)和广元海创环保科技有限责任公司(2万吨/年)总设计处理规模(9万吨/年),可满足本项目和元坝气田产能建设(海相三期)项目钻井固废的处置,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(烧砖或者水泥熟料)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。

3) 顶替泥浆、油基钻井固废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 的危废暂存间并由若干的废渣收集罐盛装油基钻井固废，废油由 2 个（1 备 1 用）废油桶盛装，危废暂存间需满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）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、运输集输规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，场内转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，场外转运委托危废资质单位专业转运，转运车辆环境管理措施可行。

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第 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 12.1-1 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公司	南充市嘉陵区河西镇 化学工业园嘉南大道	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：江油诺客环保科技有限公司 水泥窑协同处置企业：四川国 大水泥有限公司	四川省绵阳市江油市 含增镇界池村	川环危第 510781076	100000 t/a
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，本项目在发生井下复杂工况的情况下顶替泥浆和油基钻井固废产生量约 3780t，元坝气田产能建设（海相三期）项目在发生井下复杂工况的情况下顶替泥浆和油基钻井固废产生量约 2520t。本项目和元坝气田产能建设（海相三期）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（海相三期）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。

12.1.4.2 生活垃圾和废包装材料

施工作业场地设垃圾收集桶，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。

12.1.4.3 废油

产生的废油由施工单位统一收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理。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。

12.1.4.4 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。

12.1.4.5 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。

12.1.5 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、应急池。

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 800m³ 的应急池一座，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、应急池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流，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

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。

重点防渗区

危废暂存间、泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统区、泥浆料台区、重浆罐区、应急池、油罐区、重叠液罐区、发电机房以及放喷池应采取防渗性能与厚度 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 粘土防渗层等效的防渗措施。

一般防渗区

沉砂坑、双环沟以及环保厕所应采取防渗性能与厚度 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 粘土防渗层等效的防渗措施。

简单防渗区

办公生活区采用一般地面硬化即可。

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。

地下水和土壤污染防治措施应按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

12.1.6 施工期地下水环境影响减缓措施

根据调查区域用于饮用的地下水浅水含水层多在埋深 50m 以内，本项目在导管段采用清水钻钻进，约 3000m 以上采用空气钻进，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、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，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及选择合适的试压废水排放地点，能做到减缓对地下水的影响。同时建议在井场施工期对地下水做定期跟踪监测，掌握施工期井场建设对地下水环境的影响，做到及时发现及时治理。

12.1.7 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、选线尽可能地避让自然保护区、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，然后堆存到指定场地并进行防护。表土堆场四周采用土袋进行砌护，堆土表面采用密目网进行遮盖；在表土堆场底四周用废石堆砌进行围挡，并在旁边立警示牌，标明属于表土堆堆场，若表土堆放时间大于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。

对本工程施工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)项》（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资源局缴纳开垦费的办法予以补偿。

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，在一定程度上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。

12.2 运营期环境影响减缓措施

12.2.1 运营期大气环境影响减缓措施

（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系统燃烧后排放。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接空排的，应报生态环境主管部门备案”，本项目放空天然气点然后排放，满足要求。

（2）采气井场内水套炉用气采用井场自采气（不含硫化氢），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。

本项目各采气井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气采气井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

12.2.2 运营期水环境影响减缓措施

12.2.2.1 生活污水

生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

12.2.2.2 气田水及检修废水

（1）拟采取的措施

本项目元坝气田运营期气田水和检修废水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。

（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

大坪污水厂和元坝 29 污水厂处理站位于位于广元市苍溪县境内，厂内分别设置有气田水接收撬块、混凝沉降池、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、应急池、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和元坝 29 气田水处理站总计建设规模为 600m³/d，接收规模为 570m³/d，剩余规模 30m³/d。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》，大坪污水厂和元坝 29 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。

