



普光气田明1侧井天然气回收利用项目

环境影响报告书

(公示稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田
普光分公司

编制单位：四川省众诚瀚蓝科技有限公司

二〇一五年十二月

目录

目录	I
概 述	1
1. 总则	9
1.1. 编制依据	9
1.2. 评价目的和工作原则	14
1.3. 建设项目产业政策、污染防治政策和规划符合性分析	14
1.4. 选址合理性分析	49
1.5. 环境影响因子识别和筛选	50
1.6. 环境功能区划	52
1.7. 评价标准	53
1.8. 评价等级和评价范围	58
1.9. 环境保护目标	70
2. 工程分析	73
2.1. 已建工程和相关工程建设情况	73
2.2. 项目概况	87
2.3. 项目产排污分析	97
2.4. 污染源源强核算	103
2.5. 退役期污染源及污染物排放情况	116
3. 环境现状调查与评价	119
3.1. 自然环境现状	119
3.2. 环境质量现状评价	124
3.3. 生态环境调查与评价	133
4. 环境影响预测与评价	140
4.1. 生态环境影响分析	140
4.2. 地表水环境影响分析	143
4.3. 地下水环境影响分析	158
4.4. 大气环境环境影响分析	180
4.5. 声环境影响分析	188

4.6. 固体废物影响分析	194
4.7. 土壤环境影响预测与评价	197
5. 环境风险预测与评价	204
5.1. 评价依据	204
5.2. 评价目的及重点	204
5.3. 风险调查	204
5.4. 环境风险潜势判定	205
5.5. 评价等级及评价范围	209
5.6. 风险识别	209
5.7. 风险事故情形分析	213
5.8. 环境风险防范措施	217
5.9. 环境风险防范应急预案	222
5.10. 小结	228
6. 环境保护措施及其可行性论证	231
6.1. 施工期环境保护措施及可行性分析	231
6.2. 运营期环境保护措施及可行性分析	236
6.3. 退役期环境保护措施及可行性分析	243
6.4. 环保投资估算	244
7. 环境影响经济损益分析	246
7.1. 工程经济、社会效益分析	246
7.2. 环境损益分析	246
7.3. 结论	247
8. 清洁生产与总量控制	248
8.1. 清洁生产分析	248
8.2. 总量控制	250
9. 环境管理与环境监测	251
9.1. 环境管理	251
9.2. 污染物排放清单	252
9.3. 环境监测	256

9.4. 排污许可申请	257
9.5. 竣工环境保护验收	257
10. 结论与建议	258
10.1. 项目概况地理位置	258
10.2. 环境质量现状	258
10.3. 项目产业政策符合性和选址合理性分析	259
10.4. 环境影响评价结论	260
10.5. 环境风险分析	261
10.6. 清洁生产和总量控制	262
10.7. 环境经济损益分析	262
10.8. 环境管理与监测计划	262
10.9. 综合评价结论	262
10.10. 要求与建议	263

附图:

- 附图 1 项目地理位置图
- 附图 2 项目与宣汉县城镇开发边界示意图
- 附图 3-1 项目周边 500m 外环境关系图
- 附图 3-2 项目周边 5km 外环境关系图
- 附图 4 项目监测布点图（大气、噪声、土壤、包气带）
- 附图 5 项目监测布点图（地下水）
- 附图 6-1 井站现状总平面布局示意图
- 附图 6-2 本项目新建 CNG 回收站平面布局及分区防渗图
- 附图 7 项目所在地水系图
- 附图 8 项目区水文地质图
- 附图 9 项目与后河特有鱼类国家级水产种植保护区关系示意图
- 附图 10 项目与宣汉县饮用水保护区位置示意图
- 附图 11 评价范围土地利用现状图
- 附图 12 评价范围植被类型图
- 附图 13 项目与生态红线关系图

附件:

- 附件 1 普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目可行性研究报告批复
- 附件 1-2 普光分公司营业执照 2023 版
- 附件 2-1 明 1 井临时用地的批复
- 附件 2-2 双新 1X 井钻井工程临时用地的批复
- 附件 2-3 明 1 侧井钻井工程临时用地的批复
- 附件 3 项目用地红线勘测定界图
- 附件 4-1 普光明 1 侧探井工程环境影响报告表的批复
- 附件 4-2 明 1 侧井探井工程竣工环境保护验收意见
- 附件 5 双新 1X 井工程环境影响报告表的批复
- 附件 6-1 赵家坝污水处理站环评批复
- 附件 6-2 赵家坝污水处理站环保验收意见
- 附件 7-1 普光 7 回注工程环评批复

- 附件 7-2 普光 7 回注站工程环保验收意见
- 附件 8-1 普光 11 井回注站环境影响报告表的批复
- 附件 8-2 普光 11 井回注站竣工环境保护验收调查批复
- 附件 9-1 普光 3 回注井环评批复
- 附件 9-2 普光 3 回注井环保验收意见
- 附件 10 危废仓库环评批复
- 附件 11 水土流失区划文件
- 附件 12 达州市水务局关于水土保持“两区”划分的公告
- 附件 13 气田水检测报告
- 附件 14 类比的天然气检测报告
- 附件 15-1 引用地下水、土壤检测数据
- 附件 15-2 补充监测数据（大气、土壤、噪声等）
- 附件 15-3 噪声补测监测数据
- 附件 16 关于普光气田污水处理站及回注站剩余处理能力的情况说明 (2)
- 附件 17 委托书

概 述

一、项目建设背景及必要性

1、建设背景

普光气田位于四川省达州市宣汉县境内，是我国首个成功投入开发的高含硫、千亿立方米级大型海相气田，也是“川气东送”工程的主要气源地。该气田开发范围包括普光主体、大湾、毛坝、老君等多个气藏。自 2005 年启动开发建设，普光主体于 2009 年正式投产，至今已实现安全平稳高效运行超过 13 年。截至 2023 年 5 月底，气田累计生产井口气量达到 1118 亿立方米，累计完成投资 471.21 亿元。

在勘探开发过程中，普光气田陆续发现了一批位于边远地区的油气井。这些井场通常位置偏僻、道路崎岖、地形复杂，其共同特点是：储量规模较小，产量有限；稳产期较短，一般仅为 3-5 年；同时远离现有集输管网，缺乏外输管道，若为其单独建设集输系统，经济性较差。因此在油价较低时期，这类资源往往难以有效动用。但随着近年来国际油价持续回升并保持高位运行，这些边远井的开发利用价值显著提升，为实现天然气增储上产目标，中国石化中原油田分公司拟实施普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目。根据建设单位提供资料，明 1 侧井与双新 1X 井试采页岩气不含硫化氢、不含凝析油。

根据中国石化中原油田普光分公司编制的《普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目可行性研究报告》及批复可知，建设单位拟开展明 1 侧井与双新 1X 井的试采工作，并在现有井场范围内（双新 1X 井探井工程预留用地）新建一套 CNG 回收设备，两口井页岩气经降压节流、加热节流、气液分离、脱水、压缩机压缩后，以 CNG 形式拉运外售。

明 1 侧井与双新 1X 井为同一井场内，位于四川省达州市宣汉县***，其中明 1 侧井利用明 1 井老井开窗侧钻，目的层位为***、***，完钻层位为***。双新 1X 井则依托明 1 井已建井场并进行扩建，设计井深为 5848m（定向井），目的层位为***，完钻层位与明 1 侧井同样为***。

因此，鉴于明 1 侧井、双新 1X 井的完钻采气层位相同，本次评价拟在明 1 井场内新建一座 CNG 回收站，用于回收明 1 侧井、双新 1X 井产出的天然气（页

岩气）。设计总回收规模为 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。其中回收明 1 侧井 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、双新 1X 井 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本工程主要设备包括除砂撬 1 座、加热节流分离撬 1 座、干燥塔撬 1 座、压缩机撬 1 座、加气柱 1 座、污水罐撬 1 座、放空立管 1 座及配套公辅工程设备。其工艺流程为：两口井的井流物经节流降压后，进入两相分离装置进行气液分离；分离后的湿天然气经过聚结过滤器滤除大分子烃类，再进入干燥塔撬脱水；脱水后的天然气通过压缩机增压至 25MPa，最终通过加气柱充装至管束车外运。需要说明的是，本次评价范围不包括压缩天然气的运输环节，仅提出相应的风险防范措施。

根据天然气检测报告（见附件 14），本工程天然气不含硫化氢、不含凝析油，试采结束后若产气性较好，则转为生产井，纳入区块环评并另行开展环境影响评价；若产气性不好，试采结束后则拆除相关设备，将井站井口用水泥封固，井口之外区域恢复土地原有性质。

本项目井站依托原钻井工程用地，不新增占地；若后期转为生产井，开采工程应办理环评，办理相关用地手续。本项目为天然气的试采项目，不涉及钻井工程，不涉及新建井、加密井、调整井等工程，勘探井转为生产井另行环评。

二、项目特点

本项目为天然气回收利用项目，具有以下特点：

(1) 本项目明 1 侧井、双新 1X 井天然气为不含硫、不含凝析油气藏，类型为页岩气，属于非常规天然气试采，试采层位为***；

(2) 本项目在现有井场范围内（双新 1X 井探井工程预留用地）建设，较大程度上减缓了土地占用、植被和土壤破坏、水土流失影响。

(3) 本项目试采期配置 CNG 设备 1 套，井口天然气经降压节流、加热节流、气液分离、脱水、压缩机压缩后，以 CNG 形式拉运外售，不涉及地面集输工程，避免了试采期外输管线环境风险影响。

(4) 本项目为试采工程，兼具生态影响和污染影响的特点：生态环境影响主要体现在施工期土地占用、植被和土壤破坏、水土流失及生态景观破坏等方面；施工期污染影响主要为设备噪声、扬尘、施工废水、试压废水等。试采期污染影响主要为采出水、设备噪声、放空废气、水套加热炉废气、除砂废渣、检修废渣、

污水罐沉渣、废分子筛等。

三、环境影响评价工作过程概述

我公司在接受建设单位环评委托后，随即组织技术人员奔赴现场进行踏勘，在现场调查和资料收集的基础上，开展了深入细致的报告编制工作。本次环评工作主要分为以下几个阶段：

第一阶段：根据建设单位提供的项目技术方案等有关资料，首先确定项目是否符合国家和地方有关法规、政策及相关规划；然后根据建设单位提供的关于本项目的资料，进行初步的工程分析，识别环境影响因素、筛选评价因子，明确评价重点、环境保护目标，确定评价工作等级、评价范围和标准。

第二阶段：委托有资质的环境监测单位对项目区域环境现状本底质量进行了调查和监测，以便了解选址所在地环境现状质量状况；在此基础上，进行详细的工程分析，确定各污染因素污染源强，然后进行各环境要素影响预测与评价。

第三阶段：对项目拟采取环保措施进行技术经济论证，给出项目环境可行结论。环评单位依据环境影响评价技术导则的有关技术要求，在认真分析预测和公众参与意见的基础上，编制完成了环境影响报告书，并上报达州市生态环境局组织审查。

项目环评报告书编制过程中，我公司主要从事现场勘查，资料收集，现状监测方案、环评公示内容的起草、报告书编制工作，中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司负责提供相关工程技术资料。

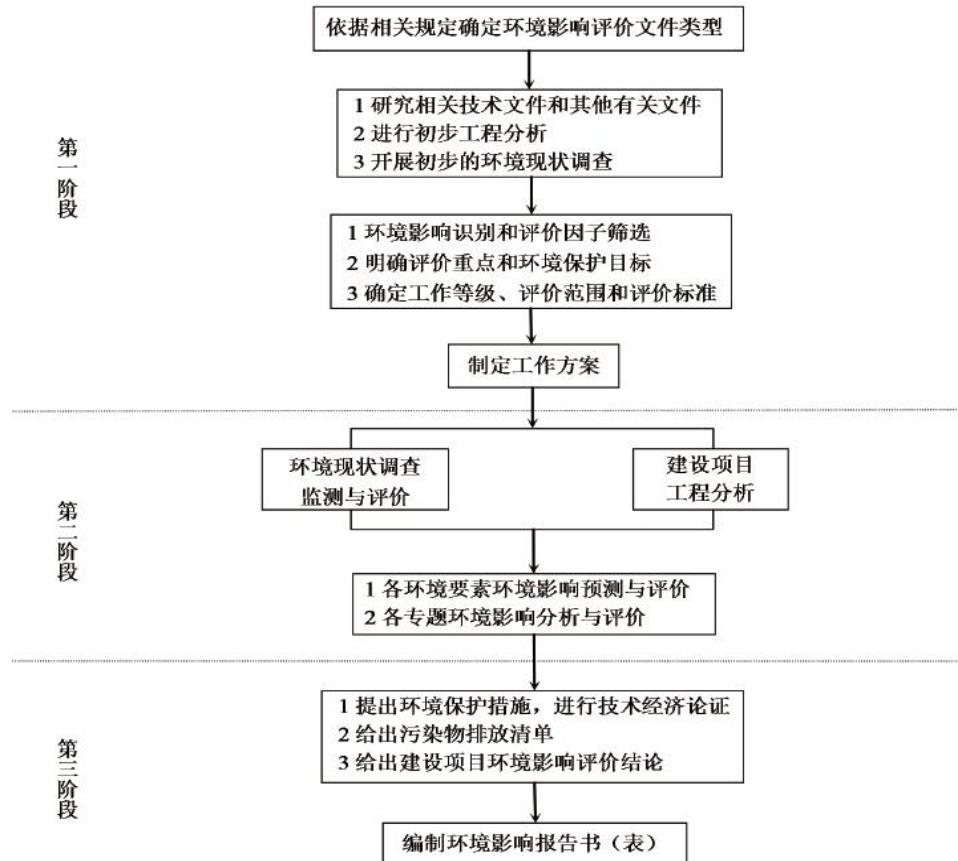


图 1.1-1 本次评价工作路线图

四、分析判定相关情况

(1) 编制依据

本项目属于天然气回收利用项目，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021版）有关规定，该项目需编制环境影响报告书，判定依据见下表：

表1-2 建设项目环境影响分类管理名录

环评类别	项目类别	报告书	报告表	登记表
五、石油和天然气开采业 07				
8 陆地天然气开采 0721	新区块开发；年生产能力1亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）		其他	/

注：本项目所在区域涉及水土流失重点治理区。

本项目位于达州市宣汉县***，根据水利部办公厅关于印发《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）的通知，本项目属于四川省国家级水土流失重点治理区名单中所列区县，详见下表。

表1-3 四川省国家级水土流失重点治理区名单

重点治理区	
嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区 GII2	巴中市：巴州区、恩阳区、平昌县；成都市：金堂县、简阳市；达州市：达川区、大竹县、开江县、渠县、通川区、宣汉县；德阳市：中江县；广元市：苍溪县、剑阁县；乐山市：犍为县、井研县；眉山市：仁寿县；绵阳市：三台县、盐亭县、梓潼县；内江市：威远县、资中县；南充市：阆中市、仪陇县、营山县；遂宁市：大英县；宜宾市：宜宾县；资阳市：安岳县、乐至县、雁江区；自贡市：荣县（31）

根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》“以下称《公告》”，本项目涉及《公告》中“附件 1 达州市水土流失重点防治区划分表”中所列生态分区中“II 区-重点治理区”，具体详见下表。

表1-4 达州市水土流失重点防治区划分表

生态分区	治理分区	乡镇
II	重点预防区	宣汉县：龙泉乡、渡口乡、三墩乡、白马乡、大成镇、东乡镇、柳池乡、清溪镇、普光镇、桃花乡、双河镇、七里乡、柏树镇、天生镇、石铁乡、新华镇、厂溪乡、凤鸣乡、红峰乡（19）
	重点治理区	宣汉县：三墩乡、土黄镇、樊哙镇、漆碑乡、华景镇、白马乡、庆云乡、马渡乡、隘口乡、清溪镇、老君乡、普光镇、峰城镇、凤林乡、五宝镇、天台乡、三河乡、君塘镇、明月乡、东乡镇、红岭乡、君塘乡、柳池乡、东林乡、庙安乡、天宝乡、柏树镇、黄金镇、毛坝镇、胡家镇、花池乡、土主乡、南坪乡、观山乡（34）

由上表可知，本项目涉及水土流失重点治理区。

（2）产业政策符合性

本项目为天然气回收利用项目，属于《国民经济行业分类》(GB/T 4754-2017) 中“**B0721 陆地天然气开采**”，对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于其中**第一类“鼓励类”中第七条“石油类、天然气”中第 1 款“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”类项目**。因此，本项目符合国家现行产业政策。

（3）选址符合性

本项目回收站位于达州市宣汉县***，属于农村地区。本项目回收站利用现有井场预留空地建设，此用地已于 2023 年 11 月 9 日，取得了达州市自然资源和规划局《关于明 1 侧探井工程项目临时用地的批复》（达市自然资规函〔2023〕1469 号）及 2025 年 2 月 17 日，取得了达州市自然资源和规划局《关于双新 1X 预探井临时用地的批复》（达市自然资规函〔2025〕159 号）。

采出气天然气（页岩气）通过 CNG 拉运，不涉及输气管线。

因本项目所在区域为宣汉县水土保持重点治理区，本次环评要求：建设单位在施工期和运营期严格落实水土保持措施，防止造成水土流失。

（4）规划符合性

项目建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》、《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及其审查意见、《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2号）、《四川省“十四五”能源发展规划》、《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》等相关规划的要求；项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》等相关政策的要求。

（5）“生态环境分区”符合性

对照《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府发办函〔2024〕31号）中相关要求，项目不在生态保护红线内、未超出环境质量底线及资源利用上线、未列入环境准入负面清单内，本项目的建设与“达市府发办函〔2024〕31号”中相关要求相符。

对照《四川省生态环境厅办公室关于印发<产业园区规划环评“生态环境分区”符合性分析技术要点（试行）>和<项目环评“生态环境分区”符合性分析技术要点（试行）>的通知》（川环办函〔2021〕469号），本项目严格执行环评提出的各项污染治理措施的前提下，可实现污染物达标排放，同时项目不涉及生态红线，未超出资源利用上线和环境质量底线，符合区域生态环境准入清单管控要求，故本项目建设符合“生态环境分区”管控要求。

（6）与长江保护法律法规文件的符合性

本项目为天然气回收利用项目，位于长江流域范围内，项目符合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》、《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》等文件要求。

综上所述，项目符合国家产业政策、法律法规和相关规划及规划环评中相关要求。

五、关注的主要环境问题及环境影响

根据分析，该项目主要关注的环境问题如下所示：

(1) 选址合理性

本项目主要为井场用地，不涉及集输管线，回收站利用现有井场范围内空地（双新1X井探井工程预留用地）进行建设，最大程度减少新增占地，减缓生态影响及水土流失，井场依靠现有公路，以方便物资及设备运输；同时合理利用了地形条件，降低了工程施工难度。

此外，本项目不在四川省达州市划定的生态保护红线区域内，与达州市“生态环境分区”不冲突；本项目不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区等生态敏感区范围内，不涉及集中式饮用水源保护区、公益林、新增占用永久基本农田。

因此，从环境保护的角度考虑，本项目选址是合理的。

(2) 总图布置合理性

站场平面布置根据功能需要，工艺装置设有水套加热炉、两相分离计量装置、干燥塔撬、压缩机撬、加气柱、污水罐等设备，仪控、电气、消防、给排水、结构、建筑等专业和相关设施。

(3) 生态影响

项目站场涉及环境敏感区主要为水土流失重点治理区。本项目利用现有井场预留空地建设，不会新增占用土地资源。工程对生态环境的影响集中在施工期，随着项目水保及生态防护措施的落实，区域生态环境将逐步恢复。因此，本工程对生态环境的影响在可接受范围内。

(4) 水、气、声、固废影响

①废气：施工期主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、站内管道补焊烟尘、站内管道吹扫氮气、防腐漆挥发废气等；运营期主要为水套加热炉废气、非正常工况下的检修废气和事故放空废气。环评中注重施工期废气的环境影响分析和运营期废气的达标排放及影响分析。

②废水：施工期主要是施工人员生活污水、管道试压废水及设备冲洗废水；运营期主要为分离器产生的采出水与场站值班人员生活污水。环评中注重施工期废水处理的可行性和可靠性论证，运营期采出水依托处置可行性分析。

③噪声：施工期为各类机械设备产生的噪声；运营期主要为回收站节流阀等因节流或流速改变造成部件的机械振动而产生的一定噪声。环评中注重施工期和运营期噪声控制措施的可行性论证。

④固体废物：施工期主要是生活垃圾、施工废料、防腐刷漆废物等；运营期主要是回收站值班人员生活垃圾、除砂废渣、检修废渣、废分子筛、污水罐沉渣等。环评中注重施工期固体废物处置的可行性进行论证。

⑤环境风险：主要为天然气泄露泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放；污水罐破损泄露风险。

六、环境影响评价主要结论

本项目符合国家产业政策，与当地规划相容，符合石油天然气发展规划；所在区域环境空气质量现状较好；建设期间对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响小，不改变区域的环境功能；该项目达到清洁生产国内先进水平，采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目环境可行，选址合理；该工程采取的环境风险措施可靠，在落实风险防范措施后，环境风险达到可接受水平；所采取的废水、废气、固体废物和噪声防治措施以及水土保持措施可行有效，在建设过程中认真落实报告提出的各项污染防治措施后，对周围环境不会造成污染影响。从环境角度而言，无明显制约项目建设的环境因素，本项目选址是可行的。

综上，项目建设无明显制约的环境因素，建设过程中认真落实报告提出的各项污染防治、生态保护措施和应急措施后，从环境保护角度而言，本项目建设是可行的。

1. 总则

1.1. 编制依据

1.1.1. 法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年修订, 2015 年 1 月 1 日起施行);
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年修订, 2018 年 12 月 29 日起施行);
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年修订, 2018 年 10 月 26 日起施行);
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年修订, 2018 年 1 月 1 日起施行);
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年修订, 2020 年 9 月 1 日施行);
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021 年修订, 2022 年 6 月 5 日施行);
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年修订, 2019 年 1 月 1 日施行);
- (8) 《中华人民共和国长江保护法》(2021 年 3 月 1 日起施行);
- (9) 《中华人民共和国环境保护税法》(2018 年 1 月 1 日);
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 7 月 1 日);
- (11) 《中华人民共和国循环经济促进法》(2018 年修正, 2018 年 10 月 26 日起施行);
- (12) 《中华人民共和国安全生产法》(2021 年修订, 2021 年 9 月 1 日起施行);
- (13) 《建设项目环境保护管理条例》(2017 年修订);
- (14) 《中华人民共和国节约能源法》(2018 年 10 月 26 日修订);
- (15) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日);
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2023 年 5 月 1 日);
- (17) 《中华人民共和国森林法》(2019 年 12 月 29 日);

- (18) 《基本农田保护条例》(2011年1月8日)；
- (19) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017年10月7日)；
- (20) 《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日起施行)；
- (21) 《危险化学品安全管理条例》(国务院第591号令)；
- (22) 《四川省环境保护条例》(2018年1月1日)；
- (23) 《四川省固体废物污染环境防治条例》(2022修订版)。

1.1.2. 相关政策

- (1) 《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)；
- (2) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号)；
- (3) 《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)；
- (4) 《水污染防治行动计划四川省工作方案》(川府发〔2015〕59号)；
- (5) 《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》(川府发〔2016〕63号)；
- (6) 《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》(国办发〔2016〕81号)；
- (7) 四川省空气质量持续改善行动计划实施方案(川府发〔2024〕15号)；
- (8) 《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24号)；
- (9) 《天然气利用管理办法》(2024年第21号令)；
- (10) 《排污许可管理办法(试行)》(2019修订)；
- (11) 《关于落实<水污染防治行动计划>实施区域差别化环境准入的指导意见》(环环评〔2016〕190号)；
- (12) 《四川省〈中华人民共和国大气污染防治法〉实施办法》(2019年1月1日)；
- (13) 《四川省生态功能区划》(2006.6.18)；
- (14) 《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》(2023.9.28)；
- (15) 《四川省<中华人民共和国水土保持法>实施办法》(2012.12.1)；
- (16) 《四川省固体废物污染环境防治条例》(2018.7.26修订)；
- (17) 《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》(川府发〔2018〕24

