

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司
采气二厂

元陆 6 井地面建设工程项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司
采气二厂

评价单位：四川久远环保安全咨询有限公司

二零二三年六月

目录

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂.....	1
元陆6井地面建设工程项目.....	1
概述.....	1
1. 总则.....	5
1.1. 编制依据.....	5
1.2. 评价内容及时段.....	9
1.3. 环境影响因素识别与评价因子筛选.....	36
1.4. 环境功能区划与评价标准.....	38
1.5. 评价工作等级与评价范围.....	46
1.6. 外环境关系.....	54
1.7. 选址合理性分析.....	54
1.8. 环境保护目标与污染物控制目标.....	55
2. 项目概况.....	57
2.1. 项目基本情况.....	57
2.2. 项目工程概况.....	57
2.3. 主要设备和原辅料.....	60
2.4. 采气站地面工程.....	61
2.5. 平面布置合理性分析.....	61
2.6. 辅助及公用工程.....	62
2.7. 工程占地.....	64
2.8. 劳动定员及工作制度.....	64
2.9. 钻井工程回顾.....	64
3. 工程分析.....	65
3.1. 施工期工程分析.....	65
3.2. 营运期工艺流程.....	66

3.3. 运营期污染源源强核算.....	68
4. 环境现状调查与评价.....	73
4.1. 自然环境现状调查与评价.....	73
4.2. 生态环境现状调查与评价.....	76
4.3. 环境质量现状调查与评价.....	77
5. 环境影响预测与评价.....	83
5.1. 施工期环境影响与评价.....	83
5.2. 运营期环境影响与评价.....	86
5.3. 退役期环境影响预测与评价.....	102
6. 环境风险影响评价.....	103
6.1. 评价原则.....	103
6.2. 风险评价程序.....	103
6.3. 风险调查.....	104
6.4. 风险潜势初判.....	106
6.5. 评价工作等级.....	107
6.6. 环境敏感目标概况.....	107
6.7. 环境风险识别.....	107
6.8. 环境风险分析.....	109
6.9. 环境风险防范措施与应急要求.....	111
6.10. 环境风险评价结论.....	116
7. 环境保护措施及可行性论证.....	117
7.1. 大气环境保护措施及可行性论证.....	117
7.2. 地表水环境保护措施及可行性论证.....	117
7.3. 地下水环境保护措施及可行性论证.....	123
7.4. 声环境保护措施及可行性论证.....	124
7.5. 土壤环境保护措施及可行性论证.....	124
7.6. 固体废物环境保护措施及可行性论证.....	125

7.7. 污染防治措施及投资估算汇总.....	125
8. 总量控制.....	127
9. 环境经济损益分析.....	128
9.1. 经济效益分析.....	128
9.2. 社会效益分析.....	128
9.3. 环境损益分析.....	129
9.4. 环境经济损益分析结论.....	130
10. 环境管理与监测计划.....	132
10.1. HSE 环境管理体系.....	132
10.2. HSE 环境管理现状.....	132
10.3. 环境监测及环境保护监控计划.....	133
10.4. 施工期开展环境管理.....	134
10.5. 竣工环境保护验收.....	134
11. 环境影响评价结论.....	136
11.1. 评价结论.....	136
11.2. 要求及建议.....	139

附图：

附图 1：项目地理位置图

附图 2-1：项目外环境关系及人居分布图

附图 2-2：放空区周边人居分布图

附图 3：监测布点图

附图 4：生态红线图

附图 5：水系图

附图 6：废水转运路线图

附图 7：周边永久基本农田图

附图 8：水文地质图

附图 9-1 本项目实施后平面布置及分区防渗示意图

附图 9-2 雨污分流示意图

附图 10：水土流失重点预防区和治理区

附图 11：生态保护措施图

附图 12：土地利用现状图

附件：

附件 1：委托书

附件 2：立项文件

附件 3：规划文件

附件 4：临时用地文件

附件 5：气质组份报告

附件 6：元陆 6 井钻井竣工环保验收批复

附件 7：依托的污水处理设施环保手续

附件 8：检测报告

附件 9：单独开展环境影响评价的说明

附表：

表 1：项目地表水自查表

表 2：大气环境影响评价自查表

表 3：土壤环境影响评价自查表

表 4 环境风险自查表

表 5 基础信息表

概 述

一、 项目由来

元陆 6 井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，构造位置位于四川盆地川东北元坝低缓构造带九龙山南鼻状构造带，井别为预探井，井型为直井，完钻井深 4785m，完井方式为套管完井。2011 年 5 月下 APR 射孔酸压测试三联作管柱对雷四段（4634-4660m）进行射孔后试挤，未压开地层，起井内测试管柱发现油管脱落。6 月-7 月打捞出封隔器以上管柱后结束测试（落鱼顶界 4510.4m），测试结果为干层。后下桥塞封层（桥塞坐封井段 4502.28-4502.68m）。7 月-9 月对须二段（4427-4443m、4457-4459m、4464-4485m）射孔后，下 APR 压裂测试管柱试挤，未压开地层，后下射孔管柱补射孔后下循环管柱泡酸，将井口原 105MPa 采油树更换为 140MPa 采油树，再次下 APR 压裂测试管柱进行试挤及加砂压裂施工，测得产气量 $2.1313 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，为低产工业气层。测试结束后，分别在 4028.62-4502.28m、3450.26-4028.62m、3017.07-3450.26m 打水泥塞封井。2022 年 10 月 09 日-2023 年 03 月 15 日胜利油田方圆修井作业有限公司大修 13 队对该井须三段（4172-4180m、4187-4197m、4210-4222m），试气层射孔后分两段压裂：第一段：4472-4180m、4187-4197m，厚度：18m；第二段：4210-4222m，厚度：12m；第一段加砂压裂入地总液量 1475m^3 ，入地总砂量 62.6m^3 ；第二段加砂压裂入地总液量 1362m^3 ，入地总砂量 75m^3 ；分别采用 3mm 油嘴（孔板直径 20-25mm）、控制产气量 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ ，3-4mm 油嘴（孔板直径 25mm）、控制产气量 $10000 \text{m}^3/\text{d}$ 测试求产，获天然气产量分别为 $8037 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $10424 \text{m}^3/\text{d}$ ，该井目前属低产工业气层。

根据西南油气分公司统筹计划要求，全力推进元坝气田产能项目建设工作，实现整体稳产，经分公司研究决定开发元陆 6 井，该井按照边远井建设模式，天然气就近供给 CNG 用户。

元陆 6 井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，2010 年 9 月 6 日，原四川省环境保护局以“川环审批【2010】494 号”文同意了元陆 6 井钻井工程的建设；2014 年 4 月 9 日，四川省环境保护厅以“川环验【2014】037 号”文同意了元陆 6 井钻井工程通过竣工环境保护验收；2023 年 3 月 27 日，西南油气分公司以“分公司工单开发【2023】24”号文下达了“关于下达元陆 6 井边远井投产任务的

通知”，决定开展元陆 6 井地面建设工程。

根据试采任务通知，本项目建设内容主要为：新建元陆 6 试采井站 1 座，元陆 6 井口天然气经加热、节流、分离、计量后，就近接入 CNG 站或通过管线输送至用户，设计开发配产天然气 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，站内划分为工艺流程区和辅助生活区；工艺流程区包括：水套炉 1 套，分离器 1 套，污水罐 1 座，放空立管 1 座，消防砂池及消防器材存放柜等。辅助生活区包括设施如下：工具间 1 座，机柜间 1 座，撬装活动房 1 座，移动式厕所 1 座，化粪池 1 座。

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订）中鼓励类项目（第七条第 1 款“常规石油、天然气勘探及开采”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于“五、石油和天然气开采业 8. 陆地天然气开采 0721”，涉及环境敏感区的应编制环境影响报告书。本项目位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，根据“苍溪县水土保持重点防治分区图”，唤马镇属于水土保持重点治理区，因此，本项目应编制环境影响报告书。

受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，四川久远环保安全咨询有限公司承担本项目环境影响报告书的编制工作，我公司在实地踏勘、资料收集、环境现状调查和工程分析及环境影响分析基础上，完成了本项目环境影响报告书的编制，以供上级主管部门决策。

二、 建设项目特点

① 本项目只涉及井场内的地面采气工程的建设，不涉及天然气站场以外的天然气管道建设；

② 本项目采出的气田水、天然气一起经气水分离器分离，分离出的气田水于污水罐暂存，定期拉运至元坝 29 污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注，现场不外排，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和生态环境不受本项目污染影响。

三、 环境影响评价工作过程

（1）准备阶段

根据建设单位提供的资料，确立了如下环评工作思路：

① 编制环境影响评价工作方案；

② 针对天然气开发建设项目的特点，对天然气开采过程中产生的污染物对环

境的影响进行识别；

③在识别环境影响的基础上，重点对项目建设可能会对区域内的生态环境、环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤等重点环境要素的环境影响和环境风险进行深入分析、预测并尽可能给出定量数据，以论证工程的环境可行性；

④对项目建设可能带来的环境影响，提出有针对性的环境保护措施和环境风险防控措施，并进行经济技术论证。

⑤根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）中关于公众参与与环评分离的相关规定，本次环评按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定开展了本项目的公众参与工作。

（2）环境影响评价工作阶段

①环境敏感区筛查

本评价对元陆6井所在区域进行了详查，查明区域内饮用水水源地、风景名胜、自然保护区、森林公园、湿地公园等各类环境敏感区。根据《四川省生态保护红线方案》（川府发〔2018〕24号），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。

②环境现状调查

本评价于2023年6月30日前完成了区域地表水环境、环境空气、声环境、地下水、土壤等现状采样监测工作。

③环境影响评价工作

根据调查、收集到的有关文件、资料，在环境现状调查结果的基础上，采用计算机模型模拟、类比分析等手段，对建设项目对各环境要素的环境影响和环境风险进行了分析、预测及评价。

（3）编制环境影响报告书

整理各环境要素的分析、预测成果，评价项目建设对各环境要素的影响，编制环境影响报告书，论证项目建设的环境可行性。

（4）报告审查阶段

2023年6月15日~25日，按照我公司环评质量管理体系，组织了对报告书的内部三级审查工作和建设单位核实工作，修改后形成了《元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书》（征求意见稿）。

四、 关注的主要环境问题

根据天然气地面采气工程的特点，本次环评过程关注的主要环境问题如下：

- (1) 本项目运行过程中产生气田水、检修废水和生活污水的环境影响和处置方式及处理的可行性、有效性和可靠性；
- (2) 项目运行过程中产生的生活垃圾处置方式可行性；
- (3) 采气站内各类声源对敏感目标声环境质量的影响程度和采取的环保措施是否有效和可行；

五、 环境影响评价结论

本项目实施后，不会对项目区域现有环境质量产生明显不利影响。由于本项目属于清洁能源开发项目，符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，对于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。项目建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本项目对环境的不利影响较小，项目建设不会改变区域的环境功能。在本报告提出的环境风险防范措施、环境风险管理要求和应急预案得到落实和执行的情况下，环境风险达到可接受水平。综上，本项目从环境保护角度是可行的。

1. 总则

1.1. 编制依据

1.1.1. 国家环境保护法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014年修订);
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年修正);
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年修正);
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017年修正);
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018年修正);
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年修正);
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018年修正);
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》(2019年修正);
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年修正);
- (10) 《建设项目环境保护管理条例》(2017年修正);
- (11) 《基本农田保护条例》(2011年修正);
- (12) 《土地复垦条例》(2011年修正)。

1.1.2. 国家有关部门规章

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(中华人民共和国生态环境部部令第16号);
- (2) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2021年修订)(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号);
- (3) 《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);
- (4) 《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评〔2016〕95号);
- (5) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(中华人民共和国生态环境部部

令第3号);

(6)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号);

(7)《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);

(8)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发〔2016〕31号);

(9)《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);

(10)《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);

(10)《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);

(12)《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);

(13)《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);

(14)《环境影响评价公众参与办法》(中华人民共和国生态环境部部令第4);

(15)《土地复垦条例实施办法》(2019年修正)。

1.1.3. 地方法规及部门规章

(1)《四川省环境保护条例》(2017年修订);

(2)《四川省饮用水水源保护管理条例》(2019年修正);

(3)《四川省主体功能区规划》(川府发〔2013〕16号);

(4)《四川省生态功能区划》(2010年8月出版);

(5)《四川省大气污染防治行动计划实施细则》(川办函〔2017〕102号);

(6)《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);

(7)《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);

(8)《四川省生态保护红线方案》(川府发〔2018〕24号)。

1.1.4. 环境影响评价技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- (2) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (3) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);
- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (8) 《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007);
- (9) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013);
- (10) 《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016);
- (11) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013);
- (12) 《生产项目土地复垦验收规程》(TD/T 1044-2014)。

1.1.5. 石油天然气行业技术规范

- (1) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004);
- (2) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007);
- (3) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014);
- (4) 《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);
- (5) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017);
- (6) 《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)。

1.1.6. 相关标准

- (1) 《环境空气质量标准》(GB3095-2012);
- (2) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002);

- (3) 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017);
- (4) 《声环境质量标准》(GB3096-2008);
- (5) 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018);
- (6) 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018);
- (7) 《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996);
- (8) 《土地复垦质量控制标准》(TD/T 1036-2013);
- (9) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008);
- (10) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);
- (11) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001);
- (12) 《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007);
- (13) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2018);
- (14) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)。

1.1.7. 有关规划资料

- (1) 《全国国土规划纲要(2016-2030年)》(国发〔2017〕3号);
- (2) 《“十四五”生态保护监管规划》(环生态〔2022〕15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) 《工业绿色发展规划(2016-2020年)》(工信部规〔2016〕225号);
- (7) 《全国主体功能区规划》(国发〔2010〕46号);
- (8) 《长江经济带生态环境保护规划》(环规财〔2017〕88号);
- (9) 《长江经济带发展负面清单指南(试行,2022年版)》(长江办〔2022〕7号);
- (10) 《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》(生态环境部、发展改革委、财政部、自然资源部、住房和城乡建设部、水利部、农业农村部联合印发)

- (11) 《四川省“十四五”自然资源保护和利用规划》(川府发〔2022〕13号)；
- (12) 《四川省矿产资源总体规划(2021-2025年)》(征求意见稿)；
- (13) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》(川府发〔2022〕2号)；
- (14) 《四川省“十四五”能源发展规划》(川府发〔2022〕8号)；

1.1.8. 建设项目相关资料

- (1) 项目委托书；
- (2) 立项文件、规划用地文件；
- (3) 《元陆6井气质分析报告》；
- (4) 项目环评及验收资料

1.2. 评价内容及时段

1.2.1. 评价内容

(1) 分析本项目与相关法律法规、环境经济技术政策、产业政策以及相关规划的协调性；

(2) 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现状评价，分析环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境等环境质量现状；

(3) 对元陆6井运行过程中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，同时结合本项目选址的合理性，论证本项目的可行性；

(4) 调查建设项目现状，污染物排放及达标情况、存在的环境保护问题，针对存在的环境保护问题提出对应的保护措施；

(5) 调查本项目依托的环保基础设施现状，说明污水处理设施、回注井等设施的地点、规模以及运行现状，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证本项目的可依托性。

(6) 从环境保护的角度论证项目实施后环境目标和指标的可达性，提出环境保护对策措施，满足区域环境质量改善和排污许可要求的可行性。

1.2.2. 评价时段

根据项目工程特点，本次评价时段为元陆6井地面建设工程的施工期、运营期（仅为采气及采气站天然气的气水分离处理，不涉及井下作业、外输管线等运营期建设内容）、退役期。

1.2.3. 产业政策、规划及相关政策符合性分析

1.2.4. 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订），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”，属于鼓励类行业，本项目符合产业政策。

1.2.5. 规划及相关政策符合性分析

1.2.5.1. 规划符合性分析

（1）与当地城镇规划符合性分析

元陆6井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，根据广元市自然资源局《关于苍溪县唤马镇红金村元陆6#老井复查建设工程临时用地的批复》（广自然资函〔2022〕240号），元陆6井不在城镇规划区范围内。

因此，项目选址符合当地城镇规划。

（2）与能源发展规划符合性分析

①与《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）符合性分析

根据四川省人民政府于2020年3月印发的《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）要求，建成西南地区天然气（页岩气）输送枢纽，全面形成环形输送管网，年输配能力达到450亿立方米，五年累计外输天然气544亿立方米；大力推进天然气（页岩气）勘探开发，实施国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气（页岩气）生产基地。加大德阳-安岳古裂陷周缘、川中下古生界-震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组-龙马溪组层系勘探力度。加快川中下古生界-震旦系气藏、川

西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州等区块产能建设，稳定主产区产量，开发接续区块。到2025年，天然气（页岩气）年产量达到630亿立方米。

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

②与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》（征求意见稿）的符合性分析

根据四川省自然资源厅印发的《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》（征求意见稿），本项目与之符合性分析见下表。

表 1.2-1 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》（征求意见稿）符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
第二章 第三节 规划目标 加大政府性投资勘查项目投入，提高重要矿产资源综合勘查水平，天然气、页岩气、煤炭、煤层气、铁、锰、铜、铅锌、金、锂、稀土、磷、钾盐、石墨、优质玄武岩等主要矿产保障程度进一步提升，新发现和评价战略性矿产资源大中型矿产地 10-15 处。有力支撑川渝天然气千亿产能基地、攀西战略资源创新开发试验区和乐山稀土深加工产业发展。	本项目位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，属于天然气开采，本项目建设有利于天然气供应	符合
第三章 第一节 优化勘查开发区域总体布局 川东北能源建材勘查开发区。包括南充、达州、广安、巴中、广元 5 市,大力发展清洁能源化工、特色矿产品精深加工，推动川东北经济区振兴发展。重点加强达州、广元、广安、巴中天然气、页岩油、致密气勘探开发……	本项目为位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，本项目的建设有利于天然气产业的发展	符合
第四章 第二节 突出矿产资源勘查开发方向和重点 明确优势矿产开发利用方向 重点开采矿种：天然气、页岩气、煤层气、焦煤、地热、钒钛磁铁矿、锰、铜、铅、锌、岩金、银、锂、优质玄武岩等矿产。重点开采矿种在符合准入条件下，优先设置采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。	本项目为天然气开采项目，设计产气量 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 有利于提高天然气的供应能力	符合
第五章 第一节 提高重要矿产资源供应能力 能源矿产：大力支持天然气、页岩气开采，2025 年底天然气、页岩气年产量分别达到 400、220 亿立方米；到 2035 年建成天然气千亿产能基地。		符合

综上所述，本项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》（征

求意见稿)相符合。

(3) 与《四川省“十四五”生态环境保护规划》(川府发〔2022〕2号)的符合性分析

根据《四川省“十四五”生态环境保护规划》(川府发〔2022〕2号)要求:推动五大区域绿色协调发展,……川东北地区加快推动钢铁、建材、天然气化工等传统产业绿色转型,全面推进乡村振兴,联合打造省际交界区域绿色发展引领区。推动国家天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地绿色化发展。加快天然气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、川西致密气、川南页岩气等气田为重点,强化气田开发的环境管理,推动甲烷减排和回收利用,提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置,强化地下水污染防治,重视废水回注过程中的环境风险控制。鼓励非常规天然气清洁开发、污染治理等技术的研究和应用,加快制定符合区域实际的非常规天然气开采的环境政策、标准及污染防治技术规范。促进天然气资源综合利用,支持天然气主产地高质量发展绿色精细化工产业。

综上所述,本项目为天然气勘探开发项目,项目建设与《四川省“十四五”生态环境保护规划》(川府发〔2022〕2号)相符合。

(3) 与“三线一单”符合性分析

本项目位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社,不涉及生态红线,根据根据广元市人民政府《关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》(广府发〔2021〕4号),项目涉及的管控单元类型为“一般管控单元”。

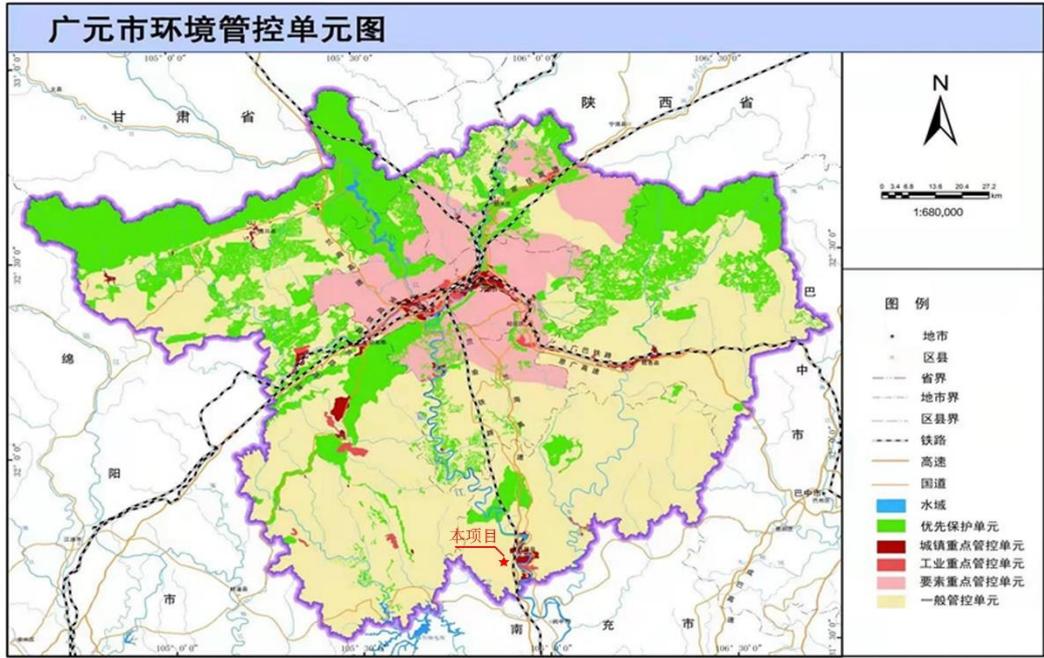


图 1.2-1 广元市环境管控单元

同时,结合四川政务服务网-四川省”三线一单”数据分析系统(网址:http://103.203.219.138:8083/gis2/n_index.html),元陆 6 井地面建设工程项目项目位于广元市苍溪县环境综合管控单元一般管控单元(管控单元名称:苍溪县一般管控单元,管控单元编号:ZH51082430001)项目与管控单元相对位置如下图所示:(图中▼表示项目位置)。

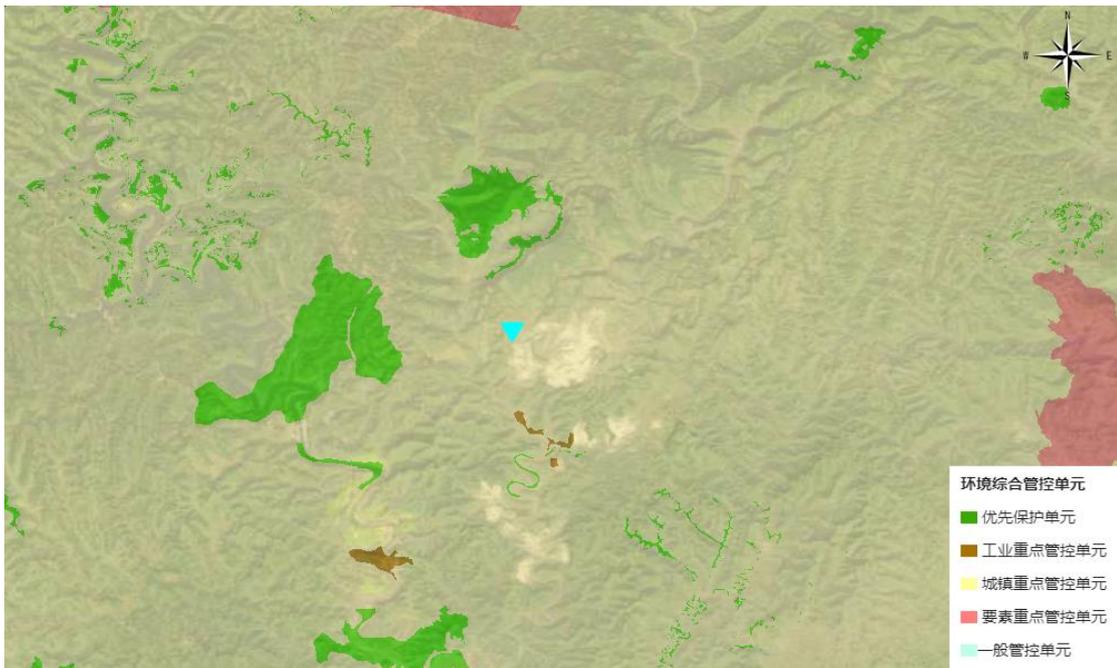


图 1.2-2 本项目环境管控单元

本项目经查询四川政务服务网“三线一单符合性”在线系统，管控要求如下：

1) 概况

该项目涉及到环境管控单元 4 个，涉及到管控单元见下表。

“三线一单”符合性分析

按照相关管理要求，本系统查询结果仅供参考。

选择行业

查询经纬度

立即分析
查看信息

分析结果

项目元陆6井地面建设工程项目所属天然气开采行业，共涉及3个管控单元，若需要查看管控要求，请点击右侧导出按钮，导出管控要求进行查看。

导出文档
导出图片

序号	管控单元编码	管控单元名称	所属城市	所属区县	准入清单类型	管控类型
1	ZH51082430001	苍溪县一般管控单元	广元市	苍溪县	环境综合	环境综合管控单元一般管控单元
2	YSS108242220002	清泉乡-苍溪县-城镇污染重点管...	广元市	苍溪县	水环境分区	水环境城镇生活污染重点管控区
3	YSS108243310001	苍溪县大气环境一般管控区	广元市	苍溪县	大气环境分区	大气环境一般管控区