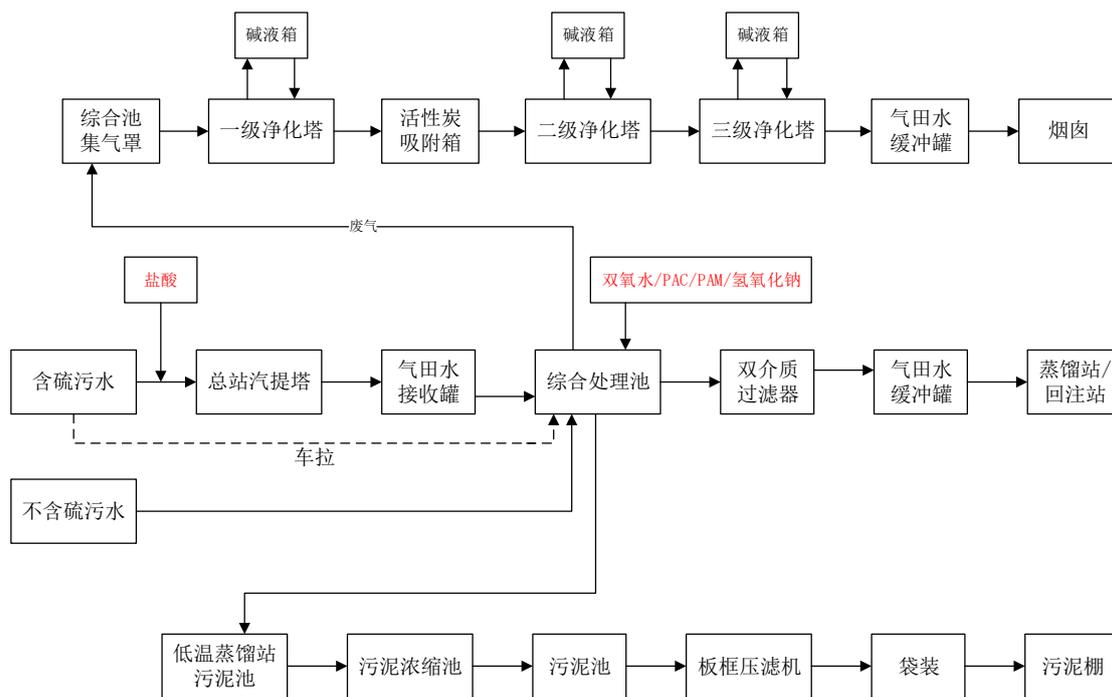


图 12.2-1 大坪污水厂气田水处理工艺流程图

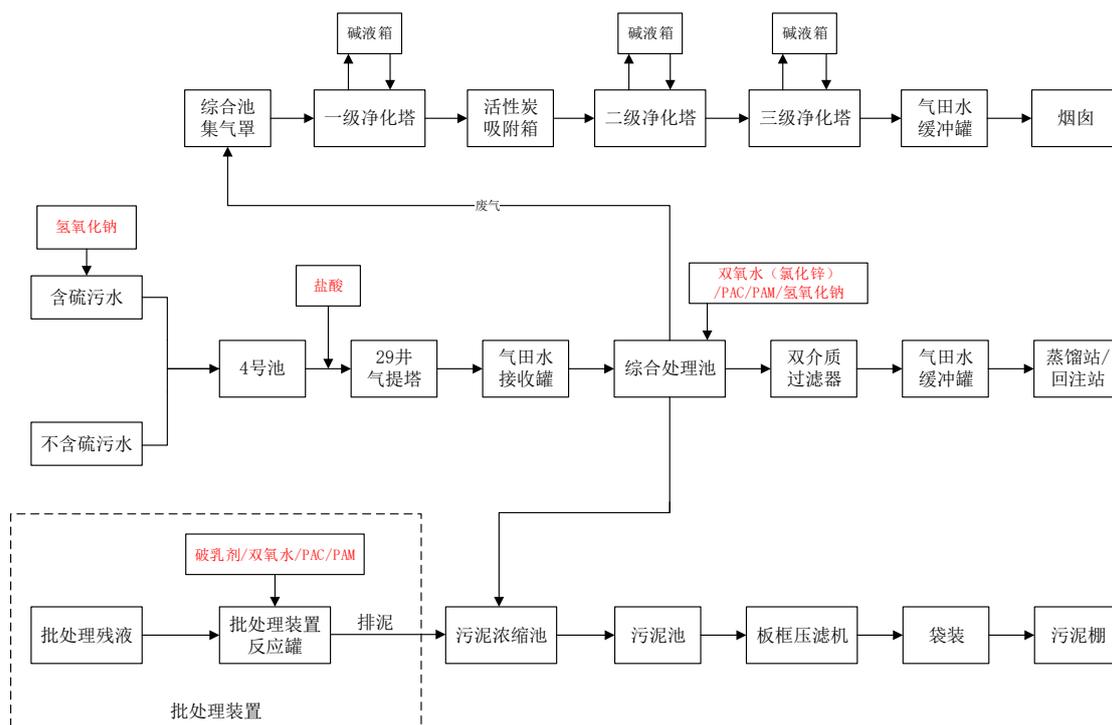


图 12.2-2 元坝 29 污水厂气田水处理工艺流程图

元坝 29 和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 6-4）也可以看出元坝气田元坝 29 和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

根据 4.5.2 小节可知，本项目采出水和检修废水产生规模约 $7.6\text{m}^3/\text{d}$ 。目前元坝气田在建拟建的采气井产水量为 $39.5\text{m}^3/\text{d}$ （长兴组 3 口，每口配产按照 30 万 m^3/d 计，则气田水产生量约 $31.5\text{m}^3/\text{d}$ ；须家河组 4 口，每口配产按照 20 万 m^3/d 计，则气田水产生量约 $8\text{m}^3/\text{d}$ ），元坝气田产能建设（海相三期）项目气田水产量和检修废水产生规模约 $115.6\text{m}^3/\text{d}$ 。则元坝气田总计污水产生量（含本项目）为 $162.7\text{m}^3/\text{d}$ 。

目前元坝气田有 2 口高产水井元坝 10-1 和元坝 10-侧 1 总计产气量约 20 万 m^3/d ，产水量约 $245\text{m}^3/\text{d}$ ，建设方承诺，实行动态调整产排污平衡，在元坝气田产能建设（海相三期）项目和元坝气田产能建设（陆相一期）项目开发建设过程中，在采气废水处理能力不足的情况下，承诺关闭元坝 10-1 井和元坝 10-侧 1 井这 2 口高产水井。关闭高产水井释放出来的处理规模和目前元坝气田气田水剩余处理能力为 $30\text{m}^3/\text{d}$ 总和为 $275\text{m}^3/\text{d}$ 大于本项目、元坝气田在建待建项目以及元坝气田产能建设（海相三期）项目投产后新增气田水约 $162.7\text{m}^3/\text{d}$ 。

因此，本项目气田水送至元坝 29 气田水处理站和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，若富裕能力不足则需关闭高产水井后方可投产。

②回注的可行性分析

A.规模可行性

元坝气田目前可供回注的回注井有川柏 54 井、川石 43 井、回注 1 井、回注 2 井。根据建设方提供：川柏 54 井回注站回注能力 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，现已接纳规模 $90\text{m}^3/\text{d}$ ，总储水量 7.3 万方，目前已回注 2.1 万方；川石 43 井回注最大设计回注能力 $260\text{m}^3/\text{d}$ ，目前建设回注能力 $130\text{m}^3/\text{d}$ ，现已接纳规模 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，储水能力 76 万方，目前已回注 5.37 万方；回注 1 井回注能力 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，现已接纳规模 $30\text{m}^3/\text{d}$ ，储水能力 17.4 万方，目前已回注 11.45 万方；回注 2 井回注能力 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，现已接纳规模 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，储水能力 11.1 万方，目前已回注 10.69 万方。则目前已建回注井剩余回注能力 $390\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余总储水量 82.19 万方。因此，本项目、元坝气田在建待建项目以及元坝气田产能建设（海相三期）项目投产后新增气田水约 $162.7\text{m}^3/\text{d}$ ，远小于目前已建回注井剩余回注能力 $390\text{m}^3/\text{d}$ ，能满足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.回注对地下水的影响

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公司于 2019 年 9 月对本项目气田水预处理后拟回注的石龙 2、川石 43、回注 1 井、回注 2 井进行的跟踪监测（华地检 20190065 号，见附件 7-1），除石龙 2 回注站-2、川石 43 回注井-2、川石 43 回注井-3 总硬度，回注 1 井-1 氟化物，回注 2 井-1 耗氧量耗氧量、氨氮，回注 2 井-2 总硬度超过《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。地下水现状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，与回注水特征污染因子无关（pH、硫化物、氯化物、硫酸盐、石油烃等）。

根据 2019 年川柏 54 环境影响后评价地下水监测结果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 类限值要求。

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，本项目气田水预处理后回注于石龙 2、川石 43、回注 1 井、回注 2 井、川柏 54 井对地下水环境影响较小，回注可行。

表 12.2-1 地下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	石龙 2 回注站-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、苈、2-硝基苯胺、萘	石龙 2 回注站-2、川石 43 回注井-2、川石 43 回注井-3 总硬度，回注 1 井-1 氟化物，回注 2 井-1 耗氧量耗氧量、氨氮，回注 2 井-2 总硬度超过《地下水质量标准》（GB/T14848-
2		川石 43 回注井-2		
3		川石 43 回注井-3		
4		回注 2 井-1		