号) ;

(18) 《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》(川府发〔2020〕9 号) ;

(19) 《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》(川自然资规〔2019〕4 号) ;

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

(21) 《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》(川水函〔2017〕482 号) ;

(22) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》原环保部公告 2012 年第 18 号, 2012.03.07 实施;

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

(24) 《关于加强临时用地监管有关工作的通知》(自然资办函〔2023〕1280 号) ;

(25) 《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单指南实施细则(试行, 2022 年版)》;

(26) 《达州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》(达市府发〔2021〕17 号) ;

(27) 《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》(达市府发办函〔2024〕31 号) ;

(28) 《四川省自然保护区管理条例(2018 修正)》, (2018.9.30 起施行);

(29) 《四川省重点保护野生动物名录》(川府发〔2024〕14 号, 2024.8.21);

(30) 《国家重点保护野生动物名录》(2021 年公布) ;

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

(32) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》(2016) ;

- (33) 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》(2013)；
- (34) 《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》(2021.2.8)；
- (35) 关于修改《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的决定(四川省第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议通过)；
- (36) 四川省生态环境厅 四川省林业和草原局关于转发《关于加强和规范生态保护红线管理的通知(试行)》的通知(川自然资发〔2023〕1号)；
- (37) 《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单(第一批)(试行)》(川发改规划〔2017〕407号)；
- (38) 《四川省生态环境厅 关于优化调整建设项目环境影响评价文件审批权限的公告》(2023年第7号)；
- (39) 《四川省生态保护红线方案》(川府发〔2018〕24号)；
- (40) 《四川省固体废物污染环境防治条例》(2022修订版)；
- (41) 《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行, 2022年版)》(川长江办〔2022〕17号)；
- (42) 《产业结构调整指导目录(2024年本)》；
- (43) 《“十四五”循环经济发展规划》(发改环资〔2021〕969号)；
- (44) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》；
- (45) 《生态环境分区管控管理暂行规定》的通知(环环评〔2024〕41号)；
- (46) 《四川省生态环境厅关于公布四川省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)的通知》(川环函〔2024〕409号)。

1.1.3. 技术规范及导则

- (1) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)；
- (2) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (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 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

- (8) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (10) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；
- (11) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；
- (12) 《国家危险废物名录(2025 年版)》；
- (13) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)；
- (14) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ589-2021)；
- (15) 《生态环境健康风险评估技术指南 总纲》(HJ1111-2020)；
- (16) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)；
- (17) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)。

1.1.4. 石油天然气行业技术规范

- (1) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)；
- (2) 《石油天然气设计防火规范》(GB50183-2004)；
- (3) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)；
- (4) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》(SYT6125-2013)；
- (5) 《油气井井喷着火抢险作法》(SYT6203-2024)；
- (6) 《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)；
- (7) 《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)（本项目参照执行）；
- (8) 《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)；
- (9) 《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》(SY/T7294-2016)；
- (10) 《四川省页岩气开采水污染物排放标准》(DB51/3203-2024)。

1.1.5. 与项目有关的其他资料

- (1) 环境影响评价委托书；
- (2) 《普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目可行性研究报告》，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司，2025. 9；
- (3) 项目直接影响区、县及相关乡镇规划、土地利用规划、植被分布现状、水系分布情况等相关文件、资料；
- (4) 建设单位提供的项目其他有关资料。

1.2. 评价目的和工作原则

1.2.1. 评价目的

(1) 通过对项目所在区域环境现状的调查和监测，掌握该地区环境质量现状。

(2) 通过对拟建工程情况和对有关技术资料的分析，掌握项目的工程特征和生活环境污染特征，分析项目施工建设和建成后污染治理的排污水平，选择适当的模式预测项目建成投产后排放的污染物可能对环境造成影响的程度和范围，并提出相应的防治措施。

(3) 从环保角度论证项目建设的可行性，为工程环保措施的设计与实施，以及投产运行后的环境管理等提供科学依据。

1.2.2. 评价原则

坚持“污染预防”、“达标排放”的原则，制定切实可行的污染防治措施，确保本项目建成后的“三废”达标排放，使本项目的建设满足当地城市发展总体规划、环境保护规划和环境功能区划的要求。

依据《环境影响评价技术导则》的要求，合理确定评价范围和评价因子，选择合适的预测模型预测项目排放的各类污染物对环境的影响程度和范围，结论力求做到科学、客观、公正、明确。

1.2.3. 评价重点

根据本项目特点和工程所在地的环境概况，在工程分析的基础上，重点评价工程施工过程中对周边大气、地表水、地下水、声环境、土壤环境及生态环境的影响，重点评价试采期场站产生的废气、废水、固废、噪声以及存在的环境风险。

重点评价工程对水土流失重点治理区等《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021版）中所列的环境敏感区的影响。

1.3. 建设项目产业政策、污染防治政策和规划符合性分析

1.3.1. 产业政策符合性分析

1.3.1.1 与《产业结构调整指导目录（2024年本）》符合性分析

本项目为天然气回收利用项目，属于《国民经济行业分类》(GB/T 4754-2017) 中“**B0721 陆地天然气开采**”，对照《产业结构调整指导目录（2024年本）》，

本项目属于其中第一类“鼓励类”中第七条“石油类、天然气”中第 1 款“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。符合国家现行产业政策。

2025 年 9 月 5 日，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司出具了关于本工程可行性研究报告的批复（中原油分投资〔2025〕177 号）；项目建设符合国家和地方现行产业政策要求。

1.3.2. 与区域规划符合性分析

本项目回收站位于达州市宣汉县***，属于农村地区。本项目回收站利用现有井场预留空地建设，此用地已于 2023 年 11 月 9 日，取得了达州市自然资源和规划局《关于明 1 侧探井工程项目临时用地的批复》（达市自然资规函〔2023〕1469 号）及 2025 年 2 月 17 日，取得了达州市自然资源和规划局《关于双新 1X 预探井临时用地的批复》（达市自然资规函〔2025〕159 号）。

采出气天然气（页岩气）通过 CNG 拉运，不涉及输气管线。根据该场地临时用地批复，本项目回收站临时用地类型主要为农用地、建设用地等。

因本项目所在区域为宣汉县水土保持重点治理区，本次环评要求：建设单位在施工期和运营期严格落实水土保持措施，防止造成水土流失。

因此，项目选址符合区域规划。

1.3.2.1 与城乡规划符合性分析

本工程位于四川省达州市宣汉县***，项目利用现有井场预留空地建设，区域属于农村地区，对照项目与区域城镇开发边界套合图，项目未处于城镇开发边界范围内，因此项目实施不影响城乡建设。

1.3.2.2 与达州市“三区三线”的符合性分析

（1）与达州市《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》的符合性分析

根据《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》中的要求：强化底线约束，严格管控“三线”。优化市域空间总体格局，形成“北特中都南粮，一屏两廊三带、一核两翼六轴”的市域总体格局。

本项目位于达州市中部区域的宣汉县，属于《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》中的北部生态农业产业区内，本项目为天然气回收利用项目，项目选址不涉及宣汉县君塘镇场镇规划建设用地范围内，不涉及生态红线，本项

目依托原明1侧井已建井场进行建设，因此项目建设符合三区三线的相关要求。

因此，项目建设符合《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》。

（2）与达州市“三区三线”的符合性分析

根据达州市“三区三线”的管控要求，项目与达州市“三区三线”的符合性分析如下：

表1.3-1 本项目达州市“三区三线”符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
1	城镇空间：以城镇居民生产、生活为主体功能的国土空间，包括城镇建设空间、工矿建设空间以及部分乡级政府驻地的开发建设空间。	本项目为天然气回收利用项目，位于农村区域，不属于城镇空间范围内。	符合
2	农业空间：以农业生产和农村居民生活为主体功能，承担农产品生产和农村生活功能的国土空间，主要包括永久基本农田、一般农田等农业生产用地以及村庄等农村生活用地。	本工程位于四川省达州市宣汉县***，项目利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用农业空间。	符合
3	生态空间：具有自然属性的，以提供生态服务或生态产品为主体功能的国土空间，包括森林、草原、湿地、河流、湖泊、滩涂、荒地、荒漠等。	项目利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用生态空间。	符合
4	生态保护红线：是在生态空间范围内具有特殊重要的生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目不涉及生态保护红线。	符合
5	永久基本农田保护红线：是按照一定时期人口和社会经济发展对农产品的需求，依法确定的不得占用、不得开发、需要永久性保护的耕地空间边界。	项目利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用基本农田。若项目具有工业产能，后期需要建站运营，建设单位则对临时占地转为开采井后永久占地严格按照自然资源部门规定依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	符合
6	城镇开发边界：在一定时期内，可以进行城镇开发和集中建设的地域空间边界，包括城镇现状建成区、优化发展区，以及因城镇建设发展必须实行规划控制的区域。	本项目不涉及城镇开发区。	符合

综上所述，项目建设符合区域“三区三线”的要求。

1.3.3.与能源发展规划符合性分析

1.3.3.1 与《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）符合性分析

根据国家发展改革委国家能源局于2022年印发的《“十四五”现代能源体

系规划》（发改能源〔2022〕210号）：油气勘探开发。立足四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。推动准噶尔盆地玛湖、吉木萨尔页岩油，鄂尔多斯盆地页岩油、致密气，松辽盆地大庆古龙页岩油，四川盆地川中古隆起、川南页岩气，塔里木盆地顺北、富满、博孜—大北，鄂西、陕南、滇黔北页岩气，海域渤中、垦利、恩平等油气上产工程。加快推进四川盆地“气大庆”、塔里木盆地“深层油气大庆”、鄂尔多斯亿吨级“油气超级盆地”等标志性工程。加强沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。

本项目位于四川盆地，为天然气回收利用项目，属于天然气试采项目。因此，项目建设符合《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）要求。

1.3.3.2 与《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）符合性分析

四川省人民政府于2022年3月3日发布了《关于印发<四川省“十四五”能源发展规划>的通知》（川府发〔2022〕8号）的通知，本项目与《四川省“十四五”能源发展规划》符合性分析见下表。

表1.3-2 本项目与《四川省“十四五”能源发展规划》的符合性分析

序号	文件内容	本项目情况	符合性
1	第五章第一节建设千亿立方米级产能基地 大力推进天然气勘探开发，实施国家天然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生产基地。	项目属于该规划中大力推进的天然气勘探开发工程。	符合
2	第二章第三节发展目标 能源保障能力稳步增强。2025年，能源综合生产能力约2.57亿吨标准煤。天然气产量稳步提升。	本项目的实施有利于提高区域天然气产量。	符合

综上所述，项目建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》要求。

1.3.3.3 与《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》符合性分析

《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》指出：大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气田滚动开发，

加快川南长宁、威远、泸州等区块页岩气产能建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到 2.25 万公里以上，年输配能力达 700 亿立方米。

本项目为天然气回收利用项目，属于天然气试采项目，项目实施有助于区域天然气增产。因此，项目建设符合《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

1.3.3.4 与《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》的符合性分析

《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中，强调要打造中国“气大庆”，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到 630 亿立方米推进中国“气大庆”建设。对接国有油气企业混合所有制改革，探索央（企）地资源开发利益共享共赢发展模式。加大勘探开发力度，重点实施中石油川东北高含硫天然气开发项目（二期）、达州致密气勘探开发项目等天然气开发项目，统筹加强中石化普光气田新井和中石油其他区块产能建设，服务国家能源战略、保障天然气供应安全。全面规范提升天然气供应水平，完善天然气管网公平接入机制，推进市域输气管网与国家干网的互联互通，不断扩大天然气“直供”范围。努力提升天然气综合利用水平，因地制宜发展天然气分布式能源，支持建设四川省天然气调峰发电基地，建设川投气电清洁能源发电项目。有序发展天然气（LNG）车船，加快清洁汽车、船舶推广及加气（注）站建设步伐，提高 LNG 在长途公共交通、货运物流、内河船舶燃料中的比重，大力提升城市公共交通清洁能源（含新能源）使用率。

本项目为中石化普光气田天然气试采项目，服务国家能源战略、保障天然气供应安全。因此，项目建设符合《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

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

《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》是在自然资源部工作要求和省委、省政府工作部署下，依据《矿产资源规划编制实施办法》《全国矿产资源规划（2021-2025 年）》《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇

三五年远景目标纲要》等，结合四川省实际，由省厅会同省发展改革委、经济和信息化厅、财政厅、生态环境厅、商务厅制定，本项目与之符合性分析见下表。

表1.3-3 本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

序号	文件内容	本项目	符合性
1	第二章、第三节：一、2025年目标：…重要矿产实现找矿新突破。加大财政投资矿产勘查力度，提高重要矿产资源综合勘查水平和保障程度，新发现战略性矿产资源大中型矿产地10至15处。国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地、攀西战略资源创新开发试验区建设得到有力支撑。	本项目为天然气回收利用项目，属于天然气试采项目。	符合
2	第三章、第一节：…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。重点加强宣汉县***，属于页岩气试采。达州、广元、广安、巴中地区天然气、页岩油、致密气勘探开发。	本项目回收站位于达州市宣汉县***，属于页岩气试采。	符合
3	第四章第二节优化勘查开发区域布局川东北能源建材矿产资源发展区。包括南充、达州、广安、巴中、广元5市。加强天然气基地和石墨基地建设，促进天然气产业和石墨烯产业发展。	本项目回收站位于达州市宣汉县***，属于天然气试采项目，项目的建设有利于区域天然气的开发利用，能促进天然气产业的发展。	符合
4	重点开采矿种：重点开采天然气、页岩气、煤层气、炼焦用煤、无烟煤、地热、钒钛磁铁矿、锰、铜、岩金、银、稀土、锂、磷、优质玄武岩等矿产，在符合准入条件的前提下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。	本项目为天然气回收利用项目，属于重点开采矿种。	符合
5	第五章第一节优化矿产资源开发利用总量和结构一、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年底全省天然气（页岩气）产量达到630亿立方米/年，2035年建成国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地。深化煤炭供给侧改革，调整煤炭产能结构，提高优质产能比重。	本项目为天然气回收利用项目，运营期将对天然气进行试采，有利于提高全省天然气产量。	符合

1.3.3.6 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及其审查意见符合性分析

生态环境部于2022年7月印发《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105号），本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及其审查意见符合性分析如下：

表 1.3-4 与规划环评及审查意见符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
《四川省矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书》及审查意见	<p>严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规将生态空间实施严格保护。针对与生态保护红线存在空间重叠的勘查规划区块 KQ51000000040、开采规划区块 CQ5100000004、CQ51000000025 等，进一步优化布局，确保满足生态保护空间红线管控要求。针对与自然保护保护区、饮用水水源保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等存在空间局部重叠的 KQ5100000005 等 5 个勘查规划区块、C0100000004 等 3 个开采规划区块、KZ5100000002 等 9 个规划重点勘查区、C51000000001 等 4 个重点开采区、GK5100000001 等 7 个国家规划矿区、NY51000000001 等 8 个能源资源基地、ZB5100000002 等 3 个战略性矿产储备区，进一步优化布局，确保满足相关生态环境敏感区管控要求。落实《报告书》提出的位于一般生态空间的 22 个已设采矿权保留区块、34 个勘查规划区块的管控要求，进一步优化布局，依法依规妥善处置，严格控制采矿、探矿活动范围和强度。</p>	<p>本项目站场不在四川省生态保护红线范围之内，项目选址不涉及自然保护保护区、饮用水水源保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等生态敏感区。</p>	符合
	<p>严格环境准入，保护区域生态功能。按照四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与一般生态空间存在空间重叠的勘查规划区块、开采规划区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。</p>	<p>项目属于天然气回收利用项目，项目运营期试采水套加热炉废气通过自带 8m 高排气筒排放；设备检修或系统超压时废气采用放空管燃烧处理后 15m 高排气筒排入大气环境；经分析，能够做到达标排放，对周边环境影响较小。回收站除砂器废渣、检修废渣、污水罐沉渣均属于一般固废，经收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。气田采出水定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1 号气田水处理站）达标后输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注处理，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水</p>	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
	处理厂处理。项目的实施将严格执行本项目提出的生态环境保护措施，不会对区域生态功能产生不良环境影响。		
	加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，在用尾矿库100%安装在线监测装置，明确责任主体、强化资金保障。组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加或优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制。	本项目按照相关导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤、噪声跟踪监测计划，并根据风险影响评价结果提出了加强相应的环境风险应急预案演练的要求。	符合
	项目利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用基本农田。若项目对农用地实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，禁止任何单位和个人在基本农田保护区内挖砂、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。	具有工业产能，后期需要建站运营，建设单位则对临时占地转为开采后永久占地严格按照自然资源部门规定依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	符合
	到2035年，建设完成国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，形成攀西钒钛磁铁矿、川南煤炭煤层气和川西锂矿资源产业集群。全省重要矿产资源量明显增加，矿业空间布局更加科学，矿山规模结构更趋合理，基本实现重要矿产资源稳定供应。	本项目的实施有利于区域气藏的认识及开发，有利于完成国家天然气增产，稳定能源供应要求。	符合

综上所述，项目建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》、《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）环境影响报告书》及审查意见相关要求。

1.3.3.7 与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

本项目与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析见下表。

表1.3-5 本项目与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

序号	文件内容	本项目情况	符合性
1	…到2025年，实现天然气、煤、石灰岩、地热等矿产资源储量稳步增长…	本项目为天然气回收利用项目，属于天然气试采项目，本项目回收站	符合
2	到2035年，实现天然气（页岩气）找矿取得重大突破，加快建		符合

序号	文件内容	本项目情况	符合性
	设万达开天然气锂钾综合利用集聚区，打造天然气、锂钾等千亿级特色产业集群，推进砂石资源基地建设。	位于达州市宣汉县***。属于有助于宣汉县境内提升天然气资源综合开发利用水平的项目。	
3	重点开采矿种： 天然气、炼焦用煤、地热、石灰岩、砂岩及钾盐。在符合准入条件的前提下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。		符合
4	中部能源化工勘查开发区。包括宣汉县、开江县。加强天然气、页岩气勘探开发，提升。		符合

综上所述，项目建设符合《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》的相关要求。

1.3.3.8 与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

本项目与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析见下表。

表1.3-6 本项目与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

序号	文件内容	本项目情况	符合性
1	2035年，实现页岩气找矿重大突破，建成全国首个深部卤水锂钾综合开发示范产业园，打造天然气、锂钾等千亿级特色产业集群。		符合
2	重点勘查矿种： 天然气、钾盐和地热。争取财政投资勘查的同时，引导社会资金投入，争取实现找矿突破。		符合
3	充分发挥服务和监督管理职能，积极落实省、市安排宣汉县的矿产地地质调查和资源潜力评价工作，主攻矿种为天然气、杂卤石型钾盐和地热，圈定找矿靶区和新发现矿产地。		符合
4	重点开采矿种： 天然气、地热及钾盐。在符合准入条件下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。天然气采矿权出让及开采应符合国家相关管控要求。	本项目为天然气回收利用项目，属于天然气试采项目，本项目回收站位于达州市宣汉县***。属于有助于宣汉县境内提升天然气资源综合开发利用水平的项目。	符合
5	规划期内，落实四川省安排宣汉县的重点矿种矿产资源调查工程：川南、川东北煤层气调查评价		符合
6	稳定推进天然气、钾盐矿产资源勘查，加强矿区外围及深部找矿工作，加强富锂卤水综合利用攻关，提升共伴生矿产综合利用率。		符合
7	实施上级落实宣汉县油气资源调查评价，对区域内天然气成因、物性、分布、规模、质量、演化规律、开发利用条件、经济价值及其在国民经济、社会公益事业中的地位和作用等方面进行的全方位分析、评估和预测。		符合
8	中部能源化工勘查开发区。包括宣汉县、开江县。加强天然气、页岩气勘探开发，提升天然气资源综合利用率		符合

综上所述，项目建设符合《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》的

相关要求。

1.3.3.9 与《四川省碳达峰实施方案》（川府发〔2022〕37号）符合性分析

《四川省人民政府关于印发四川省碳达峰实施方案的通知》（川府发〔2022〕37号）中重点行动中指出：

围绕建设世界级优质清洁能源基地，实施能源绿色低碳转型行动。统筹做好清洁能源外送和能源安全保障，进一步优化能源生产、消费结构，强化水电主力军作用，培育风光发电新增长点，增强火电托底保供能力，构建沿江清洁能源走廊，持续推进清洁能源替代，加快构建清洁低碳安全高效的现代能源体系。

加大天然气（页岩气）勘探开发力度。加快建设国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，重点实施川中安岳气田、川东北普光和元坝气田、川西气田、川南页岩气田滚动开发等项目。加快川气东送二线（四川段）、威远和泸州区块页岩气集输干线等管道建设。完善省内输气管道网络，加强与国家干线管道的互联互通，积极推进老翁场、牟家坪等地下储气库建设，补齐储气调峰能力短板。到2025年，天然气（页岩气）年产量达到630亿立方米；到2030年，天然气（页岩气）年产量达到850亿立方米。

本项目的建设属于中石化普光气田中天然气回收利用项目，项目实施有利于天然气产业基地建设，加大天然气勘探开发力度。因此，项目建设符合《四川省碳达峰实施方案》（川府发〔2022〕37号）的相关要求。

1.3.4.与生态环境保护规划符合性分析

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

根据四川省人民政府于2022年1月12日印发的《四川省“十四五”生态环境保护规划》要求，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。

本项目的建设将有助于达州市及周边区域实现能源结构转换,进一步完善中石化普光气田产能基地建设,促进天然气资源的综合利用。因此,项目建设符合《四川省“十四五”生态环境保护规划》(川府发〔2022〕2号)的相关要求。

1.3.4.2 与《达州市“十四五”生态环境保护规划》(达市府发〔2022〕18号)符合性分析

2022年4月24日,达州市人民政府发布了关于印发《达州市“十四五”生态环境保护规划》(达市府发〔2022〕18号),本项目与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析如下:

表1.3-7 本项目与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

序号	文件要求	本项目	符合性
1	…落实国土空间开发保护格局。以达川区、通川区、大竹县为重点开发区域,加快推进中心城市发展,优化城市空间布局, 重点发展清洁能源、天然气化工、农产品加工业,加强生态环境保护和流域综合整治…	本项目为天然气回收利用项目,属于重点发展的清洁能源项目。项目实施有助于区域天然气增产,同时有助于区域天然气管道完善。	符合
2	…加强清洁能源示范建设,实施中国“气大庆”建设行动,推进国家天然气综合开发利用示范区建设,提高天然气就地转化效率, 进一步提高非化石能源供给及其在能源消费结构中的比例…		符合
3	…加强矿产资源综合利用,合理开发利用煤炭、天然气、页岩气、卤水等矿产资源…		符合
4	…加强矿山开采、天然气勘探开发全过程环境管理…	本项目在施工及运营期均严格落实各项环境保护措施,全过程加强对环境的管理。	符合
5	…重点支持普光经济开发区开展天然气钻井岩屑资源化利用…		符合
6	(二) 推进土壤安全利用及风险防控。推进农用地分类管理和安全利用。 坚持最严格的耕地保护制度,落实永久基本农田保护。 加强严格管控类耕地监管,依法划定特定农产品严格管控区,鼓励采用种植结构调整、退耕还林还草等措施,确保全市农用地严格管控类全部实现安全利用。在大竹县、通川区、宣汉县等重点区域,建设农用地安全利用重点县。	1、本项目的建设属于中石化普光气田中天然气回收利用项目,本项目的实施有利于提高区域天然气产量。 2、本项目回收站利用现有井场预留空地建设,不涉及新增占用基本农田。	符合