图 1.2-3 本项目环境管控单元

表 1.2-2 本项目涉及到管控单元一览表符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	所属市（州）	所属区县	准入清单类型	管控类型
ZH51082430001	苍溪县一般管控单元	广元市	苍溪县	环境管控单元	环境综合管控单元一般管控单元
YS5108242220002	清泉水乡-苍溪县-城镇污染重点管控单元	广元市	苍溪县	水环境管控分区	水环境城镇生活污染重点管控区
YS5108243310001	苍溪县大气环境一般管控区	广元市	苍溪县	大气环境管控分区	大气环境一般管控区

2) 生态环境准入清单

本项目生态环境准入清单符合性分析见下表：

表 1.2-3 本项目生态环境准入清单一览表符合性分析

ZH51082430001	苍溪县一般管控单元	<p>空间布局约束：</p> <p>禁止开发建设活动的要求</p> <p>禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。（《中华人民共和国长江保护法》）</p> <p>禁止在长江流域开放水域养殖、投放外来物种或者其他非本地物种种质资源。禁止在长江流域禁止采砂区和禁止采砂期从事采砂活动。全面停止小</p>	空间布局约束	<p>禁止开发建设活动的要求</p> <p>同一般管控单元总体准入要求</p> <p>限制开发建设活动的要求</p> <p>大气弱扩散重点管控区，严格项目引入政策，严控新建水泥厂、危废焚烧、等以大气污染为主的企业其他同一般管控单元总体准入要求</p> <p>允许开发建设活动的要求</p> <p>同一般管控单元总体准入要求</p> <p>不符合空间布局要求活动的退出要求</p> <p>同一般管控单元总体准入要求</p>
---------------	-----------	---	--------	--

		<p>型水电项目开发，已建成的中小型水电站不再扩容。（《中华人民共和国长江保护法》、《四川省人民政府关于进一步加强和规范水电建设管理的意见》）。</p> <p>对全部基本农田按禁止开发的要求进行管理，禁止占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。（《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》、《全国主体功能区规划》）</p> <p>永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，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。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。（《土壤污染防治行动计划》、《中华人民共和国土壤污染防治法》）</p> <p>畜禽养殖严格按照广元市各区县畜禽养殖区域划定方案执</p>	<p>其他空间布局约束要求</p> <p>现有源提标升级改造 同一般管控单元总体准入要求。单元内的大气重点管控区执行要素重点管控要求。 新增源等量或倍量替代 同一般管控单元总体准入要求。单元内的大气重点管控区执行要素重点管控要求。 新增源排放标准限值 污染物排放绩效水平准入要求 同一般管控单元总体准入要求。单元内的大气重点管控区执行要素重点管控要求。 其他污染物排放管控要求 同一般管控单元总体准入要求。单元内的大气重点管控区执行要素重点管控要求。</p> <p>严格管控类农用地管控要求 同一般管控单元总体准入要求。单元内的土壤优先保护区执行土壤要素优先保护管控要求。 安全利用类农用地管控要求 同一般管控单元总体准入要求。单元内的土壤优先保护区执行土壤要素优先保护管控要求。 污染地块管控要求</p>
			<p>污染物排放管控</p>
			<p>环境风险防控</p>

		<p>行，依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。禁止在禁采区内开采矿产；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。</p> <p>限制开发建设活动的要求</p> <p>对四川省主体功能区划中的限制开发区域（农产品主产区），应限制大规模高强度工业化城镇化开发。</p> <p>配套旅游、基础设施等建设项目，在符合规划和相关保护要求的前提下，应实施生态避让、减缓影响及生态恢复措施。</p> <p>现有化工、有色等工业企业，原则上限制发展，污染物排放只降不增，允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建，引导企业结合产业升级等适时搬迁入园。</p> <p>单元内若新布局工业园区，应符合广元市国土空间规划，并结合区域环境特点、三线成果、园区产业类别，充分论证选址的环境合理性；</p> <p>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</p>		<p>同一般管控单元总体准入要求。单元内的土壤优先保护区执行土壤要素优先保护管控要求。</p> <p>园区环境风险防控要求</p> <p>企业环境风险防控要求</p> <p>其他环境风险防控要求</p>
			<p>资源开发效率要求</p>	<p>水资源利用效率要求</p> <p>同广元市、苍溪县总体准入要求。</p> <p>地下水开采要求</p> <p>能源利用效率要求</p> <p>其他资源利用效率要求</p>

		<p>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。</p> <p>（《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》）坚持最严格的耕地保护制度，对全部耕地按限制开发的要求进行管理。严格限制农用地转为建设用地，控制建设用地总量，对耕地实行特殊保护。（《中华人民共和国土地管理法（2004修正）》）。</p> <p>新建大中型水电工程，应当经科学论证，并报国务院或者国务院授权的部门批准。除与生态环境保护相协调的且是国务院及其相关部门、省级人民政府认可的脱贫攻坚项目外，严控新建商业开发的小水电项目。（《中华人民共和国长江保护法》、《关于开展长江经济带小水电清理整改工作的意见》）</p> <p>长江流域河道采砂应当依法取得国务院水行政主管部门有关流域管理机构或者县级以上地方人民政府水行政主管部门的许可。严格控制采砂区域、采</p>		
--	--	---	--	--

		<p>砂总量和采砂区域内的采砂船舶数量。（《中华人民共和国长江保护法》）</p> <p>不符合空间布局要求活动的退出要求</p> <p>对长江流域已建小水电工程，不符合生态保护要求的，县级以上地方人民政府应当组织分类整改或者采取措施逐步退出。（《中华人民共和国长江保护法》）</p> <p>涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水源保护区等法定自然保护地，现有不符合相关保护区法律法规和规划的项目，应限期整改或关闭。</p> <p>全面取缔禁养区内规模化畜禽养殖场。嘉陵江岸线延伸至陆域 200 米范围内基本消除畜禽养殖场（小区）。（《水污染防治行动计划》四川省工作方案、《四川省打好长江保护修复攻坚战实施方案》）</p> <p>其他空间布局约束要求</p> <p>位于城镇空间外的区外工业企业：①具有合法手续的企业，且污染物排放及环境风险满足管理要求的企业，可继续保留。其中，钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目原则上限制</p>		
--	--	--	--	--

		<p>发展，要求污染物排放只降不增，并进一步加强日常环保监管；允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建，以及不增加污染物排放和环境风险的产品升级调整，引导企业结合产业升级、化解过剩产能等，搬迁入园。②不具备合法手续，或污染物排放超标、环境风险不可控的企业，限期进行整改提升，通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产，整改后仍不能达到要求的，属地政府应按相关要求责令关停并退出。</p> <p>污染物排放管控： 允许排放量要求 暂无</p> <p>现有源提标升级改造</p> <p>水环境：加快城镇污水处理厂工艺升级改造，至 2023 年，达《城镇污水处理厂污染物排放标准》一级 A 标或相关规定的 水质标准。（依据：《广元市城镇污水处理设施建设三年推进 实施方案（2021-2023 年）》《四川省打好环保基础设施建设攻坚战 实施方案》）</p> <p>大气环境：火电、水泥等行业</p>		
--	--	--	--	--

		<p>的燃煤锅炉按相关要求实施大气污染物超低排放。（《四川省打赢蓝天保卫战实施方案》）</p> <p>砖瓦行业实施脱硫、除尘升级改造，污染物排放达到《砖瓦工业大气污染物排放标准》相关要求。（《四川省大气污染防治行动计划实施细则》、《砖瓦行业大气污染物排放标准》）</p> <p>其他污染物排放管控要求</p> <p>新增源等量或倍量替代：</p> <p>-若上一年度空气质量年平均浓度不达标、水环境质量未达到要求，则建设项目新增相关污染物按照总量管控要求进行倍量削减替代。（依据：《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》）</p> <p>-若上一年度空气环境质量、水环境质量达标，则建设项目新增相关污染物按照总量管控要求进行等量替代。</p> <p>-新增 VOCs 排放的建设项目实行等量替代。（《四川省打赢蓝天保卫战实施方案》）</p> <p>污染物排放绩效水平准入要求：</p> <p>水环境污染物：</p> <p>-到 2023 年底，所有建制镇具备污水处理能力。（《广元市城</p>		
--	--	--	--	--

		<p>镇污水处理设施建设三年推进实施方案（2021-2023年）》）</p> <p>-鼓励畜禽粪污还田利用。粪污经无害化处理后还田利用具体要求及限量应符合《畜禽粪便无害化处理技术规范》、《畜禽粪便还田技术规范》、《畜禽粪污土地承载力测算技术指南》。用于农田灌溉的，应符合《农田灌溉水质标准》（GB5084）。</p> <p>（《关于进一步明确畜禽粪污还田利用要求强化养殖污染监管的通知》）</p> <p>-屠宰项目应配套污水处理设施或进入城镇污水管网。鼓励新、改扩白酒酿造企业满足《四川省白酒产业环境准入指标体系分析》中提出的相应区域污染物排放约束性管控指标。</p> <p>大气环境：</p> <p>-严格控制道路扬尘。国省道路、高速路连接线等重点通行线路和建成区城乡结合部每天机械化清扫、冲洗不少于1次。强化城郊结合部扬尘污染管控。重点抓好重点交通建筑工地扬尘治理，切实加强城郊结合部重点货车绕行道路扬尘治理。严控城市垃圾、落叶露天焚烧。（《四川省机动车和非道</p>		
--	--	--	--	--

		<p>路移动机械排气污染防治办法》)</p> <p>固体废物:</p> <p>-到 2023 年底, 乡镇及行政村生活垃圾收转运处置体系基本实现全覆盖。大力推进农村生活垃圾就地分类减量和资源化利用, 因地制宜选择农村生活垃圾治理模式。建制镇污水处理设施产生的污泥原则上应纳入城市集中无害化处置范围。 (广元市城乡生活垃圾处理设施建设三年推进实施方案(2021-2023年))</p> <p>-力争 2025 年大中型矿山达到绿色矿山标准, 引导小型矿山按照绿色矿山标准规范发展; 加强矿山采选废水的处理和综合利用工作, 选矿废水全部综合利用, 不外排, 采矿废水应尽量回用。(《国家绿色矿山建设规范》、《土壤污染防治行动计划》)。</p> <p>环境风险防控:</p> <p>联防联控要求 加强与嘉陵江上游甘肃陇南市、陕西汉中市环境风险联防联控</p> <p>其他环境风险防控要求 企业环境风险防控要求:-工业</p>		
--	--	---	--	--

		<p>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。（《土壤污染防治行动计划》）</p> <p>-加强“散乱污”企业环境风险防控。（《四川省打好“散乱污”企业整治攻坚战实施方案》）</p> <p>-严禁新增铅、汞、镉、铬、砷五类重金属污染物排放，引导现有排放重金属企业结合产业升级等适时搬迁入园。</p> <p>用地环境风险防控要求：</p> <p>建设用地：</p> <p>-对拟收回土地使用权的有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，由土地使用权人按照国家发布的建设用地土壤环境调查评估技术规范，开展土壤环境状况调查评估，符合相应规划用地土壤环境质量要求的地块，可进入用地程序。（《土壤污染防治行动计划广元市工作方案》）</p> <p>农用地：</p>		
--	--	--	--	--

		<p>-到 2035 年，全市受污染耕地安全利用率得到有效保障，污染地块安全利用率得到有效保障。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料，禁止处理不达标的污泥进入耕地；禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物。（《土壤污染防治行动计划》）</p> <p>-严格控制在优先保护类耕地集中的区县新建有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解、涉重等行业企业。严格控制林地、草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。（《土壤污染防治行动计划》、《土壤污染防治行动计划广元市工作方案》</p> <p>资源开发利用效率要求： 水资源利用总量要求 加强农业灌溉管理，发展喷灌、微灌、管道输水灌溉、水肥一体化等高效农业节水灌溉方式和农耕农艺节水技术，提高输配水效率和调度水平。发展节</p>		
--	--	--	--	--

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

		<p>水渔业、牧业，组织实施规模养殖场节水建设和改造，推行节水型畜禽养殖技术和方式。 （《四川省节约用水办法》）</p> <p>地下水开采要求 参照现行法律法规执行 能源利用总量及效率要求 暂无</p> <p>禁燃区要求 不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。积极实施煤改电、有序推进煤改气。鼓励工业窑炉煤改电、煤改气或集中供热。 （《四川省打赢蓝天保卫战实施方案》）</p> <p>其他资源利用效率要求 暂无</p>		
YS5108242220002	清泉乡-苍溪县-城镇污染重点管控单元	<p>空间布局约束： 禁止开发建设活动的要求 暂无 限制开发建设活动的要求 暂无 不符合空间布局要求活动的退出要求 暂无 其他空间布局约束要求 暂无</p> <p>污染物排放管控： 允许排放量要求</p>	空间布局约束	<p>禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求</p>
			污染物排放管控	<p>城镇污水污染控制措施要求 提升城镇生活污水处理能力，完善城镇生活污水收集系统，推进城镇生活污水处理设施提标改造 工业废水污染控制措施要求</p>

		<p>暂无 现有源提标升级改造 暂无 其他污染物排放管控要求 暂无 环境风险防控： 联防联控要求 暂无 其他环境风险防控要求 暂无 资源开发利用效率要求： 水资源利用总量要求 暂无 地下水开采要求 暂无 能源利用总量及效率要求 暂无 禁燃区要求 暂无 其他资源利用效率要求 暂无</p>	<p>重点实施总磷总量控制和重点污染物减排，从严控制新建、扩建涉磷行业的项目建设；集中治理工业集聚区水污染，形成较为完善的工业集聚区废水处理体系，实现超标废水零排放；对于枯水期等易发生水质超标的时段，实施排污大户企业限产限排等应急措施 农业面源水污染控制措施要求 推进化肥、农药使用量“零增长”，提升畜禽养殖养殖废物资源化利用率 船舶港口水污染控制措施要求 饮用水水源和其它特殊水体保护要求</p>	<p>加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。</p>
--	--	---	---	---

			资源开发效率要求	/
YS5108243310001	苍溪县大气环境一般管 控区		空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的 退出要求 其他空间布局约束要求
			污染物排放管控	大气环境质量执行标准 《环境空气质量标准》 (GB3095-2012): 二级 区域大气污染物削减/替代要 求 燃煤和其他能源大气污染控 制要求 工业废气污染控制要求 机动车船大气污染控制要求 扬尘污染控制要求 农业生产经营活动大气污染 控制要求 重点行业企业专项治理要求 其他大气污染物排放管控要 求 严格落实大气污染防治法律 法规要求, 加强绿色管控, 倡导绿色低碳生产生活, 持 续推动节能减排。加强绿化 建设, 增加自然净化能力。 加强农业面源污染防治, 科 学管控秸秆露天焚烧。

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

			环境风险防控	/
			资源开发效率要求	

(8) 与《四川省主体功能区划》符合性分析

根据《四川省主体功能区规划》，本规划将我省国土空间按开发方式分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域。重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模高强度工业化城镇化开发为基准划分的。

重点开发区域是有一定经济基础、资源环境承载能力较强、发展潜力较大、集聚人口和经济的条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区。限制开发区域分为两类：一类是农产品主产区，即耕地较多、农业发展条件较好，尽管也适宜工业化城镇化开发，但从保障国家农产品安全以及中华民族永续发展的需要出发，必须把增强农业综合生产能力作为发展的首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区；一类是重点生态功能区，即生态系统脆弱或生态功能重要，资源环境承载能力较低，不具备大规模高强度工业化城镇化开发的条件，必须把增强生态产品生产能力作为首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区。

禁止开发区域是依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区。国家层面禁止开发区域，包括国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家森林公园、国家地质公园、国家级风景名胜区、国家重要湿地和国家湿地公园等。省级层面的禁止开发区域，包括省级及以下各级各类自然文化资源保护区域、重要水源地以及其他省级人民政府根据需要确定的禁止开发区域。

本项目位于元陆6井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，该区域属于《四川省主体功能区规划》划定的国家层面的限制开发区（农产品主产区），但项目所在的广元市属于国家层面的重点开发城镇，其确定的功能定位为：区域性中心城市产业辐射和转移的重要承接区，农产品、劳动力等生产要素的主要供给区，农产品深加工基地，周边农业和生态人口转移的集聚区，使其成为集聚、带动、辐射乡村腹地的经济社会发展中心。发展方向：在保障农产品供给和保护生态环境的前提下，适度推进工业化城镇化开发，点状开发优势矿产、水能资源，促进资源加工转化，推进清洁能源、生态农业、生态旅游、优势矿产等优势特色

产业发展，促进产业和人口适度集中集约布局，加强县城和重点镇公共服务设施建设，完善公共服务和居住功能。

本项目属于天然气试采工程，能够促进区域矿产资源的勘探开发，同时本项目仅临时占用部分土地，且土地类型为采矿用地，不涉及耕地及基本农田，不会对区域农产品保障带来显著影响，因此，项目建设符合《四川省主体功能区规划》。

本项目与四川省主体功能区划分图位置关系见下图。

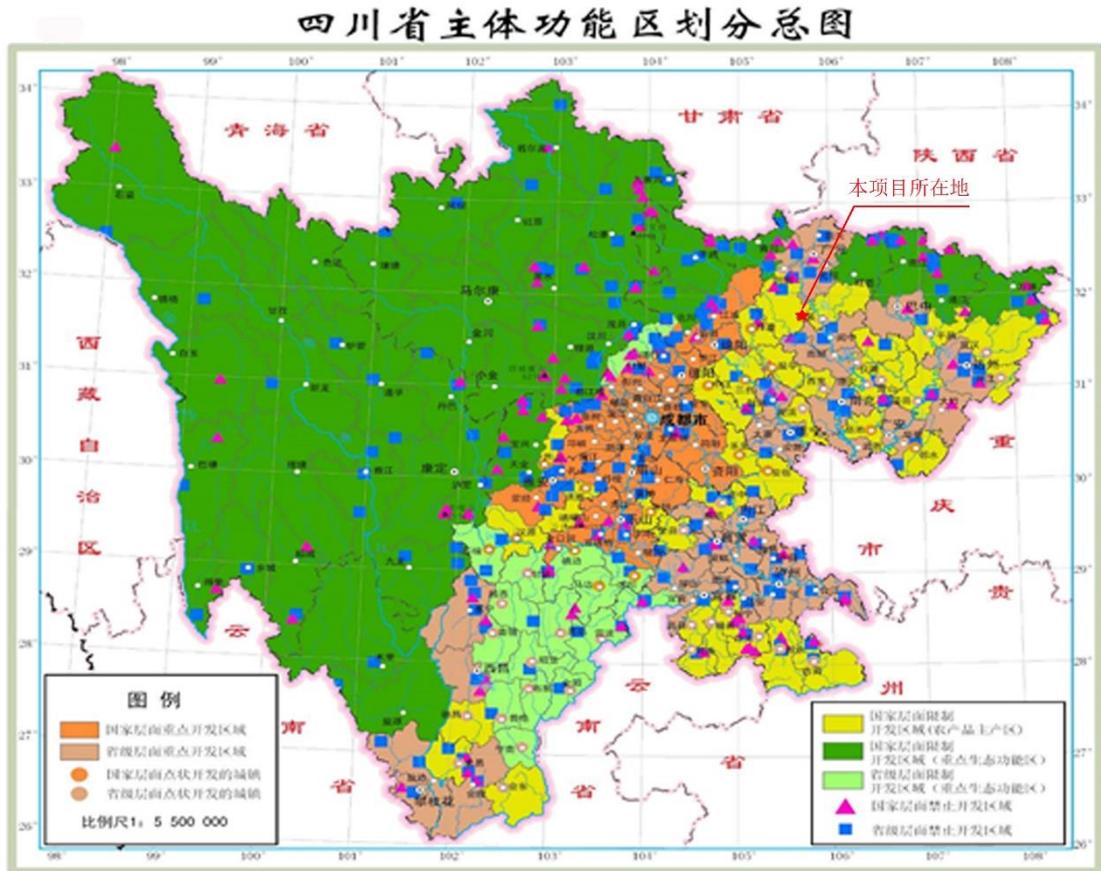


图 1.2-4 四川省主体功能区划图

1.2.5.2. 相关政策符合性

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

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

表 1.2-4 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析

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	本项目采用无毒油气田化学剂，无	符合

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

序号	技术政策要求	本项目内容	符合性
	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	禁止药剂使用	
二	生态保护		
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	站场放空天然气经点燃充分燃烧后排放	符合
三	污染治理		
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）规范落实防渗措施	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到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	本项目为天然气开采项目，运营期无落地油等产生。	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HSSE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。

(2) 与长江办[2022]7号文的符合性分析

推动长江经济带发展领导小组办公室于2022年1月19日发布了《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》（长江办[2022]7号），本项目与其符合性分析见下表。

表 1.2-5 与长江办[2022]7号符合性分析

文件要求	项目情况	符合情况
2.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。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目。	本项目不涉及占用自然保护区和风景名胜区保护范围	符合
3.禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建。	本项目不涉及占用饮用水源保护区范围	符合
4.禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	本项目不涉及占用水产种质资源保护区和国家湿地公园范围	符合
5.禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	本项目不涉及占用长江流域河湖岸线	符合
6.禁止未经许可在长江干支流及湖泊新设、改建或扩大排污口。	本项目不涉及新建改建或扩大排污口	符合
8.禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目为天然气开采项目，不属于文件禁止项目	符合

11. 禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	本项目为天然气开采项目，属于鼓励类行业。	符合
---	----------------------	----

(3) 与“关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知”的符合性分析

中华人民共和国生态环境部于2019年12月13日发布了《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号），本项目与其符合性分析见下表。

表 1.2-6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

文件要求	项目情况	符合情况
(一) 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。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目为新建工程，且项目附近近期无区块开发计划，环评已深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施	符合
(二) 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	本项目为新建工程，且项目附近近期无区块开发计划。已根据建设单位实际情况，开展单井环评。	符合
(三) 涉及向地表水体排放污染物的陆地油	本项目不涉及向地表水体排放	符合

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。	污染物	
（四）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目气田水经元坝29污水处理站处理达标后回注，不会造成地下水污染	符合
（五）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目已采取设备密闭、有效控制了无组织排放，同时已强化了环境风险防范措施	符合
（六）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目施工期拟尽量减少施工占地、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。	符合
（七）油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理	本项目选址已远离环境敏感区，加强了甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，已落实地下水污染防治和跟踪监测要求，已采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理	符合
（八）油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	项目建设单位拟编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	符合

综上所述，结合广元市城乡规划、四川省主体功能区划、“三线一单”及国家

及环保部相关规划政策分析，本项目建设符合相关规划和政策要求。

1.3. 环境影响因素识别与评价因子筛选

1.3.1. 环境影响因素识别

(1) 正常工况

正常运行状况下，天然气开采从井口—分离器—外输管线，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，运营期主要废水污染源为采气过程产生的气田水、检修废水、生活污水；主要噪声为采气站设备噪声；主要固废为生活垃圾。

(2) 非正常工况

非正常工况时，系统超压、采气站内设备检修时经放散装置直接排放的天然气、噪声对大气环境和声环境的影响；采气站发生泄漏，将会对环境空气、地下水、土壤造成影响；若发生火灾爆炸还对周围的土壤、动植物、人群等造成破坏。

(3) 退役期满环境影响

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设备、设施时产生的扬尘、机械废气、废弃设备零件及管线、建筑垃圾及噪声。

本项目运营期环境影响因子和影响因子识别情况见下表。

表 1.3-1 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	
运营期	采气、气水分离	废气	检修、事故放散	CH ₄	—	√								
		废水	气田水	COD、SS、Cl ⁻	—		√	√		√				
	检修废水		SS、石油类	—		√								
	生活废水		COD、	—		√	√							

			BOD ₅ 、NH ₃ -N										
	固废	生活垃圾	/	—									√
	噪声	设备及气流噪声、泵注噪声	等效声级	—				√					
	风险	采气站场天然气泄漏	CH ₄	—	√								
		采气站内污水罐、管道腐蚀破裂	COD、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。