序号	监测时间	监测点位	监测因子	达标情况
5		回注 2 井-2	烯、2,6-二硝基甲苯、4-硝基苯胺、 蒽、六氯苯、菲、葱、荧蒽、芘、苯并 并 (a) 葱、蒾、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) 葱、 茇并 (g,h,j) 芘	2017) III 类标准，其它相关因子满足 III 类限值要求。
6		回注 1 井-1		
11	2019 年 6 月	川柏 54—西北侧约 180m 农户水井处	pH、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、 亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、 砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、 镉、铁、锰、耗氧量、总大肠菌群、 细菌总数、氯化物、石油类；硫酸 盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐、 钾、钠、钙、镁。	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 类限值要求。
12		川柏 54—东北侧约 761m 农户水井处		
13		川柏 54—东南侧约 346m 农户水井处		
14		川柏 54—西南侧约 583m 农户水井处		
15		川柏 54—西南侧约 861m 农户水井处		

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 600m³/d，接收规模为 470m³/d，剩余规模 130m³/d。具体水处理工艺见图下图。

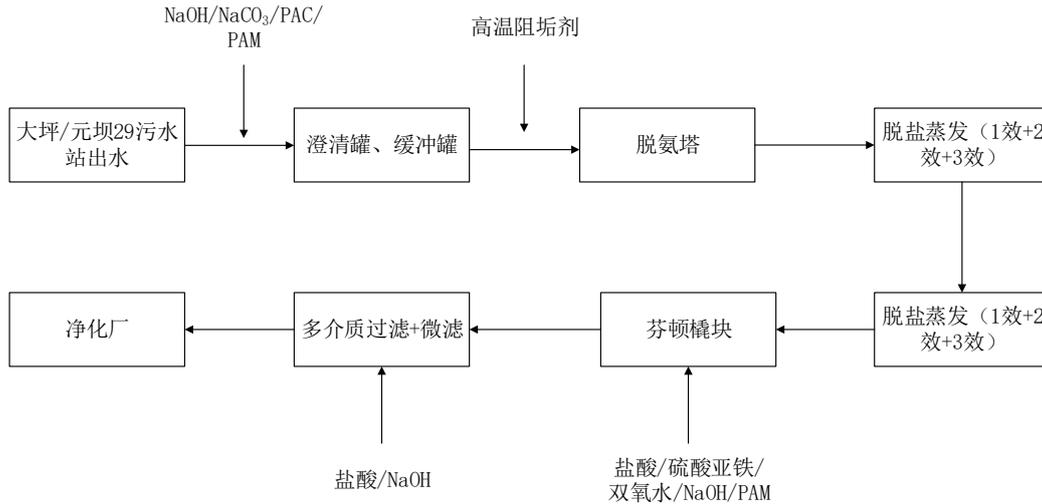


图 12.2-3 零排放综合处理工程污水处理工艺流程示意图

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 6-5）也可以看出零排放综合处理工程出水水质能满足净化厂回用指标要求（《炼化企业节水减排考核指标与回用水质控制指标》（Q/SH0104-2007））。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 130m³/d，目前已建回注井剩余回注能力 390m³/d，则剩余最终处置气田水能力总计 520 m³/d，能满足本项目气田水最终处置需求，依托可行。

12.2.3 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，对声环境影响较小，拟对采气井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，典型采气井场各预测点位昼间、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。

12.2.4 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井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。

（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。天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理。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

采气井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）。产生的废油由设备维护单位统一收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理，对环境影响较小，措施可行。

12.2.5 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采气井场。

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

重点防渗区：污水罐区、工艺区、方井周边和危废暂存间应采取防渗性能与厚度 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 粘土防渗层等效的防渗措施。

一般防渗区：双环沟以及旱厕应采取防渗性能与厚度 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 粘土防渗层等效的防渗措施。

简单防渗渠：办公生活区采用一般地面硬化即可。

b.设备及管道

对易泄漏的污水罐采取不易腐蚀的材质，防止罐体腐蚀破裂导致气田采出水泄露；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）采气井场周围农田保护要求

根据现场调查，部分采气井场周边 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。

12.2.6 运营期地下水环境影响减缓措施

针对井站，加强场站的日常巡查，尤其是污水罐的巡查，针对可能存在污染地下水的建筑物采取相应的防渗措施，如工艺区、污水罐区、方井周边等采取防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ， $Mb \geq 6\text{m}$ 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。

12.2.7 运营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,基本上不会对环境形成干扰。运营期,加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传,禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生动物的破坏,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。

12.3 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。

12.4 环保投资估算

(1) 环保投资估算

本项目总投资约 9 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、治理污染有关的建设工程、环保措施等,初步估算见表 11.4-1,环保投资最终以施工设计为准。根据估算环保投资共约 3552 万元,约占建设总投资的 3.95%。

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 12.4-1 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放渗漏处理、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	240
		废水转运及处理费	120

项目	环保措施	投资（万元）	
	移动式环保厕所	120	
废气治理工程	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	240	
	放喷设施（套）、放喷池等	240	
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	300	
固体废物处置	废渣收集罐，固废转运及处置	360	
	废油的收集，以及防止废油污染井场和环境的措施	30	
	油基泥浆的收集，以及防止废油污染井场和环境的措施	240	
地下水防治措施	泥浆不落地工艺、放喷池、应急池、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	400	
生态恢复	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等	240	
环境管理及风险防范措施	编制应急预案及培训、演练；风向标、环保管理、事故人员撤离等。详见表 10.9-1	120	
采气工程	废气治理措施工程	放散系统	100
	废水治理工程	污水罐及废水转运	400
		移动式环保厕所	70
	固体废物收集及处置	垃圾桶	12
	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	120
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		200	
退役期	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		3552	

13 清洁生产与总量控制

13.1 清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入环境保护部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本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。

13.1.1 生产技术与设备的清洁性分析

13.1.1.1 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、空气钻和水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。

13.1.1.2 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。

13.1.2 原材料的清洁性

13.1.2.1 钻井工程原材料

(1) 本项目以网电为动力，只有在停电等紧急情况下才启用柴油发电机供

电，可减少柴油机废气排放。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（约*****m）使用空气钻，约*****m 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。

13.1.2.2 地面集输工程原材料

(1) 管材选择

对于输送天然气的采气管线，在管型的选择上，选择选用 20#钢材质，能有效提高管线抗应力腐蚀开裂和氢致开裂的能力，以确保管材的可靠性，从而减少环境风险事故。

(2) 防腐措施

地面管线（站场）防腐：防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。

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

集输管线防腐：线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。

(3) 燃料气

本项目采气站场水套炉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。

(4) 用水

本项目采气站场水套炉用水、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。

13.1.3 产品的清洁性

本项目产品为天然气，属清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的的温室气体 CO₂ 只是煤炭的一半左右，比石油还少。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 13.1-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）

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

备注：表中资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初”。

13.1.4 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。

13.1.5 清洁生产措施

为了进一步提高清洁生产水平，本环评提出如下清洁生产措施：

（1）废水处理措施

本项目钻井废水、洗井废水、压裂返排液及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理。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