综上所述，项目建设符合《达州市“十四五”生态环境保护规划》的相关要求。

1.3.4.3 与《四川省“十四五”长江流域水生态环境保护规划》（川环函〔2022〕537号）符合性分析

2022年5月31日，四川省生态环境厅下达了《关于印发<四川省“十四五”长江流域水生态环境保护规划>的通知》（川环函〔2022〕537号），范围包括四川省21个市州共183个县（市、区），长江流域面积46.7万平方公里。本项目位于达州市宣汉县，属于嘉陵江流域。

该规划中，相关要求如下：

严格生态环境准入。落实“三线一单”生态环境分区管控，建立“三线一单”动态更新和调整机制，编制实施重点生态功能区产业准入负面清单，加强对开发建设活动的生态监管。强化生态保护红线刚性约束，严格生态红线监管要求，严禁红线范围内新增破坏水生态的各类开发活动和任意改变用途的行为。

优化沿江产业布局。实施沱江、岷江、涪江、嘉陵江沿江化工企业搬迁改造或关闭退出行动，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。依托成渝发展主轴，沿江城市带和成德绵乐城市带重点发展装备制造、汽车、电子信息、生物医药、新材料等产业，提升和扶持特色资源加工和农林产品加工产业，积极发展高技术服务业和科技服务业。

本项目符合“三线一单”相关要求，不涉及四川省生态保护红线，同时本项目不属于新改扩建园区和化工项目。因此，项目建设符合《四川省“十四五”长江流域水生态环境保护规划》（川环函〔2022〕537号）的相关要求。

1.3.4.4 与《四川省地下水生态环境保护规划（2023-2025年）》的符合性分析

四川省生态环境厅于2023年8月24日发布了《四川省地下水生态环境保护规划（2023-2025年）》（川环发〔2023〕16号），该规划指出：“监督石油、天然气（含页岩气）行业企业在资源开采、储存、运输过程中的风险管控措施，强化地下水水质监测和应急能力建设”。

本项目为天然气回收利用项目，将采取严格的地下水污染防治措施，制定地下水环境影响跟踪监测计划和应急预案。因此，项目建设符合《四川省地下水生态环境保护规划（2023-2025年）》的相关要求。

1.3.4.5 与生态功能区符合性分析

评价区域主要为森林生态系统（包括针叶林生态系统、阔叶林生态系统、阔叶灌草从生态系统等），其次为耕地生态系统，生态系统较为单一，结构简单，环境异质性差。区域以自然生境为主，易于恢复。

根据《四川省生态功能区划》，本项目属于 I 四川盆地亚热带湿润气候生态区；I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区；I-2-1 盆北深丘农林业与土壤保持生态功能区。典型生态系统属于农田、城市、森林生态系统，主要生态问题为水土流失较严重，滑坡崩塌中等发育。

根据《四川省主体功能区划》，宣汉县属于点状开发城镇区域，该区域主要包括与成都平原地区相连的农产品主产区以及省级重点生态功能区的 14 个县的县城镇及重点镇，共 0.06 万平方公里，该区域为国家层面的重点开发区域；与川南、川东北、攀西地区相连的农产品主产区以及省级重点生态功能区的 36 个县的县城镇及重点镇，共 0.16 万平方公里，该区域为省级的重点开发区域。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。

本项目属于中石化普光气田中天然气回收利用项目，利用现有井场预留空地建设，不涉及占用自然保护区、森林公园、地质公园和风景名胜区等环境敏感区，因此，项目建设对该生态功能区的生态功能影响很小，符合《四川省生态功能区划》的相关要求。

1.3.5. 与石油天然气开采行业相关技术规范符合性分析

1.3.5.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号），本项目符合性分析如下。

表1.3-8 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
一 清洁生产			
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目为天然气回收利用项目，占地较少，固废收集后集中交由相应具有处置能力的单位处理处置。	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目无国际公约禁用化学物质，符合要求。	符合
3	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目无需炸药，符合要求。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及钻井施工。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及钻井施工。	符合
二 生态保护			
1	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目试采工程中将对异常超压和检修时不具备利用条件的天然气，采用放空管燃烧处理后15m高排气筒排入大气环境。放空管未位于鸟类迁徙通道上。	符合
三 污染治理			
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及钻井施工。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及钻井施工。	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，其余固体废物应按照《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。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及钻井施工，不涉及落地原油。	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及原油，通过采取防渗措施，总体不	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
	会造成土壤的油污染。		
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	本项目建设单位制定有完善的环境 保护管理规定，并建立运行健康、安 全与环境管理体系。	符合
2	加强油气田建设、开发过程的环境监督管理。油 气田建设过程应开展工程环境监理。	本项目制定有环境监理计划。	符合
3	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。	本项目制定了套管检测和维护计划 和制度，防止天然气泄漏污染地下 水。	符合
4	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
5	油气田企业应对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。	建设单位严格按照要求设置突发环 境事件应急预案，并定期举行演练。 在站场周边设置有事故监测点，实时 监测危险因子。	符合

综上所述，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

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

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

**表1.3-9 本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分
析**

序号	具体要求	本项目	符合性
一	推进规划环境影响评价		
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划 时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	不涉及内部相关油气开发专项规划。	符合
二	深化项目环评“放管服”改革		
1	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	本项目为气藏勘探井试采，中国石油化 工股份有限公司中原油田普光分公司拟 实施建设普光气田明 1 侧井天然气回收 利用项目。拟通过该口井的连续试采生	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
	换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、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。	产，进一步明确***有效储层分布，为下一步整体开发、效益建产奠定基础。由于该层位还处于勘探阶段，其气质层位的产能储量仍未探明，暂不具备区块开发条件，因此，本项目按单井试采进行评价，试采结束后若需转为生产井，则需按照相关要求另行办理环评手续。本次评价提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。充分论证了施工期和运营期各污染物处置的可行性。	
三 强化生态环境保护措施			
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目涉及试采期废水均回注处理，无废水外排。	符合
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目为天然气回收利用项目，站场试采期间气田采出水进入污水罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)（本项目参照执行）中注入水基本要求后管输或罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注处理，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。赵家坝污水处理站和各回注站均已取得环评批复，并已开展竣工环保验收，并在其环境影响评价报告中充分论述了回注的环境可行性、污染防治措施、全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求等内容，满足要求。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》	本项目为天然气回收利用项目，不涉及钻井施工。不涉及油基钻井工艺，无废弃油基泥浆、含油钻屑产生。	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
4	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目为天然气回收利用项目，不涉及挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。根据气质组分报告，该井为不含硫气井，不涉及天然气净化，也无含硫废水产生。项目运营期水套加热炉废气通过自带8m高排气筒排放；设备检修或系统超压时废气采用放空管燃烧处理后15m高排气筒排入大气环境，废气排放满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	符合
5	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。	本项目施工布置要求减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式等，同时本次评价已提出施工结束后，应当及时落实生态保护措施。	符合
6	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	本项目不涉及油气长输管道。	符合
7	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；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。	本项目不涉及油气储存。本项目站场内设置了可燃气体报警仪。本次评价落实了地下水污染防治和跟踪监测要求。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	建设单位将严格按照相关要求编制突发环境事件应急预案，并报所在地生态环境主管部门备案。	符合

综上所述，项目建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

1.3.6. 与长江保护有关规定的符合性分析

本项目位于长江流域范围内，因此本次结合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》及《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》文件，对项目建设符合性进行分析。

1.3.6.1. 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》的符合性

本项目新建明1侧井新建CNG回收站场1座，四川省达州市宣汉县***。项目所在区域属于长江流域，本次结合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》相关要求，对本项目建设的符合性进行分析，具体分析见下表。

表1.3-10 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》符合性分析

序号	文件具体要求	本项目	符合性
1	第七条 禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	本项目用地范围内不涉及自然保护核心区、缓冲区的岸线和河段范围。	符合
2	第八条 违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所培训中心、疗养院以及与风景名胜区资源保护无关的项目。	本项目不涉及占用风景名胜区的岸线和河段范围。	符合
3	禁止在饮用水水源地保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目的；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。 饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。 饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、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。	本工程属于天然气回收利用项目，本项目回收站位于达州市宣汉县***，不涉及饮用水保护区。	符合
4	第十二条 禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	本项目属于天然气回收利用项目，不涉及围湖造田、挖沙采石等项目，同时，本项目不涉及水产种质资源保护区岸线和河段范围。	符合
5	第十三条 禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开	本项目不涉及国家湿地公园	符合

序号	文件具体要求	本项目	符合性
	(围)垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	的岸线和河段范围；	
6	第十四条 禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	本项目不涉及利用、占用长江流域河湖岸线。	符合
7	第十五条 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《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。	符合
8	第十六条 禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口。经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意的除外。	本项目不涉及新、改、扩排污口，不涉及废水直接排放。	符合
9	第十八条 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。		符合
10	第十九条 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、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。	本项目属于天然气回收利用项目，不属于化工、尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库类项目。	符合
11	第二十条 禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。		符合
12	第二十一条 禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	本项目属于天然气回收利用项目，不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	符合
13	第二十二条 禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	不涉及。	符合
14	第二十三条 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。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	本项目不属于法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目，属于《产业结构调整指导目录》中“鼓励类”项目。	符合
15	第二十四条 禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严	经对照，本项目不属于严重过	符合

序号	文件具体要求	本项目	符合性
	重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的 严重过剩产能行业，不得以其他任何名义任何方式备案新 增产能项目。	剩产能行业。	
16	第二十六条 禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	经对照，本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目。	符合

综上所述，项目建设符合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》的相关要求。

1.3.6.2. 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的符合性分析

《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》已由四川省第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议于2024年12月4日进行了修改，自2024年12月4日起施行。

表1.3-11 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》符合性分析

序号	文件具体要求	本项目	符合性
1	第二章 规划与管理 第十七条 在嘉陵江干支流岸线新建、扩建化工园区和化工项目，应当符合《中华人民共和国长江保护法》和国家有关规定。 第十九条 嘉陵江流域实行重点水污染物排放总量控制制度。 第二十一条 排污单位排放污染物不得超过国家和省污染物排放标准，不得超过重点水污染物排放总量控制指标。	本项目属于天然气回收利用项目，不属于化工项目，不属于禁止建设项目。	符合
2	第二章 规划与管理 第二十二条 嘉陵江流域县级以上地方人民政府生态环境主管部门应当依法加强流域入河排污口的监督管理。 企业事业单位和其他生产经营者向嘉陵江流域排放污水的，应当按照生态环境主管部门的规定建设规范化污染物排放口，并设置标志牌。 重点排污单位应当安装水污染物排放自动监测设备，与生态环境主管部门的监控设备联网，并保证监测设备正常运行。	本项目属于天然气回收利用项目，不属于高耗水项目，不涉及废水直排，不涉及排污口设置。	符合

综上所述，项目建设符合《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的相关要求。

1.3.7. “生态环境分区”符合性分析

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

1.3.7.1 与《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号）符合性分析

根据达州市人民政府办公室发布的《关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号），为贯彻落实《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》《四川省生态环境保护委员会办公室关于印发〈2023年生态环境分区管控成果动态更新工作方案〉的通知》（川环委办〔2023〕11号）要求，充分衔接《达州市国土空间总体规划（2021-2035年）》最新成果，动态更新了达州市生态环境分区管控要求。

1) 生态环境分区管控及其要求

达州市行政区域从生态环境保护角度划分为优先保护、重点管控和一般管控三类环境管控单元。达州市环境管控单元统计见下表。

表 1.3-12 达州市环境管控单元统计表

序号	环境管控单元分类	数量	管控要求
1	优先保护单元	18个	优先保护单元中，应以生态环境保护优先为原则，严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态环境功能不降低。
2	重点管控单元	22个	重点管控单元中，应针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险突出等问题，制定差别化的生态环境准入要求。对环境质量不达标区域，提出污染物削减比例要求；对环境质量达标区域，提出允许排放量建议指标。
3	一般管控单元	7个	一般管控单元中，执行区域生态环境保护的基本要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。

本项目回收站位于达州市宣汉县***，对照《达州市生态环境管控单元分布图》，本项目井场位于一般管控单元，不涉及环境综合管控单元优先保护单元，不涉及生态保护红线和自然保护地。

2) 达州市、宣汉县管控要求

表 1.3-13 达州市、宣汉县总体管控要求

市域	总体管控要求	本项目情况	符合性
达州市	<p>1、长江干支流岸线 1km 范围内，不得新建、扩建化工园区和化工项目。</p> <p>2、严控产业转移环境准入。</p> <p>3、引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。</p> <p>4、造纸等产业污染治理和环境管理应达到国内先进水平。优化制浆造纸产业布局，提升行业清洁生产水平，推动制浆造纸工业向节能、环保、绿色方向发展。</p> <p>5、深化成都平原、川南、川东北地区大气污染联防联控工作机制，加强川渝地区联防联控。强化重污染天气区域应急联动机制，深化区域重污染天气联合应对。</p> <p>6、钢铁行业项目新建应参考达州市“三线一单”生态环境分区管控中钢铁行业资源环境绩效准入门槛；达钢等高污染企业限期退城入园；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达到国内先进水平。</p>	<p>本项目属于天然气回收利用项目，不属于化工、造纸、钢铁等高污染项目。</p> <p>本项目施工期和运营期均采用相应的污染治理措施和环境风险防控措施，能够实现达标排放。中原油田普光分公司建立了健全监管机制，加强了天然气开发生产过程监管。同时本项目严格按照节能设计规范和标准建设，使用符合国家能效标准、经过认证的节能产品。技术、设备等均达到国际先进水平。</p>	符合
宣汉县	<p>1、优化天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业布局，切实做好危险化学品生产、使用、贮运、废弃全过程的安全防范措施，妥善处理好锂钾综合开发产业副产物及“三废”的综合利用途径或处置去向。</p> <p>2、打好升级版污染防治攻坚战。持续优化调整产业布局，以 PM_{2.5} 和臭氧污染协同控制为重点，全面开展 VOCs 治理，实施移动源整治，持续推进空气质量精细化管理。引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。污染物排放管控。</p> <p>3、加强小流域水环境保护，推动农村环境基础设施建设，全面推进农村环境综合整治、生活污水处理项目。</p> <p>4、大力开展沿河畜禽养殖污染整治，大力推广生态种植，减少农药化肥使用量；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达到国内先进水平。</p>	<p>本项目属于天然气回收利用项目，不属于化工、造纸、钢铁等高污染项目。</p> <p>本项目施工期和运营期均采用相应的污染治理措施和环境风险防控措施，能够实现达标排放。中原油田普光分公司建立了健全监管机制，加强了天然气开发生产过程监管。同时本项目严格按照节能设计规范和标准建设，使用符合国家能效标准、经过认证的节能产品。技术、设备等均达到国际先进水平。</p>	符合

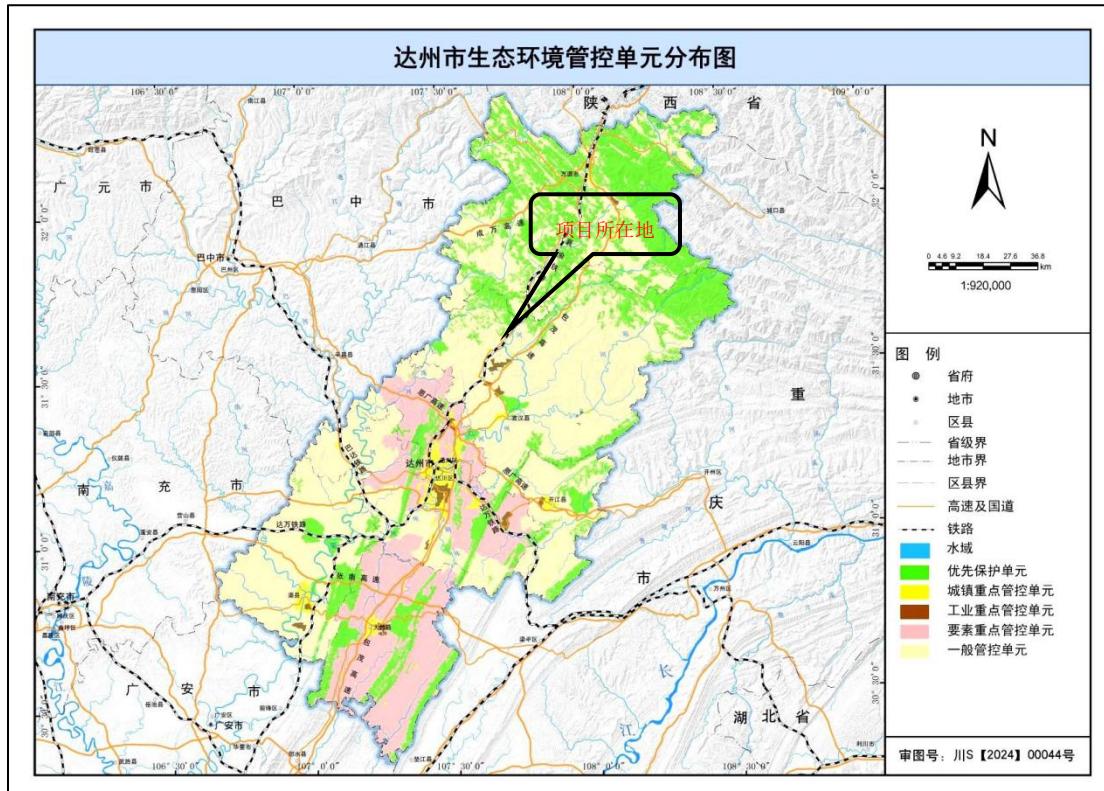


图 1.3-2 达州市环境管控单元分布图

3) 与生态红线、生态空间及自然保护地的位置关系

根据《长江经济带战略环境评价四川省达州市“生态环境分区管控”生态环境分区管控优化完善研究报告》，达州市生态保护红线主要分布在大巴山和盆地区域，涉及大巴山生物多样性维护—水源涵养生态保护红线、盆中城市饮用水源—水土保持生态保护红线。达州市生态保护红线面积 1214.56km²，占达州市国土面积比例的 7.33%。达州市的生态空间类型主要包括评估区域（生态功能重要区、生态环境敏感区）、自然保护区、风景名胜区、饮用水源地、湿地自然公园、森林自然公园、地质自然公园、其他重要生态保护区域等，面积 7308.21km²，占达州市国土面积比例的 44.05%。本项目建设范围及评价范围均不涉及上述生态保护区域。项目与达州市生态保护红线的位置关系如下图。

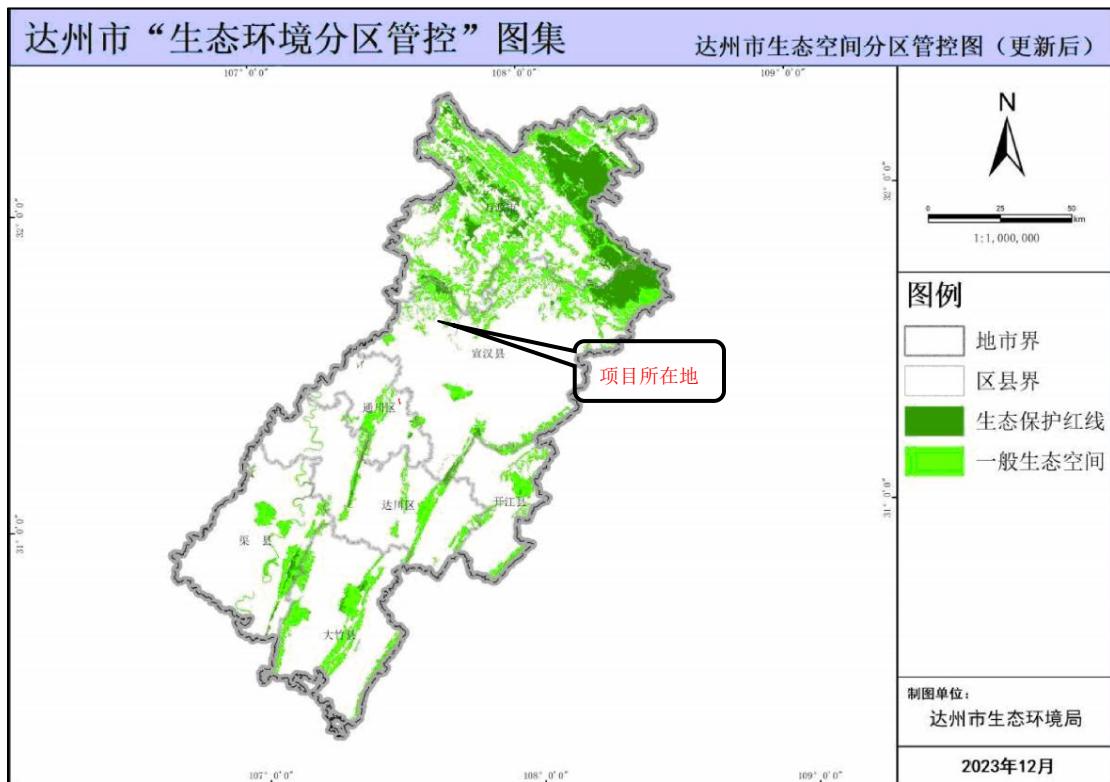


图 1.3-3 达州市生态空间分区管控图

通过与达州市生态保护红线图对比分析，本项目不涉及达州市生态保护红线、不在生态空间范围内，也不涉及自然保护地。

1.3.7.2 与《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》相关要求的符合性分析

根据四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）的通知》（川环办函〔2021〕469号）的要求，项目“生态环境分区”符合性分析如下。

（1）环境管控单元分析

根据“四川省‘生态环境分区管控’数据分析系统”查询结果，本项目回收站位于宣汉县一般管控单元，不涉及环境综合管控单元优先保护单元，不涉及生态保护红线和自然保护地，回收站涉及环境管控单元1个，管控单元查询结果如下图所示。



图 1.3-1 回收站与“四川省‘生态环境分区管控’符合性分析”查询结果截图

(2) 生态环境准入清单符合性分析

综合以上分析，本项目站场位于达州市宣汉县***，项目所在地涉及的环境管控单元共 4 个，如下表所示。

表1.3-14 项目与“生态环境分区管控”环境管控单元对照表

项目	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
回 收 站	ZH51172230001	宣汉县一般管控单元	达州市	宣汉县	环境综合管控单元	环境综合管控单元 一般管控单元
	YS511722320001	宣汉县大气环境布局敏感重点管控区			大气	大气环境布局敏感重点管控区
	YS5117223110001	宣汉县其他区域			生态	一般管控区
	YS5117223210002	州河-宣汉县-张鼓坪-控制单元			水	水环境一般管控区
	YS5117223510001	宣汉县自然资源一般管控区			自然资源	自然资源一般管控区

本次评价从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发利用效率四个维度分析项目生态环境准入清单符合性，本项目与各个管控单元要求符合性分析见下表所示。

表1.3-15 项目位于宣汉县区域与“生态环境分区”相关要求的符合性分析

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合	
类别		对应管控要求			
宣汉县 一般管 控单元 ZH51172 230001	一般管 控单元 空间 布 局 约 束	禁止开发 建设活动 的要求	<p>-禁止在长江干支流1公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。</p> <p>-禁止在法律法规规定的禁采区内新建矿山；禁止土法采、选、治严重污染环境的矿产资源。</p> <p>-涉及永久基本农田的区域，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。</p> <p>-禁止在长江流域河湖管理范围内倾倒、填埋、堆放、弃置、处理固体废物。</p> <p>-禁止在永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。</p> <p>-禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、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。</p>	<p>1、本项目属于天然气回收利用项目，不属于工矿企业，不属于上述禁止建设类项目。</p> <p>2、本项目回收站利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用基本农田。</p>	符合
		限制开发 建设活动 的要求	<p>-按照相关要求严控水泥新增产能。</p> <p>-涉及法定保护地，严格按照国家及地方法律法规、管理办法等相关要求进行控制。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>按照相关要求严控水泥新增产能。</p>	本项目属于天然气回收利用项目，不属于水泥、钢铁、焦化等企业，不属于上述限制开发建设类项目。	
			<p>-大气环境布局敏感重点管控区：（1）坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，严格落实国家和四川省产业规划、产业政策、规划环评，以及产能置换、煤炭消费减量替代、区域污染物削减等要求，坚决叫停不符合要求的高耗能、高排放、</p>	1、本项目输气管道工程线路及回收站不涉及占用自然保护区、森林公园等自然保护地。	