1.3.2. 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下表。

表 1.3-2 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
	地表水	pH 值、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、挥发酚、石油类
	地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氟、挥发性酚类、氰化物、耗氧量、铅、镉、铁、锰、钾、钠、钙、镁、汞、砷、石油类、铬（六价）、硫酸盐、氯化物、碳酸根、重碳酸根、总大肠菌群、菌落总数、阴离子表面活性剂、硫化物
	土壤	（1）建设用地：①重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍；②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烷、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（1,2,2-cd）芘、萘。④特征因子：pH、石油烃、氯化物 （2）农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、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	非甲烷总烃
	地表水	/进行污水处理设施依托可行性分析
	地下水	COD、氯化物
	土壤	COD、氯化物
	声环境	等效声级
	固体废物	生活垃圾
	生态	土地资源、生态系统结构和功能、动植物、植被等
	环境风险	气田水储运事故、天然气泄漏等

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

本项目建设区域属于农村地区，当地未划定环境空气功能区划，本评价参照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中环境空气功能区分类，本项目建设区的环境空气功能区划属二类区。

1.4.1.2. 水环境功能区划

地表水：本项目周边主要地表水有东河，根据《四川省地面水水域环境功能区划管理规定》，东河适用II水域，采气站周边塘堰参考执行地表水II类水域。

地下水：项目周边居民暂未通用自来水，主要饮用自打地下水井。本项目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，本评价参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）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

根据《广元市城区声环境功能区划分方案》，乡村地区原则上执行1类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线通过的村庄（指执行4类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行2类声环境功能区要求。本项目采气作业属工业活动，执行2类声环境功能区要求。

1.4.1.4. 生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》（修编），项目所在地属于“I四川盆地亚热带

农林生态区中 I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区中的 I-2-3 嘉陵江中下游城镇与水质污染控制生态功能区”。该生态功能区主要生态问题为森林覆盖率低，水土流失人口密度较大，耕地垦殖过度，农村面源污染，地表径流水质污染严重。主要生态服务功能为城镇与农业发展，水环境污染控制，洪水调蓄。生态建设与发展方向为发挥中心城市辐射作用，改善人居环境和投资环境。加强水利设施建设，植树造林，增加保水功能；发展桑蚕养殖及其加工业，做好产业结构调整规划；加强环境保护管理，严防资源开发造成的环境污染和生态破坏，防治农村面源污染和地表径流水质污染。本项目在原有钻井工程用地范围内建设，不新增占地，不会造成生态破坏，同时，项目施工及营运期拟加强环境保护管理，采取环保措施，防止造成环境污染，项目施工废水经沉淀后回用，营运期生活污水经化粪池收集后用作农肥，气田水定期拉运至元坝 29 气田水处理站或大坪污水处理站处理后回注或资源化回用，不排入地表水体，不会造成农村面源污染和地表径流水质污染，符合《四川省生态功能区规划》要求。

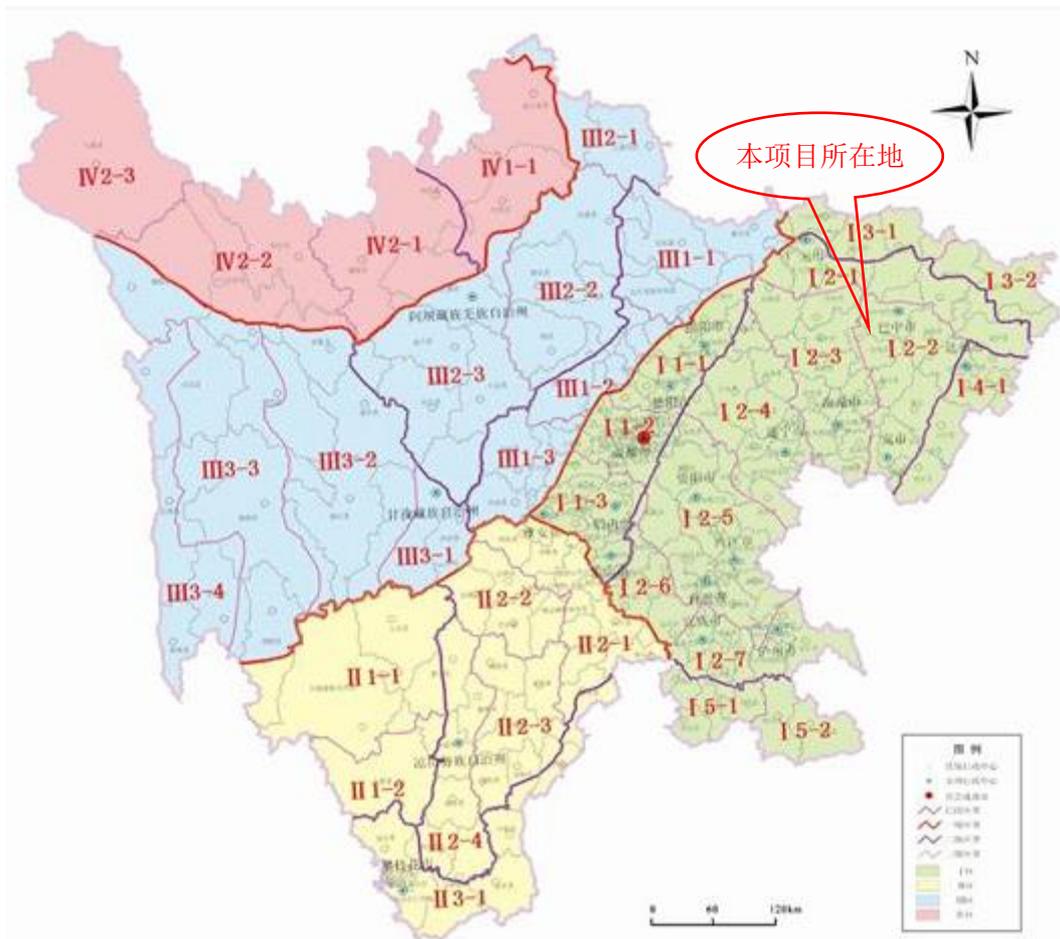


图 1.4-1 四川省生态功能区划图

1.4.2. 评价标准

1.4.2.1. 环境质量标准

(1) 环境空气

本项目区域环境空气执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准，非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)详解中标准，详见下表。

表 1.4-1 环境空气质量标准

污染物	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	
	24 小时平均	75μg/m ³	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)详解

(2) 地表水环境

本项目周边东河Ⅱ类水域功能区，执行《地表水环境质量标准》

(GB3838-2002) II类标准；采气站周边塘堰及冲沟参考执行地表水II类水域，详见下表。

表 1.4-2 地表水环境质量标准(单位: mg/L pH 无量纲)

指标	标准值 (mg/L)	依据
pH	6~9	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中的III类水域 标准
COD	20	
BOD ₅	4	
氨氮	1.0	
石油类	0.05	
硫化物	0.2	
挥发酚	0.005	

(3) 地下水环境

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

表 1.4-3 地下水质量标准限值 (单位: mg/L pH 无量纲)

序号	污染物	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
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

本项目声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准，

详见下表。

表 1.4-4 《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 1.4-5、表 1.4-6。

表 1.4-5 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准(单位: mg/kg)

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

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
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(b)荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并(k)荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	蒽	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并(a,h)蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并(1,2,3-cd)芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700

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
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 1.4-6 农用地土壤污染风险筛选值(单位: mg/kg)

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH ≤ 5.5	5.5 < pH ≤ 6.5	6.5 < pH ≤ 7.5	pH > 7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	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

1.4.2.2. 污染物排放标准

(1) 废气

施工扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB512682-2020)。

表 1.4-7 大气污染物排放控制标准一览表

监测项目	区域	施工阶段	监测点排放限值 (μg/m ³)
总悬浮颗粒物 (TSP)	成都市、自贡市、泸州市、德阳市、绵阳市、广元市、遂宁市、内江市、乐山市、南充市、宜宾市、广安市、达州市、巴中市、雅安市、眉山市、资阳市	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	600
		其他工程阶段	250

《陆地石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)适用于现有陆上石油天然气开采工业企业或生产设施的大气污染物排放管理以及陆上天然气开采工业建设项目的大气污染排放管理,本项目为天然气试采项目,其试采工艺与天然气开采相似,因此本项目非甲烷总烃无组织排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中“5.9 企业边界污染物控制要求油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m³”。

表 1.4-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度 mg/m ³
非甲烷总烃 (VOCs)	企业边界污染物控制 要求	4.0

项目运行期正常工况下,外排废气主要为水套加热炉燃料废气,执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)其他区域标准。

表 1.4-8 锅炉大气污染物排放浓度限值 单位: mg/m³

污染物项目	限值	污染物排放监控位置
颗粒物	20	其他区域
二氧化硫	50	
氮氧化物	200	

(2) 废水

本项目营运期气田水、检修废水经罐车拉运至元坝 29 污水处理站预处理达标后,送至元坝气田已有的回注井回注,不外排。生活污水由化粪池收集预处理后农用。

(3) 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准,其标准值如下:

表 1.4-9 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

昼间	夜间
70	55

营运期噪声执行《工业企业场界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，其标准值如下：

表 1.4-10 工业企业场界环境噪声排放标准单位：dB(A)

场界外声环境功能区类别	昼间	夜间
2	60	50

(4) 固体废物

固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中相关标准。

1.5. 评价工作等级与评价范围

1.5.1. 大气环境

(1) 评价工作等级

项目采气站工艺设备为高压密闭作业，无无组织废气产生。采气站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设备检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中关于“评价等级判定”的相关规定，由于本项目无“正常排放污染源”， $P_{max}=2.5\%$ ，因此，本项目大气评价等级定为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）5.4.3：二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km。因此，本项目此次按照站场四周 5000m 范围内调查大气环境敏感目标。

1.5.2. 地表水环境

(1) 评价工作等级

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

表 1.5-1 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m ³ /d)；水污染物当量数 W/ (无量纲)

一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

本项目气田水、检修废水经罐车拉运至元坝 29 污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注，不外排；生活污水由化粪池收集预处理后农用。因此，本项目废水间接排放，评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

由于本项目无生产污废水外排当地地表水环境中，故本次地表水评价范围为重点分析评价范围应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求和环境风险事故性排水对当地地表水环境的影响。因此本项目地表水评价范围为西侧池塘和南侧冲沟。

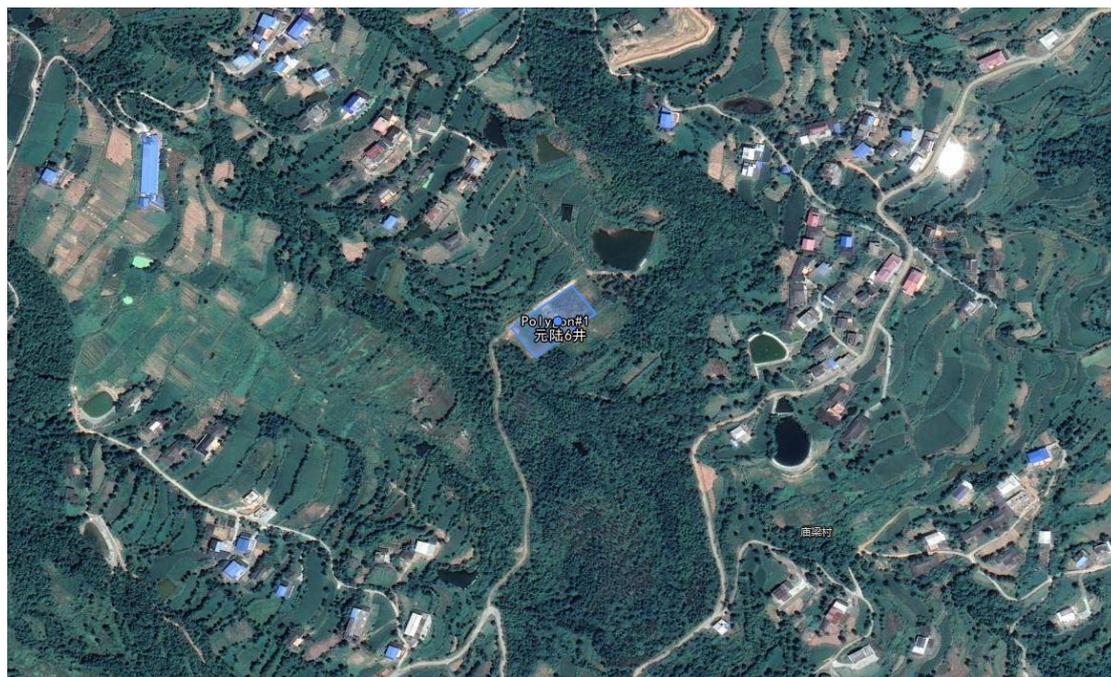


图 1.5-1 地表水评价范围图

1.5.3. 地下水环境

1、评价等级

(1) 项目类型

根据建设项目资料，地面采气工程分类属于《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)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（表）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》(HJ610-2016)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 1.5-2 地下水环境敏感程度分级表

分级	地下水环境敏感特征	本工程
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，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的保护区和地下水饮用水水源准保护区范围内，但本项目评价范围内有居民分散式取水井，故本项目地下水环境敏感程度确定为“较敏感”。
较敏感 (√)	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。	
不敏感	上述地区之外的其它地区。	

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

（3）评价工作等级确定

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

表 1.5-3 地下水评价工作等级分级表

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

2、地下水评价范围

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。

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

式中：L—下游迁移距离

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

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 1.5-4 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。

本项目地下水环境现状调查和环境影响评价范围依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)，本次采用自定义法，并结合地下水环境保护目标确定地下水调查评价范围：根据本项目所在地水文地质条件，东侧以东河为界，北侧、西侧、南侧以山脊线为界，构成一个小的水文地质单元，评价范围总计 1.05km²。

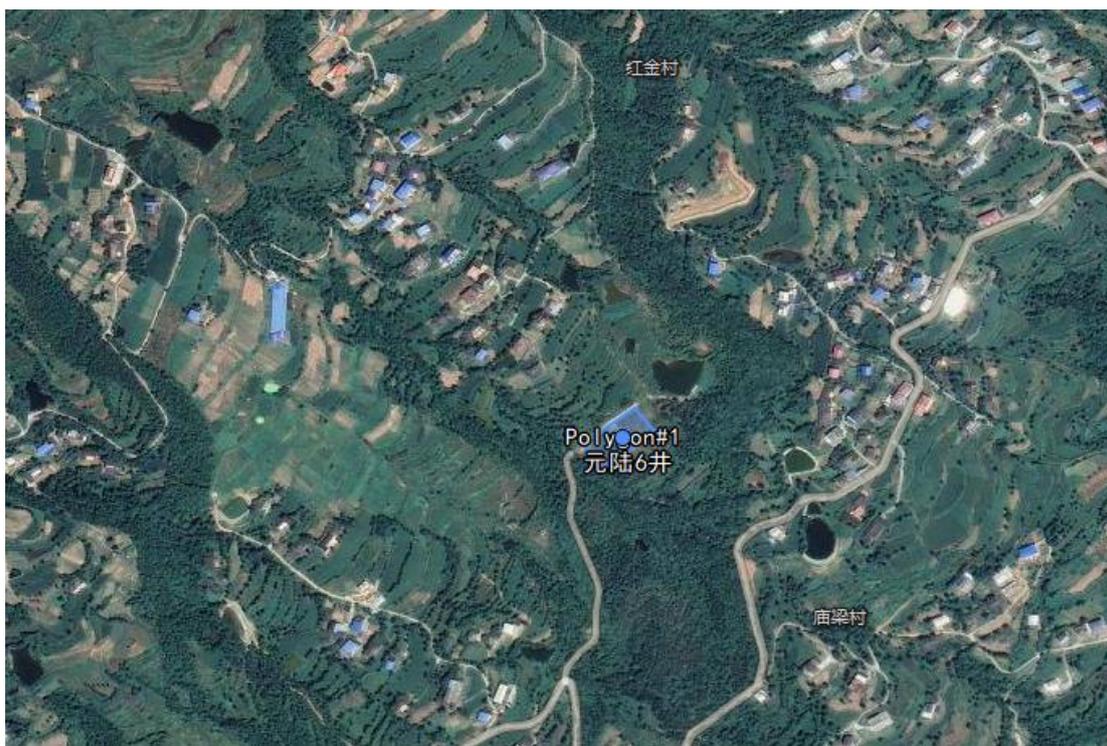


图 1.5-2 地下水环境调查评价范围图

1.5.4. 声环境

(1) 评价工作等级

本项目位于 2 类声环境功能区适用区域，周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。判断等级详见下表。

表 1.5-5 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	变化幅度小于 3dB (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	

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，结合项目周边居民分布情况以及采气作业昼夜连续运行的特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。故本项目运营期声环境影响评价范围为各采气站厂界外 200m 范围。

1.5.5. 土壤环境

(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）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“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《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 B 分析，建设项目土壤环境影响识别如下表：

表 1.5-6 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	-	√	√	-	-	-	-	-

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，本项目运营期土壤环境影响为污染影响型。

③评价工作等级

本项目属 II 类项目，元陆 6 井采气站永久占地面积为 5390m²，占地规模属于小型，周边均存在耕地、林地等土壤环境敏感目标，敏感程度为“敏感”，因此，本项目土壤环境评价工作等级均为二级，详见下表。

表 1.5-7 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		
		大	中	小
敏感		二级	二级	二级
较敏感		二级	二级	三级
不敏感		二级	三级	三级

(2) 评价范围

本项目土壤环境评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）8.2：预测评价范围一般与现状评价范围一致。本项目评价范围为项目占地边界外扩 0.2km，详见下表及图 1.5-2。

表 1.5-8 现状调查评价范围

评价工作等级	影响类型	调查评价范围 ^a	
		占地 ^b 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

^a 涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。

^b 矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地。

1.5.6. 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），项目生态等级判定情况如下表所示。

(1) 评价工作等级

导则原文		本项目	评价等级
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	二级
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	
	d) 根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目为生态影响型项目	
	e) 根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目土壤影响范围内有天然林、公益林	
	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目占地 < 20km ²	
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	不涉及	
	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	不涉及	
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价	不涉及	

	等级可下调一级		
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485	不涉及	
7	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析	不属于	

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ-2022)中“6.2.8 污染影响类建设项目评价范围应涵盖直接占用区域以及污染物排放产生的间接生态影响区域。”本项目生态环境评价范围为项目周围边长 500m 的范围内。

1.5.7. 环境风险

(1) 评价工作等级

站场内天然气的最大在线量见下表。

表 1.5-1 危险物质数量与临界值比值计算表

危险物质名称	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质Q值
甲烷	0.2	10	0.02
Q值			0.02

注：甲烷最大存在量按照在线量+2min 输气量

注：临界量数据来源为《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 B：重点关注的危险物质及临界量。

综上所述，本项目 $Q < 1$ ，项目环境风险潜势为I，根据导则要求，项目风险评价进行简单分析即可。判断等级详见下表。

表 1.5-2 环境风险评价等级判定表

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的说明。见附录 A。

(2) 评价范围

本项目评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 A 简单分析基本内容，无评价范围确定内容，因此，本次环评不确定环境风险评价范围。

1.6. 外环境关系

1、站场外环境关系

本项目位于农村环境，项目周边分布着耕地和林地。井口 500m 范围内总共居民 XX 户。元陆 6 井 500m 范围内人居分布情况见下表。

表 1.6-1 500m 范围内人居情况

调查范围 (m)	居民 (户)	人口 (人)
0~100	/	/
100~300	/	/
300~500	/	/
合计	/	/

2、放空系统（火炬）外环境关系

为满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020) 中要求，本次将站场放散系统升级为放空系统，即检修或系统超压天然气由直接放散变成燃烧后排放，并根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)，本次环评要求拟建放空系统建于厂界西南侧厂界外 20m 处。西南侧最近的居民约位于 230m 外。

表 1.6-2 放空系统 200m 范围内人居情况

调查范围 (m)	居民 (户)	人口 (人)
0~100	0	0
100~200	0	0
合计	0	0

综上，项目外环境关系较为简单，周边敏感点以散户居民为主，项目所在地交通便利，占地不涉及自然保护区、风景名胜区、地质公园等自然保护地和饮用水水源保护区等环境敏感点。

1.7. 选址合理性分析

1.7.1. 选址的规划符合性

根据 1.2 小节分析，本项目的建设符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订）要求，符合当地规划、能源发展规划、《四川省主体功能区划》等规划要求，符合广元市“三线一单”的要求，符合《石油天然气开采业污染

防治技术政策》等相关政策要求。

1.7.2. 选址的环境敏感性

本项目外环境关系较为简单，周边敏感点以散户居民为主，项目所在地紧邻乡道，交通便利，目前本项目所在区域的水、电、通信等主要设施设备均已铺设完成。项目占地不涉及自然保护区、风景名胜区、地质公园、重点保护野生动物栖息地等自然保护地和饮用水水源保护区，项目选址周边无无明显环境制约因素。

1.7.3. 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可承载范围内，环境影响在当地环境可接受范围内。

1.7.4. 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。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，本项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

综上，本次产能建设所涉及的各项工程选址符合当地规划，不涉及环境敏感区，无明显环境限制因素，本项目建设产生的环境影响和环境风险影响在当地环境可接受范围内，选址合理。

1.8. 环境保护目标与污染物控制目标

1.8.1. 环境保护目标

(1) 环境空气保护目标

井口周边 5000m 范围内的居民。

(2) 地表水环境保护目标

元陆6井东侧的东河。

(3) 地下水环境保护目标

项目区下伏含水层，周边分散式地下水取水井。

(4) 声环境保护目标

本项目占地周边 200m 范围内的居民。

(5) 土壤环境保护目标

本项目占地周边 200m 范围内的耕地、林地及居民区。

(6) 生态环境保护目标

本项目占地不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物古迹等生态环境敏感区。本项目主要生态保护目标为占地范围外 500m 范围内的农田生态系统为主。

(7) 环境风险敏感目标

本项目周边散居农户以及附近的镇区、学校、医院等人口相对密集的场所等社会关注点列为环境风险敏感目标。

表 1.8-1 环境保护目标统计表

目标要素	保护目标	位置及距离		规模/水体功能
		方位	距离 (m)	
大气保护目标	散居农户	四周	0~500	/
噪声	散居农户	四周	105~200	/
地表水	东河	东南侧	780	农用、泄洪、灌溉
地下水	项目区域下伏碎屑岩裂隙含水层和周边居民分散式取水井			分散式地下水水源
土壤环境	耕地、林地、居民地	-	0~200m	/
环境风险 (大气)	散居农户	四周	0~500	/
环境风险 (地表水)	与地表水环境保护目标相同			
环境风险 (地下水)	与地下水环境保护目标相同			

2. 项目概况

2.1. 项目基本情况

项目名称：元陆6井地面建设工程项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂

建设性质：新建

建设地点：元陆6井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社

行业类别：陆地天然气开采 B0721

占地面积：本项目总占地面积 5390m²，其中采气工程位于元陆6井钻井井场内，不新增占地。

建设内容：新建元陆6试采井站1座，元陆6井口天然气经加热、节流、分离、计量后，就近接入CNG站或通过管线输送至用户，设计开发配产天然气1.5×10⁴m³/d，站内划分为工艺流程区和辅助生活区；工艺流程区包括：水套炉1套，分离器1套，污水罐1座，放空立管1座，消防砂池及消防器材存放柜等。辅助生活区包括设施如下：工具间1座，机柜间1座，撬装活动房1座，移动式厕所1座，化粪池1座。

采气规模：设计开发配产天然气1.5×10⁴m³/d，天然气不含硫化氢。

工程投资：项目总投资600万元，全部由建设单位自筹。其中环保投资30万元，占总投资的5.0%。

2.2. 项目工程概况

2.2.1. 项目组成

本项目项目组成详见下表。

表 2.2-1 本项目地面采气工程项目组成表

名称	建设内容	规模	可能产生的环境影响	
			施工期	运营期
主体	场站	新建元陆6试采井站1座，元陆6	施工废	废水、

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

工程		井口天然气经加热、节流、分离、计量后，就近接入CNG站或通过管线输送至用户，设计开发配产天然气1.5×104m ³ /d，站内划分为工艺流程区和辅助生活区；工艺流程区包括：水套炉1套，分离器1套，污水罐1座，放空立管1座，消防砂池及消防器材存放柜等。辅助生活区包括设施如下：工具间1座，机柜间1座，撬装活动房1座，移动式厕所1座，化粪池1座	水、废气、固废以及施工噪声	废气、噪声、固废
辅助工程	通信系统	元陆6井站设视频监控系统1套，本站仪表信息采集后租用公网专线电路至区域中心		废气、噪声
	自控系统	新建RTU装置1套，设置井口数据采集系统，采集井口油压、套压、温度及电池电量参数，并将采集参数上传，分离器流量检测		
	供配电系统	电源由国家电网提供，由进站附近电源接入点接入，井场内设置配电室		
	给水系统	本井站初期为有人值守站场，后期为无人值守、片区巡检，用水从周边居民点接自来水，饮用水采用桶装水，统一配送，储存于站内高架水罐中		
	排水系统	雨水采用散排站外；分离出的地层水暂储存于污水罐内，定期拉运至元坝29气田水处理站或大坪污水处理站处理后回注；生活污水排至化粪池，由化粪池收集进行预处理后用作周边农田施肥		
	消防设施	在站内配置一定数量的消防器材及消防砂池。消防器材放置在取用比较方便的消防柜内，消防砂池随时填满消防用砂。		
	安全防腐	工程新建的设备、管线、钢结构平台的防腐。以下涂层厚度均指干膜厚度；不保温管道外防腐涂料面漆颜色按各有关专业的要求执行，未做要求的，按《石油天然气工程管道和设备涂色规范》(SY/T 0043-2020)的规定执行		
公用工程	新建站场铁丝网围墙、站场围墙大门、放空区小门、站场紧急逃生门		—	
	站内道路：新建站内人行道，花砖结构，井口区及围墙周边区域采用级配碎石铺砌，站场沿围墙四周新建排水沟		—	
	进场道路：直接利用现有乡道及原钻井工程进场道路，本次不涉及新建道路、不涉及道路修缮		—	
办公及生活设施	新建撬装活动房1座，10m×3m，轻钢结构，包括宿舍及值班室、厨房、洗手间，供前期值守人员使用，后期无人值守则保留做仓库等使用，不拆除		—	
储运工程	污水罐	30m ³ 钢制污水罐1套，用以暂存气田水。	环境风险	
	高架水箱	站内设置高架储水罐一座、容积约4m ³ ，用于储存生活用水。	—	
环保工程	废气处理设施	水套炉加热炉燃烧烟气通过自带排气筒排放	—	