理站或者元坝 29 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，不外排。各井场生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市生活污水厂处理达标后外排，现场不外排。

（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天然气通过放散系统点火装置燃烧后排放，水套炉废气通过自带的排气筒排放。

（3）固体废物处理措施

本项目空气钻阶段钻井固废属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，其中清水池和应急池后期应拆除完毕后再回填；水基钻井固废收集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；钻井过程中若井下发生复杂工况的时候则需改成油基泥浆钻进，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；废油由施工单位统一收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理。运营期天然气管线清管废渣交由环卫部门处理；采气站场设备定期维护产生的废润滑油由设备维护单位统一收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理。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。

13.1.6 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。

13.2 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：*****）。经调查，元坝气田区域内各个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、压裂返排液及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，气田水和检修废水于采气站场污水罐暂存，定期通过罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 污水处理站处理后回注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，处理后外排的钻井废水、洗井废水、压裂返排液的总量纳入依托的废水处理设施总量指标。

14 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。

14.1 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（陆相一期）项目总投资 9 亿元。本次产能新建 6 个采气站场，产能规模为 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，按照单价 2 元/ m^3 ，年产值可达 5.48 亿元人民币。本项目经济效益较好，具有较强的盈利能力和偿债能力，在财务上是可行的。

外部效果：根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值 2.650 万元；每万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴 640 元。因此本项目实施可为社会创造工业产值和节约运煤补贴。

从内部经济效益和外部经济效益来看，该工程的投产将元坝气田内天然气资源的优势转化为经济优势，可大大增加地方利税收入，企业也将获得巨大的利润，为该地区带来巨大的天然气化工等方面经济效益。

14.2 社会效益分析

本项目的建设，将对当地的经济的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的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。

14.3 环境损益分析

14.3.1 环境效益分析

(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无污染或低污染的优质能源替代煤炭。根据表 13.1-1，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 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，燃烧产生的热量相当于 29.1 万吨原煤或者 14.6 万吨石油燃烧产生的热量，详见下表。

表 14.3-1 天然气与石油、标准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	38.97	2.74	0.5706	1.56×10^5	6.09×10^9
原煤	20.93	/	/	2.91×10^5	6.09×10^9
石油	41.87	/	/	1.46×10^5	6.09×10^9

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。

(2) 减少运输带来的环境污染

同时本项目建设 11.94km 外输管道，管道输送是一种安全、稳定、高效、清洁的运送方式。由于天然气采用管道密闭输送，运输中不会对环境造成污染。而利用煤炭或者石油，需要车船运输，运输中会产生一定量的大气污染物，如汽车尾气、二次扬尘。因此，利用天然气避免了运输对环境的污染问题，保护了生态环境，具有较好的环境效益。

14.3.2 环境损失分析

(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，施工期临时占地面积 18.75hm^2 ，其中耕地 10.12hm^2 ，林地 4.58hm^2 ；运营期永久占地面积 3.0hm^2 ，其中耕地 1.13hm^2 ，林地 0.49hm^2 。按当地占地农业损失估算，临时占地农业损失为 414.9 万元，永久占地农业损失为 2.8 万元/年。

（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（点火燃烧）、水套炉废气等方面的影响。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对大气环境的影响较小。

（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。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对声环境的影响较小。

（3）水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为钻井废水、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。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对水环境的影响较小。

（4）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；运营期固废主要为天然气管线清管废渣、废油、生活垃圾等。在严格落实环保措施的情况下，本项目产生的固体废弃物均得到合理处置，对环境的影响较小。。

14.4 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。该工程总投资 9 亿元，而开采期内的经济效益达 5.48 亿元/年，而为减缓工程建设环境影响投入仅为 0.3552 亿元。由此可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目的实施，可以改善用气地区能源结构，天然气替代煤炭燃烧，减少因燃煤造成的环境污染，改善大气环境质量，用管道输送天然气可以减少运输带来

的环境污染。本项目对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

15 环境可行性分析

15.1 项目的环境可行性分析

15.1.1 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）对比分析详见表 15.1-1。

表 15.1-1 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	本项目内容	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、定向井、空气钻井、氮气钻井等技术，减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地	符合

序号	技术政策要求	本项目内容	符合性
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目天然气在放喷过程中不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧	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。油基钻井液井固液分离后，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国家要求采取防渗措施。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，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本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	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	本项目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》等，与其相关内容符合性分析如下。

表 15.1-2 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
<p>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）</p> <p>二、深化项目环评“放管服”改革；</p> <p>（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。</p> <p>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。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</p>	<p>1.本次评价为元坝气田区块陆相一期的产能环评，包含区块内拟建的新井、管道及配套工程等。</p> <p>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、洗井废水及压裂返排液收集后及时拉运至有处理能力、处理资质且环保手续齐全的单位进行处理，现场不外排；营运期气田水、检修废水依托大坪污水处理站或者元坝 29 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.本项目气井不含硫，废水等污染物均为罐装，天然气均密闭输送，井场优先使用网电，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。</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</p>	符合

规划名称规划内容	本项目情况	符合性
<p>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>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>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冶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。</p> <p>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，开展有色金属采冶的环境健康风险评估。</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、生态防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
<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>	<p>本项目实施有利于加大天然气供应，总体符合文件要求。</p>	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>	<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，符合要求。</p>	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>	<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，符合要求。</p>	符合

15.1.2 与“三线一单”的符合性分析

（1）生态保护红线

生态保护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—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。

根据项目与生态红线区位关系（见附图 4）可见，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。

（2）环境质量底线

本项目所在区域的苍溪县 PM_{2.5} 的年平均质量浓度超过《环境空气质量标准》

（GB3095-2012）二级标准要求，为不达标区。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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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、洗井废水及压裂返排液收集后及时拉运至有处理能力、处理资质且环保手续齐全的单位进行处理，现场不外排；试压废水经沉淀处理后就近排入非环境敏感水体。本项目营运期气田水和设备检修废水经罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 污水处理站处理后回注地层，不排入地表水体。生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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。

本项目所在区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准。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 18.7hm²，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。本项目位于苍溪县。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（2018年版）》的通知”（发改经体〔2018〕1892号），本项目不属于禁止准入类，符合该文件相关要求。

本项目与《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》的符合性分析见下表。

表 15.1-3 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
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	本项目选址选线均不涉及生态红线	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
	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。		
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。	本项目属于国家重大战略资源勘查，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。

（5）《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》符合性

根据《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》，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”。根据《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》4.13.3 广元市普适性管控要求——一般管控单元进行本项目的符合性分析，具体分析见下表。