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		<p>低水平项目。（2）提升高耗能项目能耗准入标准，能耗、物耗要达到清洁生产先进水平。严禁新增钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等产能。</p> <p>-大气弱扩散重点管控区：强化落后产能退出机制，对能耗、环保、安全、技术达不到标准，生产不合格或淘汰类产品的企业和产能，依法予以关闭淘汰，推动重污染企业搬迁入园或依法关闭。对长江及重要支流沿线存在重大环境安全隐患的生产企业，加快推进就地改造异地迁建、关闭退出。开展差别化环境管理，对能耗、物耗、污染物排放等指标提出最严格管控要求，倒逼竞争乏力的产能退出。支持现有钢铁、水泥、焦化等废气排放量大的产业向有刚性需求、具有资源优势、环境容量允许的地区转移布局。</p> <p>-水环境农业污染重点管控区：（1）稳步推进建制镇污水处理设施建设，适当预留发展空间，宜集中则集中，宜分散则分散。农村生活污水处理设施排水执行《农村生活污水处理设施水污染物排放标准》（DB 51 2626-2019）要求。（2）深入推进化肥减量增效。鼓励以循环利用与生态净化相结合的方式控制种植业污染，农企合作推进测土配方施肥。</p>	2、本工程属于天然气回收利用项目，不属于高耗水、高耗能、高排放项目不属于钢铁、焦化、水泥等企业。	
	不符合空间布局 要求活动的退出 要求	<p>针对现有水泥企业，强化污染治理和污染物减排，依法依规整治或搬迁。 全面取缔禁养区内规模化畜禽养殖场。 2025年基本完成全域内“散乱污”企业整治工作。 在全市范围深入开展集中整治“散乱污”工业企业，对不符合产业政策和规划布局的，一律责令停产、限期搬迁或关停；</p>	本工程属于天然气回收利用项目，不属于工业企业。	符合

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
污染 物排 放管 控	其他空间布局约 束要求	新建矿山全部达到绿色矿山建设要求，生产矿山加快改造升级，逐步达到要求。	本工程属于天然气回收利用项目，不属于工矿企业。	
		<p>加快现有乡镇污水处理设施升级改造,按要求达《城镇污水处理厂污染物排放标准》一级 A 标后排放。</p> <p>在矿产资源开发活动集中区域,废水执行重金属污染物排放特别限值。</p> <p>火电、水泥等行业按相关要求推进大气污染物超低排放和深度治理。</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。</p>	本工程属于天然气回收利用项目,废水不涉及重金属污染物质排放。	符合
	现有源提 标升级改 造	<p>新增源等量或倍量替代:上一年度水环境质量未完成目标的,新建排放水污染的建设项目按照总量管控要求进行倍量削减替代。上一年度空气质量年平均浓度不达标的城市,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。大气环境重点管控区内,新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代。</p> <p>污染物排放绩效水平准入要求:屠宰项目必须配套污水处理设施或进入城市污水管网。</p>	<p>本次评价收集了达州市生态环境局公布的《达州市 2024 年环境空气质量状况》,项目所在区域为环境空气达标区。</p> <p>本工程属于天然气回收利用项目,不属于屠宰项目、矿山项目。</p>	
		<p>大气环境重点管控区内加强“高架源”污染治理,深化施工扬尘监管,严格落实“六必须、六不准”管控要求,强化道路施工管控,提高道路清扫机械化和精细化作业水平。-至 2022 年底,基本实现乡镇污水处理设施全覆盖,配套建设污水收集管网,乡镇污水处理率达到 65%。</p> <p>-到 2023 年底,力争全市生活垃圾焚烧处理能力占比达 60%以上,各县(市)生活垃圾无害化处理率保持 95%以上,乡镇及行政村生活垃圾收转运处置体系基本实现</p>	本项目在施工过程中,施工单位采取了定期洒水、设置临时围挡、临时堆放土石方表面覆盖篷布等措施。严格落实了“六必须、六不准”管控要求。	符合

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		<p>全覆盖。</p> <p>-到 2025 年，农药包装废弃物回收率达 80%；粮油绿色高质高效示范区、茶叶主产区和现代农业园区农药包装废弃物回收率 100%。</p> <p>-到 2025 年，全国主要农作物化肥、农药利用率达 43%，测土配方施肥技术推广覆盖率保持在 90%以上，控制农村面源污染，采取灌排分离等措施控制农田氮磷流失。</p> <p>-到 2025 年，新、改扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施雨污分流、粪便污水资源化利用；规模化畜禽养殖场（小区）粪污处理设施装备配套率达到 95%以上，粪污综合利用率达到 80%以上，大型规模养殖场粪污处理设施装备配套率达到 100%，畜禽粪污基本实现资源化利用；散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。</p> <p>-到 2025 年，废旧农膜回收利用率达到 85%以上。</p> <p>-非金属矿行业绿色矿山建设要求：固体废物妥善处置率应达到 100%；选矿废水重复利用率一般达到 85%以上。</p>		
		<p>-石油和天然气开采行业绿色矿山建设要求：与原油伴生的溶解气综合利用率要求：中高渗油藏不低于 90%；中低渗-特低渗油藏不低于 70%。与甲烷气伴生资源的综合利用率：凝析油利用率不低于 90%；含硫天然气有工业利用价值的硫化氢综合利用率应不低于 95%。</p>	本工程属于天然气回收利用项目，根据天然气气质成分报告可知，本项目页岩气不含凝析油、不含硫化氢。	符合
环境风险防控	联防联控要求	严格落实《关于建立跨省流域上下游突发水污染事件联防联控机制的指导意见》；定期召开区域大气环境形势分析会，强化信息共享和联动合作，实行环境规划，标准，环评，执法，信息公开“六统一”，协力推进大气污染源头防控，加强川东北区	/	/

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		域大气污染防治合作。		
	其他环境风险防控要求	<p>企业环境风险防控要求：工业企业退出用地，须经评估、修复满足相应用地功能后，方可改变用途。</p> <p>加强“散乱污”企业环境风险防控。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，以及由重度污染农用地转为城镇建设用地，开展土壤环境状况调查评估。用地环境风险防控要求：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。</p> <p>定期对单元内尾矿库进行风险巡查，建立监测系统和环境风险应急预案；完善各尾矿库渗滤液收集、处理、回用系统，杜绝事故排放；尾矿库闭矿后因地制宜进行植被恢复和综合利用。</p> <p>规范排土场、渣场等整治。禁止处理不达标的污泥进入耕地。</p> <p>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。</p> <p>到 2030 年，全市受污染耕地安全利用率达到 95%以上，污染地块安全利用率达到 95%以上。</p>	本工程属于天然气回收利用项目，不属于化工、焦化、电镀等工业企业。	符合
资源开发	水资源利用总量要	-到 2025 年，农田灌溉水有效利用系数达到 0.57 以上。	/	/

“生态环境分区管控”的具体要求				项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求			
	利 用 效 率 要 求	求			
		地下水开 采要求	以省市下发指标为准	/	/
		能 能利用 总 量及效 率要求	推进清洁能源的推广使用，全面推进散煤清洁化整治；禁止新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉及其他燃煤设施。 禁止焚烧秸秆和垃圾，到 2025 年底，秸秆综合利用率达到 86%以上。	本项目属于天然气回收利用项目，不涉及使用燃煤锅炉。	符合
宣汉县	空间布局约束		优化天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业布局，切实做好危险化学品生产、使用、贮运、废弃全过程的安全防范措施，妥善处理好锂钾综合开发产业副产物及“三废”的综合利用途径或处置去向。其他空间布局约束要求：打好升级版污染防治攻坚战。持续优化调整产业布局，以 PM _{2.5} 和臭氧污染协同控制为重点，全面开展 VOCs 治理，实施移动源整治，持续推进空气质量精细化管理。引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。	本项目属于天然气回收利用项目，不涉及天然气化工硫化工等危险化学品生产、使用。	符合
	污染物排放管控		加强小流域水环境保护，推动农村环保基础设施建设，全面推进农村环境综合整治、生活污水处理项目大力开展沿河畜禽养殖污染整治，大力推广生态种植，减少农药化肥使用量；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达国内先进水平。	/	符合
单元特 性管 控 要 求	空 间 布 局 约 束	同达州市一般管控单元总体准入要求对四川省主体功能区划中的农产品主产区，应限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等产能，原则上不增加产能。 其他同达州市一般管控单元总体准入要求 △区外企业：位于城镇空间外的工业园区外工业企业：具有合法手续的企业，且污	本工程为新建天然气回收利用项目，不属于有色金属冶炼、石油加工、化工等项目。根据上文分析，本项目符合达州市一般管控单元总体准入要求。		符合

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
	污染物排放管控	染物排放及环境风险满足管理要求的企业，可继续保留，要求污染物排放只降不增，并进一步加强日常环保监管；严控新（扩）建水泥厂、危废焚烧、陶瓷厂等以大气污染为主的企业；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。 -其他同达州市一般管控单元总体准入要求△		
		同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求-大气环境布局敏感和弱扩散重点管控区内，现有大气污染重点企业，限期进行深度治理或关停并转。 -其它同达州市一般管控单元总体准入要求△	根据上文分析，本项目符合达州市一般管控单元总体准入要求。	符合
	环境风险防控	同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求△	根据上文分析，本项目符合达州市一般管控单元总体准入要求。	符合
	资源开发效率要求	同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求同达州市一般管控单元总体准入要求△	根据上文分析，本项目符合达州市一般管控单元总体准入要求。	符合

综上，本项目严格执行环评提出的各项污染治理措施的前提下，可实现污染物达标排放，同时项目不涉及生态红线，未超出资源利用上线和环境质量底线，符合区域生态环境准入清单管控要求，故本项目建设符合“生态环境分区”管控要求。

1.3.8. 与环保政策及规定的符合性分析

1.3.9.1 与污染防治行动计划符合性分析

本项目与《中华人民共和国大气污染防治法》、《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）《水污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划四川省工作方案》、《地下水管理条例》、《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）、《四川省土壤污染防治条例》《噪声污染防治行动计划》、《“十四五”噪声污染防治行动计划》及其相关文件符合性分析如下：

表1.3-16 本项目与污染防治行动计划等文件符合性分析一览表

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
一、大气污染防治			
《中华人民共和国大气污染防治法》	①施工单位应当在施工工地设置硬质围挡，并采取覆盖、分段作业、择时施工、洒水抑尘、冲洗地面和车辆等有效防尘降尘措施。建筑土方、工程渣土、建筑垃圾应当及时清运；在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。工程渣土、建筑垃圾应当进行资源化处理。②钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。	本项目施工期作业采取洒水降尘等措施，加强施工扬尘监管，运营期废气能达标排放。建筑垃圾及时送周边合法的建筑垃圾填埋场处理。	符合
《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）	①加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，建设工程施工现场应全封闭设置围挡墙，严禁敞开式作业，施工现场道路应进行地面硬化。渣土运输车辆应采取密闭措施，并逐步安装卫星定位系统。推行道路机械化清扫等低尘作业方式。②加快清洁能源替代利用。加大天然气、煤制天然气、煤层气供应。	本项目施工期作业采取洒水降尘等措施，加强施工扬尘监管，本项目的实施有利于加大天然气供应，加快了清洁能源替代利用。	符合
达州市人民政府关于印发达州市大气环境质量限期达标规划（2018-2030年）的通知	3. 推进重点行业污染治理升级改造。 根据《关于划定四川省大气污染防治重点区域的通知》（征求意见稿），我市通川区、达川区（除陈家乡、罐子乡、渡市镇外）全域属于四川省大气污染防治重点区域。重点区域二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、VOCs 全面执行大气污染物特别排放限值。推动实施钢铁等行业超低排放改造，重点区域城市建成区内焦炉实施炉体加罩封闭，并对废气进行收集处理。强化工业企业无组织排放管控。开展钢铁、建材、有色金属、火电、焦化、	本项目为天然气回收利用项目，本项目回收站位于达州市宣汉县***，根据《四川省人民政府关于印发<四川省空气质量持续改善行动计划实施方案>的通知》（川府发〔2024〕15号），本项目所在地不属于四川省大气	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
	铸造等重点行业及燃煤锅炉无组织排放排查，建立管理台账，对物料（含废渣）运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理，2020年底前基本完成治理任务。	污染防治重点区域。	

二、水污染防治

《水污染防治行动计划》	防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填。	本项目为天然气回收利用项目，项目制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染，采结束后若产气性较好，则转为生产井，纳入区块环评并另行开展环境影响评价；若产气性不好，试采结束后则拆除相关设备，将井站井口用水泥封固。	符合
《地下水管理条例》	建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。开挖深度和排水规模由省、自治区、直辖市人民政府制定、公布。	本项目为天然气回收利用项目，制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染。	符合

三、土壤污染防治

《四川省土壤污染防治条例》	第二十八条页岩气勘探开发单位应当采用先进清洁生产技术，减少勘探、开采、封井、回注等环节中污染物的产生和排放；开展页岩气开发区域土壤及地表水、地下水污染状况监测，对产生的废弃钻井液、废水、岩屑、污油等污染物进行无害化处置和资源化利用，防止有毒有害物质污染土壤及地表水、地下水。	本项目为天然气回收利用项目，仅涉及开采阶段。在试采生产过程中，采取了较为先进的清洁生产技术，试采过程中产生的气田采出水等均外运处理，试采过程水套加热炉使用的燃气为清洁燃气，空气污染物产生较小，符合清洁生产相关要求。	符合
---------------	---	---	----

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
		本项目设置了2个地下水跟踪监测点，设置了1个土壤跟踪监测点，满足项目土壤、地下水监测要求。	

四、噪声污染防治

《噪声污染防治行动计划》	①排放噪声的工业企业应切实采取减振降噪措施，加强厂区内固定设备、运输工具、货物装卸等噪声源管理，同时避免突发噪声扰民。鼓励企业采用先进治理技术，打造行业噪声污染治理示范典型。②推广低噪声施工设备。	①本次评价中对可能产生的噪声进行了影响预测与评估，并提出了相应的防治措施。②本项目所使用的设备及施工工艺均不属于限制或禁用的落后施工工艺和设备。③评价要求施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺，确保项目施工不扰民。	符合
《“十四五”噪声污染防治行动计划》	①严格落实噪声污染防治要求。应依法开展环评，对可能产生噪声与振动的影响进行分析、预测和评估，积极采取噪声污染防治对策措施。建设项目的噪声污染防治设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。督促建设单位依法开展竣工环境保护验收，加大事中事后监管力度，确保各项措施落地见效。②推广低噪声施工设备。③落实管控责任。施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺。	①本次评价中对可能产生的噪声进行了影响预测与评估，并提出了相应的防治措施。②本项目所使用的设备及施工工艺均不属于限制或禁用的落后施工工艺和设备。③评价要求施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺，确保项目施工不扰民。	符合

综上所述，项目建设符合大气、水、土壤、噪声等污染防治相关的政策及文件的相关要求。

1.3.9.2 项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

根据生态环境部、外交部、国家发展改革委、科技部、工业和信息化部、财政部、自然资源部、住房城乡建设部、农业农村部、应急管理部、国家能源局于2023年11月7日印发实施的《甲烷排放控制行动方案》，本项目与其符合性分析如下：

表 1.3-17 本项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

具体要求	本项目	符合性
4.强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿立方米；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先	本项目为天然气回收利用项目，开采过程中全密闭输气，本项目试采工程中将对异常超压和检修时不具备利用条件的天然气，采用放空管燃烧处理后15m高排气筒排入大气环境。	符合

具体要求	本项目	符合性
进水平。		
6.推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。	本项目将根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。同时在运营期还将加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH ₄ 的逸散。	符合

综上所述，项目建设符合《甲烷排放控制行动方案》的相关要求。

1.4. 选址合理性分析

1.4.1.项目外环境关系

本项目为天然气回收利用项目，项目工程内容为天然气回收，试采出的天然气经压缩后 CNG 进行拉运，不涉及输气管线建设。

本项目回收站位于四川省宣汉县***，项目所在地属于农村环境，外环境关系简单，距井站场界南侧最近 20m 处约有 3 户明月社区散户，西南侧最近 192m 处约有 25 户明月社区散户，东南侧最近 410m 处约有 4 户老鹰岩散居居民。项目周围主要为耕地、林地，林地类型主要为乔木林地、灌木林地等。井站 500m 范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、集中式饮用水水源保护区等特殊和重要的敏感区，无学校、医院、场镇等人口密集型场所。项目所在地道路较发达，大多为水泥路，周边铺设了电网。

图 1.4-1 井站周边 500m 外环境关系图

表1.4-1 井站边界周边500m外环境关系一览表

序号	名称	与井口方位	与井口距离/m	与井场场界距离/m	与井口高差/m	内容和规模
1#	明月社区散居居民	南	120	20	+10	约 3 户，10 人
2#	大师坪居民	西南	292	192	+34	约 25 户，75 人
3#	老鹰岩散居居民	东南	495	410	-81	4 户，12 人

1.4.2. 站场环境合理性分析

本项目回收站利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用基本农田。经调查，项目用地均不占用、不穿越和跨越国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水源保护区、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林等环境敏感区及其他生态保护红线管控范围，本项目站场选址周边无明显环境制约因素。

本项目设备已结合平面布置图和外环境关系图可知，已尽量远离住户布设，

对住户的噪声影响可接受，噪声源布置合理。

通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，根据环境影响预测评价与分析，本项目施工、试采期不改变区域环境功能，对周边居民的影响小，环境影响在当地环境可接受范围内。

综上所述，本项目选址无明显环境限制因素，从环境保护角度分析，站场选址合理。

1.5. 环境影响因子识别和筛选

1.5.1. 环境影响因素分析

根据项目施工期、运营期、退役期的具体情况，对其可能产生的环境影响进行统计识别，结果详见下表。

表1.5-1 环境影响要素矩阵

时段	环境影响因素	主要影响因子	环境空气	地表水	地下水	声环境	植被	动物	景观	其他
施工期	废水	施工机械、车辆冲洗废水 试压废水 生活污水	SS SS COD、BOD ₅ 、氨氮、SS		√ √ √					
	废气	施工、车辆运输扬尘 焊接烟气 施工机械和车辆尾气 吹扫氮气 防腐漆挥发废气	粉尘 焊接烟尘 NO ₂ 、CO、烃类 氮气 VOCs	√ √ √ √ √						
		生活垃圾	生活垃圾		√		√			
		施工废料（含吹扫废渣）	废包装材料、焊条、金属等		√		√			
		建筑废渣	水泥块		√		√			
	固废	防腐刷漆废料	废漆桶、沾染油漆的刷子、手套		√		√			
		噪声	施工机械和车辆噪声	噪声		√				
	生态	站场建设	临时占地破坏土壤、植被，水土流失、动植物影响				√	√	√	
	其他	交通	短时影响交通							√
运营	废气	水套炉燃烧废气	颗粒物、氮氧化物	√						

时段		环境影响因素	主要影响因子	环境空气	地表水	地下水	声环境	植被	动物	景观	其他
期		检修、放空废气	天然气	√							
		CNG装卸区废气	天然气	√							
	废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS			√					
		气田采出水	悬浮物、COD、氯化物等			√					
	固废	除砂器产生的废渣	废渣			√		√			
		检修废渣	废渣			√		√			
		污水罐沉渣	沉渣			√		√			
		生活垃圾	生活垃圾			√		√		√	
		废分子筛	分子筛			√		√			
	噪声	设备噪声	噪声				√		√		
	风险	站场天然气泄漏	甲烷	√							
		污水罐泄漏	氯离子、COD(Mn)、石油类等		√	√					
退役期	废气	施工机械废气	SO ₂ 、NO _x 、CO、HC等	√							
		扬尘	颗粒物等	√							
	废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N		√						
	固体废物	废弃设备零部件、建筑垃圾	/					√		√	
		废防渗材料	石油类			√		√			
	噪声	施工作业噪声	/				√		√		

1.5.2. 环境影响因子识别和筛选

根据本项目施工作业和生产过程的环境影响特点，结合当地环境功能和各类环境因子的重要性和可能受影响的程度，在环境影响识别的基础上，各环境要素影响评价因子的筛选确定如下表：

表 1.5-2 本项目环境影响评价因子

环境要素	环境质量现状评价因子	环境影响预测与评价	
		施工期	运营期
生态	土地利用现状、水土流失；	土地利用、水土流失	/
大气环境	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ；特征因子为非甲烷总烃、TSP；	颗粒物、NO _x 、CO及THC等	非甲烷总烃、氮氧化物、颗粒物
地表水环境	水温、pH、溶解氧、CODcr、BOD ₅ 、氨氮、总氮、总磷、石油类、挥发酚、粪大肠菌群、SS；	/	/
地下水环境	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、	/	COD _{Mn} 、石油类、氯化物

环境要素	环境质量现状评价因子	环境影响预测与评价	
		施工期	运营期
	汞、铬（六价）、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌群、石油类、硫化物、钡；		
土壤环境	建设用地土壤风险筛选值和管制值（基本项目）镉、铅、汞、六价铬、砷、镍、铜、锌、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, 1-四氯乙烷、1, 1, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘等45项；农用土壤风险筛选值和管制值（基本项目）：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；特征因子：pH、石油烃、氯化物、全盐量、钡。	/	氯化物、石油烃
声环境	等效连续A声级	等效连续A声级	等效连续A声级
环境风险	/	/	页岩气（甲烷、乙烷、丙烷等）

1.6. 环境功能区划

本项目所在区域环境功能区划详见下表。

表 1.6-1 建设项目所在地环境功能区划表

序号	环境要素	功能属性
1	环境空气	工程建设区域内主要为乡村区域环境，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）划分，属二类地区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。
2	地表水	本项目回收站附近为山平塘和无名溪流地表水体，汇入州河，属嘉陵江水系。根据《达州市地表水功能区划》及《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关要求，山平塘和无名溪流执行III类地表水环境功能区。
3	声环境	本项目回收站位于达州市宣汉县***，项目所在的一般农村地区属于2类声环境功能区。
4	地下水环境	本项目回收站地下水环境质量评价均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。
5	生态及环境敏感区	根据《四川省生态功能区划》，评价区属于I四川盆地亚热带湿润气候生态区；I-2盆中丘陵农林复合生态亚区；I-2-1盆北深丘农林业与土壤保持生态功能区。在四川盆地北部，涉及广元、巴中、达州市的11个县级行政区。面积1.22万平方公里，深切低山丘陵地貌，海拔460~1400米；山地气候垂直变化明显，年平均气温

序号	环境要素	功能属性
		13.5~15.7°C, ≥10°C的活动积温 4240~4910°C, 年平均降水量为 560~1420 毫米。跨嘉陵江干流和渠江两大水系。
6	土壤环境	项目站场内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值；项目站场周边耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中其他标准限值。
7	水土流失防治划分	根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》，本项目涉及水土流失重点治理区。

1.7. 评价标准

1.7.1. 环境质量标准

评价区域环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。环境空气质量标准见下表。

表1.7-1 环境空气质量评价标准

污染物	取值时间	浓度限值	标准来源
二氧化硫（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	
二氧化氮（NO ₂ ）	年平均	40μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	80μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
PM ₁₀	年平均	70μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	150μg/m ³	
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	75μg/m ³	
一氧化碳（CO）	24 小时平均	4mg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	1 小时平均	10mg/m ³	
臭氧（O ₃ ）	日最大 8 小时平均	160μg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准
	1 小时平均	200μg/m ³	
非甲烷总烃	1 小时平均	2mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准