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

		设备检修或系统超压时排放少量天然气通过新建的放空管散排，放空管高度15m。		—
废水处理设施		生活污水经化粪池（容积5m ³ ）处理后用于农肥		环境风险
		初期雨水经站外设置的排水沟散排至附近边沟		
		新建30m ³ 钢制污水罐一座，气田水暂存于污水罐中，定期拉运至元坝29气田水处理站或大坪污水处理站处理后回注或资源化回用		环境风险
噪声处理设施		采用低噪设备，基础减振，消音，距离消音		—
固废处理设施		生活垃圾经收集后由环卫部门统一清运		—
		检修废渣主要成分为铁屑，为一般工业固废，集中收集后由环卫部门统一清运；预处理池污泥值守期结束后进行清掏，清掏后交由当地环卫部门填埋处理		—
生态保护措施		试采结束后若元陆6井产气性较好，则转开发井，纳入区块环评，若气质储量匮乏，则同时将元陆6井用水泥封固，进行设备设施搬迁工作并恢复土地原貌		—
地下水及土壤保护措施		分区进行防渗处理，重点防渗区（井口、污水罐区、工艺装置区等）满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行；一般防渗区（化粪池、放空区）满足等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行；简单防渗区一般地面硬化即可		—
环境风险防控措施		井站内禁止明火，配备相应数量的干粉灭火器、消防水罐、消防砂等		—
		新建放空立管1套，位于井站外部西南侧，占地面积约25m ² ，用于工艺装置区超压或检修时天然气放散，采用DN100管材，设计压力1.6Mpa，排放高度15m。		噪声
依托工程		依托元陆6井钻井工程井场，钻井完成后新建元陆6井站场		—
		依托元坝29气田水处理站及大坪污水处理站对气田水进行处理		
		依托元陆6井钻井工程修建的进场道路		—

2.2.2. 天然气组分

根据根据钻井工程计算的深部天然气储量，本项目天然气设计产量5×10⁴m³/d，同时根据建设单位钻井资料及提供的证明材料，本项目天然气不含硫。采出天然气经加热、节流、分离计量后，通过地方燃气公司集输管网外输，其天然气组分见下表，详见附件。

表 2.2-2 天然气组分表

组分	含量 (mol%)	组分	含量 (mol%)
H ₂	0.003	C ₃ H ₈	0.141
He	0.015	iC ₄ H ₁₀	0.020
N ₂	0.381	nC ₄ H ₁₀	0.017
CO ₂	0.929	iC ₅ H ₁₂	0.004
H ₂ S	<0.001	nC ₅ H ₁₂	0.002
CH ₄	97.161	nC ₆ H ₁₄	0.001
C ₂ H ₆	1.326	Ar/O ₂	<0.001
H ₂ S (g/m ³)	<0.001		
相对密度	0.5738		
真实密度 (Kg/m ³)	0.6911		
高位发热量 (MJ/m ³)	37.11		
沃泊指数 (MJ/m ³)	48.99		

2.3. 主要设备和原辅料

本项目采气站场地面设施设备详见下表。

表 2.3-1 本项目采气工程设施设备

设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
采气树	/	套	1	/
采气树	/	套	1	/
水套加热炉撬装	/	套	1	/
分离器撬装	/	套	1	/
污水罐	30m ³	个	1	/
阀区	计量和调压系统	套	1	/
放空系统	DN50, 10m	套	1	新建
消防器材	/	套	1	/
站内管线	DN80	套	1	/

表 2.3-2 采气工程主要原辅材料一览表

项目	内容	用途	用量	来源	备注
原辅材料	钢材	板房、站内管 线	2.0t	外购	—
	管线	设备管线	200m	外购	
	焊接材料	管道焊接	1.1t	外购	—
	警示标牌	警示	5 个	外购	—
	水泥	基础土建	2.0t	外购	
能源	水	生活用水等	161.33m ³ /a	拉运储存水	—

				罐	
	电	各种设备	3 万 kW·h	电网	—
	气	燃料气（冬季水套炉使用）	100m ³ /d（仅冬季3个月）	站内自用	—

2.4. 采气站地面工程

本项目在元陆6井钻井井场内新建元陆6井地面采气工程，在厂界西南侧外20m处新建放空系统，项目占地面积共约5390m²，不新增占地。主要设备包括新建1套采气树、1套水套加热炉撬装、1套分离器撬装、1套计量和调压系统、1套放散系统、1个污水罐及办公生活区。

2.5. 平面布置合理性分析

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中“生产规模小于50×10⁴m³/d的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模小于200×10⁴m³/d的天然气脱硫站、脱水站及生产规模小于或等于50×10⁴m³/d的天然气压气站、注气站为五级站场”，本项目元陆6井设计生产规模为1.5×10⁴m³/d，属于五级站场。

1、区域布置

项目井口区域居民分布满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）表4.0.4中五级站场与100人以下的散居房屋相距30m的要求。

为满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）中要求，本次将站场放散系统升级为放空系统，即检修或系统超压天然气由直接放散变成燃烧后排放。

根据GB50183-2004“4.0.8 火炬和放空管宜位于石油天然气站场生产区最小频率风向的上风侧，且宜布置在站场外地势较高处。放空管放空量等于或小于1.2×10⁴m³/h时，不应小于10m”的要求。本项目采气站放空管放空量最大约为972m³/h，因此，本次环评要求拟建放空系统建于厂界西南侧外20m处，满足GB50183-2004中相关要求。

2、站场总平面布置

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的有关规定，开采期井场内设备及建筑主要为：水套炉、分离器、污水罐、值班室。根据项目工程

设计方案及采气工程平面布设，项目各站场建设中主要区域位置关键见下表。

表 2-1 站场建设中重要区域位置关系表

项目区域	设备名称	最近距离 (m)	GB50183-2004 要求距离 (m)
元陆 6 井口	值班房	/	≥9
	水套炉	/	≥9

综上，项目采气工程平面布置合理性分析如下：

(1) **井口位置合理性分析：**由上表可知，项目建设均满足《石油天然气工程设计防火规范（GB50183-2004）》第 5.2.3 条中井口距水套炉距离大于 9m，距值班室距离大于 9m 的规定。

(2) **水套加热炉布局合理性分析：**由上表可知，项目能满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中的规定的井口距水套炉距离大于 9m 的规定。

(3) **放空区（火炬）布局合理性分析：**项目放空区布置在厂区西南侧厂界外 20m 处，位于站场工艺区侧风向，与《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 4.0.8 条规定不冲突。放空区最近居民位于 200m 外，且不位于附近居民上风向，从最大程度减少放空噪声及废气对周边居民的影响。选址布局环境可行。

井站与公路相连接，便于原辅材料等物质的输送；放空区；站内设置主大门、紧急出口门，方便紧急情况下人员及时撤离现场，并在主大门、紧急出口门出设置风向标。项目前期为有人值守，后期为无人值守，已将生产、生活区分开，同时兼顾“流程顺畅、紧凑布置”的原则，降低了能耗与减少了投资，有效地减少了装置建设用建设和投资。因此，从环境保护角度，站场平面布局合理。

2.6. 辅助及公用工程

(1) 给水工程

本井站为初期有人值守站场，后期为无人值守、片区巡检；项目用水从周边居民点接自来水，饮用水采用桶装水，统一配送，输送方式为桶装后车辆拉运，站内新建高架储水罐一座，用于储存水源。

(2) 排水工程

采用清污分流方式处理：

- 1) 地表雨水根据场地坡度，就地散排出站外。
- 2) 站内生活污水经化粪池处理后用于农肥，不外排。
- 3) 气田水和检修废水经污水罐收集后罐车拉运至元坝 29 污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注。

(3) 供配电

本项目电源由当地电网供给。

(4) 通讯系统

站场内配置有座机、手机等通讯设备，还设置有视频监控系统，视频监控中心设在采气二厂科研基地内。

(5) 自控系统

站场内井口设置有液压控制系统，当发生紧急事故时自动关闭井口，出站管线设置截断阀，发生事故时紧急切断气源，降低环境风险。

(4) 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，站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。

(5) 放空系统

放空系统作为正常放空或事故放空时的设施，对放空的天然气，通过自动点火(或人工点火)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。本项目各采气站场设置放空系统1套，检修、事故放空天然气经放空系统点燃后排放。

(6) 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。

2.7. 工程占地

本项目总占地面积为 5390m²，其中采气工程位于元陆 6 井钻井井场内，不新增占地，占地类型为旱地。根据项目区域土地利用根据区域永久基本农田分布图，项目占地不涉及占用永久基本农田。

2.8. 劳动定员及工作制度

本井站为初期有人值守站场，后期为无人值守、片区巡检。

2.9. 钻井工程回顾

根据现场调查，元陆 6 井钻井工程目前已结束，原钻井工程四周均设置了围挡，外围临时占地已基本复垦，未发现环境污染及水土流失等问题，井场工程内设备已搬离，钻井期间各项环保设施及环保措施均已落实到位，同时根据现场附近居民描述可知，元陆 6 井钻井工程开钻至今未发生相关环保投诉；也未与周边居民产生各类纠纷。

3. 工程分析

根据天然气开采的工程特点,本项目的环境影响因素可分为建设期、运营期,建设期主要工程活动是采气站设备建设和管道铺设(站内管道),运营期主要工程活动为天然气的开采及气水分离。

3.1. 施工期工程分析

项目施工期首先进行场地平整,平整完毕后进行设备设施安装以及相关辅助设施的建设,包括分离器、水套加热炉、截流阀、工艺管线等设备安装;通信、自控、供配电、给排水及消防系统的建设,安全防腐作业,活动板房的安装等,最后进行场地清理,再验收合格后投入营运,项目施工期的主要工艺流程如下:

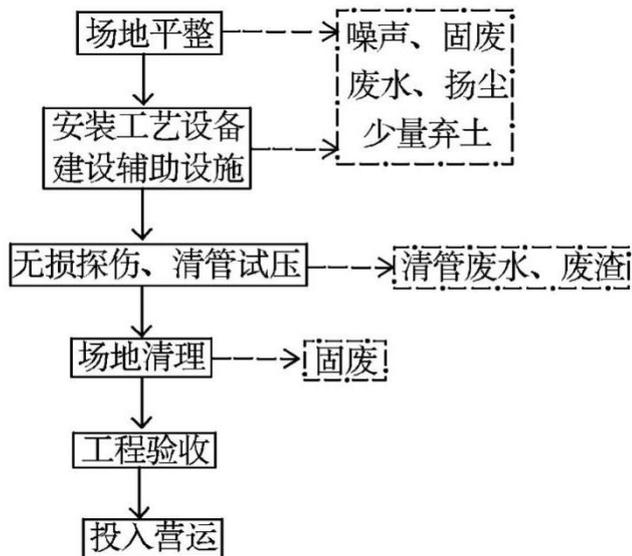


图 3.1-1 项目施工期工艺流程及产污节点图

本工程施工期工期约 3 个月,施工期间产生的污染物主要为施工废水、施工废气、施工噪声及施工固体废物。其中施工期的废水主要来源于冲洗场地和设备的施工废水、施工人员的生活污水及少量清管废水。施工废水拟通过设置的临时沉淀池处理后,上清液回收利用不外排;生活污水拟经化粪池处理后用作农肥;清管废水经沉淀就近排入沟渠,对周围地表水环境影响较小。

施工中的废气来源于新设备、设施的建设安装,场地平整及清理产生的扬尘;挖填土石方产生的扬尘;大型车辆来往,装载材料产生的扬尘;运输车辆和电焊、

防腐涂层等产生的废气等。施工扬尘拟通过覆盖、定期洒水等措施防止扬尘污染；燃油废气拟选用先进的施工机械，减少油耗和燃油废气污染；同时项目所在地场地开阔，通风较好，施工期较短，施工废气对区域环境空气影响轻微。

在施工期建设单位拟监督施工单位严格按照作业时段及其内容进行施工。施工建设过程中严格控制施工时间，在白天 12:00~14:00、夜间 22:0~次日 6:00 之间未施工，施工期间的场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准的要求，将施工噪声的影响控制在施工要求范围内。施工中的噪声来源于：施工机械噪声、施工运输车辆噪声及设备安装动力噪声。施工中的固体废物来源于开挖产生的多余土石方；施工废料（废水泥袋、废砖块、废焊条、焊接废渣、废防腐材料、废混凝土、废金属等）；施工人员产生的生活垃圾；清管过程中产生的废渣等。其中废弃土方拟用于周围沟坑回填；生活垃圾拟分类收集后交由当地环卫部门统一处置；施工废料部分可回收利用，剩余废料已依托当地环卫部门有偿清运；试压前清管和管道强度试验所产生的少量铁锈、机械杂质属于一般固体废物，经环卫部门统一收集后，拟送指定填埋场填埋。

同时，施工期间对施工区域和生态景观将造成短期的破坏，如站场建设材料及其设备堆放中的临时占地。本项目施工建设活动对周围环境影响范围和程度有限，随着施工期结束，该类影响将随之结束。项目周围没有稀有物种，不会对原有生态环境造成影响。

3.2. 营运期工艺流程

在地面工程建设完成，以及完善管网并通过集输环境影响评价后，即进入天然气试采期。根据本构造气质组成，以及目前该构造采用的天然气开采工艺看，能满足天然气开采的要求。本项目运营期即主要配置水套炉、分离器、污水罐等设备进行天然气开采，开采的主要工艺流程为：气层所产天然气经过井口节流降压后，进入水套加热炉，加热后转入分离器，在分离器内天然气与气田水比重的不同进行重力分离，分离后的气田水转至污水罐，天然气外输，具体工艺流程简述如下：

（1）工艺流程简述

本项目井口最高关井压力为 60MPa，井口流压为 38.5~42MPa，温度为 24°C；本站设有三级节流调压：

一级节流调压：井产天然气经采气树上的节流阀节流调压至 30MPa，温度为 30°C（将产生噪声 N1）；

二级节流调压：采气树出口设节流管汇台 1 座，管汇台出口设二级节流，经管汇台可调式节流阀节流至 25MP，温度 26°（将产生噪声 N2）；

三级节流调压：二级节流后设有 1 套 60kW 水套炉撬块，撬内进行两次加热、节流，其中水套炉一级加热后压力为 25MPa，温度 45°C；一级节流后压力为 10MPa，温度 20.9°C。水套炉二级加热后压力为 10MPa，温度 45°C；二级节流后压力为 0.4MPa，温度 12°C；水套炉加热（水套炉仅冬天使用 3 个月）节流后最终压力降至 0.4MPa，温度 12°C（将产生水套炉燃烧废气 G1 及噪声 N3）；

气水分离：经三次节流调压后的天然气进入下游 DN600 撬装生产分离器中，在分离器内天然气与气田水比重的不同进行重力自然分离（将产生气田水 W1）；

计量外输：因本项目天然气不含硫化氢及凝析油，因此，分离后的天然气则计量后外输至站外集输工程，部分经低压阀调压后管输至水套炉，供水套炉加热使用；分离后的气田水转至污水罐，定期拉运至元坝 29 气田水处理站或大坪污水处理站处理后回注或资源化回用。

项目运营期工艺流程及产污环节示意图见下图。

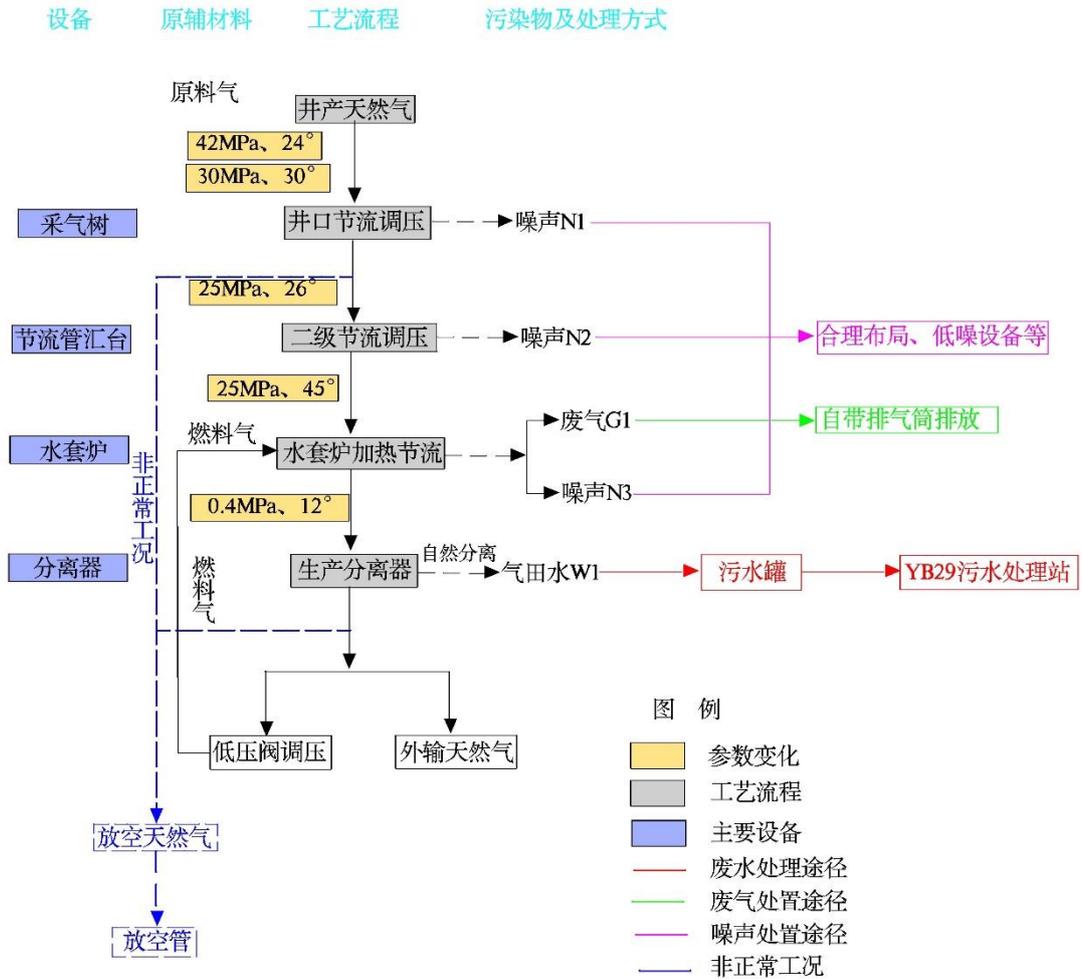


图 2-6 本项目运营期工艺流程及产污位置图

3.3. 运营期污染源源强核算

3.3.1. 废气

(1) 正常工况

项目营运过程中废气包括水套炉加热炉燃气烟气（G1、正常工况），其中水套炉是在气温降低的冬季（11月至次年2月）运行，其余时间不运行。

元陆 6 井在正常生产时排放的废气为加热炉烟气，加热炉燃料为井站自采气，经节流调压分离后管输至水套炉使用，为净化燃料气，因本项目天然气中不含硫化氢，天然气燃烧后产生的废气中主要为 NO_x、颗粒物。

根据设计资料，本工程水套炉仅在冬天温度较低时才使用天然气，用以水套炉加热使用，根据设计资料，本项目冬天天然气用气量为 100m³/d，用气时间按

4个月计，每个月按30天计，则项目天然气用量为 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

①基准烟气量核算

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ991-2018)对燃气锅炉干烟气量核算，核算过程如下：

基准烟气量： $V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343$ ；

Q_{net} 为气体燃烧低位发热量 (MJ/m^3)，根据资料， Q_{net} 为 $35.64\text{MJ}/\text{Nm}^3$ ；

$V_{gy}=0.285 \times 35.64 + 0.343 = 10.5\text{m}^3/\text{Nm}^3$ ；

则本工程天然气燃烧烟气排放量约为： $10.5 \times 1.2 \times 10^4 \text{m}^3 = 12.6 \times 10^4 \text{m}^3$
($43.75\text{m}^3/\text{h}$)；

②污染物产生情况

根据《第二次全国污染源普查工业污染产排污系数手册》中，燃烧 1000m^3 天然气烟气中产生 NO_x : 1.92kg 、颗粒物: 0.14kg ，则燃烧产生的污染物见下表。

表 3.3-1 天然气燃烧大气污染物产生及排放一览表

污染源	用气量 (m^3)	废气量 (m^3)	NO_x			颗粒物		
			浓度 mg/m^3	速率 kg/h	排放量 t/a	浓度 mg/m^3	速率 kg/h	排放量 t/a
热水炉、加热炉	1.2×10^4	12.6×10^4	192	0.084	0.242	14	0.006	0.0176
《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)			200 mg/m^3			20 mg/m^3		

③拟采取治理措施措施

本项目天然气中不含硫化氢，同时水套炉仅在冬天使用，天然气整体用量较少，产生的污染物也很少，水套炉加热烟气燃烧后直接经自带排气筒排放。

(2) 非正常工况

本工程投入运行后，平均每年检修 1~2 次，检修工作主要对站内设备及管道检修，为保证检修过程的安全，需排空设备及管道内的残留天然气，因管道内的残留天然气为原料气，天然气中不含有硫化氢，为保障其能燃烧后外排，项目利用放散系统设置的放散管对检修过程中的天然气进行放空，类比根据建设单位其他井站检修放空气量统计，井站每次检修放空量约 30m^3 ，平均每年检修按照 2 次计，则放空废气产生量为 $60\text{m}^3/\text{a}$ ，其成分主要为天然气。

由于元陆 6 井站内天然气在线量较少，放散量小，且天然气中不含硫化氢，

放散过程直接高空排放，具体排入情况如下表。

表 3.3-2 非正常工况下大气污染物排放情况

放散单元	天然气中非甲烷总体排放量 (m ³)	排放高度 (m)	排放时间	排放频次	排放位置
元陆6井站	60	15	10min	1~2次/年	元陆6井站放空立管

3.3.2. 废水

本项目运营期废水主要有气田水和生活污水。

(1) 气田水

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，经水套炉加热后，进入分离器进行自然分离，分离过程中会产生气田水，气田水先通过工艺管线直接重力下流至井场的污水罐中；根据设计资料，本工程日产水量约 5m³/d，站内设 30m³ 污水罐 1 座，用于生产污水的临时储存，污水定期拉运至元坝 29 气田水处理站或大坪污水处理站处理后回注或资源化回用，拉运周期为 3 天。

(2) 生活污水

本项目后期为无人值守站，前期投产初期临时有人值守，值守人员共 2 人，1 人 1 班进行值守，每月进行一次调休，用水量按 200L/d·人计算（约值守 6 个月），排水量按 80% 计算，则生活污水产生量为 28.8t，生活废水经化粪池收集后用作农肥，不排入地表水体。根据原国家环境保护总局职业资格培训管理办公室编制的《社会区域类环境影响评价》培训教材中推荐的办公生活污水水质参数，生活污水中 COD_{Cr}、SS、氨、BOD₅ 的产生浓度分别为 400mg/L、250mg/L、25mg/L、250mg/L。

通过上述治理措施，项目运营期对地表水环境影响较小。

3.3.3. 噪声

本项目站场内输气管道全线在正常生产过程中不会产生噪声污染，井站运行噪声来源于节流阀、分离器、水套炉等设备。设备噪声的声级受输气量、运行压力等因素影响，噪声源强约 70~75dB(A)；此外天然气放空时，因气流高速喷出，有较强的噪声污染，尤其是事故放空时，源强可达 90dB (A)，将会对站场周围

的环境造成较大的瞬时影响，但由于其持续时间较短，次数少，对环境不会造成长期影响。

平台井站主要噪声源及其声级见下表。

表 3.3-3 工业企业噪声源调查清单

号	声源名称	型号	空间相对位置			声源 源强 /dB (A)	声源 控制措施	治 理 后 源 强 /dB B(A)	运 行 时 段
			X	Y	Z				
	节流阀	70MPa	24.63	12.8	1	75	选用低噪声设备， 围墙隔声，距离 衰减	65	昼 夜 间 (持续 时间： 24h)
	分离计 量器	9.8MPa DN600	24.63	4.15	1	75		65	
	水套炉	60Mpa、 250kw、 HJ250- Q/60-Q 型	25.71	8.56	1	70		60	冬 季 昼 夜 间 (冬 季 每 日 持 续 运 行 ： 24h)
	放空立 管	DN100, 1.6MPa H=15m	34.25	37.15	1.2	90		75	事 故 、 检 修 时 (单 次 持 续 时 间 约 1h)