表 15.1-3 与《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》符合性分析

《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》：广元市普适性管控要求——一般管控单元			本项目	符合性
纬度	清单编制要求	部分普适性管控要求		
空间布局约束	禁止开发建设活动的要求	禁止在法律法规规定的禁采区内开采矿产	本项目产能建设项目已取得探矿权证书，未位于禁采区	符合
		基本农田：除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本项目属于战略性矿产的地质勘查的重大项目，选址确实无法避让基本农田的，按要求完善相关土地手续	符合
		禁止在河道、湖泊管理范围内建设妨碍行洪的建筑物、构筑物，倾倒垃圾、渣土	本项目钻井期临时表土堆场远离河道，固体废物均要求妥善处置	符合
环境风险管控	企业环境风险防控要求	工业企业退出用地，应按相关要求进行评估，修复，满足相应用地功能后，方可改变用途	本项目封井或退役退出用地后，按相关要求进行评估，修复，满足相应用地功能后，方	符合

《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》：广元市普适性管控要求——一般管控单元			本项目	符合性
纬度	清单编制要求	部分普适性管控要求		
			可改变用途	
资源开发效率	水资源利用效率要求	广元市 2020 年用水控制总量 6.40 亿 m ³ , 2030 年用水控制总量为 9.28 亿 m ³	产生废水优先回用不外排, 尽量减少新鲜水用量	符合

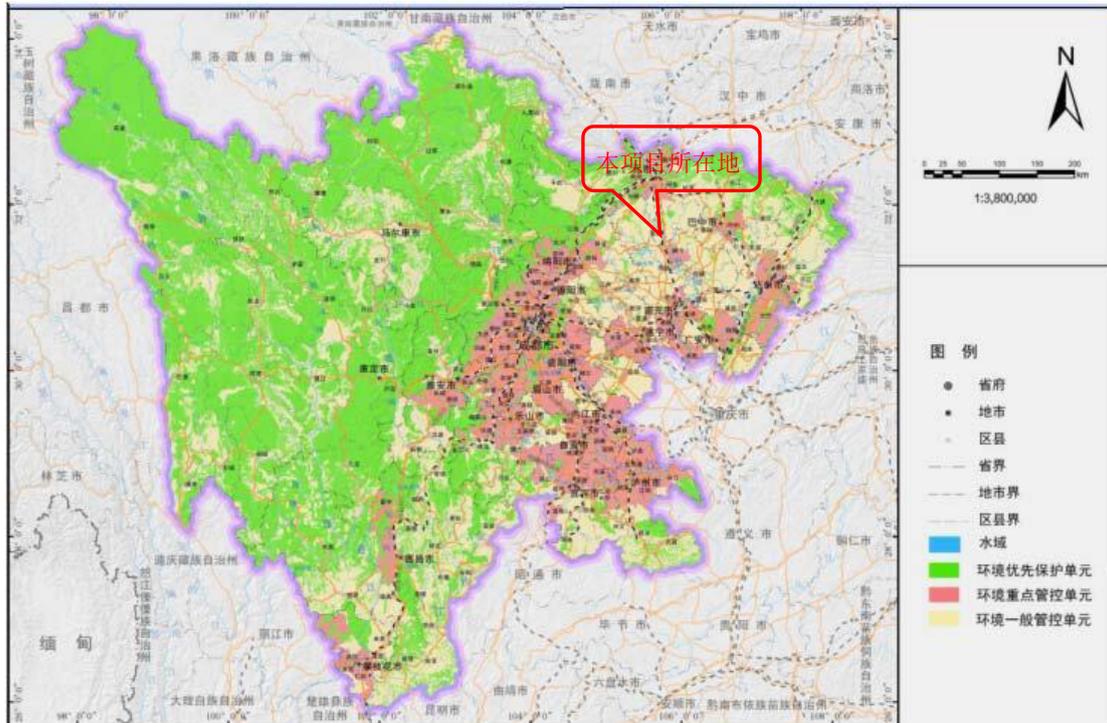
由此可知，本项目符合《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制初步成果》相关要求。

(6) 与《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）符合性分析

2020 年 6 月 28 日，四川省人民政府发布了《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），旨在落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，建立生态环境分区管控体系并监督实施。川府发〔2020〕9 号文中生态环境分区管控及其要求：“按照省委“一干多支、五区协同”的区域发展战略部署，立足五大经济区的区域特征、发展定位及突出生态环境问题，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。优先保护单元指以生态环境保护为主的区域，主要包括生态保护红线、自然保护地、饮用水水源保护区等，应以生态环境保护优先为原则，严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态环境功能不降低。重点管控单元指涉及水、大气、土壤、自然资源等资源环境要素重点管控的区域，应不断提升资源利用效率，有针对性加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元指除优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域，主要落实生态环境保护基本要求。”

经分析，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，

在采取合理措施（加强与受噪声影响农户的协调和沟通工作）等措施后，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。



由此可见，本项目符合《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)相关要求。

综上，本项目建设符合“三线一单”的要求。

15.1.3 清洁生产先进性分析

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，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。

15.1.4 环保措施有效性分析

项目通过采取评价提出的各项环保措施，各项污染物排放能够达到相应标准要求或妥善处置，环保措施技术经济上可行，符合环保要求。本项目建设产排污以及资源依托均在当地区域自然资源（钻井、压裂用水水资源）、环境质量（地表水、地下水、环境空气、土壤）、社会环保基础设施资源可承载范围内，采取的环保措施有效，可行。

15.1.5 污染物排放的达标性分析

（1）废气

本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。

（2）废水

本项目施工期产生的钻井废水、洗井废水、压裂返排液，运营期产生的气田水和设备检修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。

（3）噪声

本项目钻井、储层改造阶段施工及测试放喷噪声存在超标，施工作业噪声是临时的，在采取合理措施（加强与受噪声影响农户的协调和沟通工作）等措施后，施工期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。

（4）固体废物

本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。

综上，除施工期噪声短暂超标外其他各阶段各项污染物均可达到相应的排放标准或妥善处置。

15.1.6 环境经济效益的显著性分析

本项目天然气开采经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。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。

15.2 项目选址的合理性分析

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

15.2.1 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，本工程的建设符合《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。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——大力发展天然气。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 15.2-1 本项目与《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 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	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 15.2-2 本项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》及审查意见符合性分析表

文件内容	本项目情况	符合性
<p>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》。</p>	<p>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。</p>	符合
<p>严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、金沙江等水系总磷超标；有色金属矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。</p>	<p>本项目为天然气开发项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9 号）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期、运营期产生的废水及固废均得到妥善处理，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。</p>	符合
<p>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。</p>	<p>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环境风险应急预案。</p>	

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

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条指出：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提高天然气供应量，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《长江经济带生态环境保护规划》要求。

③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 大气污染防治综合防治重点任务：‘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