1.7.1.2. 地表水环境质量标准

本项目地表水环境执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类

标准；氯化物执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中表2中标准限值。

标准值如下：

表 1.7-2 地表水环境质量标准

污染物	III类
pH	6-9 (无量纲)
溶解氧	≥5mg/L
化学需氧量	20mg/L
五日生化需氧量	4mg/L
氨氮	1.0mg/L
总氮	1.0mg/L
总磷	0.2mg/L
石油类	0.05mg/L
挥发酚	0.005mg/L
粪大肠菌群	10000MPN/L
氯化物	250mg/L

1.7.1.3. 地下水环境质量标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，具体标准值如下：

表1.7-3 地下水质量标准

污染物	标准限值	污染物	标准限值
钾	/	砷	≤0.01mg/L
钠	≤200mg/L	汞	≤0.001mg/L
钙	/	铬(六价)	≤0.05mg/L
镁	/	总硬度	≤450mg/L
碳酸根	/	铅	≤0.01mg/L
重碳酸根	/	氟化物	≤1mg/L
Cl ⁻	/	镉	≤0.005mg/L
SO ₄ ²⁻	/	铁	≤0.3mg/L
氯化物	≤250mg/L	锰	≤0.1mg/L
硫酸盐	≤250mg/L	溶解性总固体	≤1000mg/L
pH	6.5≤pH≤8.5mg/L	耗氧量	≤3mg/L
氨氮	≤0.5mg/L	总大肠菌群	≤3MPN/100mL
硝酸盐(以N计)	≤20mg/L	细菌总数	≤100CFU/mL
亚硝酸盐(以N计)	≤1mg/L	石油类	≤0.05mg/L
挥发酚	≤0.002mg/L	钡	≤0.7mg/L
氰化物	≤0.05mg/L	/	/

注：石油类标准限值参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准

1.7.1.4. 声环境质量标准

本项目所在地属一般居住区，根据四川省区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区，参照《声环境质量标准》(GB3096-2008)声环境适用范围，声环境功能区划定为2类区。

标准限值见下表。

表1.7-4 声环境质量标准限值

评价标准	标准级别	昼间	夜间
《声环境质量标准》(GB3096-2008)	2类	60dB(A)	50dB(A)

1.7.1.5. 土壤环境质量标准

项目周边区域属于农业用地，土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值标准。钡参考《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）第一类用地筛选值为2766mg/kg，农用地石油烃参考第一类用地筛选值为826mg/kg。

表1.7-5 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）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≤H≤7.5	H>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6
		其他	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6
		其他	1.3	1.8	2.4
3	砷	水田	30	30	25
		其他	40	40	30
4	铅	水田	80	100	140
		其他	70	90	120
5	铬	水田	250	250	300
		其他	150	150	200
6	铜	果园	150	150	200
		其他	50	50	100
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300

表1.7-6 四川省建设用地土壤污染风险管控标准（石油烃、钡） 单位 mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	
		第一类用地	第二类用地
1	石油烃	826	4500

序号	污染物项目	筛选值	
		第一类用地	第二类用地
2	钡	2766	8660

1.7.2. 污染物排放标准

1.7.2.1. 废气污染物排放标准

1、施工期

工程施工期废气污染物中 TSP 执行《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB51/2682-2020) 中表 1 排放限值，详见下表。

表1.7-7 施工期废气污染物排放标准

环境要素	污染因子		标准限值	标准来源
废气	颗粒物	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	600 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB51/2682-2020)
		其他工程阶段	250 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	

2、运营期

本次评价试采站 VOCs (以 NMHC 计) 无组织排放执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51/2377-2017) 表 5 标准限值；水套加热炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 排放浓度限值。具体排放限值见下表。

表1.7-8 废气污染物排放标准

污染源	污染物	有组织排放标准要求	无组织排放限值 (mg/m ³)	备注
站场废气	VOCs (以 NMHC 计)	/	2.0	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51/2377-2017)
水套加热	NO _x	200	/	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
	颗粒物	20	/	
炉废气	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤ 1		

1.7.2.2. 废水污染物排放标准

1、施工期

施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。

2、运营期

本项目采用已完钻的明1侧井、双新1X井进行天然气试采，不涉及钻井施工。站场试采期间产生的气田采出水进入污水罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中回注水质要求后回注，不外排；站场设置8人值守，试采期产生的生活污水经生活污水预处理池收集处理后定期由密闭罐车拉运至君塘镇污水处理厂处理。

本项目废水回注标准参照执行《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求，详见下表。

表 1.7-9 项目参照执行的气田水回注水质标准

项目	《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中标准要求
pH	6-9
溶解氧*	≤50
石油类, mg/L	≤100
悬浮物固体含量, mg/L	≤200
铁细菌（IB）*, 个/ml	n×10 ⁴
硫酸盐还原菌（SRB）*, 个/ml	≤25

注1：“*”表示碳钢油管回注并回注预处理工艺控制执行。

注2：1<n<10，水质分析方法参照 SY/T 5329 的规定执行。

1.7.2.3. 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相应标准；运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

表 1.7-10 《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

时段	标准	单位
昼间	70	dB (A)
夜间	55	

表 1.7-11 运营期噪声排放标准

类别	昼间	夜间	单位
2类	60	50	dB (A)

1.7.2.4. 固体废物

一般工业固体废物的处理处置参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）相关要求；危险废物的处理处置执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《国家危险废物名录（2025年版）》及《关

于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告》（生态环境部，公告 2021 年第 74 号）相关要求。

1.8. 评价等级和评价范围

1.8.1. 评价等级

1.8.1.1. 大气环境影响评价等级

(1) 模型选择

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以试采期为主，本项目施工期环境空气影响为施工机械、施工车辆的尾气、扬尘及少量焊接烟尘，由于施工期较短，暂不考虑其评价等级。试采期间正常工况下主要废气为回收站水套加热炉燃烧废气和站场无组织逸散废气。根据环境影响识别，选取氮氧化物、颗粒物（水套加热炉燃烧原料为页岩气，页岩气燃烧废气污染因子颗粒物在环境中主要以 PM_{10} 表征，本次以 PM_{10} 进行评价等级判定）为候选因子进行预测，分别预测每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， mg/m^3 。

一般取 GB 3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，可参照附录 D 中的浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。大气环境影响评价等级按下表的分级判据进行划分。

表1.8-1 大气环境影响评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级	$P_{max} < 1\%$

(2) 估算模型参数

根据 HJ 2.2-2018 附录 B.5 地表参数的选择要求，估算模型 AERSCREEN 的

地表参数根据模型特点选取项目周边3km范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。根据现场勘查及建设单位提供的资料，项目所在地现状为林地，常见树种为马尾松林。大气评价土地利用类型选择针叶林。环境参数见下表：

表1.8-2 估算模式环境参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41.3
最低环境温度/°C		-5.3
土地利用类型		针叶林
区域湿度条件		潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	≤90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(3) 源强参数

根据工程分析，本项目为1个无组织点源。各污染源排放参数如下：

表1.8-3 本项目点污染源参数表（正常排放）

编 号	名称	排气筒底部中 心坐标/m		排气筒底 部海拔高 度/m	排气筒 高度/m	排气筒 内径/m	烟气量/ (m ³ /h)	烟气 温度 /°C	年排 放小 时数/h	排放工 况	污染物排放参数	
		X	Y								名称	速率 (kg/h)
1	水套加热 炉燃烧废 气	36	33	634	8	0.2	86.2	120	8640	正常	NO ₂	0.0056
											PM ₁₀	0.0009
											PM _{2.5}	0.00045

(4) 模型估算结果



图 1.8-1 AERSCREEN 估算结果截图

表1.8-4 大气环境影响估算结果

排放源	污染物	最大落地浓度距离 (m)	最大落地浓度 (mg/Nm ³)	最大占标率 Pi (%)	D10% (m)	执行级别
水套加热炉燃烧废气	PM ₁₀	30	2.52×10^{-3}	0.56	0	三级
	PM _{2.5}	30	1.26×10^{-3}	0.56	0	三级
	NO ₂	30	1.57×10^{-2}	7.86	0	二级

项目采用 AERSCREEN 估算模式计算占标率及最远距离 D10%。计算的结果见上表所示。Pmax 为“水套加热炉燃烧废气”排放的 NO₂, 占标率为 7.86%, D10% 为 0m。根据评价工作等级划分的相关判据, 本项目大气评价工作等级确定为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 本项目不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算。

1.8.1.2. 地表水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 地表水评价等级和评价范围依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018) 相关原则确定, 并符合下列要求:

a) 评价类别

按照水污染影响型建设项目开展地表水环境影响评价。

b) 评价等级

1) 对涉及向地表水体排放污染物的建设项目, 应按照影响类型、排放方式、排放量、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等, 按照 HJ2.3 的相关原则确定评价等级, 并按相应评价等级开展评价工作。

2) 废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目, 评价等级

按照三级 B 开展评价。

c) 评价范围

- 1) 对涉及向地表水体排放污染物的建设项目，应按照 HJ2.3 的相关原则，根据评价等级、影响方式及程度、地表水环境质量管理要求等确定评价范围。
- 2) 按照水污染影响型三级 B 开展评价的建设项目，其评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求。
- 3) 涉及地表水环境风险的建设项目，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域。

同时，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），水污染影响型建设项目根据排放方式和废水排放量划分评价等级见下表。

表1.8-5 水污染影响型建设项目评价等级判定表

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m³/d)；水污染物当量数 W/ (量纲一)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	--

注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m³/d，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m³/d，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m³/d)；水污染物当量数 W/ (量纲一)

为三级 B。

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

根据工程分析，本项目施工期施工队伍就近租住居民房屋，现场不单独设置施工营地。施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。回收站试采期间采出水进入污水罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后输送至回注站回注处理，不外排；工作人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。因此，本项目废水均不直接外排。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）相关规定，**确定本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。**

1.8.1.3. 声环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境影响评价工作的分级是依据建设项目所在区域的声环境功能区类别、建设项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度及受建设项目建设影响人口的数量。

表1.8-6 声环境影响评价等级划分依据

序号	评价工作等级	判定依据
1	一级	评价范围内有适用于 GB3096 规定的 0 类声环境功能区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 5dB (A) 以上不含 5dB (A)，或受影响人口数量显著增加时，按一级评价。
2	二级	建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3dB (A) ~ 5dB (A)，或受影响人口数量增加较多时，按二级评价。
3	三级	建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 3 类、4 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在 3dB (A) 以下不含 3dB (A)，且受影响人口数量变化不大时，按三级评价。

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械，试采期噪声主要来自站场调压截流、检修或事故状态下的放空噪声，项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量在 3dB (A) 以下（不含 3dB (A)）。

因此，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的声

学环境评价工作等级划分方法，本工程属“建设项目所处的声环境功能区为GB3096规定的1类、2类地区，或……，按二级评价。”“……或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量在3dB(A)以下（不含3dB(A)），且受影响人口数量变化不大时，按三级评价”。根据建设项目符合两个以上级别的划分原则，按较高级别评价等级评价。因此，本次声环境影响评价级别定为二级。

1.8.1.4. 地下水环境影响评价等级

根据《环境影响评价导则 地下水环境》（HJ610-2016），评价工作等级的划分应依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，具体如下：

（1）建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录A“地下水环境影响评价行业分类表”，本项目属于“天然气、页岩气开采（含净化）”编制报告书的项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。本项目为页岩气非常规天然气试采工程，回收站场地下水环境影响评价项目类别为II类。

表1.8-7 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
天然气、页岩气开采（含净化）	全部	-	II类（回收站）	-

（2）建设项目地下水环境敏感程度

建设项目地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表。

表1.8-8 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

敏感程度	地下水环境敏感特征
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 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区

注：a “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。

本项目周边地下水环境不属于集中式饮用水水源及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，项目周边村庄存在饮用地下井水，存在分散式饮用水水源。项目地下水环境敏感程度为较敏感。因此，本项目所在区域地下水环境敏感程度为“较敏感”。

(3) 评价等级判定

地下水环境影响评价等级的划分应依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，可划分为一、二、三级。本项目评价等级判定见下表：

表1.8-9 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

综上分析，本项目地下水环境影响评价项目类别为“II类”，项目区地下水环境影响敏感程度为“较敏感”。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 规定，确定本项目回收站地下水环境影响评价等级为二级。

1.8.1.5. 土壤环境影响评价等级

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 中 7.4 要求：常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目为页岩气非常规天然气回收工程，回收站场土壤环境影响评价项目类别为II类。

表1.8-10 土壤环境影响评价项目类别

项目类别	行业类别	I类	II类	III类	IV类

项目类别	行业类别	I类	II类	III类	IV类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）		其他	其他

(2) 敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）4.2.3 土壤环境影响评价应按本标准划分的评价工作等级开展工作，识别建设项目土壤环境影响类型、影响途径、影响源及影响因子，确定土壤环境影响评价工作等级，周边环境敏感程度判别依据见下表。

表1.8-11 污染影响型项目敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

建设项目周边存在耕地，因此项目占地土壤敏感程度为敏感。

(3) 评价等级判定结果

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价工作等级划分见下表。

表1.8-12 评价工作等级划分表

	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目占地面积约小于 5hm²，占地规模属于小型；拟建项目土壤环境影响评价项目类别为 III 类，土壤敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的规定，**确定本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。**

1.8.1.6. 生态环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）划分生态环境评价

工作等级。

表1.8-13 生态环境评价工作等级划分一览表

项目	评价等级判定（HJ19-2022 摘录）	判定分析
一、确定原则（6.1.2）	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；	本项目不涉及。
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；	本项目不涉及。
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	本项目不涉及。
	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	本项目不涉及。
	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；	本项目回收站利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用林地。
	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；	本项目占地规模小于 20km ² ，不涉及该项。
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	本项目回收站利用现有井场预留空地建设，评价等级判定为三级。
	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。	本项目不涉及。
二、其他	6.1.3 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。	本项目不涉及。
	6.1.4 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	本项目不涉及。
	6.1.5 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。	本项目不涉及。
	6.1.6 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，评价等级可下调一级。	本项目不涉及。
	6.1.7 涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	本项目不涉及。
	6.1.8 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。	本项目不涉及。

本项目回收站利用现有井场预留空地建设回收站，不新增占地。不涉及占用永久基本农田、林地，不涉及上述 a~f 所述的情况，因此试采站的评价等级为三级。

1.8.1.7. 环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中关于环境风险评价工作等级的划分方法, 本项目输送的介质为不含硫天然气, 项目涉及的主要危险有害物质为甲烷。由于气田水不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 附录 B 中重点关注的危险物质, 根据分析气田水属于危害水环境物质, 但不属于急性毒性类别 1 中物质。故不作为环境风险等级判定物质, 本次评价仅对其在储存过程中的风险提出措施。

根据地 5 章环境风险分析, 本项目危险物质最大存在量 $Q=0.881<1$, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中关于环境风险评价工作等级的划分方法, 本项目风险潜势为 I, 评价等级为简单分析。

表 1.8-14 风险评价工作级别划分

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a (√)

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

根据上表可知，本项目风险评价工作等级为“简单分析”。

1.8.2. 评价范围

1.8.2.1. 大气环境影响评价范围

本项目大气环境影响评价工作等级为二级，《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中有关规定，本项目大气环境影响评价范围确定为以井站为中心，边长 5km 的矩形区域。

图 1.8-2 大气评价范围图

1.8.2.2. 地表水环境影响评价范围

本项目地表水评价等级为三级 B，不设置地表水评价范围。

1.8.2.3. 声环境影响评价范围

本项目噪声环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中有关规定及井站周边环境特征，本项目声环境评价范围确定为井站周边 200m 范围。

图 1.8-3 声环境评价范围示意图

1.8.2.4. 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境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及能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水基本渗流特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。建设项目地下水环境调查评价范围的确定可采用公式计算法、查表法及自定义法。

通过区域水文地质资料，结合现场调查，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，因此本次评价范围的边界根据公式计算法及自定义法确定，项目区地下水自西北向东南方向流，受到项目右侧山脊线的影响，地下水水流向西南方向流，汇入州河。因此，最终得到本项目调查评

价范围为：评价区西侧、北侧、南侧、东侧以分水岭为边界，本次选取自定义法确定本项目地下水环境影响评价范围约为 10.4km^2 。

本项目地下水评价范围示意图如下。

图 1.8-4 地下水评价范围示意图

1.8.2.5. 土壤环境影响评价范围

本项目为土壤环境污染防治型项目，评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价范围为站场及周边 200m 范围。本项目土壤环境影响评价范围如下图所示：

图 1.8-5 土壤评价范围示意图

1.8.2.6. 生态环境影响评价范围

根据调查，本项目回收站不涉及生态敏感区，回收站利用现有井场预留空地建设，不涉及新增占用林地。因此回收站生态评价等级为三级，评价范围为井场周边 50m 范围，评价范围总面积为 4.93hm^2 。

图 1.8-6 生态评价范围示意图

1.8.2.7. 环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》中规定的评价工作等级的判据以及项目风险源特点和所在地区环境特征，确定本项目环境风险评价工作等级为简单分析，无需设置评价范围。

1.8.3. 评价等级及评价范围汇总表

综上所述，本项目评价范围见下表：

表 1.8-15 各环境要素评价等级汇总表

环境要素	评价等级	评价范围
大气环境	二级	以井站为中心，边长 5km 的矩形区域。
地表水环境	三级 B	/
声环境	二级	井站周边 200m 范围。
地下水环境	二级	评价区西侧、北侧、南侧、东侧以分水岭为边界，本次选取自定义法确定本项目地下水环境影响评价范围约为，共计 10.4km^2 范围。

土壤环境	二级	井站及周边 200m 范围。
生态环境	三级	井站周边 50m 范围。
环境风险	简单分析	/

1.9. 环境保护目标

1.9.1. 生态环境保护目标

生态环境保护的目标是维护项目所在区域生态系统的完整性，保障生态系统的整体功能和良性循环，使生态环境所造成的影响或破坏控制在最低限度。根据项目占地性质及周围环境特征，确定主要生态保护目标为：维护评价范围生态系统结构和功能的完整性、可持续性，维持生态系统健康，确保评价范围内重要自然生态系统、自然景观和生物多样性得到系统性保护；评价范围内重点保护动物等得到有效保护。

本项目总体不在城镇总体规划城镇建设用地范围内，属于农村区域。井场周边无珍稀动植物、自然风景区。区域植被覆盖率高，土壤水土保持性能较好，水土流失量小。经现场调查，井场地未发现国家及省级重点保护野生动植物，也未发现有适合重点保护野生动物栖息地、繁殖地、觅食地分布，也不涉及各级自然保护区、森林公园和风景名胜区等生态敏感区。

1.9.2. 地表水环境保护目标

本项目井站附近为山平塘和无名溪河地表水体，汇入州河，属嘉陵江水系。项目地北侧距离达州市罗江库区集中式饮用水水源保护区准保护区约 6.3km，不涉及达州市罗江库区集中式饮用水水源保护区范围，项目位置与达州市罗江库区集中式饮用水水源保护区位置关系详见附图 10。井场南侧约 4.6km 为州河，本项目与州河无水力联系，井口 500m 范围内无大型河流、水库等。

本项目不涉及重点保护与珍稀水生生物栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄流通道等水环境保护目标。根据《达州市地表水功能区划》及《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关要求，山平塘和无名溪河执行 III 类地表水环境功能区。

1.9.3. 地下水环境保护目标

本次评价对评价范围内村庄用水进行了详细调查：本项目所在地不涉及划定的地下水水源保护区、准保护区， 本项目场站地下水评价范围内有部分农户水

井作为分散式饮用水源（共计 10 口水井），评价区内居民饮用水情况如下表。

表 1.9-2 主要地下水保护目标一览表

序号	经度	纬度	类型	海拔(m)	水面至井口(m)	水位(m)	服务人口(人/户)	出露层位	与本项目相对位置关系	
									相对方位	距离(m)
1			浅井	671	4.20	666.80	2户7人	J3P1	SW	420
2			浅井	649	5.50	643.50	2户7人	J3P1	SE	673
3			浅井	640	4.90	635.10	1户4人	J3P1	SE	831
4			浅井	653	4.70	648.30	2户6人	J3P1	SE	1028
5			浅井	419	5.10	413.90	3户10人	J3P1	SW	1680
6			浅井	667	5.30	661.70	1户3人	J3P1	SW	420
7			浅井	632	4.90	627.10	2户6人	J3P1	SE	877
8			浅井	548	6.20	541.80	2户7人	J3P1	SW	1058
9			浅井	510	6.60	503.40	2户6人	J3P1	SW	1176
10			浅井	640	7.50	632.50	3户10人	J3P1	SE	1168

1.9.4. 声环境保护目标

本项目声环境保护目标主要为站场周边 200m 范围的分散式居民点，详见下表。

表 1.9-3 主要声环境保护目标一览表

名称	与井口方位	与井口距离/m	与井场场界距离/m	与井口高差/m	内容和规模
明月社区散居居民	南	120	20	+10	约 3 户， 10 人
大师坪居民	西南	292	192	+34	约 25 户， 75 人

1.9.5. 大气环境保护目标

本项目大气环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求设置大气环境影响评价范围。根据本项目特点，本次评价大气评价范围以回收站为中心的边长 5km 矩形的环境空气保护目标，详见下表。

表 1.9-4 大气环境保护目标一览表

环境要素	环境保护对象名称		坐标/m (经纬度)		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂区方位	与井场场界距离
			x	y					
大气环境	500m 范围	明月社区散居居民			居民	约 3 户， 10 人	GB309 5-2012 中的二 级标准	南	20m
		大师坪居民			居民	约 25 户， 75 人		西南	192m
		老鹰岩散居居民			居民	4 户， 12 人		东南	410m
	0.5km~	周家坡			居民	68 户， 200 人		东南	1.4km

环境要素	环境保护对象名称	坐标/m(经纬度)		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	与井场场界距离
		x	y					
2.5km 范围	白果树湾			居民	约 500 人		东南	2.0km
	柏琳沟			居民	10 户， 30 人		南	980m
	铁家湾			居民	约 300 人		西南	1.4km
	上大湾			居民	约 500 人		西北	664m
	蔡家岩			居民	10 户， 30 人		东北	1.2km
	兴隆村			居民	25 户， 75 人		东北	2.3km
	君坝村			居民	约 200 人		西南	2.4km
	李家河			居民	20 户， 60 人		东北	1.9km
	明月社区			居民	约 500 人		西北	1.8km
	长房子			居民	约 300 人		西北	2.6km
	石板梁			居民	10 户， 30 人		北	2.5km
	周家湾			居民	30 户， 90 人		东北	3.4km

1.9.6. 土壤环境保护目标

本项目土壤环境保护目标主要为站场周边 200m 范围内的耕地、居民等，见下表。

表 1.9-5 主要土壤环境保护目标一览表

序号	名称	区域范围	环境敏感特征
1	居民点、耕地	站场周边 200m 范围	主要为旱地和少量林地，尚未种植农作物，周边分布有 1 户分散居民点。

2. 工程分析

2.1. 已建工程和相关工程建设情况

2.1.1. 环保手续履行情况

2023 年，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托成都艺博环美环保科技有限公司编制了环境影响报告表，于 2023 年 8 月 15 日取得了达州市宣汉生态环境局的批复（宣环审〔2023〕28 号），2025 年 1 月 16 日完成了自主验收。

2025 年，中原油田分公司拟在明 1 侧井场内依托井场，建设双新 1X 井工程，该项目于 2025 年 1 月 26 日取得了达州市宣汉生态环境局的批复（宣环审〔2025〕9 号），目前，双新 1X 井正在建设过程中，暂未开展竣工环境保护验收工作。因此，本次评价对明 1 侧井、双新 1X 井现有工程进行回顾性分析。

根据竣工环境保护验收，明 1 侧井位于四川省达州市宣汉县***，明 1 侧井于 2023 年 9 月 11 开工建设，2024 年 10 月 20 日建设完工，目的层位为吴家坪组、***。完钻层位为***。