3.3.4. 固体废物

拟建项目试采期间产生的固废主要是站场产生的检修废渣以及生活垃圾，具体产生情况如下。

(1) 生活垃圾

本项目井站前期值守人员共 2 人，后期为无人值守，片区巡检；其中前期值守期间为 1 人一班进行值守，每个月进行一次换班调休，值守时间约 6 个月。生活垃圾按 0.5kg/人·d 考虑，则本项目生活垃圾总产生量为 0.09t/a，生活垃圾收集后交由当地环卫部门处理。

(2) 检修废渣

本项目井站各设备正常情况下 24 小时连续运行，需要定期对设备进行维护

管理，根据实际情况不定期进行检修，将产生少量的检修废渣。经类比调查，站场每年检修约2次，每次检修产生的废渣约2kg，则井站废渣产生量为4kg/a。检修废渣主要成分为一般铁屑，属于一般固废，集中收集后交由当地环卫部门处理。

4. 环境现状调查与评价

4.1. 自然环境现状调查与评价

4.1.1. 地理位置

苍溪县地处四川盆地北缘、大巴山南麓之低、中山丘陵地带，介于东经 $105^{\circ}43'$ — $106^{\circ}28'$ 与北纬 $31^{\circ}37'$ — $32^{\circ}10'$ 之间，幅员2346.46平方公里，辖39个乡镇、718村、87个居委会。18500万年前之中生代三叠纪时，今苍溪县境和四川盆地的其它地区一样，还被沟通大西洋和太平洋之古地中海的海水所淹没。三叠纪后期，海水向西南退去。自侏罗纪起，秦岭地槽完全升起形成米仓山、大巴山等高山由北向南倾斜，从这时起，县境再也没有受海水侵没，成为内陆湖盆北缘一隅。白垩纪以后，四川盆地边缘发生褶皱，盆地随着上升，加之长江向源切割，盆地中的沉积作用停止。苍溪这块山脉绵亘，沟谷交错，丘陵起伏之地理环境由此形成。

元陆6井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，地理位置详见附图1。

4.1.2. 地形、地质、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。北部横亘着千米以上的黑猫梁、九龙山、五凤山、龙亭山和龙干山、山岭程北、北东孤型走向，最高处九龙山主峰1377.5米，回水、石门歧坪累赘一线以南为低山深丘区，山丘多呈现桌状及台阶状，沿江可见冲击阶地，最低处八庙见、涧溪口海拔353米。境内江河纵横，切割剧烈，地形破碎，岭陡谷深，平坝、台地、丘陵、低山、低中山及山塬地貌皆有，其中以低山为主，面积为1685.5平方公里，占有幅员面积72.68%；零星分布在江河沿岸一、二级阶平坝共70.8平方公里，仅占幅员面积3%。

4.1.3. 气候与气象

苍溪县属亚热带湿润季风气候区，热量丰富，雨水充沛，无霜期长，气候温和，四季分明，有“高山寒未尽，谷底春意浓”的气候特征。多年平均气温 16.9°C ，

一月平均气温 6°C，七月平均气温 27°C，极端最低气温-4.6°C，最高气温 39.3°C，昼夜温差 3~7°C，全年无霜期 288 天，多年平均降雨量 1100mm 以上。主要有旱、涝、雹等灾害性气候，以旱灾主。县境日照充足，累年平均日照时数为 1490.9 小时，最多 1822.3 小时（1978 年），最少于 1154.2 小时（1989 年）。月日照 8 月最多，达 209.3 小时。2 仅累年平均太阳总辐每平方厘米 87.8 千卡，月辐射 8 月最大，每平方厘米 12.3 千卡，12 月最小，最平方厘米 3.0 千卡。日平均气温大于或等于 10°C 的总辐射，年平均每平方厘米 73.0 千卡，生理辐射，年平均每平方厘米 32.8 千卡。该县累年降雨量，北部山区均在 1100-1300mm 之间，东部低山，累年大于或等 0.1mm 的降雨日数，年平均 131.5 天。由于降雨量时空分布不均匀，季候雨多集中在夏季，大部分区域平均降雨量在 400—600 之间，战友全年总降雨量 46~50%；秋季次之，为 280-350mm，春季为 213.5mm 左右；冬季最少，平均降雨量 35.4mm，仅战友全年总降雨量的 3%。全年各月降雨分配不均，最多是 7 月，为 214.3mm；最少是 12 月，9.8mm。50.0mm 以上暴雨多出现在 4-10 为月份，100.0mm 以上大暴雨多出现在 5-9 月。风向，多静风，多年平均频率 34%；其次为西北偏北风，多年平均频率 15.7%。累年均风速 2.0 米/秒，月平均最大风速出现在 4 月、5 月，分别为 2.4 米/秒和 2.3 米/秒，1 月较小，为 1.6 米/秒。

4.1.4. 水资源

苍溪县境处大巴山暴雨影响区，多年平均降雨量 26.5 亿立方米多年平均地表径流量 10.33 亿立方米，年均径流量 437 毫米。境内水系流域面积达 2313.40 平方公里，江河过境水流总量 228.9 亿立方米。

苍溪县境内嘉陵江、东河迂回曲折纵贯南北，为境内两大主要河流，插江、深沟河等 12 条较大支流“九曲回肠”结成河网；红花溪、青盐沟等 180 多条涓涓细流成树枝状分布全县，这些溪河九曲回肠，呈羽状遍布全境，全长 650 公里。均属嘉陵江水系。

苍溪县境地下水较丰富。径流模数为 0.5 升/秒平方公里，储量 0.37--0.65 亿平方米/年，自然山泉分布颇广。

嘉陵江：古称西汉水，发源于秦岭南麓和岷山北。干流在凤凰山下入阆中市

境，过石子、垭口、沙溪、天鞍诸乡，环绕县城三面而下，经白塔、文成、五马、河溪、七里、双龙、石龙、彭城、洪山、朱镇 15 个乡，在猫儿井入南部县境。流经阆中全长 59.45km，其中与苍溪、南部共有河道长 18.1km。流经市境一段，古称阆水。河床大多在第四系全新统近代洪积层上，河道开阔，弯曲。两岸有面积较大的一级阶地 14 块，总面积 29.4km²。行洪河宽在 240m~600m 之间，水深在 3~15m 之间，大部分为砂卵石河床，易冲淤变化。两岸有较大的河滩边坝 20 个，河滩面积 17.7km²。常受洪水威胁的边坝一级阶地 8.65km²，河心洲坝两个，3.7km²。沿途右岩有白溪濠在天鞍乡龙王滩汇入，左岸有东河在文成乡五郎村龙王寺汇入，构溪河在河溪镇汇入。本河段平均比降为千分之四点九，保宁镇华光楼断面年平均流量为 650 立方米/秒，年平均最大流量为 1.1 万立方米/秒，最小流量为 130 立方米/秒。1981 年 7 月 14 日，洪水水位 360.69m（黄海基准），洪枯差 13.3m；洪峰流量达 2.37 万立方米/秒。华光楼断面年均输沙量 7.5 万 t，年侵蚀摸数为 1200t/km²。金银台水文站实测平均年径流量达 240 亿立方米，年平均流量为 762 立方米/秒。1903 年 7 月 28 日洪峰流量达 2.72 万立方米/秒，1981 年 7 月 14 日洪峰流量达 3.1 万立方米/秒，最大流速每秒 6m 以上。1980 年 2 月 1 日实测最枯流量 88 立方米/秒，枯水量断面最小平均流速在每秒 0.1m 以下。市境内嘉陵江主要支流有东河、构溪河和白溪河。嘉陵江主要水体功能为行洪、灌溉及饮用水水源等。

东河：阆中市内汇入嘉陵江的最大支流，发源于南江大巴山南麓，自东北向西南至袁家岩入阆中县境，过清泉、博树、井溪、东兴、文成五乡，在文成乡五郎村注入嘉陵江，全长 290 公里，流域面积 5353 平方公里。平均比降约 1.4‰，流经阆中段全长 34.5 公里，其中与苍溪共有河道长 9 公里。河床大部份在第四系全新统近代洪积层上，呈“U”形河谷，河曲发育。沿岸有赵家坝、东岳坝、白沙坝等较大的第四系冲积阶地分布，河宽在 80~250 米之间。

4.1.5. 动植物资源

动物：境内动物区系主要由亚热带及温带森林农田动物群所组成。无脊椎动物主要有蚯蚓、田螺、河蚌、蚂蚁、蟋蟀等。脊椎动物中鱼类有 7 目，16 科，115 种。江河、池塘及沟渠水域中自然鱼种主要有鲤鱼、长吻鲃、鲢鱼、鳊鱼、鲫鱼、

白甲鱼等。常见鸟类 24 科，52 种；哺乳动物有 13 科，21 种。珍稀动物有金钱豹、水獭、大鲵；大灵猫和小灵猫在低、中山杂木灌丛亦有少量。爬行动物中有北草蜥、壁虎、乌龟、鳖、黑眉锦蛇、乌梢蛇、翠青蛇和锈链游蛇。两栖动物中有大鲵、蟾蜍等，但以黑斑蛙、沼蛙和泽蛙等稻田蛙类为多。

植物：县境地带性植被属亚热带落叶阔叶、常绿阔叶、针叶混交林区。植物群落有乔木、灌木、草本及地被物层。

经调查，项目评价区域无需特殊保护的珍稀濒危动植物和古树。项目周围无国家重点保护的珍稀、濒危野生动、植物。

4.2. 生态环境现状调查与评价

4.2.1. 生态功能区划

根据《四川省主体功能区规划》，本规划将我省国土空间按开发方式分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域。重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模高强度工业化城镇化开发为基准划分的。

重点开发区域是有一定经济基础、资源环境承载能力较强、发展潜力较大、集聚人口和经济的条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区。限制开发区域分为两类：一类是农产品主产区，即耕地较多、农业发展条件较好，尽管也适宜工业化城镇化开发，但从保障国家农产品安全以及中华民族永续发展的需要出发，必须把增强农业综合生产能力作为发展的首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区；一类是重点生态功能区，即生态系统脆弱或生态功能重要，资源环境承载能力较低，不具备大规模高强度工业化城镇化开发的条件，必须把增强生态产品生产能力作为首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区。

禁止开发区域是依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区。国家层面禁止开发区域，包括国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家森林公园、国家地质公园、国家级风景名胜区、国家重要湿地和国家湿地公园等。省级层面的禁止开发区域，包括省级及以下各级各类自然文化资源保护区域、重要水源地以及其他省级人民政府根据需要确定的禁止开发区域。

本项目位于四川省广元市苍溪县唤马镇红金村一社，该区域属于《四川省主体功能区规划》划定的国家层面的限制开发区（农产品主产区），但项目所在的广元市属于国家层面的重点开发城镇，其确定的功能定位为：区域性中心城市产业辐射和转移的重要承接区，农产品、劳动力等生产要素的主要供给区，农产品深加工基地，周边农业和生态人口转移的集聚区，使其成为集聚、带动、辐射乡村腹地的经济社会发展中心。发展方向：在保障农产品供给和保护生态环境的前提下，适度推进工业化城镇化开发，点状开发优势矿产、水能资源，促进资源加工转化，推进清洁能源、生态农业、生态旅游、优势矿产等优势特色产业发展，促进产业和人口适度集中集约布局，加强县城和重点镇公共服务设施建设，完善公共服务和居住功能。

本项目属于天然气试采工程，能够促进区域矿产资源的勘探开发，同时本项目仅临时占用部分土地，且土地类型为采矿用地，不涉及耕地及基本农田，不会对区域农产品保障带来显著影响，因此，项目建设符合《四川省主体功能区规划》。

4.2.2. 土壤

项目所涉及区域基质以石灰岩和砂岩为主，土壤类型有紫色土冲积土，山地黄壤及少量黄棕壤。低山下部及河谷浅丘平坝区分布着紫色土，冲积土，低山中上部为山地黄壤和黄棕壤。质地以中壤和砂壤为主，偶而有少量的重壤和轻壤土，土壤化学性质呈酸性或微酸性反应，pH值一般在5.0~6.0左右。土层厚度一般多在40~100cm之间，表土层为5~30cm左右。

4.2.3. 植物及生物多样性

本项目评价范围内未发现各级珍稀野生保护动物、无原始植被，无风景名胜区或自然保护区等敏感区域。

4.3. 环境质量现状调查与评价

根据现场调查情况，本项目所在地远离城区、人口密集区、工业区等敏感区，区内以农业生态系统为主。

4.3.1. 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1.1. 大气污染源调查

根据现场调查，本项目所在地远离城区、人口密集区、工业区等敏感区，区内以农业生态系统为主。本次大气环境影响重点关注评价范围内无其他废气排放为主的工矿企业，区域环境空气污染程度不明显，区域环境空气具有一定的环境容量。本评价重点调查分析本项目的污染源。

4.3.1.2. 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》（HJ2.2-2018），项目所在区域达标情况判定优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的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《2022年度环境状况公报》，2022年，全年监测有效天数为365天，空气质量为优的157天，占全年的43.0%；空气质量为良的197天，占全年的54.0%；空气质量为轻度污染的11天，占全年的3.0%；空气质量为中度污染的0天；空气质量为重度污染的0天。优良率97.0%，同比2021年上升3.6%。

现状如下表所示：

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	标准指数	达标情况
SO ₂	年平均浓度质量	5.2ug/m ³	60ug/m ³	0.087	达标
NO ₂	年平均浓度质量	12.8ug/m ₃	40ug/m ³	0.320	达标
PM ₁₀	年平均浓度质量	41.8ug/m ³	70ug/m ³	0.597	达标
PM _{2.5}	年平均浓度质量	26.8ug/m ³	35ug/m ³	0.757	达标
O ₃	日最大8h平均第90百分位浓度	124ug/m ³	160ug/m ³	0.775	达标
CO	日均值第95百分位浓度	1.0mg/m ³	4.0mg/m ³	0.250	达标

按照《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）评价，SO₂、NO₂、PM₁₀、CO、O₃、PM_{2.5}浓度均达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准。

4.3.1.3. 补充监测情况

1、监测点位：根据工程建设特征，在项目所在地拟建站场场界下风向设置1个大气监测点；具体监测点位见下表。

- 2、监测指标：非甲烷总烃。
- 3、采样频率：7天采样监测，每天监测3次。
- 4、执行标准：非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 限值要求。

表 4.3-2 大气补充监测点布设情况

序号	监测点位
1#	元陆6井所在地拟建站场场界下风向

4.3.2. 地表水环境质量现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018)中有关水环境质量现状调查的规定,优先采用生态环境保护主管部门统一发布的水环境质量状况信息。本项目最近地表水为嘉陵江,根据苍溪县生态环境局发布的《苍溪县 2022 年度环境状况公报》,苍溪县内嘉陵江监测断面水质情况如下。

表 4.3-3 地表水环境质量现状

河流	断面	级别	位置	规定水功能类别	断面水质评价		河流评价	
					实测类别	水质状况	实测类别	水质状况
嘉陵江	金银渡	省控	苍溪入境	III	II	优	II	优
东河	王渡	省控	广元出境	III	I	优	I	优
长滩河	牛王菩萨	市控	苍溪出境	III	II	优	II	优
插江	杨老汉地边	市控	入河口	III	II	优	II	优
文庙河	秧田坝	市控	入河口	III	II	优	II	优
张家沟	跳登子	市控	苍溪出境	III	II	优	II	优
白桥河	李家咀	市控	入河口	III	II	优	II	优
雍河	两河电站	市控	入河口	III	II	优	II	优

由上表可知:东河监测断面(王渡断面)水质达到了地表水环境质量二类标准。

4.3.3. 地下水环境质量现状调查与评价

1、监测范围:设5个地下水水质监测点、10个地下水水位监测点,1个包气带现状调查监测点位。

2、监测指标:pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、

汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、钡离子、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。同时统计地下水埋深和监测点位标高。

3、监测频率：监测1天，采样1次。

4、执行标准：地下水质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准值。

表 4.3-4 地下水监测点位一览表

线路名称	监测点位	点位描述	监测指标	备注
元陆6井地面建设工程	1	元陆6井东侧居民井	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、钡离子、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-}	水质、水位
	2	元陆6井东北侧居民井		水位
	3	元陆6井东侧居民井		水质、水位
	4	元陆6井北侧居民井		水质、水位
	5	元陆6井西北侧居民井		水位
	6	元陆6井西北侧居民井		水位
	7	元陆6井西南侧居民井		水质、水位
	8	元陆6井西南侧居民井		水位
	9	元陆6井南侧居民井		水质、水位
	10	元陆6井东南侧居民井		水位
	11	元陆6井井场原清洁化操作平台旁		pH、高锰酸盐指数（耗氧量）、氯化物、硫酸盐、硫化物、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、钡离子

注*：包气带分层取样，按照导则要求分别进行浸溶试验（水浸），测试分析浸溶液成分。

4.3.4. 声环境质量现状调查与评价

- 1、监测点位布置：项目厂界东、南、西、北及评价范围内声环境保护目标。
- 2、监测项目：等效 A 声级，dB (A)；
- 3、监测频率：监测 2 天，昼夜各 1 次；
- 4、执行标准：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。

表 4.3-5 噪声监测情况

点号	名称
1#	厂界东侧 1m 处
2#	厂界南侧 1m 处
3#	厂界西侧 1m 处
4#	厂界北侧 1m 处
5#	厂界西北侧 140m 处居民点
6#	厂界东南侧 187m 处居民点

4.3.5. 土壤环境现状调查与评价

1、土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ 964—2018)，本次评价共布设 6 个点位，其中站场内布设 3 个柱状样点，1 个表层样点，站场外布设 2 个表层样点。表层样监测点及土壤剖面的土壤监测取样方法和分析按照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T 166-2004) 进行。

表 4.3-6 土壤现状监测布点及监测因子

监测点位编号	井口名称	取样位置	监测点位	样点类型	监测类别
1#	元陆6井	站场内	井口	柱状样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、Ph、氯化物
2#			工艺区	柱状样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、Ph、氯化物
3#			放散区	柱状样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、Ph、氯化物
4#			污水罐区	表层样	监测 45 项基本因子，石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、Ph、氯化物

5#	站 场外	井场北侧 耕地	表层样	监测 45 项基本因子，石 油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、Ph、氯化 物
6#		井场南侧 耕地	表层样	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、Ph、 氯化物

2、土壤理化特性调查

（1）调查点位

选取 2#土壤表层监测点为土壤理化特性调查代表性点位。

（2）调查项目

实验室测定 pH、含盐量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度共 7 项，并现场记录土壤颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物等信息。

3、调查频率及时间

调查一次。

5. 环境影响预测与评价

5.1. 施工期环境影响与评价

5.1.1. 生态环境影响分析

本项目在原有钻井工程用地范围内施工，地表原有植被均已破除，本次各类施工活动应严格控制在用地范围内，严禁随意占压、扰动或破坏非施工用地范围内的地表。因此，项目施工期对所在区域生态环境不会造成明显影响。

5.1.2. 大气环境影响分析

(1) 扬尘

拟建工程施工期产生扬尘的作业主要为站内管线开挖、填埋以及站场施工。由于项目工程量小，工期短，施工期产生的扬尘量较小。通过采取洒水降尘等措施后，项目施工期产生的少量扬尘不会对周边环境造成长期不利影响。

(2) 施工焊接烟尘影响分析

施工期间采用半自动焊接方式对管道进行焊接，会产生少量焊接废气，属间断性无组织排放，焊接量较少，且施工场地较开阔，扩散条件良好，因此对环境影响较小。

(3) 施工机械尾气影响分析

施工期间，运输车辆使用柴油机等设备，会产生少量的柴油燃烧废气，主要污染物为NO_x、CO等。施工机械排放燃烧烟气具有排放量小、间断性、短期性和流动性的特点，该类污染源对大气环境的影响较小。

5.1.3. 地表水环境影响分析

(1) 施工人员生活污水影响分析

项目管线施工过程中所聘人员主要为当地民众，且本项目主要为站场建设，局部排放量很小。施工期所产生的生活污水均依托钻井工程原有旱厕收集后，由周边农户拉运用作农肥。

(2) 施工废水影响分析

本项目在站场施工作业过程中会产生少量施工废水，其中含有大量泥沙，悬浮物浓度较高，并含有少量的油类。根据类比调查，这部分废水经隔油、沉淀除渣后可循环使用，不外排，对周边环境无影响。

(3) 管道清管、试压废水影响分析

由于本项目管道清管、试压时采用的介质为洁净水，产生的试压废水主要含有泥沙、机械等杂质，类比同类项目，试压废水主要污染物为 SS，不含有毒有害物质，属于清净下水，试压废水经沉淀后回用于场地洒水抑尘，不外排。

因此，项目施工期产生的废水不会对当地地表水环境造成明显不利影响。

5.1.4. 声环境影响分析

1) 噪声源

项目施工期噪声主要为施工机械噪声，施工期使用的机械有震动机、弯曲机、电焊机、起重机等机械。本项目站内管线焊接时使用电焊机及发电机，站场建设期间所涉及的产噪设备主要为发电机、电焊机及起重噪声等，这些施工均为白天作业，且噪声影响是暂时的，站场建设完成后随之消失。

同时，根据类比调查以及项目初步设计资料提供的主要设备选型等有关资料分析，设备高达 85dB (A) 以上的噪声源施工机械有：电焊机、发电机等，具体见下表。

表 5.1-1 主要施工机械噪声值 单位：dB (A)

序号	噪声源	噪声强度	序号	噪声源	噪声强度
1	电焊机 (2 台)	85	2	发电机 (1 台)	95

2) 施工期噪声影响

噪声预测公式的选用：当声源的大小与预测距离相比小得多时，可以将此声源看作点源，声源噪声值随距离衰减的计算公式如下：

$$L_2=L_1-20\lg(r_2/r_1)$$

式中： r_1 、 r_2 ——为距离声源的距离 (m)

L_1 、 L_2 ——为声源相距 r_1 、 r_2 处的噪声声级 dB (A)

预测结果及评价：通过施工场地上有多台不同类型的施工机械同时作业，它

们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同；施工噪声随距离衰减后的预测值见下表。

表 5.1-2 施工噪声随距离衰减情况 单位：dB (A)

距离 (m)	10	20	30	40	50	60	100	150	200
电焊机	65.0	59.0	55.5	53.0	51.0	49.4	45.0	41.5	39.0
发电机	75.0	69.0	65.5	63.0	61.0	59.4	55.0	51.5	49.0

从计算结果可以看出：主要机械昼间在 20m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》中的 70 dB (A) 要求，而在夜间若不超过 55dB (A) 的标准，其距离要远到 100m 以上。项目最近居民为西南侧 59m 处，敏感点处噪声预测见下表。

表 5.1-3 敏感目标处噪声预测 单位：dB (A)

时间	位置	贡献值	背景值	预测值	标准限值	是否达标
昼间	1#农户	59.4	48	59.7	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类声环境昼间限值：60	达标

从计算结果可以看出：本项目施工期敏感点噪声能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类声环境限值。由于本工程施工期较短，施工机械使用较少，且周边为农村地区，施工时段为白天，夜间不进行施工；且项目施工噪声影响是暂时的，将随着施工期的结束而消失。评价认为，在严格执行在工程分析中提出的噪声防治措施及上述治理要求的前提下，施工场期对环境噪声的影响将会大大降低，同时其对环境的影响也将随施工结束而消失。

5.1.5. 固体废物环境影响分析

项目设置临时建筑废物堆场，并对堆场表面采取覆盖措施，减小起尘量；生活垃圾分类收集后交由当地环卫部门统一处置；施工废料部分可回收利用，剩余废料依托当地环卫部门有偿清运；试压前清管和管道强度试验所产生的少量铁锈、机械杂质属于一般固体废物，经环卫部门统一收集处理。

因此，施工期产生的各项固体废物均能得到妥善处置，不会产生二次污染，

不会对环境产生不利影响。

5.1.6. 地下水对环境的影响分析

项目建设在已硬化井场内建设，井场地面已硬化处理，不会对站场周边的地下水产生影响。同时，本项目站场内的输气管线均裸露地表，且地面敷设管道，采用丙烯酸聚氨酯复合耐候涂层防腐。埋地管线采用 PE 防腐，DN150 及以上管道采用 3PE 防腐，DN150 以下采用加强型 2PE 防腐，焊口采用普通型热收缩套防腐，不设阴极保护，防止管线受到腐蚀破坏，不会对地下水造成影响。

综上，本项目施工期的影响是暂时的，在施工结束后，影响区域的各环境要素基本都可以得到恢复。只要项目施工期认真制定和落实工程施工期期应该采取的环保对策措施，工程施工的环境影响问题可得到消除或有效控制，将对环境的影响降至最小程度。