本项目建设地点涉及苍溪县的陵江镇、五龙镇、三川镇及白鹤乡。根据《广元市苍溪县城市总体规划》（2011年版）及项目涉及的乡镇总体规划——《苍溪县五龙镇总体规划（2013-2025）》、《苍溪县三川镇建设总体规划（2008-2020）》及《苍溪县白鹤乡总体规划（2013-2025）》，本项目位于农村生态环境，占用的土

地主要为农用地，井场及管线选址未在城镇总体规划范围内，本项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

本次环评要求建设项目在具体实施单项工程前，需到当地自然资源和规划局办理规划许可的相关证明文件后，方可开工建设。

（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 15.2-3 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
<p>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录。</p>	<p>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，因此本项目符合通知要求。</p>
<p>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。</p>	<p>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。</p>
<p>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气管网，形成连接主产区、消费地和储气点的全国基管网。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。</p>	<p>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。</p>

15.2.2 选址环境敏感性分析

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(本项目矿权范围内共有 82 个集中式饮用水水源地、3 处省级自然保护区、1 处国家森林公园、3 处国家级水产种质资源保护区、2 处湿地公园、17 处文物保护单位)采取绕

避措施,确保本次产能建设所涉及的各项工程不涉及自然保护区、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。本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)第 3.3.2 条规定符合性及环境敏感性分析见下表。

表 15.2-4 本项目 6 个钻井选址工程敏感性分析

类别	具体要求	符合性分析					
		元坝 6-1H 井场	元陆 15-1H 井场	元陆 706H 井场	元陆 707H 井场	元陆 710-1H 井场	元坝 221-1H 井场
《钻前工程及井场布置技术要求》	油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	距民宅不小于 100m	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	距铁路、高速公路不小于 200m	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	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	符合	符合	符合	符合	符合	符合
其他要求	不涉及饮用水水源保护区	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及自然保护区	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及风景名胜区	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及森林公园	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及湿地公园	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及地质公园	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及重点保护野生动物栖息地	符合	符合	符合	符合	符合	符合
	不涉及重点保护野生植物生长繁殖地	符合	符合	符合	符合	符合	符合
不涉及文物保护单位	符合	符合	符合	符合	符合	符合	

表 15.2-5 本项目 4 条集输管线工程敏感性分析

序号	管线选址要求	符合性分析			
		元陆 15-1H 井场~ 元坝 221-1H 井场管线	元陆 706H 井场~ 元陆 7 管线	元陆 707H 井场~ 元陆 703 管线	元陆 710-1H 井场~ 3#阀室管线
1	线路走向避开当地乡镇规划区、人口密集区	符合	符合	符合	符合
2	绕避饮用水水源保护区	符合	符合	符合	符合
3	避开施工困难和不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等）	符合	符合	符合	符合
4	公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则,尽量减少穿越	符合	符合	符合	符合
5	不涉及水产种质资源保护区	符合	符合	符合	符合
6	不涉及自然保护区	符合	符合	符合	符合
7	不涉及风景名胜区	符合	符合	符合	符合
8	不涉及森林公园	符合	符合	符合	符合
9	不涉及湿地公园	符合	符合	符合	符合
10	不涉及地质公园	符合	符合	符合	符合
11	不涉及重点保护野生动物栖息地	符合	符合	符合	符合
12	不涉及重点保护野生植物生长繁殖地	符合	符合	符合	符合
13	不涉及文物保护单位	符合	符合	符合	符合

综上所述通过上述绕避措施后，本次产能建设所涉及的各项工程不涉及环境敏感区，各单项工程选址无环境限制因素。

15.2.3 土地利用符合性分析

根据现场调查和土地利用规划，本项目施工期占用永久基本农田 9.92 公顷，本项目所有钻井井场均涉及占用永久基本农田；运营期占用永久基本农田 1.32 公顷，除元坝 6-1H 井场、元坝 221-1H 井场外其余采气井场均占用永久基本农田。

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。

15.2.4 环境影响的可接受性分析

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

15.2.5 环境风险的防范和应急措施的有效性分析

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

综上，本次产能建设所涉及的各项工程选址未在城镇总体规划范围内，不涉及环境敏感区，无环境限制因素，本项目建设产生的环境影响和环境风险影响在当地环境可接受范围内，选址合理。

15.3 小结

本项目产能建设开发项目符合国家产业政策、行业政策和其他环保政策及规定，符合“三线一单”相关要求，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，采取的环保措施有效、可行，除施工期噪声短暂超

标外其他各阶段各项污染物均可达到相应的排放标准或妥善处置，符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则，环境影响在当地环境可接受范围内，选址无环境限制因素，合理、可行，采取的风险防范措施和应急措施有效可行。综上，从环保角度考虑，本项目建设是可行的。

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

16.1.1 重大变更管理建议

本项目涉及地域广（分布于苍溪县境内）、行业类别特殊（天然气开发以地下决定地面，需通过前期钻井工程的实施情况决定后续地面工程的开展）、单项工程多，在项目的实施过程中可能不可避免的会产生单项工程建设性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施等方面的变化。

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52号）中“油气管道建设项目重大变动清单（试行）”，建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动，具体内容如下：

（1）规模

- 采气、集输气规模增大 30%及以上；
- 新钻井总数量增加 30%及以上；
- 线路或伴生道路增加长度达到原线路总长度的 30%及以上；
- 输气管道设计输量或设计管径增大；

（2）地点

- 站场位置变动的数量超过 30%；
- 占地范围内涉及新的环境敏感区、管线穿越新的环境敏感区；
- 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；

- 环境敏感区内新增除里程桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌外的永久占地；

- 在现有环境敏感区内管线路由发生变动；
- 管道敷设方式或穿跨越环境敏感目标施工方案发生变化；

（3）生产工艺

- 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；

- 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；

- 管线输送的物料种类由输送其他种类介质变为输送原油或成品油；
- 管线输送的物理化学性质发生变化；

（4）环保措施

- 主要环境保护措施、环境风险防范措施弱化或降低等情形；

当出现上述变更情况时，建议中国石油化工股份有限公司西南油气分公司将工程变更情况及时上报至主管环保部门，以最终界定变更内容是否属于重大变更，并根据环保部门的要求具体修改报告或重新报批。

16.1.2 区域选址建议

通过对本项目评价范围内的现场调查及资料收集，本项目矿权范围内共有82个集中式饮用水水源地（见表1.8-12、附图5）、3处省级自然保护区（四川九龙山自然保护区、四川驷马省级自然保护区、四川构溪河湿地自然保护区，详见表1.8-13、附图6）、1处国家级森林公园（四川苍溪国家森林公园，详见表1.8-14、附图6）、3处国家级水产种质资源保护区（插江国家级水产种质资源保护区、构溪河特有鱼类国家级水产种质资源保护区、恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区，详见表1.8-15、附图6）、2处湿地公园（四川苍溪梨仙湖湿地公园、四川平昌驷马河国家湿地公园，详见表1.8-16、附图6）、17处文物保护单位（见表1.8-17、附图8）。建议各单项工程重新选址时要避开上述区域。