双新 1X 井位于四川省达州市宣汉县***（明 1 侧井场内），双新 1X 井于 2025 年 4 月 10 号开工建设，预计 2025 年 12 月 15 竣工，目的层位为***，完钻层为***。

表 2.1-1 已建工程环保手续履行情况一览表

项目名称	建设内容	环评批复	批复时间	环保验收
明 1 侧井探井工程	利用明 1 井老井开窗侧钻，开窗位置 4530 米，完钻层位为 *** 套管完井，***，裸眼段进尺 1146 米。井型为定向井，目的层位为***、***。完钻层位为***。	宣环审〔2023〕28 号	2023 年 8 月 15	2025 年 1 月 16 日完成自主验收
双新 1X 井工程	依托明 1 井已建井场并进行扩建，井场总体呈规格矩形，大小为 114×50m，井型为定向井，井别为预探井，设计井深为 5848m（定向井）。采用导管+四开井身结构。目的层位为***。完钻层位为***。	宣环审〔2025〕9 号	2025 年 1 月 26 日	/

2.1.2. 钻井工程污染防治措施及排放情况

2.1.2.1. 明 1 侧井现有工程污染治理措施及排放情况

1、明 1 侧井井场概况

(1) 钻前工程。依托明 1 井已建井场进行钻井工程建设，明 1 井井场已完成场地平整及边坡支护，井场规格为 110m×55m。新建井场清水池 1 座 600m³、

新建井场内排污沟 320m、排水沟 270m、设置 68m² 清洁化操作平台（泥浆不落地平台）、新建 20×10m 放喷池 2 座以及钻井生活营区、钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程。

(2) 钻井工程。利用明 1 井开窗侧钻，在明 1 井老井井深 4573m 处开窗侧钻，井型为侧钻井，井别为勘探评价井，实际井深 5264.9（垂深）/5893（斜深），目的层***、***，完钻层位***。

(3) 完井工程。包括射孔、压裂、油气测试。试气作业采用泵送桥塞电缆射孔联作多段压裂工艺。

2、明 1 侧井钻井工程污染防治措施及排放情况

根据竣工环境保护验收调查可知，明 1 侧井探井工程钻井结束后未生产，目前处于关井状态；明 1 侧井探井工程实施过程中，其主要污染物防治情况如下：

(1) 废水处置措施

1) 钻前施工

本项目钻前施工期间产生的废水有：车辆冲洗废水和设备冲洗废水；钻前施工现场管理技术工人设置活动板房吃住产生的生活污水。

环境保护措施：钻前施工主要为土建施工，施工期废水产生量较少。冲洗废水经沉淀处理后回用于场地洒水抑尘，不外排；钻前工程施工队伍主要为临时聘用周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，现场管理技术工人设置活动板房吃住，生活污水利用环保厕所收集用于农肥，不外排，对地表水环境影响很小。

2) 钻井工程

钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、场地雨水、生活污水。

①钻井废水钻井废水全部回用于钻井液配置，不外排。

②钻井作业废水

测试放喷与完井工程产生的钻井作业废水主要是压裂酸化、洗井等施工时产生的废水，洗井采用清水，废水主要组成为水、盐酸及醋酸与岩层反应后生成的盐类及表面活性剂等。本项目压裂返排液及洗井废水等钻井作业废水产生量为 10125m³，拉运至普陆页 2 井、普陆 3 井等井场暂存预处理达到《气田回注水方

法》(SY/T6596-2016)标准后，最终拉运至毛开 1 井回注，不外排。

③初期雨水

本项目方井雨水主要污染物为 SS 和石油类。

环境保护措施：井场实行雨污分流，井场外四周设排水边沟，井外雨水不得进入井场，井场内四周设内排水边，井场雨水随内排水沟汇至排放口，排放口设监控池，井场内初期雨水收集后同钻井作业废水一同预处理达标后，拉运至毛开 1 井回注，不外排。后期雨水水质清洁后直接外排。

④生活污水

钻井施工期间，钻井队生活区每天有生活污水产生，主要污染物为 COD、BOD5、SS、NH₃-N。

环境保护措施：本项目钻井施工期间生活污水经生态厕所收集后，已全部外运至宣汉县鑫瀚污水处理公司处置。

(2) 废气处置措施

1) 钻前施工

本项目钻前工程主要包括循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、活动板房布置等。钻前工程大气污染物主要来自施工扬尘和施工机械尾气。施工扬尘为土石方开挖，材料运输、卸放、拌和等过程中产生的，主要污染物为 TSP；施工机械尾气为燃油动力机械、运输车辆排放的尾气，主要污染物为 CmHn、NOx 等。

环境保护措施：现场道路施工时，施工方进行了定期洒水；对土石方临时堆场及泥、沙石等建筑材料采取了围护设施、覆盖网布、定时洒水等措施；运输土石方等车辆车箱遮盖严密；现场施工加强了大气污染防治措施：如湿法作业、打围作业、定时清扫施工现场等。施工机械选用了合格燃料油减少尾气污染。

2) 钻井工程

本项目为天然气勘探井，在钻井阶段采用电网供电，当地电网出现停电或其他故障情况时采用备用柴油发电机。钻井期间的废气主要包括测试放喷、事故放喷废气、柴油发电机组燃烧排放废气。

①测试放喷废气

明 1 井在吴家坪组、长兴组分别进行了试气，天然气组分分析资料表明，吴

家坪组不含硫化氢，长兴组低含硫化氢。测试过程产生的天然气引至放喷池点火燃烧，燃烧后的产物以 CO₂、NO_x、SO₂ 和 H₂O 为主，测试放喷时间持续较短。

环境保护措施：严格落实了《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全 生产技术规程》（SY5225-2012）关于放喷池选址和放喷撤离的要求，修建了放喷池及挡墙，对放喷废气采用地面燃烧处理，减小了辐射影响；放喷前建设单位对井口周边 500m 范围内的居民进行临时撤离，减轻放喷废气对居民的影响；测试放喷时间一般约为 3 小时，属短期排放，随着放喷测试结束，影响已消除。

②柴油发电机组燃烧排放废气

本项目采用 ZJ50 钻机钻井，钻井作业时采用电网进行供电，当出现电网停电或其他故障情况时，采用备用柴油发电机为钻机的各种设备如泥浆泵、天车、转盘等提供动力。通过调查，备用柴油发电机使用时长极少。

环境保护措施：主要采用网电钻井，备用柴油发电机使用合格的轻质环保型柴油成品，此类柴油燃烧主要污染因子为 NO_x 和少量烟尘等，释放到环境空气中后很快被稀释，且影响持续时间较短，已随钻井期结束而消失。

（3）噪声治理措施

1) 钻前施工

项目施工噪声来源于场地平整、基础施工、设备安装等过程中机械设备的运行、车辆运输、设备撞击敲打等，主要有机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。

环境保护措施：将高噪声设备置于场内中间，设置施工围挡、隔声屏，降低噪声影响；加强了作业过程管理，仅白天施工，夜间不进行施工；钻前施工期较短，随施工结束噪声影响已消除。

2) 钻井施工

钻井工程噪声主要为钻井作业过程中钻机、振动筛、离心机和柴油发电机等设备运行产生的机械噪声、完井作业噪声等。施工噪声主要集中在施工场地范围内，噪声源位置相对固定。

环境保护措施：钻井期间采用网电，噪声较小；选用了低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，空压机、泥浆泵等设备安装弹性垫料、减震垫；对振动较大的固定机械设备加装了基座减振。合理安排了噪声源位置，

使噪声源装置尽量远离居民住宅，同时加强沟通协调，取得居民谅解，未发生环保纠纷；放喷池设置在远离居民的地方，设置了三面墙，减少了测试放喷噪声的影响范围和程度，测试放喷前，对井场周边500米内住户进行了临时疏散。

（4）固体废物处置措施

1) 钻前施工

本项目钻前施工固废主要为钻前工程开挖土石方（含剥离表土）及建筑废料等垃圾。施工营地、放喷池等新建开挖产生弃方临近低洼处堆放，进行挡护及播撒草籽生态恢复，基本实现挖填平衡，无弃方产生。剥离表土集中堆放至开挖临近处，做好临时拦挡及苫盖，表土用于后期生态恢复，综合利用。能利用的工业垃圾进行了回收利用，无回收价值的转运至四川光隆环保科技有限公司进行了处置。

2) 钻井施工

本项目钻井过程中产生的固废主要有水基钻井岩屑、废油、生活垃圾。

①水基钻井岩屑

本项目侧钻采用水基钻井液进行钻井，水基钻井液钻井产生的水基钻井岩屑和废弃泥浆为一般固体废物。井场设置清洁化操作平台，采取泥浆不落地处理工艺，本项目水基钻井岩屑及废弃泥浆产生量为1209.93t，定期拉运至四川光隆环保科技有限公司处置。

②废油

工程施工期采用网电，钻井期间未使用柴油发电机，无废油产生。

③生活垃圾

本项目共产生生活垃圾0.6t，井场区域和生活营区各设1个分类垃圾箱，分类收集后运送至宣汉县海诺尔环保发电有限公司进行了综合利用。

④工业垃圾

废编织袋、废包装袋等工业垃圾可以回收利用的进行了回用，不能回用的工业垃圾12.58t全部转运至四川光隆环保科技有限公司进行了处置。

（5）生态保护措施

钻井工程施工结束后，已拆除了工棚等临时设施，并进行了迹地恢复，对施工区内可绿化的土地均全部进行了绿化，目前清水池、废水池、防喷池等临时用

地还在使用中，且考虑后续工程开发，为避免重新占地，破坏生态环境，保留了这些设施，后续建设单位不再使用时应及时拆除这些临时占地并按相关规定完成临时占地的复土复垦工作。

根据竣工环境保护验收调查结果表明，钻井工程废气、噪声达标排放，废水及固体废物得到妥善处置，项目所在区域地下水、土壤符合标准要求，项目具备竣工环境保护验收条件。项目施工期间无环境投诉、违法和处罚记录。

2.1.2.2. 双新1X井现有工程污染治理措施及排放情况

根据施工资料，双新1X井于2025年4月10号开工建设，计2025年12月15竣工，目的层位为***，完钻层位为***。

1、双新1X井场概况

(1) 钻前工程

项目位于达州市宣汉县***7组，在原明1井的井场扩建部署双新1X井，距离明1井井间距为8m，新增临时占地面积为10640m²，利用井场西侧已建清水池一座，清水池容积为500m³，依托已建1座放喷池，位于井场西侧，容积为300m³，新建井队临时板房生活区1套，生态一体化厕所1座以及钻井临时房屋、钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程。

(2) 钻井工程

井别为预探井，设计井型为定向井，井深5848米，造斜点4440米，水平位移1014.5米。井身结构为导管+四开井身结构：Φ609.6毫米导管下深100米；一开采用Φ508毫米钻头钻至井深1408米，下Φ406.4毫米套管；二开采用Φ374.7毫米钻头钻至井深2526米，下Φ298.5毫米套管；三开采用Φ269.9毫米钻头钻至井深4543米，下Φ219.1毫米套管；四开采用Φ190.5毫米钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7毫米套管。

本项目导管段采用清水钻井，一开、二开、三开段采用常规水基钻井，四开优先采用常规水基钻井液钻井，若四开常规水基钻井液不能满足安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。

(3) 试气工程

试气工程主要包括洗井、射孔、压裂、测试及设备搬迁。采用桥塞分段、套管注入体积压裂工艺，对吴家坪组试气，设计分12段压裂改造施工压力115.5

兆帕，施工排量15—16方/分钟，总液量32160方，总砂量1560方。设计开展地面微地震人工裂缝监测，各压裂段开展分段改造产能评价。试气过程天然气采用撬装设备回收，减少因测试点火造成的资源浪费及点火放喷带来的污染，不涉及后续回收使用，若具备回收条件，则另行评价。

2、双新1X井钻井工程污染防治措施及排放情况

根据现场踏勘可知，双新1X井钻井工程实施过程中，其主要污染物防治情况如下：

（1）废水处置措施

钻井工程主要产生的废水主要包括钻前施工废水、钻井废水、井场雨水、作业废水及生活污水。

1) 钻前施工废水

钻前施工废水主要来自井场基础建设的砂石骨料加工、混凝土搅拌及养护、井口、套管及站内管线试压等过程，主要为悬浮物。根据调查钻前施工废水经沉淀处理后进行了循环使用，未外排。

2) 钻井废水

钻井过程产生的废水优先回用于钻井工序，不能回用的废水由罐车转运至赵家坝污水处理站处理后运至普光11井等回注站回注；随岩屑带走的部分废水由岩屑处理单位处理后回用，无法回用时由罐车转运至赵家坝污水处理站处理后运至普光11井等回注站回注。

需要说明的是：根据建设单位提供的资料及现场情况，目前双新1X井钻井处于二开阶段，暂未使用油基钻井液。

3) 井场雨水

井场内外实施清污分流措施，场外雨水由排水沟收集沉淀后外排，场内产污区雨水经截流沟进入环境监测池处理，经油水分离后进入集水坑泵入泥浆不落地平台处理回用，现场不外排。

4) 生活污水

生活污水经生态一体化厕所收集后由吸污车运至宣汉县鑫瀚污水处理公司处理后排放。

5) 作业废水

洗井废水优先用于配制压裂液，不能回用时密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站处理达标后由罐车拉运至普光11井等回注站回注。目前暂未开展试气工程，未产生压裂返排液废水。

（2）废气处置措施

1) 钻前施工废气

钻前施工废气主要来自施工扬尘和施工机械尾气。环境保护措施：现场道路施工时，施工方进行了定期洒水；对土石方临时堆场及泥、沙石等建筑材料采取了围护设施、覆盖网布、定时洒水等措施；运输土石方等车辆车厢遮盖严密；现场施工加强了大气污染防治措施：如湿法作业、打围作业、定时清扫施工现场等。施工机械选用了合格燃料油减少尾气污染。

2) 钻井工程废气

钻井施工期采用了电网供电，无燃油废气产生。施工过程大气污染物主要为物料运输过程产生的扬尘。钻进过程中对进场道路进行了夯实并洒水。

（3）噪声治理措施

施工期噪声主要来源于钻前工程施工机械噪声（挖掘机、推土机、运输汽车等）、钻井作业噪声（机械、作业、事故放喷、测试放喷与完井工程噪声）。施工噪声主要集中在施工场地范围内，噪声源位置相对固定。

工程施工过程加强了作业过程管理，钻前工程未在夜间施工；钻井期间采用了网电，噪声较小；选用了低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，空压机、泥浆泵等设备，安装弹性垫料、减震垫；对振动较大的固定机械设备加装了基座减振。合理安排了噪声源位置，使噪声源装置尽量远离了居民住宅，并位100米内无住户，放喷池设置在远离居民的地方。

（4）固体废物处置措施

项目产生的固体废物包括钻井岩屑和废弃泥浆、生活垃圾、废包装材料和废油。

1) 钻井岩屑和废弃泥浆

经调查，项目目前产生的钻井岩屑（不含油基岩屑）和废弃泥浆为一般固体废物，钻井工程采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。根据调查，钻井岩屑和废弃泥浆转运至四川光隆环保科技有限公司处置。

2) 生活垃圾和废包装材料

施工期间施工队伍产生的少量生活垃圾和废包装材料。施工单位在办公室旁设置垃圾桶作为临时存放处收集生活垃圾，定期拉运至宣汉县海诺尔环保发电有限公司进行处置。废包装材料量较少，收集后全部外售资源化利用。

3) 废油

经调查，目前本项目采用网电，钻井期间未使用柴油发电机，无废油产生。

(5) 地下水及土壤保护措施

项目针对钻井平台各区域进行了分区防渗，放喷池、污水池、泥浆不落地系统基础、循环罐基础、排污沟、储油罐基础、储备罐基础、方井、泥浆泵基础均按重点防渗进行，井场平台地按一般防渗进行。根据现场调查，污水池内液位处于正常水位，均属于雨水，池壁未见明显渗漏。

2.1.2.3. 钻井工程存在的主要环境问题及整改措施

根据现场调查，明 1 侧井钻井工程已完工，目前处于关井状态。明 1 侧井钻井工程施工期产生的各类污染物均已得到妥善地处置，现场无残留，清水池（污水池）和放喷池内污水全部拉运已合法合规处理。钻井工程完工后对临时占地进行清理及设备的搬迁，废水池及放喷池因考虑后续建设避免重复建设，因此未进行土地复垦。经现场调查，已对施工现场边坡及其他临时占地进行土地复垦和植被恢复，生态恢复情况较好。

目前未发现环境污染问题，未发现环保纠纷和投诉，不涉及遗留环境问题。

目前，双新 1X 井探井工程处于建设过程中，本次评价要求，建设单位应在建设竣工后尽快完成竣工环境保护验收工作，确保钻井工程产生的废气、废水、固废得到妥善处理。

2.1.2.4. 设施依托可行性

(1) 进场道路依托可行性

进场道路依托明 1 侧井平台现有进场道路，宽 6m 为水泥混凝土结构，其道路条件能够满足本项目的接入需求，依托可行。

(2) 放喷池及污水池依托可行性

排污池依托明 1 井平台已建 500m³ 的清水池 1 座，放喷池对已建 2 座 300 m³ 的放喷池进行防渗处理后利旧，其设施能满足本项目的使用需求。

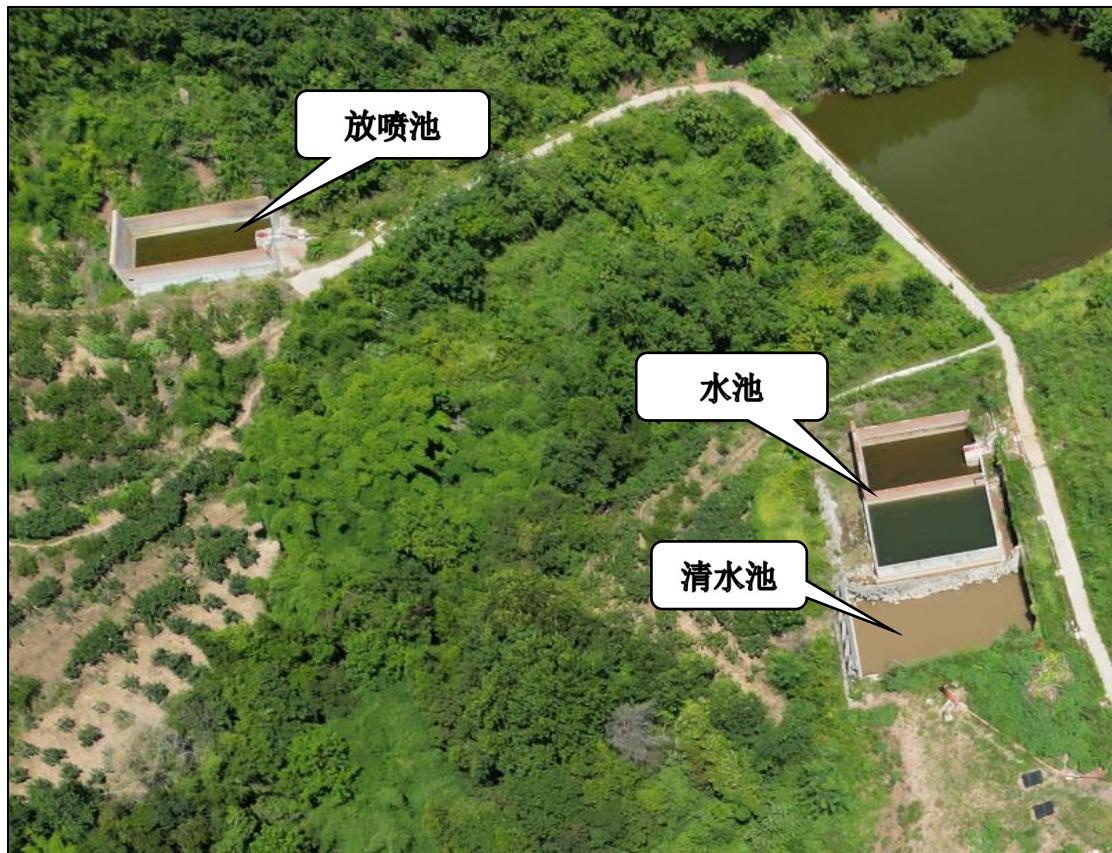


图 2.1-2 放喷池及清水池现场照片

2.1.3. 环保工程依托可行性

(1) 污水处理设施依托工程简介

2007 年 4 月，普光气田项目工程开工建设，随着该区块天然气持续的勘探开发，相应的污水处理站及回注站配套建设实施。目前普光气田共布局污水处理站 3 座，回注井 4 口，具体情况如下：

①污水处理站

赵家坝污水处理站（1号污水处理站）：位于天然气净化厂内，设计处理规模为 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，采用氧化除硫+混凝沉降+过滤处理工艺，目前实际处理量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。经处理后的污水可回注至毛开 1 井、普光 11 井、普光 3 井和普光 7 井。

大湾 403 污水处理站（2号污水处理站）：位于炉旺村东北大湾 403 集气站站场内，设计处理规模为 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，采用氧化+混凝沉淀+双滤料过滤器+精细过滤器处理工艺，目前实际处理量为 $80\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $40\text{m}^3/\text{d}$ 。经处理后的污水回注至毛开 1 井。

3号污水处理站：位于原普光 101 钻井平台，设计处理规模为 $700\text{m}^3/\text{d}$ ，采

用氧化+混凝沉淀+双滤料过滤器+精细过滤器处理工艺，目前实际处理量为300m³/d，剩余处理能力为400m³/d。经处理后的污水可回注至普光3井和普光7井。

②回注井站

毛开1井回注站：回注层位为雷口坡、嘉陵江组，注水井段2235.0m-3790.0m，回注储集空间226.77万m³，注水压力约为37MPa，污水回注设计规模为120m³/d，目前回注量为100m³/d，回注压力峰值约为31MPa。

普光11井回注站：回注层位为飞仙关组，注水井段5546.5m-5754.4m，回注储集空间132万m³，注水压力约为35MPa，污水回注设计规模为300m³/d，目前回注量为200m³/d，回注压力峰值约为12.5MPa。

普光3井回注站：回注层位为飞仙关组，注水井段5295.8m-5476.0m，回注储集空间64万m³，注水压力约为35MPa，污水回注设计规模为350m³/d，目前由于站场检修，已暂时停止回注；后期检修完毕恢复后，预计回注量为150m³/d，剩余能力约为200m³/d。

普光7井回注站：回注层位为飞仙关组，注水井段6109.0m-6313.9m，回注储集空间54.65万m³，注水压力约为40MPa，污水回注设计规模为300m³/d，目前回注量为200m³/d，，回注压力峰值约为22MPa。

本项目施工期施压清管废水和运营期试采的气田采出水主要依托赵家坝污水处理站（1号水处理站）和毛开1、普光7井、普光11井、普光3井回注站处理和回注。根据建设单位运行情况可知，目前普光3井回注站因检修已停止回注。因此，本项目气田采出水经赵家坝污水处理站（1号水处理站）处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后可利用罐车将气田水运输至毛开1、普光7井、普光11井回注处理，不外排。大湾403污水处理站（2号水处理站）及3号污水处理站可作为备用的污水处理站。

（2）依托工程“三同时”情况

依托工程“三同时”情况详见下表：

表 2.1-2 依托工程“三同时”情况一览表

(3) 依托可行性分析

本项目施工期施压清管废水和运营期试采的气田采出水主要依托赵家坝污水处理站（1号水处理站）和毛开1、普光7井、普光11井回注站处理和回注，通过密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站（1号水处理站）处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后罐车运输至毛开1、普光7井、普光11井回注处理，不外排。

目前普光3井回注站因检修已停止回注的情况，本次评价根据回注站剩余回注量，本项目废水回注站可主要依托普光7井、普光11井进行回注。

1) 赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内，属于普光主体工程，赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）设计处理能力 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理污水量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。污水处理系统为：