5.2. 运营期环境影响与评价

5.2.1. 大气环境影响预测与评价

本项目正常生产时采气站工艺设备为高压密闭作业，无无组织废气产生。采气站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设备检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。

采气站设备检修、管道超压时，对生产设备、管道内的天然气进行放空（燃烧后排放），本项目天然气不含硫化氢，放空频率小，持续时间短，排放污染物量较少，对环境影响较小。

5.2.2. 地表水环境影响预测与评价

运营期产生的废水主要为气田水、采气站内设备检修废水以及员工生活污水。

（1）气田水

本项目采气站产生的气田水约 $1.1\text{m}^3/\text{周}$ ，在污水罐中暂存，定期用密闭罐车拉运至元坝 29 污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注，不外排，对当地地表水水体环境影响较小。

（2）检修废水

每座采气站每年需进行 1~2 次装置设备检修，将产生清洗废水，其用水量约

2m³/次，产生废水 3.8m³/a，主要污染物有 SS、石油类。本项目设备检修废水于元陆6井采气站内污水罐暂存，通过罐车拉运至元坝29污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注，不外排，对当地地表水水体环境影响较小。

(3) 生活污水

本项目前期为有人值守，劳动定员4人，产生的生活污水约为0.16m³/d，由化粪池收集预处理后用作周边耕地农肥。本项目每天生活污水产生量少，预处理后全部实现耕地农肥综合利用，不外排，对项目所在地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

综上所述，本项目的建设对项目所在地地表水环境影响小。

5.2.3. 地下水环境影响预测与评价

5.2.3.1. 地下水环境现状影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生气田水，气田水量约1.1m³/周，在污水罐中暂存，定期用密闭罐车拉运至元坝29污水处理站处理，处理后的气田水输送至元坝气田已有的回注井回注地层。总体来说元陆6井场建成运营对地下水环境的影响较小。

5.2.3.2. 地下水环境影响预测

1、预测原则

本项目地下水环境影响预测原则为：

(1) 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) 预测的范围、时段、内容和方法均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，重点预测对地下水环境保护目标的影响。

(3) 在结合地下水污染防控措施的基础上，对工程设计方案或可行性研究报告推荐的选址方案可能引起的地下水环境影响进行预测。

2、预测方法及范围

该项目地下水预测分析主要进行饱和带污染物迁移预测，评价等级属于二

级，本次进行预测时，采用解析法计算。污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染模拟预测过程中不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常状况下污染物运移情况，因此模型不考虑包气带对污染物的截流作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水体，最大限度地考虑污染物对研究水体的影响。

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位以潜水含水层为主。

3、预测时段

根据导则要求，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。本项目对地下水的影响主要在项目采气期。

因此考虑到项目特征因子，将预测时段定为项目采气期，同时将地下水环境影响预测时限定为100天、1000天、3650天、7300天。

4、情景设置分析

本项目为地面建设工程，钻前工程和钻井工程均已建设完毕，地面建设工程的影响主要来自于地面工程中污水罐中的气田水渗漏对地下水环境的影响。根据调查现场调查，元陆6井井场设有一个污水罐，污水罐采用合金材料制成，且下渗防渗围堰，一般情况污水罐不会破损，且元陆6井场内有值班人员值守，对井场定时巡查，一般情况下污水罐不会发生破损对地下水环境造成影响。

因此污水罐正常运行状态对地下水环境较小，本环评将不作为预测重点。根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)，可不进行正常状况预测。

(2) 非正常工况

根据地下水环境影响识别结果，在非正常工况下若气田水罐发生泄漏，气田水泄漏进入地下水含水层中对地下水环境产生影响。

5、废水泄漏量

污水罐罐体泄漏按照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

$A_{\text{破损}}$ —泄漏面积（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（9.81m/s²）；

h—罐体液体高度；

P, P₀—P 为储罐内压力，P₀ 为环境压力，对于污水罐 P=P₀；

ρ —密度（废水收集罐、重叠液污水罐中按照水的密度 1000kg/m³）。

表 5.2-1 污染物泄漏量表

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)
污水罐	0.785	2	0.49	30	0.25	221.28

注：污水罐下方设有防渗围堰，假定罐体泄漏时下方围堰也发生了一定的破损，进入含水层的量按照泄漏量的 25% 计算，其余泄漏废水被及时清理，泄漏时间参考 HJ169-2018 中未设置紧急隔离系统的 30min 计算。

6、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。

表 5.2-2 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)
COD _{Cr}	mg/L	400~6000	20	300
SS	mg/L	100~500	-	-
氯化物	mg/L	1000~30000	250	120

注：污染物按照最大浓度计算标准指数，COD_{Cr} 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。

7、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7300d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， m^2/d ；

D_T —横向弥散系数， m^2/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：根据本项目区域地下水概况。

②瞬时注入的示踪剂质量 m_M : 事故期进入地下水的污染物质量。

③含水层的平均有效孔隙度 n : 考虑含水层岩性特征, 根据相关经验, 综合考虑有效孔隙度取 0.05。

④渗透系数 K : 根据区域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, 项目区地下水水位数据, 水力坡度取 0.15。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 $D_T=0.1d_L$ 。

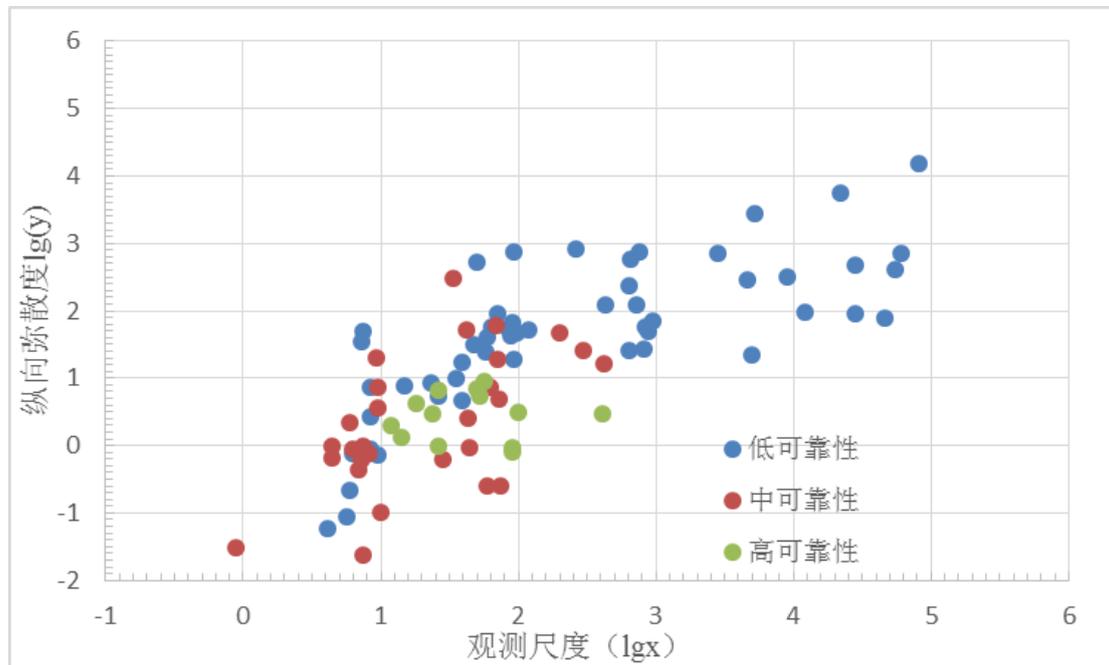


图 5.3-1 纵向弥散度对观测测度、数据根据可靠性分类: 弥散系数=弥散度*渗流速度

表 5.2-3 参数取值表

参数	M	n	K	I	u	DL	DT
取值	40m	0.05	0.08m/d	0.15	0.24m/d	4.8m ² /d	0.48m ² /d

8、地下水影响预测

(1) 气田水泄漏 COD_{Cr} 超标范围及迁移距离见下表。

表 5.2-4 气田水罐泄漏 COD_{Cr} 贡献浓度 单位:mg/L

X (m)	30d	100d	1000d	7300d
10	1.1430	0.3139	0.0022	0.0000
20	0.8718	0.3447	0.0028	0.0000
30	0.4699	0.3411	0.0035	0.0000
40	0.1790	0.3042	0.0043	0.0000
50	0.0482	0.2444	0.0053	0.0000
100	0.0000	0.0172	0.0125	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.0320	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.0288	0.0000
400	0.0000	0.0000	0.0092	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0010	0.0000

表 5.2-5 气田水罐泄漏 COD_{Cr} 各时间点超标范围

污染源总重 (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)	超标范围 (m ²)	标准限值 (mg/L)
1326	30	7.2	1.1586	-	-	20
	100	24	0.3476	-	-	
	1000	240	0.0348	-	-	
	7300	-	-	-	-	

根据预测，气田水罐泄漏 COD_{Cr} 在预测时间点范围内不会存在超标现象。

(2) 气田水泄漏 Cl⁻ 预测

气田水罐泄漏 Cl⁻ 超标范围及迁移距离见下表。

表 5.2-6 气田水罐泄漏 Cl⁻ 贡献浓度 单位:mg/L

X (m)	30d	100d	1000d	7300d
10	5.7148	1.5693	0.0111	0.0000
20	4.3589	1.7235	0.0140	0.0000
30	2.3494	1.7056	0.0175	0.0000
40	0.8948	1.5210	0.0216	0.0000
50	0.2408	1.2222	0.0265	0.0000
100	0.0000	0.0858	0.0626	0.0000
200	0.0000	0.0000	0.1599	0.0000
300	0.0000	0.0000	0.1441	0.0000

X (m)	30d	100d	1000d	7300d
400	0.0000	0.0000	0.0458	0.0000
500	0.0000	0.0000	0.0051	0.0000

表 5.2-7 气田水泄漏 CI各时间点超标范围

污染源总重 (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)	超标范围 (m ²)	标准限值 (mg/L)
6630	30	7.2	5.7931	-	-	250
	100	24	1.7379	-	-	
	1000	240	0.1738	-	-	
	7300	-	-	-	-	

根据预测，气田水泄漏 CI在预测时间点范围内不会存在超标现象。

(3) 泄漏对分散式饮用水源的影响

根据预测，本项目若污水罐发生泄漏以预测因子来看，在预测时间点范围内无超标现象，根据周边分散式地下水水源分布来看，不会对其造成超标现象。

5.2.3.3. 地下水环境保护措施

1、源头控制措施

源头控制主要包括：实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、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。

2、分区防渗

(1) 现有防渗措施

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，重点防渗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；一般防渗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。

本项目的分区防渗情况如下表：

表 5.2-8 项目分区防渗布设情况

名称	防渗等级	防渗系数要求	现有防渗措施	是否满足要求
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 $Mb \geq 6\text{m}$	采用全埋入式砌体结构底板浇筑 C20 素混凝土，厚度小于 300mm，一次浇筑完成，主体结构采用了烧结砖砌成，四周侧壁进行 1:2 水泥砂浆抹面处理，然后进行防渗，要求抗渗等级为 P8	满足
产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面	一般防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$	采用了抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实	满足
污水罐下设防渗围堰				满足
厕所				满足
办公生活区	简单防渗	一般地面硬化	一般地面硬化	满足

3、地下水保护措施

本项目运行过程中，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。

(1) 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根据地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井；

⑦水质监测项目参照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位和生产运营单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测或者委托专业的机构分析。

⑧监测井布置，结合地下水流向，上游监测井（背景值监测井）优先使用民井，下游侧向优先采用新建监测井或已有监测井（兼做发生地下水污染时污染物抽水孔），侧向监测井若周边距离较近处满足条件的民井优先使用民井，若无则新建监测井。

2) 监测方案

①监测点位

对各井场上游、下游、侧方位各设置不少于1个监测点（监测布置点位如下表），发现水质异常时，增加对下游居民取水点增加水质监测点位。

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、溶解性总固体（如遇特殊情况或发生污染事故时增加《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)附录F.1中石油和天然气开采业本次未列入潜在特征项目）。

③监测频率

运营期监测频率按照背景监测点位不得低于每年一次，扩散监测点位不得低于每半年一次，若发现水质异常和污染物渗漏，应加密监测频率。

表 5.2-9 地下水监测点位表

监测点位编号	监测点功能	监测点位置	与井场位置关系	监测井类型
GZ1	背景值监测点	采气站西北侧	地下水流向上游	井
GZ2	污染扩散监测点	采气站东北侧	地下水流向侧向	监测井
GZ3	污染扩散监测点	采气站东南侧	地下水流向下游	井

4、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。

5、地下水环境影响应急响应

(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。

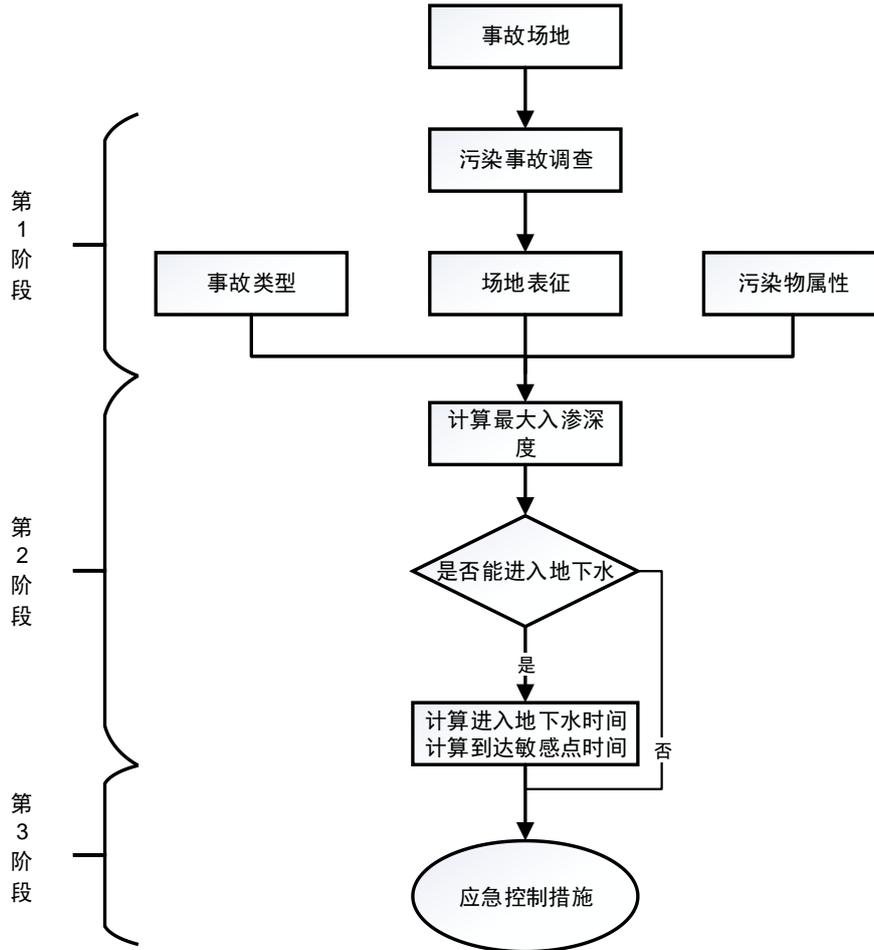


图 5.2-1 地下水污染风险快速评估与决策过程

5、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部门牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘查、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案。

(2) 制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、周边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（泉）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。

(6) 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。

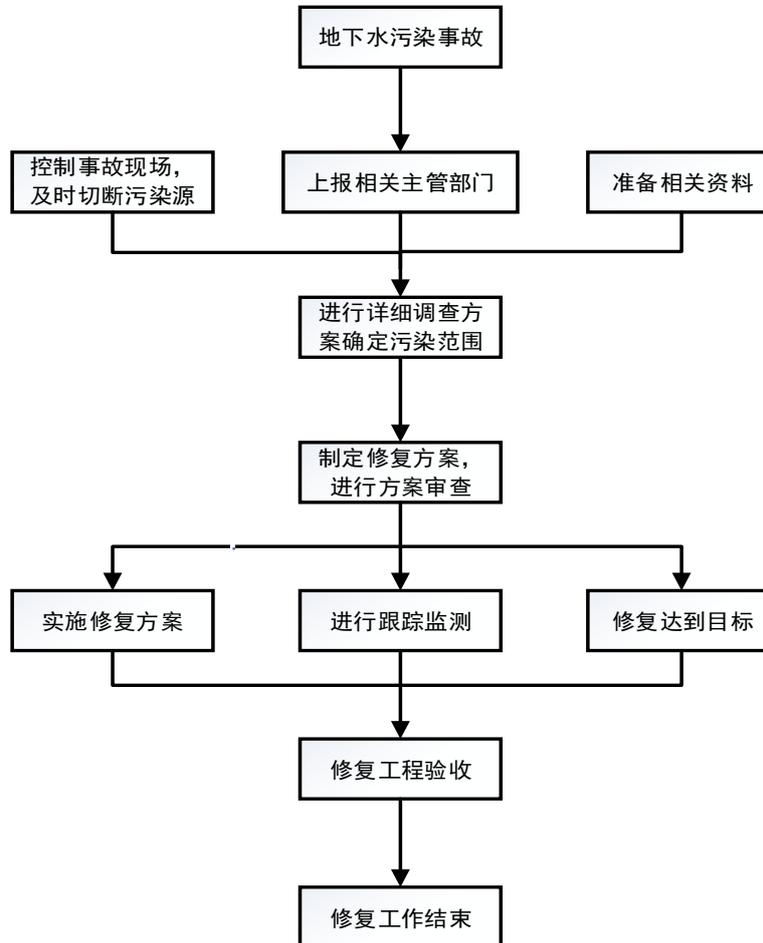


图 5.2-2 地下水污染应急治理程序

5.2.3.4. 地下水环境影响评价小结

综上所述，本项目在运营中不可避免的会产生一定量的废液和固体废物，项目建设单位、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。

5.2.4. 声环境影响预测与评价

(1) 采气站正常生产噪声影响分析

根据工程分析，本项目噪声源主要来自气液分离器、过滤分离器等设备产生的气流摩擦噪声，停电时柴油发电机运行产生的噪声，以及事故或检修情况下放

散系统产生的放散噪声。本项目正常生产期间不使用放空系统，不会产生放空噪声。

(2) 应急放空噪声影响分析

在采气站内设备、管道检修以及事故情况下，需对设备、管道内天然气进行放空（燃烧后排放），会产生放散管气流噪声，源强约 70dB（A），根据采气站实际运行情况，设备、管道检修或事故放散次数少，各采气站一年检修 1~2 次，放空时间比较短，一般不超过 10min，并且检修放空安排在白天进行，在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放空噪声对声环境的影响可接受。

综上所述，本项目采气作业对当地声环境影响很小，检修放散安排在白天进行，在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放空噪声和柴油发电机噪声对声环境的影响可接受。

5.2.5. 固体废物对环境的影响分析

本项目运营期值班人员 4 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/（d·人）计算，生活垃圾产生量约为 2.0kg/d，通过在采气站设置垃圾收集桶，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。

5.2.6. 土壤环境影响预测与评价

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。

本项目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；气田水送至元坝 29 污水处理站处理后输送至元坝气田已有的回注井回注地层；生活污水产生量小，由元陆 6 井采气站设置的化粪池预处理后，用作周边耕地农肥。除此之外，无其他废水产生。污水罐区和方井采取围堰并重点防渗，污水罐暂存的气田水及时转运，污水发生泄漏进入土壤环境可能性较小，在加强土壤环境的跟踪监测后，运营期不会对土壤环境造成不利影响。

5.2.7. 生态环境影响预测与评价

5.2.7.1. 生态环境现状

1、生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目所在地苍溪县属于四川盆地亚热带湿润气候生态区（I）—盆地丘陵农林复合生态亚区（I-2）—嘉陵江中下游农业-土壤保持生态功能区（I-2-3）。该生态功能区主要环境问题为森林覆盖率低，水土流失，人口密度大，土地垦殖过度，农村面源污染，河流支流污染较严重；旱灾和洪涝灾害频繁发生。该生态功能区生态环境敏感性为土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感。该生态功能区主要服务功能为农产品提供功能，人居保障功能，土壤保持功能。

根据《四川省生态保护红线方案》（川府发〔2018〕24号），本项目不在生态红线范围内。

2、植被现状

评价区属亚热带常绿阔叶和针叶混交林区，主要是以柏木、马尾松组成的纯林及针、阔混交林，其次是由栎类、黄荆、马桑、草类组成的杂灌丛等。

根据实地调查，元陆6井采气站区域占地现状为采矿用地，项目周边主要用地现状为农用地、林地及农村居民点用地。在《四川省植被区划》中，评价区属盆地底部丘陵代山植被地区的川北深丘植被小区（LA3（5）），次生柏林木、马尾松林、栎类灌丛及亚热带草丛次生柏林分布广泛，经济果木主要有桑树、桃、李、梅、梨、柑橘等。评价区内未发现国家重点保护的珍稀植物和古树分布。

3、动物资源现状

由于受人类活动干扰，项目所在地周边森林植被覆盖率相对较低，适宜野生动物栖息的环境有限，动物区系结构组成简单，在此生态境域中，动物种类比较贫乏。据调查，近年来偶见的兽类动物有野兔、野鸡、田鼠等，主要分布于有林区；爬行类动物主要有蛇类、蛙等；鸟类主要有斑鸠、麻雀、喜鹊、画眉等。调查期间未发现有下列为国家保护的野生动物。

4、土地利用现状

本项目总占地面积为 5390m²，利用原有钻井工程用地进行地面工程，占地类型为旱地。本项目生态评价范围内（站场外 500m）共有水田、林地、旱地、宅基地、住宅用地、水域等土地利用类型。

5.2.7.2. 生态环境影响分析

1、对土地利用影响分析

本项目总占地面积为 5390m²，其中采气工程位于元陆 6 井钻井井场内，不新增占地。本项目的建设会导致放空区域土地利用格局发生变化，但放空区域占地面积较小，对区域土地利用格局产生的影响甚微。

2、对土壤的影响分析

本项目对土壤的影响主要是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响。通过采气站设备防腐、地表硬化防渗处理和各围堰内（污水罐区、方井区）采取防腐防渗处理，气田水对土壤影响很小。

3、对在区域植物影响分析

本项目占地为钻井井场内用地，评价区域内未发现珍稀保护植物。本项目的建设不会对周边的农作物造成减产，也不会对周边的植被造成伤害，对周边的农作物及植被的影响较小。

4、对陆生动物环境影响分析

根据资料查询和现场调查，本次评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的野兔、野鸡等兽类，蛇类、蛙类、鸟类及昆虫等，未见珍稀保护动物。

本项目占地面积较小，在原有钻井井场类建设，对当地地表植被的影响较小，不会引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，因此，本项目的建设对野生动物影响不大。

5、水土流失影响分析

本项目采气站周边拟设置围堤，占地范围内部分区域地表硬化，未进行地表硬化的区域均种植有植被，占地范围内没有地表裸露区域，不会造成水土流失。

6、生态环境影响分析小结

项目所在区域为农业生态系统，生态系统结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复，评价区域无自然保护区，风景名胜区，文物古迹等。本项目占地规模较小，运营期对各生态因子影响小，不会影响生态系统的结构和稳定性，不会减少区域生物多样性，对动植物的影响可接受。

5.3. 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。

6. 环境风险影响评价

6.1. 评价原则

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)的要求,环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估,提出环境风险防范、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。