16.2 HSE 环境管理要求与管理体系

16.2.1 HSE 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 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面已逐步形成完整的 HSE 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 HSE 程序文件和作业文件，加强 HSE 宣传，严格执行各项管理措施，实施各环节 HSE 审计。在实施 HSE 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 HSE 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。

(3) 加强工程的环境保护监理工作

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

a.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。

b.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。

c.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。

d.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。

(4) 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 环境监测

16.3.1 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。

16.3.2 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监测，详情见下表。

表 16.3-1 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	选择 2~3 个典型井位，对典型井位上游、下游、	水位、pH、石油类、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸	1 次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
		侧方位各设置不少于 1 个监测点	盐、耗氧量、硝酸盐、亚硝酸盐和硫化物		
	声环境	投诉敏感点	等效 A 声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
污染物监测	噪声	投诉单项工程厂界	等效 A 声级		《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2001）

（2）运营期监测计划

运营期环境监测计划分为环境质量监测和环境污染监测，详情见下表。

表 16.3-2 运营期环境监测计划

类别	要素	监测点位	监测项目	频次	执行标准
环境质量监测	地下水	选择 2~3 个典型井位，对各井位上游、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	1 次/年	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）
	土壤	对各井位站场污水罐区附近或井口附近设置 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	每次轮流选择 2~3 个井位，在各井位最近敏感点设置 1 个监测点	等效 A 声级	1 次/年	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
污染物监测	大气	每次轮流选择 2~3 个井位，在各典型井位站场厂界外设置 1~2 个无组织监测点位	非甲烷总烃	1 次/年	、《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）
	噪声	每次轮流选择 2~3 个井位，厂界四周各设置 1 个监测点	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）

16.3.3 应急监测

本项目主要存在输气管道破裂、采气站场天然气泄漏（天然气泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染）、污水泄漏、油类物质泄漏等事故。因此，在发生事故时应当进行应急监测。

应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，环境监测部门应立刻进行现场监测，并通知当地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。

16.3.4 危废转运管理要求

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。

16.4 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。

16.5 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表16.5-1~表16.5-2。

表 16.5-1 施工期竣工环保验收措施及要求一览表

分项	验收项目及位置	验收指标及要求	
环境管理	环境管理制度	具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立各类废水、岩屑、泥浆、尤其是损耗油基泥浆和油基岩屑危废转移联单制度，提供完整的交接清单资料备查。	
	环境风险管理	具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并定期培训、演练，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制。	
污染防治措施	废水	钻井废水、洗井废水、压裂返排液	钻井废水、洗井废水、压裂返排液收集后及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理。
		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	移动式环保厕所收集预处理后，拉运至附近城市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	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
		钻井废气、测试	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	回填清水池和应急池
		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、清管试压废渣		按当地环卫部门要求妥善处理，现场无遗留。	
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		收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理，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	

分项	验收项目及位置	验收指标及要求
		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
生态保护措施	表土堆场	表土临时堆放点表土堆放平整，夯实，设挡土墙，建设截排水沟，表面覆塑料薄膜，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	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 16.5-2 运营期竣工环保验收措施及要求一览表

分项	验收项目及位置	验收指标及要求	
环境管理	环境管理制度	具有环保机构，环保资料和档案齐全。	
	环境风险管理	具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并定期培训、演练，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制；专门人员日常巡视管线，并做好巡视文字和图片记录，及时发现站外管线环境风险隐患。	
污染防治措施	废水	气田水及检修废水	暂存污水罐后及时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	移动式环保厕所收集预处理后，拉运至附近城市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	放散废气	按要求建设放散系统，放散管（10m）
		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
	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，定期交有资质单位处置
		废油	统一收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶交有资质的单位进行处理
	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。
	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。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

17 环境影响评价结论及建议

17.1 环境影响评价结论

17.1.1 项目概况

为加快川东北地区天然气资源勘探力度，加快气田产能建设，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司决定实施元坝气田产能建设（陆相一期）项目（以下简称本项目），并以西南油气〔2020〕108号（见附件2-1）和分公司开发〔2021〕4号（见附件2-2）下达元坝气田产能建设（陆相一期）项目环境影响评价工作。本项目拟新建产能 $2.74 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，具体建设内容包括：新建井场6座（其中利用老井场3座），新钻15口天然气井，新建采气站场6座（其中1座利旧），新建天然气管线11.94km。

17.1.2 产业政策及规划符合性

17.1.2.1 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。

17.1.2.2 与三线一单的符合性

本项目位于广元市苍溪县和南充市阆中市境内，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，在采取合理措施（加强与受噪声影响农户的协调和沟通工作）等措施后，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。

17.1.2.3 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，有利于增加下一步的天然气清洁能源的开采供应。本项目符合《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》、《天然气发展“十三五”规划》、《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《生态保护“十三五”规划纲要》、《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。

17.1.3 环境质量现状

17.1.3.1 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。

17.1.3.2 环境空气现状

根据《苍溪县 2019 年度环境状况公报》，苍溪县 PM_{2.5} 的年平均质量浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，为环境空气质量不达标区。根据本项目补充监测结果，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。

17.1.3.3 地表水环境现状

根据《苍溪县 2019 年度环境状况公报》，本项目评价区域内 2019 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。根据本项目地表水取样断面监测评价结果，氯化物和硫酸盐满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 2 的标准限值，其余项目均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，区域地表水环境现状良好。

17.1.3.4 地下水环境现状

根据本项目地下水环境监测，监测点中 11 个点位总大肠菌超标，10 个点位菌落总数超标，结合现场调查，总大肠菌群超标点位和周边有居民及耕地分布，受居民生产及生活扰动；1 个点位总硬度超标，其超标原因可能属于地质成因。除上述指标超标外，其余各检测指标均满足《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。

17.1.3.5 声环境现状

根据苍溪县生态环境局网站公开发布的《苍溪县 2019 年度环境状况公报》，2019 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。根据本项目声环境现状监测，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。

17.1.3.6 土壤环境现状

根据苍溪县生态环境局网站公开发布的《苍溪县 2019 年度环境状况公报》，2019 年，认真组织实施《土壤污染防治行动计划广元市工作方案 2019 年度实施方案》，全年未发生因耕地土壤污染导致农产品质量不达标且造成不良社会影响的事件，未发生因疑似污染地块或污染地块再开发利用不当造成社会不良影响的事件，土壤环境质量总体保持平稳。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 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，项目所在区域土壤环境质量较好。

17.1.4 污染防治措施及环境影响

17.1.4.1 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，严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）中关于放喷池选址及放喷撤离要求）。