① 主流程

来水→压力接收罐→双滤料过滤器→纤维束精细过滤器→压力注水罐

各站气田采出水进入压力接收罐，接收罐上部设集气区，保证接收罐的压力，当压力高时，自动排气至放空火炬；当压力低时补充天然气，设计考虑一定的停留时间，来水分别根据流量，按比例投加杀菌剂、缓蚀剂、阻垢剂、混凝剂、絮凝剂和清洗剂，并针对采出水特点，投加复合碱，将pH值调至6.5，减少硫化物的腐蚀，同时也减少 H_2S 气体的逸出。

② 辅助流程工艺

过滤器反洗及回收流程：注水罐→反冲洗泵→双滤料过滤器→污水池

污水回收流程：溢流、排污、排泥→污水池→污水回收泵→接收罐沉积→污泥定期人工清除。

赵家坝污水处理站自投入运行以来，运行状况良好，出水水质能够满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求。

2) 普光7井回注站

回注层位为飞仙关组，注水井段 $6109.0\text{m}-6313.9\text{m}$ ，回注储集空间54.65万 m^3 ，注水压力约为40MPa，污水回注设计规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，目前回注量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，回注压力峰值约为22MPa。设计总回注空间54.65万 m^3 ，已回注量5万 m^3 ，剩

余回注空间 49.65 万 m³。回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

3) 普光 11 井回注站

回注层位为飞仙关组，注水井段 5546.5m-5754.4m，回注储集空间 132 万 m³，注水压力约为 35MPa，污水回注设计规模为 300m^{3/d}，目前回注量为 200m^{3/d}，回注压力峰值约为 12.5MPa。设计总回注空间 132 万 m³，已回注量 65 万 m³，剩余回注空间 67 万 m³。回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

表2.1-3 本项目污水处理站及回注站依托可行性

依托工程名称	设计规模 (m ^{3/d})	现处理规模 (m ^{3/d})	剩余规模 (m ^{3/d})	本项目产生 量 (m ^{3/d})	是否可行
赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）	800	500	300	10	可行
普光 7 井回注站	300	200	100	10	可行
普光 11 井回注站	300	200	100	10	

4) 污水处理站及回注站剩余处理能力的情况说明

根据建设单位出具的《关于普光气田污水处理站及回注站剩余处理能力的情况说明》（见附件 16），本项目气田采出水可由赵家坝污水处理站（1 号水处理站）通过“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺处理本项目废水，处理后能够满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求，并通过普光 7 井、普光 11 井回注地层。

回注井由表层套管、技术套管、油层套管及回注套管等四层同心管组成，杜绝回注气田水渗透到其他地层，并且采用卡封注水，避免废水上窜污染地下水，确保污水回注安全气层。普光 7 井、普光 11 井封闭性及井筒完整性良好，同时普光 7 井、普光 11 井回注站已稳定运行多年，地下空间结构稳定，运行期间未检测到地下空间发生结构变化。

建设单位制定了《普光 7 井回注站应急处置程序》、《普光 11 井回注站应急处置程序》，明确了生产一线和管理部门在事故应急处理中的职责，污水池、污水罐区周边设置截水沟，可将泄露的气田水截留收集至污水池，污水池及井场主要区域采取了防渗措施。

普光 7 井、普光 11 井回注站已稳定运行多年，剩余总回注量均大于本项目

试采废水产生量，因此，满足本项目回注要求。

（4）危险废物仓库依托设施

施工期：本项目施工期产生的危险废物主要为防腐刷漆废物，施工量较小，不在施工区暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存。

运营期在试采过程中可能会产生废分子筛沾染油类物质、废机油、废机油桶、废含油抹布及手套等危险废物，及时转运至普光天然气净化厂危险废物仓库内暂存，并统一委托具有相应危险废物处置资质的单位进行清运处置，不在井站内暂存。

危险废物贮存仓库，位于宣汉县普光镇铜坎村天然气净化厂内，设计贮存面积 432m²，实际贮存面积 432m²，设计储存能力 216 吨。项目暂存的危险废物定期交由四川省中明环境治理有限公司、什邡开源环保科技有限公司和广汉市川汉冶金炉料有限公司定期进行转运并处置。根据调查，危险废物贮存仓库防渗采用了刚性+柔性防渗+防腐措施，即采用抗渗等级为 P8 的混凝土+2mmHDPE 膜+防腐结构，地面防渗结构由下至上为：混凝土底板（厚度 300mm，抗渗等级为 P8）、600g/m² 土工布、2mm 厚 HDPE 防渗膜、600g/m² 土工布、混凝土保护层（厚度 100mm）、环氧树脂防腐层，并于仓库内设置了导流边沟。

危险废物贮存仓库的环评文件《普光分公司危险化学品与危险废物贮存改造工程环境影响报告表》于 2017 年 12 月 29 日获得原宣汉县环境保护总局的批复，批文号为宣环审〔2017〕77 号。危险废物贮存仓库于 2019 年 11 月 1 日取得环保验收意见。综上，本项目依托危险废物贮存仓库可行。

（5）君塘镇污水处理厂

位于达州市宣汉县君塘镇谢生坝，设计处理规模为 200m³/d，污水处理厂主要收集处理宣汉县君塘镇场镇居民生活污水，处理工艺采用 CASS 工艺处理工艺，出水排放标准为《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18919-2002）一级 A 标准。

本项目污水水量较小，且水质简单，经生活污水预处理池收集处理后，各污染物质浓度能够达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准后，定期罐车拉运至君塘镇污水处理厂，不会对君塘镇污水处理厂处理效果产生冲击。因此，本项目生活污水依托君塘镇污水处理厂处理可行。

2.2. 项目概况

2.2.1. 建设项目基本情况

项目名称：普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司；

建设性质：新建；

建设地点：达州市宣汉县***；

项目投资：586.5 万元；

建设规模：天然气总回收规模为 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，其中明 1 侧井 $2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；双新 1X 井 $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

占地面积：1818m²，为临时用地（利用现有井场预留空地建设）；

劳动定员：站场定员 8 人，每班 2 人，采用四班三倒。

2.2.2. 项目组成及建设内容

2.2.2.1. 建设内容

本项目于现有井场范围内（双新 1X 井探井工程预留用地）新建 CNG 回收站，利用现有平台占地进行扩建（井站已取得了临时用地的批复“达市自然资规函〔2023〕1469 号”、“达市自然资规函〔2025〕159 号”），本工程拟投入设备主要包括除砂撬 1 座、加热节流分离撬 1 座、干燥塔撬 1 座、压缩机撬 1 座、加气柱 1 座、污水罐撬 1 座、放空立管 1 座等。明 1 侧井、双新 1X 井的井流物通过节流降压后进入两相分离装置进行气液两相分离，湿天然气进入聚结过滤器过滤大分子烃类后进入干燥塔撬脱水，通过压缩机增压至 25MPa 后，用充气柱给管束车充气，天然气以 CNG 形式拉运外售，设计配产 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

2.2.2.2. 项目组成

本项目为天然气回收工程，工程建设内容主要为天然气回收站和站内管道。项目主要工程内容和工程量见下表。

表 2.2-1 本项目组成及主要环境影响一览表

类别	工程名称	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
主体工程	天然气回收站	利用现有井场预留空地建设建设回收站一座，站内设备主要包括除砂撬 1 座、加热节流分离撬 1 座、干燥塔撬 1 座、压缩机撬 1 座、加气柱 1 座、污水	扬尘、尾气、废水、噪声、生态、固废	环境风险、废水、废气、噪	新建

类别	工程名称	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
		罐撬1座、放空立管1座以及配套公辅工程设备1套。新建站内管线，明1侧井、双新1X井井口天然气经井口天然气经降压节流、加热节流、气液分离、脱水、压缩机压缩后，以CNG形式拉运外售，设计配产 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。井口到CNG设备区域埋地管道，管道规格为不锈钢管D76.1×10、L245N、L=61.0m；CNG区域地上管道，管道规格为不锈钢管D76.1×10、L245N、L=93m。		声、固废	
辅助工程	管道防腐	井口到CNG设备区域，管道为埋地敷设，埋地管道外防腐采用无溶剂液体环氧涂料，涂层干膜总厚度应 $\geq 600\mu\text{m}$ 。 CNG设备区域管道为地上管道，地上保温管道外防腐采用耐温环氧酚醛涂层。其结构为1道环氧酚醛底漆（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ）+1道环氧酚醛面漆（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度应 $\geq 300\mu\text{m}$ 。 补口防腐采用无溶剂液体环氧涂料+粘弹性胶带+聚乙烯袖套管+粘弹性胶带+辐射交联聚乙烯热收缩带。 本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。		/	新建
		管道焊缝进行100%超声波探伤检测，检测合格后，再采取100%的射线探伤复检。工程探伤检验由专业队伍开展，应按照《工业X射线探伤放射防护要求》（GBZ117-2015）对管道探伤射线复验进行。 射线检测涉及的辐射专项评价另行委托，本次环评要求建设单位加强工程地附近射线污染监管。	噪声 水土流失 植物破坏	/	新建
	通讯工程	含光缆线路、光传输系统、工业以太网、站场广播对讲系统（PA/GA）、工业电视监控系统、周界报警系统、办公网及语音系统、气象系统、紧急疏散广播系统扩容、通信基站。		/	新建
	自动控制	在工艺装置区及井口可能引起天然气泄漏处分别设置固定式可燃气体探测器进行可燃气体检测，检测气体泄漏情况并报警，信号传至橇装值班房内可燃气体报警控制器显示及报警。在站场内配置便携式气体检测仪，操作人员巡检时应随身佩戴，用于人工巡查检井场时检测气体的浓度。		/	新建

类别	工程名称	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
公用工程	进场道路	依托现有进场道路宽6m，位于站场南侧		/	依托
	供配电系统	项目周边已建有供电系统，本项目采用网电，备用燃气发电机。	/	/	依托
	供水	作业用水取自井场附近的河流、山塘，然后通过罐车拉运至井场；生活用水通过车辆拉运桶装水至场地。	/	/	依托
	排水系统	分离采出水暂存污水罐，定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达标后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注处理，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。	/		废水 新建
		生活污水经生态一体化厕所收集后由吸污车拉运至君塘镇污水处理厂处理后排放。	/		
		雨水：初期雨水收集后泵入污水罐与采出水一并拉运处理，除初期雨水外雨水场地自然坡度，就地散排出站外。	/		
	消防	手提式磷酸铵盐干粉灭火器及消防器材箱。	/	/	新建
	水土保持	做好排水设施。	水土流失	/	新建
	施工营地	不设营地，站场施工和管道员工生活租用附近居民房。	/	/	依托
环保工程	施工期	生活污水：施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排； 试压清管废水：经沉淀后回用于洒水降尘及场地冲洗等，不外排。	/	/	
		气田采出水、检修废水：暂存于污水罐（50m ³ ），定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。			
	运营期	生活污水：经收集后由吸污车转运至君塘镇污水处理厂。	/	/	

类别	工程名称	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
废气 处理	施工期	施工扬尘：通过洒水降尘、设置围挡、土石方遮盖、车辆加盖篷布等； 施工机械和车辆尾气：加强设备维护，选用清洁燃料； 吹扫氮气、焊接烟气、防腐漆挥发废气：产生量较少且在开阔地带施工，对周围大气环境影响较小。	/	/	
		水套加热炉废气：通过水套加热炉（480KW）自带8m高排气筒排放； 事故放空和站内检修废气：采用放空管燃烧处理后15m高排气筒排入大气环境； CNG 装卸区废气：利用加气柱软管回收系统收集，作为水套加热炉燃料。	/	/	
	运营期	选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养；对振动较大的固定机械设备加装基座减振。合理安排施工时间，必要是对南侧农户采取临时功能置换措施，租用其房屋作为临时休息场所。	/	/	
		采用先进设备，隔声减噪，撬装结构固定，基座减震等措施，定期维修检修设备，天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。	/	/	
噪声 治理	施工期	生活垃圾：设置垃圾桶集中收集，交由当地环卫部门处置； 施工废料中能回收利用的部分（废包装材料等）优先回收利用，不能回收利用部分（吹扫废渣）收集后清运至周边合法合规建筑渣场处置。 防腐刷漆废物，作为危废送普光天然气净化厂危险废物库房内暂存，定期交由有危废资质单位收集处置，不在施工场地内暂存。	/	/	
		生活垃圾：设置垃圾桶集中收集，交由当地环卫部门处置； 废分子筛：收集后定期交由手续齐全和具备处理能力的单位处置（若厂家可回收则交由厂家回收）； 注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处	/	/	
	运营期				
固废 治理	施工期				
	运营期				

类别	工程名称	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
		<p>置。</p> <p>除砂废渣、检修废渣、污水罐沉渣等一般固废：经收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。</p> <p>回收站内设备维护、保养过程产生的废油、废油桶、废含油抹布、手套等产生后不在回收站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。</p>			
		<p>施工期：</p> <p>管道施工主要通过合理安排施工计划、施工程序，加强施工废水及生活污水的收集与处置，以减小本项目施工期对地下水环境的影响程度和影响范围。</p> <p>站场建设时设置雨污分流系统，实现污水和雨水的分流。项目实施过程中定期检查防渗基础，对破损部位进行修复。站场和管道施工加强建筑材料、建筑垃圾和生活垃圾的堆放管理，防止施工废水下渗污染地下水。</p> <p>试采期：</p> <p>参照《地下水污染源防渗技术指南（试行）》制定防渗措施，一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5厚、渗透系数不超1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，重点防渗区防渗层的防渗性能不应低于6.0m厚、渗透系数不超过1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。</p> <p>根据本次评价制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测，划定应急范围，采取应急处置措施；根据本次评价制定的土壤跟踪监测计划实施土壤监测。</p>			/ /
环境风险	施工期	加强对施工人员的培训及管理，杜绝施工过程中的安全和环保事故。	/	/	
	运营期	<p>(1)定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生；</p> <p>(2)在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响；</p> <p>(3)站场事故放空时，应注意防火，放空前应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围50m范围内不得有人员靠近；</p>	/	/	

类别	工程名称	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
		(4) 在项目投产运行前编制环境应急预案并取得备案、加强应急演练和管线巡检等。站场内配备消防器材、风向标；主动联系当地政府，主要对站场周边 500m 范围内的居民通过普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。			

2.2.3. 气质成分、地层水

明 1 侧井于 2023 年 9 月开钻，2024 年 10 月完钻，完钻层位***。双新 1X 井于 2025 年 4 月 10 日开钻，预计 2025 年 12 月完钻，完钻层位***。

双新 1X 井产气层与明 1 侧井为同属*，因此双新 1X 井类比明 1 侧井试气报告气质数据和气田水组分。**

本次项目根据中原油田普光分公司采气厂计量化验站出具的原料气“天然气检测报告”可知，“明 1 侧井天然气检测报告”，其气质组分如下：

表 2.2-2 明1侧井原料气天然气组分分析表

本次项目根据中原油田普光分公司采气厂计量化验站出具的原料气“油气田水检测报告”可知，“明 1 侧井气田水检测报告”告”，其气田水组分如下：

表 2.2-3 明1侧井的采出水组分分析表

2.2.4. 站场工程

2.2.4.1. 主要设备选型

明 1 侧井新建 CNG 回收站站场主要工艺设备选型见下表，井场内紧急切断阀、除砂器撬、加热节流分离撬、干燥塔撬、压缩机撬、加气柱、污水罐撬、放空立管等。

表 2.2-4 站场主要工艺设备一览表

序号	设备	单位	数量	备注
1	紧急切断阀 处理介质：天然气 设计压力：70MPa 公称通经：DN65	座	2	
2	除砂器撬（2.3m×2m） 处理介质：天然气 设计压力：35MPa 公称通经：DN65	座	1	
3	加热节流分离撬	水套加热炉 480kW	套	1

序号	设备		单位	数量	备注
	(4.5m×3m)		设计温度 100°C 两相分离计量装置		
			设计压力 4MPa 处理量: $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	座	1
4	干燥塔橇 (3.1×3.6m) 处理气量: $5.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 设计压力: 5MPa;			座	1
5	压缩机橇 (车载式) (5.3×3.8m) 处理气量: $5.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 设计压力: 25MPa;			座	1
6	加气柱 (1.5×1.5m) 处理气量: $4000 \text{Nm}^3/\text{h}$; 设计压力: 25MPa;			座	1
7	污水罐撬 处理介质: 采出水 设计压力: 常压 容积: 50m^3			座	1
8	放空立管 DN100 H=15m			座	1
9	不锈钢管 D76.1×10 L245N L=43.0m (井口到 CNG 设备区域埋地管道)			座	1
10	不锈钢管 D76.1×10 L245N L=93m (CNG 设备区域地上管道)			座	1
11	平板闸阀 DN65			座	1
12	放空节流截止阀 DN65			个	1

2.2.4.2. 原辅材料消耗

本项目回收站原辅材料消耗如下:

表 2.2-5 原辅材料消耗一览表

类别	序号	名称	单位	数量	备注
能源	1	天然气	万 m^3/a	6.9	水套加热炉消耗燃气
	2	电	万 kW.h/a	8	当地电网
耗材	3	分子筛	kg	500	每 3 年更换 1 次

2.2.5. 公辅工程及配套设施

2.2.5.1. 自动控制

在工艺装置区及井口可能引起天然气泄漏处分别设置固定式可燃气体探测器进行可燃气体检测，检测气体泄漏情况并报警，信号传至橇装值班房内可燃气

体报警控制器显示及报警。在站场内配置便携式气体检测仪，操作人员巡检时应随身佩戴，用于人工巡检井场时检测气体的浓度。

2.2.5.2. 通信工程

井场内设置视频监控系统，对井场进行二十四小时不间断监控。系统采用数字化网络系统结构，系统由监控前端、信号传输、显示/存储部分组成。

监控前端：前端选用 1080P 高清摄像机，H.265 视频编码标准，非防爆区采用 1080P 高清红外摄像机，防爆区采用防爆型 1080P 高清红外摄像机；前端主要设置在出入口处、工艺装置区等重要区域，采用立杆安装方式。

信号传输：监控信号采用双绞线传输。室外光缆随仪表桥架敷设至摄像机附近后穿保护钢管 DN25 引上。室内网线穿在金属线槽内敷设。

显示及存储：采用 NVR 硬盘录像机储存，H.265 压缩格式，图像存储时间 30 天。在值班室设置监控工作站，对站场的视频监控数据进行显示和管理，同时接收井台传送的视频监控数据。

2.2.5.3. 供配电

项目施工期用电优先采用电网接入，在停电等紧急情况下则启用备用柴油发电机组供电。项目运营期，场站内的控制系统计量系统用电等均由地方电网供给。

2.2.5.4. 给排水

1、给水

本项目施工期的生产用水就近采用周边地表水（可从山平塘、周边河流罐车拉运），生活用水车辆拉运桶装水至场地。

2、排水

地表雨水：井场周围设置排水边沟，井场西南侧 CNG 设备区域边坡外设置截水沟，雨水随四周排水边沟经监控池，水质清洁时可直接外排；受到污染时，采取应急处置措施，将污水泵送至清水池（污水池）。

运营期天然气试采回收产生的气田采出水、检修废水暂存于污水罐（50m³），定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光 3 井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰

值确定）。生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。

2.2.5.5. 防腐工程

涂料的选用应与被涂物的使用环境、被涂物表面的材质、运行工况条件相适应；各道涂层间应具有良好的配套性和相容性；采用成熟技术、材料，做到经济合理、安全可靠。此外，涂料的选用还应符合国家环保与安全法规的有关要求，并应选择固体组分高、挥发性有机化合物（VOC）含量低的环保型涂料。

(1) 地上不保温管道设备外防腐

本工程大气腐蚀环境等级按C5考虑，大气环境下外防腐涂层的设计寿命为15年以上。

地上不保温管道（介质温度为常温）外防腐采用脂肪族聚氨酯面漆及与之配套的中间漆和底漆。其结构为1道环氧富锌底漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）+2道环氧云铁中间漆（干膜厚度 $\geq 160\mu\text{m}$ ）+2道脂肪族聚氨酯面漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度应 $\geq 320\mu\text{m}$ 。

本工程不保温管道外表面涂色按照标准《国内上游地面工程视觉形象管理细则》的要求执行。无要求的按照《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）的要求执行。

(2) 地上保温管道外防腐

地上保温管道外防腐采用耐温环氧酚醛涂层。其结构为1道环氧酚醛底漆（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ）+1道环氧酚醛面漆（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度应 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

(3) 埋地管道外防腐

埋地管道外防腐采用无溶剂液体环氧涂料，涂层干膜总厚度应 $\geq 600\mu\text{m}$ 。

(4) 出入地面管道外防腐

位于地上、地下交界处的管道的无溶剂液体环氧涂层应施工至地面以上200mm且与地上管线防腐层搭接长度不小于100mm，且位于地上、地下交界处的防腐层外表面应缠绕铝箔防紫外线防腐胶带（带间搭接宽度 $\geq 55\%$ ）进行保护，铝箔胶带从地下250mm缠绕至地上250mm。

本项目防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。

探伤采用超声波探伤检查和射线检测，射线检测涉及的辐射专项评价另行

委托，本次环评要求建设单位加强工程地附近射线污染监管。

2.2.6. 消防工程

1、周围消防力量

本项目回收站位于四川省达州市宣汉县***，回收站距离宣汉县消防大队约58km，驾车1.5h可到达，可依托宣汉县消防大队的消防力量。

目前宣汉县消防大队配置有完善的消防设施，人员配备充足。井场应与消防队紧密联系，并设置消防报警电话，最大限度地利用当地的消防力量。

2、消防设施

本项目回收站为五级天然气站场。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第8.1.2条：五级油、气井场站可不设消防给水设施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第3.1.2条对火灾种类的划分，本站火灾种类主要为B、C类。

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第7章要求。本项目回收站设手提式磷酸铵盐干粉灭火器及消防器材箱。

2.2.7. 工程占地及土石方工程

2.2.7.1. 占地面积及类型

本项目于现有井场范围内（双新1X井探井工程预留用地）新建CNG回收站，根据工程资料，本项目CNG区域用地为临时用地，总占用面积为1818m²，本项目CNG区域用地利用现有平台占地进行建设（现有平台已取得了临时用地的批复“达市自然资规函〔2023〕1469号”、“达市自然资规函〔2025〕159号”），不新增用地。

2.2.7.2. 土石方平衡

根据设计资料可知，本项目井口到CNG设备区域埋地管道，开挖土方约50m³、土方回填50m³，无弃方产生，全部回填。

2.2.8. 劳动定员及工作制度

1、施工期

本项目施工总工期30天，井口到CNG设备区域埋地管道建设为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工作业为主，CNG设备区域建设为设备安装，高峰时每天施工人员共计约10人，白天施工，夜间不作业。

2、运营期

回收站按有人值守，劳动定员8人，每班2人，采用四班三倒，年运行365天。

2.3. 项目产排污分析

根据项目的工程特点，本项目的环境影响因素可分为施工期、运营期和退役前三个阶段。施工期的主要工程活动是站场的建设，包括设备安装、清理现场、场地平整等，运营期主要是天然气回收利用项目。