6.2. 风险评价程序

评价工作程序见下图。

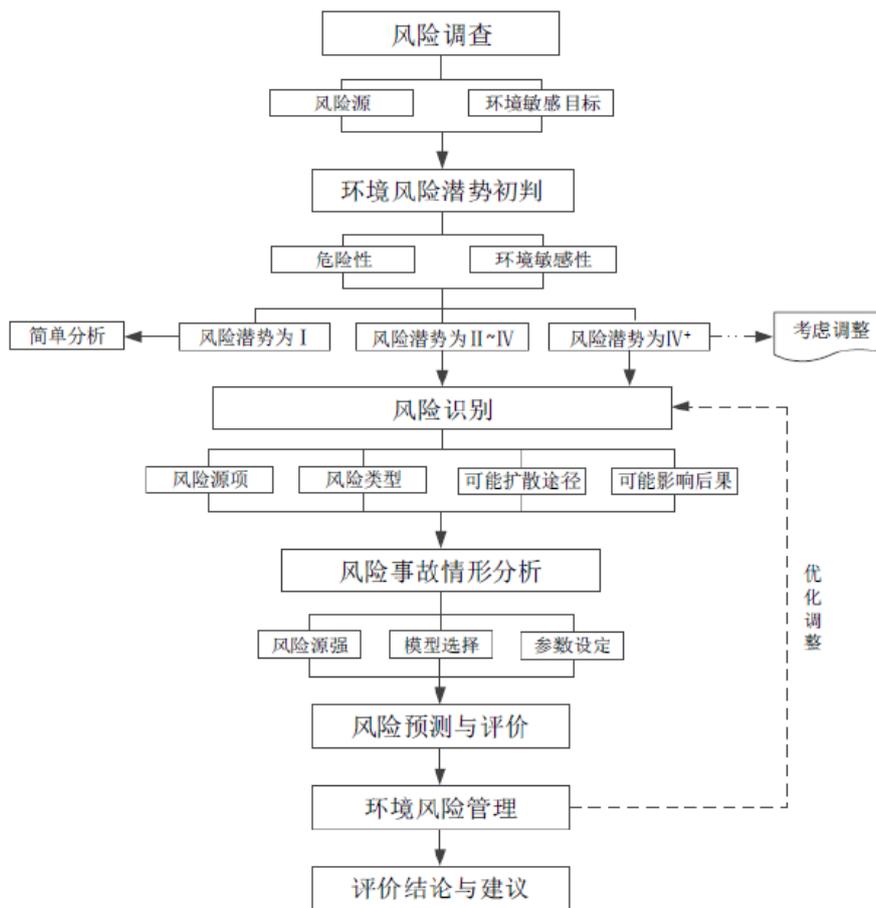


图 6.2-1 环境风险评价流程框图

6.3. 风险调查

本项目元陆6井采气站所开采的天然气不含硫化氢，因此，涉及的主要危险物质包括CH₄(易燃易爆)、柴油等。本项目涉及的风险物质的成分、物理化学性质及毒理性质如下：

(1) 天然气

本项目天然气主要成分以甲烷为主，同时含有少量的乙烷、丙烷等。主要组构成如下：

表 6.3-1 天然气主要成分及危害表

天然气主要组分		摩尔百分数	理化性质
甲烷		96.97	甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，空气中甲烷浓度达到25%~30%时出现头晕，呼吸加速、运动失调。
非甲烷总烃	乙烷	1.79	属微毒性物质，人吸入体内后几乎不转化，迅速从肺排出。人吸入61.36mg/m ³ 无明显毒害。
	丙烷	0.17	属微毒，有轻度麻醉和刺激作用。主要作用于中枢无经系统。人在17.99g/m ³ 浓度环境中不受影响。

天然气中主要成分甲烷，为易燃、易爆气体，遇火燃烧，在爆炸极限范围内遇火花和高温可引起爆炸。

根据《常用危险化学品的分类及标志》(GB13690-92)的分类，甲烷为第2.1类(UN类别)易燃气体，其爆炸极限范围为5~15%；《建设项目环境风险评价技术导则》中列为易燃物质。

表 6.3-2 甲烷物料特性及风险识别表

国标编号	21007	CAS号	74-82-8
中文名称	甲烷	英文名称	methane; Marsh gas
别名	沼气		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点: -188℃
熔点	-182.5℃ 沸点: -161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密度	相对密度(水=1)0.42 相对密度(空气=1)0.55	稳定性	稳定
危险标记	4(易燃液体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造

1、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。

2、毒理学资料及环境行为

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。

危险特性：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。

3、环境标准：

前苏联 车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m³

美国 车间卫生标准 窒息性气体

4、应急处理处置方法：**①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。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

②防护措施

呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具(半面罩)。

睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。

身体防护：穿防静电工作服。

手防护：戴一般作业防护手套。

其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

③急救措施

皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。

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。

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、干粉。

(2) 气田水

气田水主要污染物为 COD、氯化物、SS 类。不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B.2 危害水环境物质(急性毒性类别 1)，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但污染物浓度较高，若泄漏进入地表水或地下水，对地表水环境、地下水环境有一定危害。

6.4. 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018),由建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度,结合事故情形下环境影响途径,将建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV、IV⁺级。

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值Q。当存在多种危险物质时,按照下列公式计算物质总量与临界量比值(Q):

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

(A1)

式中: q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量, t;

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时,将项目环境风险潜势为 I;

当 $Q \geq 1$ 时,将Q值划分为:① $1 \leq Q < 10$; ② $10 \leq Q < 100$; ③ $Q \geq 100$ 。

本项目涉及的环境风险物质有天然气(甲烷)、柴油。

采气期各站场单元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。采气期站场单元Q值计算结果见下表。

表 6.2-1 危险物质数量与临界值比值计算表

采气站	危险物质名称	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q值
元陆6井采气站	甲烷	0.2	10	0.02
	Q值			0.02

注:临界量数据来源为《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 B:重点关注的危险物质及临界量。

综上所述,本项目 $Q < 1$,项目环境风险潜势为I。

6.5. 评价工作等级

本项目 $Q < 1$ ，项目环境风险潜势为I，根据导则要求，项目风险评价进行简单分析即可。判断等级详见下表。

表 6.2-2 环境风险评价等级判定表

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的说明。见附录 A。

6.6. 环境敏感目标概况

本项目周边环境敏感目标见表 1.9-1。

6.7. 环境风险识别

6.7.1. 风险物质识别

本项目元陆6井采气站所开采的天然气不含硫化氢，因此，涉及的主要危险物质包括CH₄(易燃易爆)等。

危险物质基本情况一览表见下表。

表 6.7-1 危险物质基本情况一览表

序号	所属风险单元	事故情形	危险物质	物质形态	CAS号
1	采气站场	天然气泄漏	甲烷	易燃气体	74-82-8
		火灾/爆炸	一氧化碳	有毒有害气体	630-08-0

各风险物质危险特性见下表。

表 6.7-2 本项目风险物质危险特性表

危险物质	危险特性	分布
甲烷	①毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。 ②危险性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二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。	本项目站场设备及工艺管线内

危险物质	危险特性	分布
一氧化碳	<p>①毒性：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷；重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便失禁等；深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。</p> <p>②危险性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p>	火灾爆炸产生的次生污染

6.7.2. 生产系统风险识别

(1) 采气站天然气泄漏的环境风险

本项目采出天然气不含硫化氢，其主要成分为甲烷（其密度低于空气密度，泄漏后主要向上扩散），其可能产生的主要环境风险源为采气站发生天然气泄漏而诱发火灾或爆炸。

①采气站内设备、管道因材质、制造工艺、安装、腐蚀等因素的影响，可能发生天然气泄漏。如果泄漏的天然气遇火，将产生喷射火焰，发生火灾甚至爆炸事故，从而引起热辐射和爆炸伤害。

②检修时违规动火造成火灾或爆炸事故。

(2) 辅助设施环境风险识别

与天然气一起采出的气田水在气水分离、排入污水罐储存的过程中，设备、管道因材质、制造工艺、安装、腐蚀等因素的影响，可能发生气田水泄漏。

本项目方井周边、污水罐区设置围堰，围堰内已采取重点防渗措施，气水分离、排入污水罐全过程密闭，气田水发生大量泄漏的几率小，一般情况阀门泄漏，污水罐跑冒漏滴的气田水均收集在污水罐区围堰内。污水罐罐体破裂导致气田水大量泄漏的机率小，一旦发生气田水大量泄漏，首先会污染采气站内未进行地表硬化的土壤，控制不当的情况下，根据周边地势情况，可能会流出采气站对采气站附近的土壤、地下水、地表水环境造成污染。

元陆6井采气站初期为有人值守站场，能及时发现天然气、柴油、气田水泄漏，可有效防止天然气、柴油、气田水泄漏造成项目所在地土壤、地下水、地表水、大气环境污染。

6.7.3. 危险物质向环境转移的途径识别

由于本项目采出天然气不含硫化氢，结合前文环境风险识别结果，确定本项目环境风险评价类型、环境风险因子主要为：①天然气泄漏引发火灾、爆炸等，会产生爆炸冲击波、燃烧热辐射急性伤害，环境风险因子主要为甲烷；②生产废水（气田水、检修废水）泄漏，会对采气站附近的土壤、地下水、地表水环境造成污染，环境风险因子主要为生产废水。

风险识别结果

表 6.7-3 环境风险识别结果

危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
采气站	天然气	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气	大气	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。
	污水罐、气田水运输车	生产废水（气田水）	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的农田、分散式居民水井、河流

6.8. 环境风险分析

6.8.1. 大气环境风险分析

6.8.1.1. 天然气泄漏对大气环境风险分析和人群健康的影响分析

本项目的采出天然气不含硫化氢，泄漏后主要是甲烷气体对周边环境的影响。甲烷属于“单纯窒息性气体”，高浓度时可使人因缺氧而窒息，空气中甲烷浓度达到 25%~30%时，可出现头晕、呼吸加速、运动失调等症状。

采气作业过程最重要的风险为天然气泄漏火灾爆炸。一旦采气站工艺装置、管道发生泄漏事故，采气站内管道两边截断阀（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，在破裂口泄漏天然气将喷射而出形成烟团，由于甲烷气体质量比空气轻，烟团可迅速上升、扩散，不会在地面形成稳定气团。随着距采气站距离的增加，甲烷浓度下降非常快，不会造成采气站周边居民窒息现象。

如果天然气泄漏造成火灾这类次生事故，由于项目所在地比较空旷，次生的

CO 地面浓度一般不会超过 CO 的半致死浓度值和 IDLH 浓度值，不会对采气站居民造成严重伤害。在静风不利气象条件下，在采气站周围一定范围内 CO 地面浓度可能超过短时间接触允许浓度限值（PC-STEL）。因此，在采气站火灾事故情境下，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，天然气泄漏后及时落实应急预案，采取应急措施，疏散周边居民后，对居民生命、健康危害较小，对大气环境影响小。

6.8.2. 地表水环境风险分析

6.8.2.1. 废水泄漏对地表水环境风险分析

本项目气田水、检修废水泄漏将引起水体、土壤污染，该废水中 COD、可溶性盐含量高，影响土壤的结构，危害植物生长，影响水生生物的生长。泄漏的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。由于本项目周边主要为农业生态环境，主要为旱地，事故发生时可能直接对地势低的旱地造成污染，破坏农作物和影响土壤质量；本项目所在地附近有冲沟、水塘等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD、氯化物等增高，影响水生生物的生长。本项目气田水罐设置有围堰并且采取了防渗，采气站进行了硬化且站场边界设置有围堰，在采气站与邻近池塘和冲沟一侧均设置了挡墙等有效的风险防范措施。只要加强对采气站风险管控，事故时能及时采取控制措施，项目废水一般不会进入地表水体。因此，项目对地表水不会产生较大影响。

综上，本项目在运营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，本项目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。

6.8.2.2. 废水外运过程事故对地表水环境风险分析

本项目气田水和检修废水通过罐车拉运至元坝 29 污水处理站处理后输送至

元坝气田回注井回注地层。

废水转运采用罐体装载，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，主要污染物为 COD 和氯化物，罐车输送的量约 10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经 2~3 次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。川东北地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。

6.8.3. 地下水环境风险分析

当气田水、检修废水泄漏，通过地面漫流从采气站未进行地表硬化处渗漏，污染物通过土壤渗入地下或直接进入浅层地下水含水层，呈点状污染潜水。随着源强浓度的降低，扩散速度缓慢，因此，废水渗漏对潜水影响极其有限，呈点状分布在渗漏处周围。只要加强对采气站设备设施、管道、污水罐的检查，事故时能及时采取控制措施，对浅层地下水不会产生明显影响。

6.9. 环境风险防范措施与应急要求

6.9.1. 环境风险管理措施

中石化西南油气分公司（以下简称分公司）成立专门的为应对油气勘探、开发、集输、天然气净化等生产经营过程中可能发生的重大突发事件，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害，分公司建立了详细周密的应急救援体系，设立了各级应急救援网络。同时，在内部推行国际公认的 QHSE 管理模式，结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。

分公司应急领导小组负责分公司范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核分公司五个专业事故应急小组职责履行情况。

发生重大事故，各专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，分公司应急领导小组协调有关工作。

对特大事故，分公司应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施

救恢复生产，并会同地方政府、中石化股份公司开展事故调查等工作。

6.9.2. 环境风险防范措施

(1) 采气站配备相应的安全设施，如井口安全系统、在线式可燃气体报警仪、放空系统、灭火器、消防砂池、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标等。

(2) 采气站周围设置明显的安全警示标志，调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式等；并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。

(3) 采气站设备和管线焊接和检验，应符合相关标准和规范要求。

(4) 采气站的建设和布局，应严格按照设计规范要求进行设计，确保站场安全。

(5) 结合采气站可能发生的事故类型，编制详细的应急救援预案，有针对性地进行宣传，并定期演练。

(6) 运输废水要用密闭的废水罐车进行运输，运输过程中选址合理的运输路线，避开环境敏感区域（风景名胜区、自然保护区、水源保护地等）。加强废水运输车辆的管理，在转移气田水时确保车辆和连接管道处于良好状态，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泄漏，污染环境；建立废水交接三联单制度，确保废水送至元坝29污水处理站处理。

(7) 污水罐安装液位计，当废水达到污水罐容积80%时，及时安排罐车对废水等进行及时转运，避免由于储存过多导致其外溢污染环境；

(8) 污水罐区围堰内按照规定进行防渗漏处理，防止泄漏废水。

(9) 放散时天然气首先进入分离器中分离出废水后，再经10m高的放空管燃烧后排放，分离出的废水进入污水罐中，这样可有效的防止放散过程中废水对环境的影响。

(10) 元陆6井采气站用围栏封闭，并设置网络监控和报警系统等，当有人靠近围栏附近，摄像机即可将其摄像，传至声光报警器进行报警，并发出警戒语音告诫其赶紧离开。

本项目运营潜在的危险因素包括焊接、腐蚀，以及自然和人为因素造成的采气站管线破裂，造成天然气泄漏而发生事故。管道等焊接时采用优质焊条，并对

焊接质量进行检查，在投入运行时进行试压，合格后方可投入运营，并加强站内管理和巡检，通过采取这些措施后，项目事故概率较小，其风险等级为可接受水平，因此，项目拟采取风险防范措施是可行、可靠的。

6.9.3. 环境风险事故应急措施

按照国家、地方和相关部门要求，提出企业突发环境事件应急预案编制或完善的原则要求，包括预案适用范围、环境事件分类与分级、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、应急保障、善后处置、预案管理和演练等内容。明确企业、园区/区域、地方政府环境风险应急体系。企业突发环境事件应急预案应体现分级响应、区域联动的原则，与地方政府突发环境事件应急预案相衔接，明确分级响应程序。

6.9.3.1. 环境风险事故应急预案内容

建设单位应当按照国务院环境保护主管部门的规定以及《石油天然气管道安全规程》(SY6186-2007)等的相关要求，在开展突发环境事件风险评估和应急资源调查的基础上制定突发环境事件应急预案，并按照分类分级管理的原则，报县级以上环境保护主管部门备案。

应急预案应包括但不限于以下内容：

(1) 说明工程所处的地理位置及周边情况（占地面积、居民情况、气象状况等）、生产规模与现状、道路及运输情况等内容。

(2) 明确危险源的数量及分布。

(3) 确定应急救援指挥机构的设置和职责，准备必要装备并确定通讯联络和联络方式，组织应急救援专业队伍，明确他们的任务；明确应急预案演练计划，并按照计划定期进行演练。

(4) 对应急救援人员进行培训，对周边人员进行应急响应知识的宣传。

(5) 建设单位在造成或者可能造成突发环境事件时，应当立即启动突发环境事件应急预案，采取切断或者控制污染源以及其他防止危害扩大的必要措施，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向事发地县级以上环境保护主管部门报告，接受调查处理。

(6) 发生事故后，对受伤人员进行及时有效的现场医疗救护，应立即与当

地环境监测站取得联系，并对事故现场进行监测和流动监测；抢险人员应根据事先拟定的方案，在做好个人防护的技术基础上，以最快的速度及时堵漏排险、消灭事故。

(7)发生重大事故可能对人群安全构成威胁时，必须在指挥部统一指挥下，紧急疏散与事故应急救援无关的人员，疏散方向、距离和集中地点，必须根据不同事故，作出具体规定。总的原则是疏散安全点处于当地当时的上风向。对爆炸、热辐射可能威胁到的居民，指挥部应立即和当地有关部门联系，引导居民迅速撤离到安全地点。

(8)一旦发生重大事故，建设单位抢险救援力量不足或有可能危及社会安全时，指挥部必须立即向上级和相邻单位通报，必要时请求社会力量援助。

(9)应急处置工作结束后，确定事故应急救援工作结束，通知本单位相关部门、周边社区及人员，事故危险已解除。

6.9.3.2. 环境风险事故应急预案编制、执行要求

(1)应完善防范措施和应急预案，建立从公司—作业区—站场的监管体系，发现问题及时上报反馈信息，及时有效采取措施。

(2)根据本项目特点，典型事故预案主要包括但不仅限于以下几个方面：
①天然气泄漏火灾爆炸事故应急反应计划；②柴油泄漏火灾爆炸事故应急反应计划；③破坏性地质灾害事故应急反应计划。

(3)针对本项目实际情况，在编制事故应急预案时，应建立完善事故救援通讯网络，加强与地方相关部门的联系，及时变更联系方式。

(4)在组织编制事故应急预案时，应将附近居民、单位纳入其中，在组织演练时，应召集附近居民进行配合演习；应定期开展应急演练，撰写演练评估报告，分析存在问题，并根据演练情况及时修改完善应急预案。

(5)建设单位应当将突发环境事件应急培训纳入单位工作计划，对从业人员定期进行突发环境事件应急知识和技能培训，并建立培训档案，如实记录培训的时间、内容、参加人员等信息。

6.9.3.3. 气体泄漏应急疏散

当气体泄漏时，应立即通知并协助当地政府疏散附近居民和其他人员，根据

监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

为了在紧急突发事件情况下降低泄漏气体影响，保障每位员工和站场周围群众的生命安全，应按正确的方法和方向撤离，每位接到撤离通知的员工和群众应按下列程序撤离：

(1) 群众由当地政府组织撤离；

(2) 无正压式空气呼吸器者用干净湿毛巾捂住口鼻逃生；

(3) 逃生时要注意风向，一要沿上风（逆风）方向逃生，二要沿着地面上的高处跑，不要接触低凹处的水源。若所处位置沿上风方向逃生时的近道要经过泄漏气体严重污染区，则横向绕道避开吹来的下风，到达非污染区后，再沿上风方向逃生；若所处位置在事故点下风方向的较远处，且风速较小，不能沿上风方向逃生而又无横向逃生小道时，可以最快捷的方式顺风逃生到有横向绕道的地方，再横向逃生避开污染区后向上风方向及沿着地面上的高点方向逃生。当所处位置离事故点很远时，则只要偏离风向往离站场越来越远的方向逃生即可。

6.9.3.4. 火灾、爆炸风险事故后灭火消防废水应急处理

在灭火工作完成后，立即对消防废水进行导排，避免消防废水对周边设施产生淹没影响。

6.9.3.5. 环境风险风险防范措施及投资

表 6.9-1 风险防范措施及投资一览表

序号	风险防范措施	内容、要求及目的	投资 (万元)
1	风险防范措施	井口安全系统、在线式可燃气体报警仪、放散系统、灭火器、消防砂池、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标、加强运行巡检管理等。	纳入主体工程投资
2	分区防渗措施	场内分区防渗，防止废水泄漏污染土壤和地下水	纳入地下水环保投资
3	风险管理	建立环境管理体系，建立健全风险防范管理制度	2
4	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	4
总计			6

6.10. 环境风险评价结论

本项目正常情况下天然气处于密闭状态，无泄漏的情况；事故状态时由于管道局部腐蚀造成天然气泄漏引起燃烧、爆炸的事故概率较小，但事故对环境产生的影响最大（主要表现为破坏植被、破坏生态、危害环境）。由于本项目在选址上避开了居住区和不良地质区，采气站内设置截断阀系统，一旦发生事故可以马上采取措施，将其对环境的影响控制在最小程度，不会对周边居民和当地环境造成重大不良影响。环境风险管理措施可行，在严格落实风险防范措施和应急控制措施以及落实安评提出的相关防范措施后，其发生事故的概率将大幅降低，产生的环境风险处于可接受水平。

表 6.10-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	元陆6井地面建设工程
建设项目地点	四川广元市苍溪县唤马镇红金村
地理坐标	106.05524182, 31.89561725, 546.805
主要危险物质及分布	1、甲烷：分布在采气站内设备和管道内
环境影响途径及危害后果	1、天然气泄漏、火灾、爆炸：污染大气 2、废水泄漏：污染土壤、地下水、地表水
风险防范措施要求	建设完善的放空系统、设置完善的安全截断系统、设置可燃气体报警系统、采气站内的设备设施均按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计，采气站周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项，定期对采气站进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生。

填表说明：

评价结论：本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，可将本项目环境风险控制在可接受范围内。

7. 环境保护措施及可行性论证

7.1. 大气环境保护措施及可行性论证

本项目正常生产时，采气站天然气在设备、管道处于完全密闭系统内，采气管道、设备在正常生产时无废气产生。

各采气站在设备检修、管道超压时，会对生产设备、管道内的天然气经放空管燃烧后排放，放空频率小，持续时间短，排放污染物量较少，对环境影响较小。

通过采取上述措施，本项目大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，措施可行。

7.2. 地表水环境保护措施及可行性论证

7.2.1. 生活污水处理措施及可行性分析

本项目生活污水由化粪池收集预处理后，用作农肥，不外排，对地表水环境不会产生明显影响，环境可以接受。

7.2.2. 气田水及检修废水处理措施及可行性分析

7.2.2.1. 气田水及检修废水处理措施

本项目运营期气田水和检修废水于元陆6井采气站污水罐暂存，定期拉运至元坝29污水处理站处理后输送至元坝气田已有的回注井回注地层，不排入地表水体。

7.2.2.2. 气田水及检修废水处理可行性分析

(1) 污水罐暂存可行性分析

本项目采气站产生量约 $1.1\text{m}^3/\text{周}$ ，采气站污水罐容积为 30m^3 ，最大可暂存近一年的废水。因此，本项目气田水和检修废水暂存于元陆6井采气站内污水罐可行。

(2) 元坝29污水处理站依托可行性分析

①污水预处理可行性分析

A.工艺可行性分析

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，根据回顾性评价可知，目前元坝 29 气田水处理站总计建设规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，接收规模平均约为 $270\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余规模约 $30\text{m}^3/\text{d}$ 。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》，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下图。

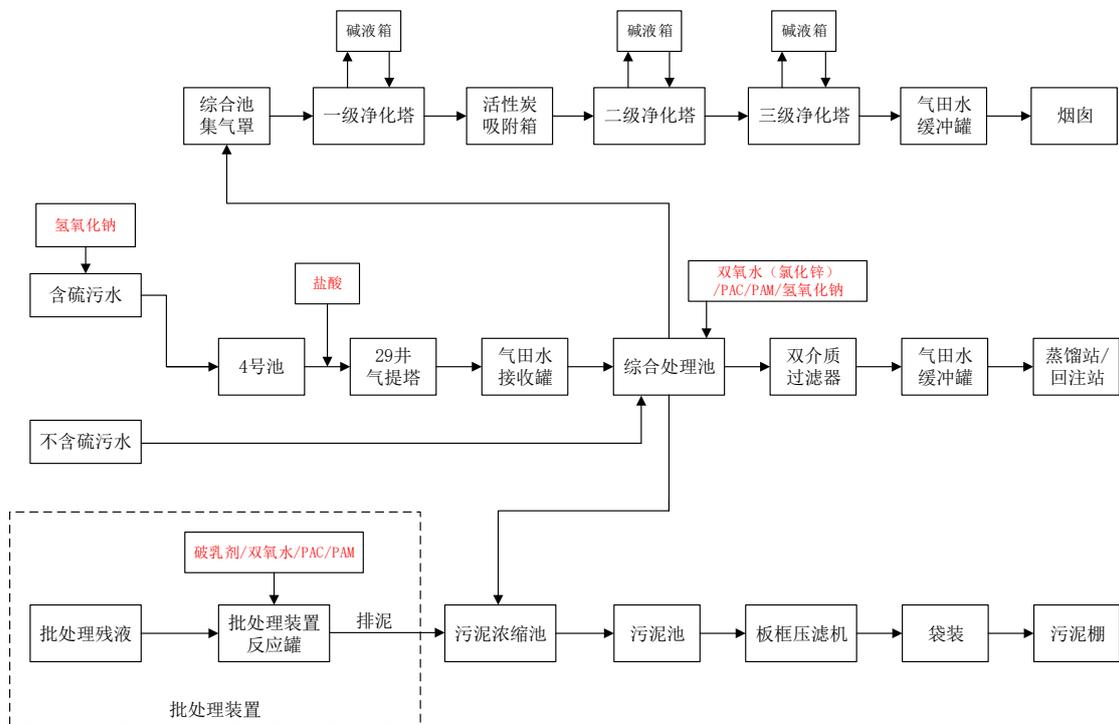


图 7.2-1 元坝 29 污水厂气田水处理工艺流程图

元坝 29 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 9）也可以看出元坝气田元坝 29 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

根据建设单位提供的资料，目前元坝 29 气田水处理站总计建设规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，接收规模平均约为 $270\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余规模约 $30\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目运营至今气田水均拉至元坝 29 处理，目前本项目所采气井已进入递减期，后期气量和水量均

会进一步下降，并且元坝29还没满负荷运营，因此规模可行。

②回注的可行性分析

A. 回注水质的可行性

石龙2、川石43、回注1井、回注2井、川柏54井回注水均来自于大坪和元坝29污水站预处理后的气田水，根据中石化内部取样分析台账记录单（部分见下图），回注水能达到回注井回注水质要求。这四口回注井均已取得环保手续。