施工期间，各种施工活动都是短暂的、临时的，各种机械设备废气排放量小，且属间断性无组织排放。施工期废气均为短期露天排放，扩散条件较好，废气对周围环境空气影响较小，随着各单项工程施工的结束环境影响消失，其环境影响在当地环境可接受范围内。

（2）运营期

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直接通过 10m 高放散系统（安装自动点火装置）燃烧后排放。采气站场内水套炉用气为采气站场自产天然气，水套炉排气筒高度不低于 8m。

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井站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。

17.1.4.2 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；生活污水由生态厕所收集预处理后，拉运至城市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、洗井废水暂存于废水收集罐中，压裂返排液暂存于压裂液重叠液罐内，均及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，现场不外排；试压废水经沉淀处理后就近排入非环境敏感水体。

本项目施工期产生的各类废水均得到有效处理，正常工况下，本项目建设对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（2）运营期

本项目运营期气田水和检修废水于采气站场内污水罐暂存，定期通过罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 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。

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。

17.1.4.3 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

本项目运营期通过采取低噪声设备、优化工艺、合理布局、安装减震垫层等综合防噪措施后，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) 2 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。

本项目在放散系统嘴设计消声装置，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。

17.1.4.4 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。

钻井过程中，清水钻和空气钻阶段钻井固废属于一般固废，待钻井完毕后直接用于沉砂坑、清水池和应急池回填，其中清水池和应急池后期应拆除完毕后再回填；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。废油由施工单位统一收集并综合利用，剩余不能全部回用废油和废油桶交有资质的单位进行处理。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，天然气管线清管废渣收集后交环卫部门处理。采气站场设备定期维护产生的废润滑油由设备维护单位统一收集并综合利用，剩余不能全部回用废油和废油桶交由有危废处理资质的单位处理。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。

17.1.4.5 土壤污染防治措施及环境影响

（1）施工期

本项目新增占地面积小，严格落实清污分流、分区防渗等污染防治措施后，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据项目对土壤环境影响途径分析和类比相同地区同类项目的建设经验，严格落实土壤环境污染防治措施的前提下，本项目建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。

（2）运营期

本项目运营期永久占地面积小，建设单位在加强环境管理，严格落实清污分流、分区防渗等污染防治措施后，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据类比相同地区同类项目运营期土壤环境跟踪监测，同类项目在运营期末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。

17.1.4.6 地下水污染防治措施及环境影响

（1）施工期

根据调查区域用于饮用的地下水浅水含水层多在埋深 50m 以内，本项目在导管段采用清水钻钻进，约 3000m 以上采用空气钻进，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选择合适的试压废水排放地点，能做到减缓对地下水的影响。同时建议在井场施工期对地下水做定期跟踪监测，掌握施工期井场建设对地下水环境的影响，做到及时发现及时治理。

本项目在建设过程不可避免的会产生一定量的废水和固体废物，根据预测分析，建设单位在加强环境管理，严格落实地下水环境污染防治措施的前提下，本项目对地下水环境的影响是可以接受的。

（2）运营期

加强采气站场的日常巡查，尤其是污水罐的巡查，针对可能存在污染地下水的建筑物采取相应的防渗措施，设置合理的地下水环境跟踪监测点位，把地下水污染控制在源头或起始阶段，防止有害物质渗入地下水中。做好地下水污染应急响应以及居民临时替换水源措施，可以有效减小污染物的渗漏周边居民取水影响。

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，严格落实污染防治措施的情况下，对地下水环境的影响是可以接受的。

17.1.4.7 生态环境影响减缓措施及环境影响

（1）施工期

本项目选址、选线尽可能地避让自然保护区、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。各个井场及配套设施、采气站场布局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。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；施工过程中，加强森林防火，加强危险品、外来人员和车辆的管理，加强有害生物管控，加强宣传教育、生态监理和监测，加强对大气、噪声、土壤、固废、生活污水等的管理；对野生动植物资源、自然生态系统进行有效管理。施工单位加强管理，与主管部门充分沟通合作，严格按照相关法律法规办事，在项目施工阶段严格落实各项环境保护和监测措施，从而将工程建设对生态环境的影响降至最低，使项目建设和运营给四周带来的不利影响得到有效控制、削弱或消除。

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；产生的废气、噪声对生态因子影响较大；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。

（2）运营期

运营期需加强天然气泄漏安全宣传，加强气井日常巡护及天然气泄漏预警机制，及时排查危险源，防止天然气泄漏对环境造成的破坏。营运过程，加强森林防火，加强危险品、外来人员和车辆的管理，加强有害生物管控，加强宣传教育、生态监理和监测，加强对大气、噪声、土壤、固废、生活污水等的管理；对野生动植物资源、自然生态系统进行有效管理。运营期业主方必须加强管理，与主管部门充分沟通合作，严格按照相关法律法规办事，在项目运营阶段严格落实各项环境保护和监测措施，从而将工程建设对生态环境的影响降至最低，使项目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。

运营期对部分临时占地进行复垦，部分植被可以得到恢复，对野生动物的影响可以得到减缓；运营期正常工况下对生态环境基本无影响。

综合施工期和运营期考虑，本项目的建设对周围生态环境影响较小。

17.1.4.8 环境风险防范措施及环境风险预测评价

本项目钻采工程属不含硫化氢的常规天然气钻井工程，与工程地层情况类似的相邻井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，仅表现为井漏，未出现井喷情况。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控的。

17.1.5 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：*****）。经调查，元坝气田区域内各个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、压裂返排液及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理，气田水和检修废水于采气站场污水罐暂存，定期通过罐车拉运至大坪污水处理站或者元坝 29 污水处理站处理后回注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，处理后外排的钻井废水、洗井废水、压裂返排液的总量纳入依托的废水处理设施总量指标。

17.1.6 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了两次信息公示，采取了网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式，公示期间未收到任何公众提交的公众意见。

17.1.7 综合结论

本项目属于清洁能源开发项目，项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，其对于调动区域天然气储量、增加区域清洁能源供给、大区域能源结构调整和环境质量改善则具有明显的正面环境效益，项目建设是必要的。

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

综上，本项目从环境保护角度是可行的。

17.2 建议

（1）本项目在具体实施单项工程前，需到当地自然资源和规划局办理规划许可的相关证明文件后，方可开工建设。

（2）严格落实各项环保措施，尽量降低对周边环境的影响；做好周边居民沟通协商工作，避免噪声扰民。

（3）根据当地情况完善突发事故应急预案，项目施工期和运营期严格执行各项操作规程，严格落实各项环境风险防范措施，降低事故发生概率和在事故发生时能将危害控制在最低限度。

（4）配合当地政府妥善解决好占用土地、毁坏道路、作物、植被等所造成的恢复赔偿问题。

（5）项目建设完成后，对周围环境进行跟踪监测。