表 7.2-1 区域回注井一览表

类别	依托单位	环评	验收	地理位置	备注
运营 期废 水	川柏54井回注井	阆环审〔2010〕278号	阆环验〔2011〕5号	阆中市柏垭镇柏垭村2社赵家湾	气田 水、检 修废水
	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	
	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	
	回注2井（元坝2回注井）	川环审批〔2014〕288号	川环验〔2016〕148号	苍溪县陵江镇孙平村3组	
	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	

回注1井水样检测报告												
单位：上海沃新科技股份有限公司西南分公司							日期：2021年04月07日					
取样地点	水样名称	分析项目 取样时间	pH值 (6-9)	悬浮物 ($<15\text{mg/L}$)	硫化物 ($<6\text{mg/L}$)	铁含量 ($<15\text{mg/L}$)	含油 ($<30\text{mg/L}$)	粒径中值 ($<3\mu\text{m}$)	溶解氧 (mg/L)	颜色状态	分析人	审核人
高架注水罐	出水	15:40	7.51	9	0.123	0.145	3.51	2.19	11.98	无色透明	陈志华	罗静

回注1井水样检测报告												
单位：上海沃新科技股份有限公司西南分公司							日期：2021年04月10日					
取样地点	水样名称	分析项目 取样时间	pH值 (6-9)	悬浮物 ($<15\text{mg/L}$)	硫化物 ($<6\text{mg/L}$)	铁含量 ($<15\text{mg/L}$)	含油 ($<30\text{mg/L}$)	粒径中值 ($<3\mu\text{m}$)	溶解氧 (mg/L)	颜色状态	分析人	审核人
高架注水罐	出水	8:30	7.39	7	0.069	0.194	3.63	2.21	11.21	无色透明	陈志华	罗静
高架注水罐	出水	13:40	7.34	8	0.064	0.179	3.61	2.24	11.35	无色透明	陈志华	罗静

回注1井水样检测报告												
单位: 上海洗霸科技股份有限公司西南分公司										日期: 2021年04月12日		
取样地点	水样名称	分析项目 取样时间	pH值 (6-9)	悬浮物 ($<15\text{mg/L}$)	硫化物 ($<6\text{mg/L}$)	铁含量 ($<15\text{mg/L}$)	含油 ($<30\text{mg/L}$)	粒径中值 ($<3\mu\text{m}$)	溶解氧 (mg/L)	颜色状态	分析人	审核人
高架注水罐	出水	9:50	6.81	13	0.056	5.70	2.41	2.38	2.63	无色透明	伏小霞	罗静
高架注水罐	出水	15:30	6.98	14	0.069	5.48	2.37	2.44	2.82	无色透明	伏小霞	罗静

回注2井水样检测报告												
单位: 上海洗霸科技股份有限公司西南分公司										日期: 2021年04月08日		
取样地点	水样名称	分析项目 取样时间	pH值 (6-9)	悬浮物 ($<15\text{mg/L}$)	硫化物 ($<6\text{mg/L}$)	铁含量 ($<15\text{mg/L}$)	含油 ($<30\text{mg/L}$)	粒径中值 ($<3\mu\text{m}$)	溶解氧 (mg/L)	颜色状态	分析人	审核人
高架注水罐	出水	9:30	8.57	11	0.582	1.26	9.25	2.46	8.42	无色透明	伏小霞	罗静
高架注水罐	出水	15:40	8.64	13	0.441	1.33	9.78	2.55	9.18	无色透明	伏小霞	罗静

回注2井水样检测报告												
单位: 上海洗霸科技股份有限公司西南分公司										日期: 2021年04月11日		
取样地点	水样名称	分析项目 取样时间	pH值 (6-9)	悬浮物 ($<15\text{mg/L}$)	硫化物 ($<6\text{mg/L}$)	铁含量 ($<15\text{mg/L}$)	含油 ($<30\text{mg/L}$)	粒径中值 ($<3\mu\text{m}$)	溶解氧 (mg/L)	颜色状态	分析人	审核人
高架注水罐	出水	8:45	8.83	14	3.970	1.46	2.63	2.20	1.30	无色透明	柏淑杰	罗静
高架注水罐	出水	15:00	8.94	13	4.210	1.39	2.71	2.16	0.88	无色透明	柏淑杰	罗静

回注2井水样检测报告												
单位: 上海洗霸科技股份有限公司西南分公司										日期: 2021年04月13日		
取样地点	水样名称	分析项目 取样时间	pH值 (6-9)	悬浮物 ($<15\text{mg/L}$)	硫化物 ($<6\text{mg/L}$)	铁含量 ($<15\text{mg/L}$)	含油 ($<30\text{mg/L}$)	粒径中值 ($<3\mu\text{m}$)	溶解氧 (mg/L)	颜色状态	分析人	审核人
高架注水罐	出水	8:50	8.78	14	0.518	1.02	10.22	2.08	6.66	黄色透明	姜迎双	罗静
高架注水罐	出水	16:20	8.73	14	0.526	1.06	9.95	2.05	6.21	黄色透明	姜迎双	罗静

图 7.2-2 回注水水质检测台账

B、回注井“四性”情况

a. 配伍性

根据回注1井、回注2井、石龙2井回注站、川石43井回注工程、川柏54井回注工程环评文件，元坝气田回注水与回注井回注层地层水配伍性较好。

目前石龙2、川石43、回注1井、回注2井、川柏54井均为正常运营的回注井，根据建设单位提供的各回注井井口压力记录台账（下图），各回注井目前

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

井口压力与运行初期时相差不大，即间接表明回注地层未被堵塞，回注水与地层水无明显沉淀产生以及经大坪或元坝 29 污水站预处理后的回注水与地层水配伍性较好。

Figure 7.2-3 is a screenshot of a software interface displaying a data table titled "回注1井目前井口压力与初期回注时井口压力台账". The table has multiple columns including well ID, date, and various pressure and flow rate measurements. The data rows show consistent values over time, indicating stable well performance.

图 7.2-3 回注 1 井目前井口压力与初期回注时井口压力台账

Figure 7.2-3 (continued) shows the right side of the software interface for the same data table. It includes a toolbar with various icons for editing and viewing the data, and the continuation of the data rows from the left side.

Figure 7.2-4 is a screenshot of a software interface displaying a data table titled "回注2井目前井口压力与初期回注时井口压力台账". The table structure is similar to Figure 7.2-3, with columns for well ID, date, and pressure/flow data. The data points are recorded over a period of time.

图 7.2-4 回注 2 井目前井口压力与初期回注时井口压力台账

Figure 7.2-4 (continued) shows the right side of the software interface for the same data table, including the toolbar and the continuation of the data rows.

Figure 7.2-5 consists of three handwritten logs titled "井回注日报表" (Well Injection Daily Report). Each log is dated and contains columns for well ID, date, and various parameters such as pressure, flow rate, and operational status. The logs are filled with handwritten entries, providing a detailed daily record of well operations.

图 7.2-5 川柏 54 目前井口压力与初期回注时井口压力台账

Figure 7.2-5 (continued) shows a handwritten log for well pressure monitoring, dated 2017. It includes columns for well ID, date, and various parameters, with handwritten entries for each day's data.

Figure 7.2-5 (continued) shows another handwritten log for well pressure monitoring, dated 2017. It includes columns for well ID, date, and various parameters, with handwritten entries for each day's data.

图 7.2-6 石龙 2 目前井口压力与初期回注时井口压力台账

图 7.2-7 川石 43 目前井口压力台账

B、封闭性

根据回注 1 井、回注 2 井环评文件，回注 1 井在沙溪庙组回注层上部有约 312m 厚的以泥岩为主地层，孔隙度约 3%，渗透率约 0.01m/d，可作为回注层的封闭盖层，保证回注水一定压力下不会出现窜层现象。回注 2 井同样位于元坝区域，地层结构与回注 1 井较为相似，因此回注 2 井具备相对封闭的盖层，保证回注水在一定压力下不会出现窜层现象。

根据石龙 2 井回注工程环评文件，石龙 2 井回注井回注层石龙场——柏垭油田大安寨储层，存在缝、洞、渗透好（物性：孔隙 0.1%~3.78%，平均 1.1258%，有效渗透率 $187.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）。

根据川石 43 井回注工程环评文件，自流井组大安寨段顶板地层的上中侏罗系各组的泥岩、砂岩完整发育，其均为致密岩，也具有较好的封盖能力，大一亚段顶部为千一段泥岩，纵向上泥页岩与介屑灰岩，构成了本区良好的生储盖组合。大安寨段与沙溪庙组之间的千佛崖为一套巨厚泥页岩，地层平均厚度 190m，可作为很好的封盖层。具有良好的封闭条件，能够有效阻隔天然气和地层水上窜，封闭性较好。川石 43 井回注层自流井组大安寨段地表露头在项目 50km 外。

根据川柏 54 井回注工程环评文件，川柏 54 井区域千佛崖组顶部发育一套厚层泥岩，上覆地层下沙溪庙组以泥层岩交互为主，泥质含量高，覆盖性能好。储层为自生自储的储集体，高压油藏，压力系数 1.47，提高了自身保存能力。区域千佛崖组顶板地层的上、中侏罗系各组的泥岩、砂岩完整发育，其均为致密岩，也具有较好的封盖能力。千二段顶部为千三段泥岩，纵向上泥页岩与介屑灰岩，

构成了本区良好的生储盖组合。川柏 54 井回注层千佛崖组地表露头在项目 50km 外。

C、井筒完整性

回注 1 井、回注 2 井、石龙 2 井回注井、川石 43 回注井、川柏 54 回注井各层套管之间灌注水泥浆。水泥与套管、水泥与井壁固结好，水泥胶结强度高，油气水层封隔好，固井质量较好，回注气田水沿井筒窜入其他地层的的可能性较小。

D、回注空间及能力（注入层可注性）

根据建设单位提供的资料，目前已建回注井剩余回注能力 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余总储水量约 45.4 万方。因此能满足目前本项目气田水回注需求。由于随着回注量的增加，剩余总储水规模会减少，因此环评建议建设单位根据回注井实际回注能力，后期及时新建回注井。

综上，该区域气田水经元坝 29 预处理后回注的回注水与地层水配伍性较好，回注层封闭性较好，各回注井的固井质量较好，注入层有足够的富裕空间可满足注入要求。

D、其他回注案例

根据 2009 年 8 月环境保护部以环审〔2009〕385 号批复的《关于优尼科东海有限公司川东北高含硫气田宣汉开县区块气田工程（罗家寨、滚子坪气田）》项目和 2007 年以环审〔2007〕76 号批复的《关于中国石化普光气田开发及川气东送管道工程》项目中气田水预处理后均回注地层，因此本项目气田水预处理后回注地层这一最终处置工艺是有先例的，也是可行和可靠的。

综上所述，本项目回注可行。

7.3. 地下水环境保护措施及可行性论证

加强采气站的日常巡查，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。地下水环境保护措施可行。

7.4. 声环境保护措施及可行性论证

7.4.1. 声环境保护措施

本项目采气站噪声采取措施如下：

本项目产噪设备较多，主要为水套炉、分离计量橇、节流阀、放空立管等，因此为控制项目运行过程中噪声对周边敏感点的影响，本次评价提出以下要求。

(1) 优先选用低噪声设备，高噪声设备处应安装局部隔声罩、隔声间或安装消声器。

(2) 合理布局，降低噪声影响：现场施工过程中，根据实际情况，尽可能将高噪声设备靠近场地中间布置，并将其他公辅设施布置在高噪声设备外围，通过增加衰减距离和建筑隔声，降低高噪声设备的噪声影响范围。放空立管选用低噪声工艺，排放口采用节流降压型消声器，控制天然气放空噪声。同时合理设计放空立管管径，控制放空立管烟气流速在 15m/s 左右。

(3) 建立设备定期维护、保养的管理制度，以防止设备故障形成的非正常生产噪声，同时确保环保措施发挥最有效的功能。

(4) 由于本项目涉及的产噪设备较多，且设备较分散，本次评价要求建设单位在厂界处应修建围墙以进行隔声，同时根据竣工后实际厂界噪声监测情况，可根据情况采取隔声效果更好的隔声屏等措施，控制对周边声环境以及敏感点的影响。

7.4.2. 声环境保护措施可行性分析

项目营运期采气站周边最近农户处声环境均达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类区环境噪声限值，因此，本项目声环境保护措施可行。

7.5. 土壤环境保护措施及可行性论证

7.5.1. 土壤环境保护措施

(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。

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，具体见地下水 5.3.2.9 小节。

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漏；站场采气树、分离器、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；采气站定期巡逻，及时发现问题，处理问题，减少设备、管道泄漏概率。

7.6. 固体废物环境保护措施及可行性论证

本项目在运营期间固体废物主要为工作人员产生的生活垃圾，生活垃圾分类收集后交环卫部门处理，该措施广泛应用，且技术成熟可靠，措施可行。

7.7. 污染防治措施及投资估算汇总

本项目采取的环保措施在川、渝地区天然气开发项目中多次成功实施，采取的环保措施技术、经济可行。防治措施汇总见表 7.8-1。本项目总投资为 600 万元，环保投资为 30 万元，本项目环保投资占总投资的 5.0%。

表 7.7-1 本项目环保设施（措施）及投资估算一览表

项目		已采取环保措施	投资（万元）
采气 工程	废气治理措施工程	元陆6井采气站各设置放空系统一套	10
	废水治理工程	元陆6井采气站设 50m ³ 污水罐 1 个（正常使用）	5
	固体废物收集及处置	元陆6井采气站设垃圾箱 2 个	/
	地下水及土壤防治措施	分区防渗，具体见地下水 5.3.2.9 小节	5
	环境管理及风险防范	见表 6.9-1	10
合 计		/	30

8. 总量控制

本项目生活污水用作周围农田施肥；气田水定期拉运至元坝29气田水处理站或大坪污水处理站处理后回注或资源化回用，水套炉加热炉燃烧烟气通过自带排气筒排放，设备检修或系统超压时排放少量天然气通过15m高的放散管散排，由于天然气井站事故放空几率很低，设备检修放空一般为1-2年放空一次，甚至几年才放空一次，针对本项目而言，本项目井场设备简单，设备检修放空概率较一般井站的概率小，因此，点火燃烧废气产生的污染物仅作为环境管理数据，不纳入总量指标；因此根据本项目的“三废”污染排放特点，本项目不设总量控制指标。

9. 环境经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益的综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算。

9.1. 经济效益分析

内部效益：项目总投资 600 万元。设计产能规模为 1.5 万 m^3/d ，按照单价 2 元/ m^3 ，年产值可达 0.3 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，为该地区带来巨大经济效益。

9.2. 社会效益分析

本项目的建设，将对当地的经济发展起到良好的推动作用。项目建成投产将在以下几个方面产生社会效益：

(1) 本项目的建设将加快采气二厂天然气开发工作进程，解决西南地区天然气供应不足的现状以及发展要求。

(2) 本项目天然气开发对当地的经济发展有积极的带动作用，是响应国家“西部大开发”、贯彻落实“中部崛起”的重大举措；有利于优化能源结构，改善大气环境，实现社会经济可持续发展。

(3) 本项目的实施给当地带来巨大机遇，将对该地区的机械、建材、电力

等方面的发展将起到极大的推动作用，可以促进中国石油天然气工业的发展，加速煤改气进程，改善大气环境质量，促进西部地区的经济建设。同时，有利于改变目前不合理的燃料、原料结构，适应城市环保要求的提高和主业结构的调整，促进天然气化工及相关产业的发展，提高企业的经济效益，增加就业机会，加速区域经济的发展。。

(4) 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。

9.3. 环境损益分析

9.3.1. 环境效益分析

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。根据下表，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。

综上，天然气相对原煤、石油等能源的环境效益最好，本项目的建设将会减少煤炭或者石油的使用，减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。由此可见，本项目环境效益是十分明显的。

9.3.2. 环境损失分析

9.3.2.1. 生态环境经济损失

本项目建设过程中，由于站场建设需要永久占用土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般分析，生态环境损失包括直接损失和间接损失。直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生态环境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由于土地资源损失而引起的其他生态问题，如荒漠化、生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成

的环境经济损失。间接损失的确定目前尚无一套完整的计算方法和参考依据，因此，仅通过计算直接损失来确定环境损失。

本项目生态环境经济损失突出表现为占地经济损失，本项目总占地面积5390m²，均为采矿用地，不会造成农业损失。

9.3.2.2. 大气环境经济损失分析

施工期大气环境影响主要表现为运营期大气环境影响主要表现为放空废气（点火燃烧）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。

9.3.2.3. 声环境经济损失分析

运营期声环境影响主要表现为采气站场设备气流摩擦噪声。在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对声环境的影响较小。

9.3.2.4. 水环境经济损失分析

运营期气田水、生活污水等，在严格落实环保措施的情况下，本项目的建设对项目区域水环境的影较小。

9.3.2.5. 固体废弃物环境经济损失分析

运营期固废主要为生活垃圾，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。

9.4. 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600万元，而开采期内的经济效益达0.30亿元/年，而为减缓工程建设环境影响投入仅为30万元。由此可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目的实施，可以改善用气地区能源结构，天然气替代煤炭燃烧，减少因燃煤造成的环境污染，改善大气环境质量，用管道输送天然气可以减少运输带来的环境污染。本项目对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展

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。

10. 环境管理与监测计划

10.1. HSE 环境管理体系

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证。

中国石油天然气集团公司于1997年6月27日正式颁布了《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997），自1997年9月1日起实施。后又制定了《健康、安全与环境管理体系》（Q/SY1002.1-2007）。

10.2. HSE 环境管理现状

钻井工程对环境的影响主要为钻井工程施工期对环境的影响，为最大限度地减少野外施工队生态环境的影响，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。在钻井工程中有废物产生，钻井作业要严格按照《西南油气田分公司钻前、钻井作业环境保护暂行规定》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）营运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。

10.3. 环境监测及环境保护监控计划

环境监测是环保技术监控的重要组成部分，是弄清楚污染物来源、性质、数量和分布的主要手段，对督促、检查污染物排放是否达到国家排放标准起着有效的作用。环境监测制度的制定和执行，将会保证环保措施的实施和落实，可以及时发现环保措施的不足，进行修正和改进。根据该项目特点，主要污染源及污染物排放情况，提出如下监测计划：

(1) 噪声监测

监测点位：站场场界；监测因子：厂界噪声；监测频次：1次/季度，每期监测2天，每天昼、夜各1次。

(2) 土壤监测

监测点位：站场井口作业区域、周边农用地，后续可根据项目开发进度及实际情况进行调整。

监测因子：pH、石油烃、氯化物；监测频次：5年/次。

(3) 地下水监测

①监测点位

元陆6井井采气站场井场上游、下游、侧方位各设置不少于1个监测点（监测布置点位如下表），发现水质异常时，增加对下游居民取水点增加水质监测点位。

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、硫化物、溶解性总固体。

③监测频率

采气站场运营采气期监测频率按照背景监测点位不得低于每年一次，扩散监测点位不得低于每半年一次，若发现水质异常和污染物渗漏，应加密监测频率。

表 10.3-1 地下水监测点位表

监测点位编号	监测点功能	监测点位置	与井场位置关系	监测井类型
GZ1	背景值监测点	井场西侧厂界附近	地下水流向上游	新建监测井
GZ2	污染扩散监测点	井场北侧厂界附近	地下水流向侧向	利用原监测井
GZ3	污染扩散监测点	井场东侧厂界附近	地下水流向下游	新建监测井

(4) 转运废水的管理要求

建立转移联单制度，防止偷排，对运输车辆司机进行监管，设置运出与运入的转移联单制度，进行检查并奖惩。

10.4. 施工期开展环境管理

目前该项目施工期已结束，本次不做环境管理要求。

10.5. 竣工环境保护验收

根据《建设项目环境保护管理条例》(2017年中华人民共和国国务院令第682号)的相关要求，建设单位应按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告并向社会公开验收报告(除按照国家规定需要保密的情形外)，竣工环保验收措施清单详见下表。

表 10.4-2 工程竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目	验收指标及要求
环境管理	环境影响评价	经生态环境局审核批准
	环境管理制度	具有环保机构，环保资料和档案齐全，建立废水转运联单制度，具备交接清单
	环境风险应急预案	具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，应急预案演练档案齐全
污染治理	站场建一套放空系统	站场设置有放空系统且运行正常
	气田水运至元坝29回注站回注，不外排	收集后定期经罐车拉运至元坝29污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注(如后期生产调整，也可拉运到生产区域内有环保手续和回注空间的其它回注井进行回注)，不在当地外排
风险防范	编制应急预案及培训、演练；废水罐区设置围堰和事故罐并进行防	防止事故状态下污染土壤和地下水

元陆6井地面建设工程项目环境影响报告书

分项	验收项目	验收指标及要求
	渗；井口区域及发电机房重点防渗	
生态恢复	占地恢复	设施搬迁后，拆除基础，覆土后进行复垦

11. 环境影响评价结论

11.1. 评价结论

11.1.1. 建设项目概况

新建元陆6试采井站1座，元陆6井口天然气经加热、节流、分离、计量后，就近接入CNG站或通过管线输送至用户，设计开发配产天然气 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，站内划分为工艺流程区和辅助生活区；工艺流程区包括：水套炉1套，分离器1套，污水罐1座，放空立管1座，消防砂池及消防器材存放柜等。辅助生活区包括设施如下：工具间1座，机柜间1座，撬装活动房1座，移动式厕所1座，化粪池1座。

项目总投资600万元，其中环保投资30万元，占总投资的5.0%。

11.1.2. 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订），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”，属于鼓励类行业，本项目符合产业政策。

11.1.3. 规划符合性

1、与当地城镇规划符合性

元陆6井位于四川广元市苍溪县唤马镇红金村一社，根据广元市自然资源局《关于苍溪县唤马镇红金村元陆6#老井复查建设工程临时用地的批复》（广自然资函〔2022〕240号），元陆6井不在城镇规划区范围内。

2、与国家相关规划符合性

项目的选址和建设符合国家及地方发布的各项规划、政策、生态环境保护规划、法律法规及行动计划。

综上，本项目符合国家相关规划、符合项目所在地的城镇规划。

11.1.4. 环境质量现状

1、环境空气质量

根据苍溪县《2022年度环境状况公报》，苍溪县2022年度环境空气中SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀和PM_{2.5}的浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，本项目所在区域为环境空气质量达标区，补充监测点位的非甲烷总烃小时值满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃小时值标准。

2、地表水环境质量

本项目所在地属于东河水系，根据《苍溪县2022年度环境状况公报》，项目所在区域地表水环境质量评价区域为达标区。

3、地下水环境质量

监测点位监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值标准。

4、声环境质量

项目厂界及敏感点环境噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类区环境噪声限值。

5、土壤环境质量

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。

11.1.5. 总量控制

本项目为天然气开发井地面建设项目，运营期地面采气为全密闭管道，不设水套炉，气田水预处理后回注。结合天然气建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议本项目不核定总量指标。

11.1.6. 环境保护措施及环境影响

(1) 地表水污染影响及污染防治措施

生活污水由化粪池收集预处理后，用作农肥，不外排；气田水和检修废水于元陆 6 井采气站污水罐暂存，定期通过密闭罐车拉运至元坝 29 污水处理站预处理达标后，送至元坝气田已有的回注井回注，不排入地表水体。采取以上措施后项目污废水对区域地表水影响可接受。

(2) 废气污染影响及污染防治措施

项目采气站工艺设备为高压密闭作业，无无组织废气产生。采气站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设备检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。

采气站设备检修、管道超压时，对生产设备、管道内的天然气进行放空（燃烧后排放），本项目天然气不含硫化氢，放空频率小，持续时间短，排放污染物量较少，对环境影响较小。

(3) 噪声影响及污染防治措施

本项目产噪设备较多，主要为水套炉、分离计量橇、节流阀、放空立管等，在采取本项目提出的环保措施后，运营期对周边居民声环境影响小。

(4) 固体废弃物

运营期间固体废物主要为工作人员产生的生活垃圾，生活垃圾分类收集后交环卫部门处理。

11.1.7. 环境风险评价结论

本工程天然气开采期间存在一定的环境风险，可能对地表水、地下水、土壤、生态环境、周围居民人身安全等造成影响。项目通过采取有效的风险防范措施，其发生事故的概率极低；通过建立突发事件应急预案后，事故对环境的影响能降至最低限度。环境风险可接受，项目建设可行。

11.1.8. 建设项目环境可行性结论

本项目属于清洁能源开发项目，符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，对于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

建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本项目对环境的不利影响较小，项目建设不会改变区域的环境功能。在严格落实环境风险防范措施、环境风险管理要求和应急预案得到落实和执行的情况下，环境风险达到可接受水平。综上，本项目从环境保护角度是可行的。

因此，从环保角度而言，本项目的建设是可行的。

11.1.9. 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了3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。

11.2. 要求及建议

严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故应急预案，降低事故发生概率和在事故发生时能将危害控制在最低限度。