2.3.1. 施工期产排污分析

2.3.1.1. 施工工程工艺流程

站场施工主要进行场地平整，设备安装，清理现场，竣工验收后投入使用。

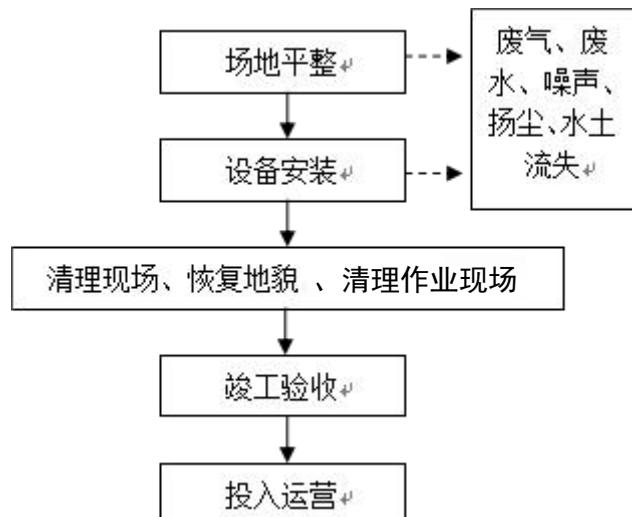


图 2.3-1 项目站场工程工艺流程图

本项目施工主要为站场设备安装及站内管道施工，并建设相应的辅助设施等。上述工程建设完成后，清理作业现场，投入使用。

2.3.1.2. 施工过程分析

(一) 站内管道工程

(1) 管道焊接

本项目推荐采用采用氩弧焊打底，手工电弧焊接盖面，施工单位可根据现场情况及自身设备及技术条件调整焊接方式，但必须满足焊接工艺评定相关要求。管道焊缝质量先进行外观检查，外观检查标准应符合《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）的规定，合格后方可进行无损检测。

(2) 探伤

本项目管道探伤采用 100%全周长超声波探伤，合格后再进行 100%的 X 射线探伤检验。工程探伤检验由专业队伍开展，应按照《工业 X 射线探伤放射防护要求》（GBZ117-2015）对管道探伤 X 射线复验进行。采用 X 射线探伤设备功率为 700W，专业队伍在开展探伤工作前，应对项目使用探伤设备到相应环保部门进行登记，取得《辐射许可证》后方可进行。工程探伤检验由专业队伍开展，应按照《工业 X 射线探伤放射防护要求》（GBZ117-2015）对管道探伤 X 射线复验进行。**探伤采用超声波探伤检查和射线检测，射线检测涉及的辐射专项评价另行委托，本次环评要求建设单位加强工程地附近射线污染监管。**

(3) 清管

管道试压前，应采用清管球进行临时清管，清管次数不得少于 2 次，以开口端不再排出杂物为合格。因本项目管道清管采用氮气，新建管道管段两端为封堵状态，清管扫线设临时清管器收发装置，在分段管道起点设置进气（水）口，分段管道终点设置出气（水）口，施工场地周围开阔，该装置周围 50m 内没有居民和建筑物，四周临时设置安全警示标志，清管所用氮气直接通过出气口排放至大气环境。

(4) 管道试压

本项目站内线路段管道应进行分段试压，用洁净水作为试压介质时，每段自然高度应保证最低点管道环向应力不大于 $0.95\sigma_s$ 。水质为无腐蚀性洁净水，试压时水温不得低于 5℃，否则应采取防冻措施。注水宜连续，排除管道内的气体。水试压合格后，必须将管段内积水清扫干净。

本项目管道试验压力应为：

强度试验压力为管道设计压力的 1.5 倍，严密性试验的压力为管道的设计压力。

管道强度试验时，应缓慢升压，压力分别升至试验压力的 30% 和 60%，各稳压 30min，检查管道无变形、无渗漏后，继续升至强度试验压力，稳压 4h，管道无断裂，目测无变形、无渗漏、压降小于或等于试验压力的 1% 且不大于 0.1MPa 为合格。强度试压合格后，应对整个管道进行卸压，卸压后应采取如通球等措施将水排除。

严密性试验应在强度试验合格后进行。

采用无腐蚀性洁净水进行严密性试验时，应将管道内压力值降至设计压力，后稳压 24h，若巡线检查管道无断裂，目测无变形、无渗漏。压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 为合格。管道稳压时间内的压降 ΔP 应按《高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范》（SY/T 4119-2016）的要求计算。

（5）管道干燥

本项目站内管道在投运前应进行彻底干燥。干燥前，应先用清管器连续三次清扫管道内残余水，后用干燥的空气吹扫干净，当测量管道内空气水露点低于 -15℃为合格。

（6）管道置换

管道及设备投用前需用氮气对天然气系统进行置换。置换氮气压力为 0.2~0.3MPa，置换宜分段反复进行，直至置换排气中氧含量小于 2%为止。氮气置换合格后用天然气进行系统置换。

（7）投运

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

产污环节：

废气：施工扬尘、防腐漆挥发废气、汽车尾气、少量焊接烟气等利用大气自然稀释，产量很少，对周围环境影响较小。

废水：①清管废水；②生活污水。

噪声：设施设备运行噪声。

固废：①土石方；②施工废料（含吹扫废渣）、焊渣、废焊条；③生活垃圾等。

2.3.2. 运营期产排污分析

1、工艺技术方案

明 1 侧井、双新 1X 井采出物在井口固定式节流阀处接管，进入除砂撬除砂后，进入水套炉加热节流至 2.0MPa，节流后的气液混合物进两相分离装置进行气液分离。气相经聚结过滤器过滤掉部分大分子烃类，经计量后进入干燥塔撬进行脱水处理，使水露点降低至-60℃以下，然后进入缓冲罐及压缩机增压至 25MPa

后，通过加气柱给管束车装气，拉运外销。两相分离装置以及其他设备的排污全部输送至污水罐撬内，定期装车拉运至赵家坝污水处理厂处理，装车方式选用压力自流式装车的方式，拉运周期为 2 天；天然气经过脱水后，分出部分进行调压后，做为水套加热炉及燃气发电机的燃料气使用。

主要工艺设备有：除砂橇 1 座、水套加热炉橇 1 座、两相分离装置 1 座、干燥塔橇 1 座、压缩机橇 1 座、加气柱 1 座、污水罐撬 1 座、装车鹤管 1 套、配套公辅工程设备 1 套。

工艺流程及产污环节见下图。

图 2.3-11 试采工艺流程及产污环节图

(1) 除砂器橇：从明 1 侧井、双新 1X 井采出的高压气(最高运行压力 35MPa)由固定式节流阀节流至 20MPa 后，进除砂橇除砂后，由采气管线输至水套炉，单井井口设压力高高、压力低低紧急切断连锁，井口压力、温度设远传信号。

(2) 加热节流分离橇：除砂后的采出物压力 20MPa、温度 39℃，进水套加热炉橇，进行 2 级加热节流，一级加热至 50℃，然后一级节流至 11.0MPa，节流后温度 44.97℃，二级加热至 50℃，然后二级节流至 3.0MPa，节流后温度 40.87℃。井口节流加热最大计算热负荷为 15.89kW，加热炉选用 25MPa 480kW 加热炉。加热炉出口产物进两相分离计量装置进行气液两相分离，气相操作压力为 4.0MPa。

(3) 干燥塔橇

国内外天然气脱水工艺中广泛采用的传统天然气脱水技术包括低温脱水、溶剂吸收和固体吸附。天然气脱水的实质是通过水将天然气从饱和状态转变为不饱和状态。传统的天然气脱水方法可分为溶剂吸收法、固体吸附法、冷冻分离法和化学反应法，其中溶剂吸收法和固体吸附法应用广泛。**本项目采用固体吸附法。**

分子筛脱水属于固体吸附法脱水，脱水系统主要包括脱水和再生的干燥塔，以及再生气加热系统。原理是利用分子筛对水蒸汽的吸附能力，将天然气中的水蒸气吸附下来，当分子筛没有吸附能力后，用高温气流对分子筛干燥剂进行再生，再生的分子筛重复利用。

分子筛脱水法更适合于深度脱水，露点可以降低到-73℃以下，而且分子筛脱水目前在深度脱水方面应用广泛，效果良好。

本次回收站天然气处理规模为： $5.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，建议采用流程简单、技术成熟、应用广泛、效果良好分子筛脱水，保证脱水的效果。本项目采用2塔干气再生流程，设置再生气压缩机，采用切换阀实现装置吸附、再生、冷吹等操作自动切换，水露点可以控制在-60℃及以下。

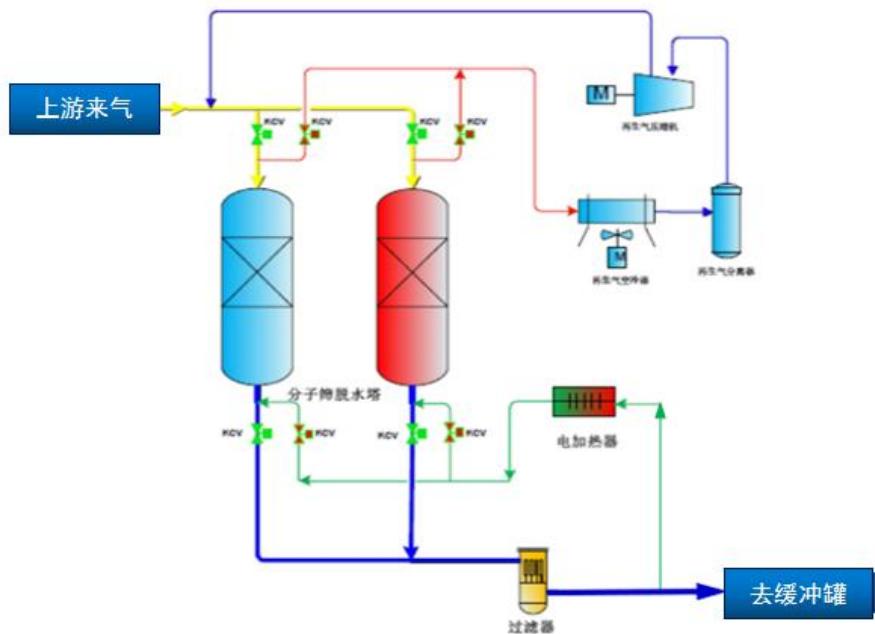


图 2.3-12 分子筛脱水塔干气再生流程示意图

干燥塔撬主要包含原料气过滤器、分子筛脱水塔、干气机械过滤器、再生气空冷器、再生气分离器、再生气压缩机等。

(4) 天然气增压工艺

本项目天然气增压规模 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，属于小规模；压缩机原料气从 5.0MPa 增压至 25MPa，压比较大 ($\varepsilon=5$)。因此采用往复式压缩机组。天然气在压缩过程中会有部分液化，因此应注意凝液（注：此为采出水进入污水罐内）的分离和排除。对于往复式压缩机，为了避免撞缸事故，压缩机的各级气缸余隙容积都应略大一些，凝液多的情况下出口阀应放在气缸下部，防止凝液积聚。

(5) 燃料系统工艺

站内脱水后的外输气接一路分支调压至 0.05MPa 后作为水套炉燃料气使用。

(6) 放空单元

设备放空：主要放空设备有两相分离计量装置、干燥塔撬、缓冲罐、压缩机。设备设置手动放空及安全阀放空，能够在检修及事故状态下实现放空。

站内管线放空：站内设备之间管道手动放空，能够在检修时将管道内气体手

动放空。

站场设置安全可靠的事故放空系统，在集输管道设置有安全阀，当出现事故时可以自动或手动紧急切断，在紧急切断阀前设手动放空阀，当出现事故时，可手动放空泄压。

本项目新建的 CNG 回收站、站内管道事故及检修放空废气经场站内放空立管高空燃烧后排放，天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。

产污环节：

废气：①水套加热炉以天然气为燃料，会产生燃烧废气；②设备开停机、检修等非正常工况下排放的天然气放空废气；③CNG 装卸废气；

废水：①天然气中分离出的气田采出水；②设备检修废水；③生活污水。

噪声：设施设备运行噪声。

固废：①井口除砂器废渣；②检修废渣；③废分子筛；④污水罐沉渣；⑤废油、废油桶、废含油抹布及手套等；⑥生活垃圾等。

2.3.3.退役期产排污分析

本工程若试采结束后若产气性较好，则转为生产井，纳入区块环评；若产气性不好，试采结束后则拆除相关设备，将井站井口用水泥封固，井口之外区域恢复土地原有性质。同时，随着开采的不断进行，其储气量不断下降，最终井站进入退役期，致使本项目站场进入退役期，当开采接近尾声时，各种机械设备将停止使用，与项目相关的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由工程带来的大气污染物、生活废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失，退役后的相关设施设备视区块工作部署安排留作他用或拆除。退役期工艺流程如下：

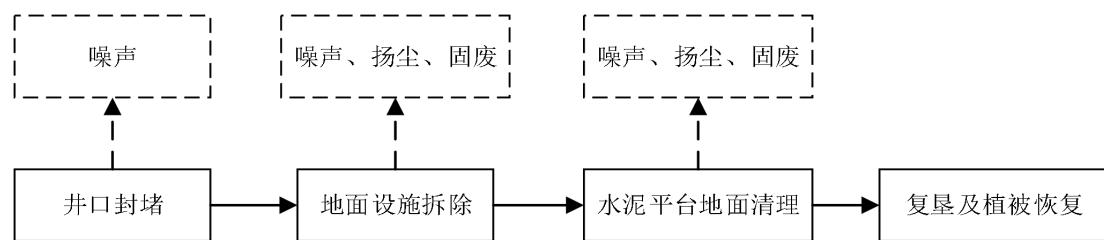


图 2.3-3 站场退役期工艺流程及产污节点图

2.4. 污染源源强核算

2.4.1. 施工期污染源强分析

2.4.1.1. 施工期污染物源强

1、废气

本项目新建的回收站，建设期间废气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、站内管道补焊烟尘、站内管道吹扫氮气。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要为设备运输车辆运输过程及设备基础开挖过程产生，本项目依托原明 1 侧井平台已有进场道路及乡村道路进行运输，车辆运输扬尘量较少；施工过程中产生扬尘，本项目开挖及填方量小，扬尘产生量小，开挖过程采用人工进行洒水抑尘，施工过程每 1~2h 进行一次洒水，临时堆土表面采用密目网苫盖、运输车辆加盖篷布等措施，对大气环境影响较小。

（2）施工机械和车辆尾气

施工期间，来自施工机械排放的废气和各种车辆排放的汽车尾气，主要污染物为 NO_x、CO 及 THC 等。在施工期间施工单位应定期对施工设备进行维护，保证其在最佳状态下运行，以提高燃料（柴油、汽油等）的利用率，同时应尽量选用清洁燃料。由于施工机械废气属间断性无组织排放，特点是排放量小，加之施工场地开阔，扩散条件良好，因此施工机械废气能达标排放。

（3）焊接烟尘

本项目新建的回收站内设备、管道组装大多采用螺纹连接，仅部分需要采取点焊和补焊工艺。焊接过程会产生少量的焊接烟尘，本项目站场设备少、管线短，焊接量小，且焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对站场所在地的大气环境影响较小。

（4）站内管道吹扫氮气

站内设备、管道安装完毕、焊缝无损检验合格后，对系统进行吹扫，站内管道吹扫介质为氮气，根据建设提供资料，氮气使用量约 20m³，氮气为空气组分，直接排放进入大气环境。

（5）防腐漆挥发废气

本项目站内地上管道外防腐采用耐温环氧酚醛涂层，其余管道采用的无溶剂

液体环氧涂料。本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料、废气产生。

仅站内污水罐区、井口区域做重点防渗时，刷漆过程中防腐漆会挥发产生少量 VOCs 废气，本项目使用的油漆量较少，用量不超过 25L。并且本项目相对应的施工期较短，且具有间歇、短暂性排放的特性，随着施工活动的结束而结束，且刷漆过程在野外露天工作环境，污染物扩散条件较好，对周围环境影响较小。

2、废水

施工期对地表水环境的影响主要是施工人员生活污水、管道试压废水及设备冲洗废水，生活污水污染物以 BOD₅、COD、氨氮、SS 为主，试压用水为清洁水，设备冲洗废水和试压废水污染物以 SS 为主。

(1) 生活污水

施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。

施工人员产生的生活污水主要为冲洗厕所和日常洗浴产生的废水，主要污染物为 SS、COD、动植物油、氨氮等。施工人员按 10 人计，根据来源于四川省人民政府关于印发《四川省用水定额》的通知（川府函〔2021〕8 号）中生活用水 130L/人·d，计，生活污水用水量为 1.3m³/d，生活污水产生系数 80%，则施工期生活污水排放总量约 1.04m³/d，本工程施工期 1 个月（30 天），合计产生生活污水约 31.2m³。

生活污水中的主要污染物及其浓度一般为 COD: 400mg/L、NH₃-N: 30mg/L、SS: 250mg/L、BOD₅: 200mg/L。

建设项目施工阶段的主要水污染物及其产生量见表 2.4-1。

表 2.4-1 站内施工期生活污水污染物产生量

序号	废水种类	产生量 (m ³ /d)	污染物	产生浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)
1	生活污水	1.04m ³ /d	COD	400	0.416
			BOD ₅	200	0.208
			氨氮	30	0.031
			SS	250	0.26

(2) 试压废水

站内管道试压前，采用氮气将管道内杂质全部清除完毕，管线吹扫合格标准为：以开口端不再排出杂物为合格。

管道采用洁净无腐蚀性的清洁水进行管道试压，用水量一般为充满整个管道容积的1.2倍，站内管道试压废水产生总量约1.5m³，污染物SS浓度按70mg/L计，则SS产生量为0.105kg。试压用水为洁净水，试压废水经管道出水口排入沉淀池（2m³），经沉淀后回用于场地施工机械洒水降尘，不外排。

3、噪声

施工期噪声主要来源于机械设备和运输车辆噪声，参考《噪声与振动控制工程手册》《环境噪声与振动控制工程设计导则》，施工阶段的主要产噪机械设备、运输车辆及其声功率级见表2.4-2。

表2.4-2 施工期主要噪声源及其声级值

声源	数量	距离/m	声压级/dB(A)	运行方式	运行时间(h)	作业范围
挖掘机	1	5	80	间歇	间断, <2	
吊管机	1	5	83	间歇	间断, <2	
切割机	2	5	88	间歇	间断, <2	
电焊机	1	5	80	间歇	间断, <2	

根据《噪声与振动控制工程手册》，施工机械设备在工作中产生的噪声经过一定的距离（5~10m）传播后，其噪声强度会衰减13-26dB(A)。本项目施工机械尽量布置在场地中部，尽可能远离居民点，站场施工仅在昼间进行，载重车辆途经居民点时，降低车速，禁止鸣笛，施工期噪声对居民影响较小。

4、固体废物

本项目施工期间产生的固体废物主要有：施工人员生活垃圾、施工废料和防腐刷漆废物。

(1) 生活垃圾

本项目站场施工高峰期施工人员约为10人，生活垃圾产生量按0.5kg/人·d计，站场计划30d，施工期生活垃圾产生量约0.15t，依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置。

(2) 废弃土石方

根据设计资料可知，本项目井口到CNG设备区域埋地管道，开挖土方约50m³、土方回填50m³，无弃方产生，全部回填。

(3) 施工废料

本项目站场工程施工过程施工废料主要包括试采站建设时的废包装材料及站内管道吹扫所产生的少量铁屑、粉尘，以及施工过程中产生的废金属等，属一

般固体废物。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目站内管道总长度 136m，施工过程产生的施工废料约为 0.0272t。

施工废料部分可回收利用（废包装材料、废金属等），剩余废料交由当地环卫部门处置，可以回收利用的部分（废包装材料、废金属等）优先回收利用，不能利用的（管道吹扫废渣等）收集后及时清运至周边合法合规建筑渣场处置。

（4）废焊条、焊渣

本项目试采站施工焊接产生的焊渣和废焊条，属一般固体废物，收集后清运至周边合法合规建筑渣场处置。本项目废焊条、焊渣产生量约为 1kg。

（5）防腐刷漆废物

本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。

仅站内污水罐区、井口区域做重点防渗时，产生废弃防腐材料及少量废油漆桶；废弃防腐材料及少量废油漆桶产生量约 0.1t，由于施工量较小，因此，本项目施工期间固废不暂存在施工场地内，施工区不设危险废物暂存间，每日施工结束后暂存于普光天然气净化厂危险废物库房内，后交由有危险废物处理资质的单位处置。

X 射线探伤产生一些废弃物（浸润液、感光废弃材料等），由工程探伤检验专业队伍集中收集处置，不在本次评价范围内。

5、生态影响

本项目 CNG 区域用地为利用现有平台占地进行扩建（已取得了临时用地的批复“达市自然资规函〔2025〕159 号”），不新增用地。不涉及新增占用基本农田保护区，符合基本农田保护相关规范及要求。

2.4.1.2. 施工期“三废”汇总表

综上所述，本项目施工期污染物产生量及排放情况与生态影响见下表。

表 2.4-3 本项目施工期正常工况下“三废”及生态影响汇总表

施工阶段	环境要素	污染物产生工序	主要污染物	产生量	污染防治措施	处理后排放量	排放去向
CNG 设施设备区域建设	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	洒水降尘、设置围挡等	少量	大气
		施工机械、车辆尾气	CO、NO _x	少量	加强设备车辆维护管理，选用清洁燃料	少量	大气
		焊接烟气	烟尘	少量	在开阔地带施工	少量	大气
		吹扫氮气	氮气	20m ³ /施	/	20m ³ /施	大气

施工阶段	环境要素	污染物产生工序	主要污染物	产生量	污染防治措施	处理后排放量	排放去向
废水				工期		工期	
		防腐漆挥发废气	VOCs	少量	在开阔地带施工	少量	大气
	生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS	31.2m ³ /施工期	施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排	31.2m ³ /施工期	不外排	
	试压清管废水	SS	1.5m ³ /施工期	站场管道试压废水经管道出水口排入沉淀池（2m ³ ），经沉淀后回用于站场施工机械洒水降尘，不外排。	1.5m ³ /施工期	不外排	
噪声	施工机械、车辆、运行噪声	噪声	80-90dB(A)	降低车速、禁止鸣笛、昼间施工、合理布局	80-90dB(A)	声环境	
固体废物	开挖土石方	土方、石方	50m ³	本项目回收站依托明1侧井现有井场平台建设，土方全部回填，无弃方产生。	50m ³	回填	
	施工废料	废包装物、补焊焊渣、焊条、吹扫废渣等	0.0272t/施工期	优先回收利用，不能回收利用的收集后清运到周边合法建筑垃圾填埋场处置	0.0272t/施工期	/	
	生活垃圾	生活垃圾	0.15t/施工期	环卫部门清运	0.15t/施工期	/	
	回收站防腐	防腐刷漆废物	0.1t/施工期	施工期间不暂存在施工场地内，施工区不设危险废物暂存间，每日施工结束后暂存于普光天然气净化厂危险废物库房内，后交由有危险废物处理资质的单位处置	0.1t/施工期	/	

2.4.2.运营期污染源强分析

2.4.2.1. 废气

本项目运营期正常情况下主要废气为水套加热炉废气，本项目拟设置水套加热炉（功率为480kW）1座。

1、正常工况-水套加热炉废气

①水套炉燃烧废气

本项目水套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,天然气燃烧后产生的废气中主要为 NO_x、颗粒物通过 8m 高排气筒排放,排放方式为连续排放。本项目所使用的水套加热炉设计最大燃烧量为 8m³/h、192m³/d,项目设置 1 台水套炉。则天然气年用量为 6.9 万 m³。水套加热炉燃烧后产生的废气通过 8m 高排气筒排放,排放方式为连续排放。水套加热炉的相关设计参数见下表。

表 2.4-4 单台水套加热炉相关设计参数

水套加热炉功率	排气筒高度(m)	排气筒内径	自耗气量(m ³ /h)	排放时间(h/a)	排放工况	烟气出口温度(°C)
480KW	8	0.2	8	8640	连续	200

本次评价采用水套加热炉废气产排核算均按照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(环境部公告 2021 第 24 号) 中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算,热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产污系数为 10.7753 标立 10.753 方米/万立方米-原料,其中水套加热炉采用国内领先低氮燃烧,氮氧化物的产生系数为 6.97 千克/万立方米-原料。

根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》(HJ 1178-2021),燃气锅炉(不采取除尘措施)颗粒物的排放浓度控制水平为<10mg/m³,因此本次评价水套炉颗粒物浓度按照 10mg/m³ 评价。

表 2.4-5 水套加热炉污染物排放情况

污染物指标	单位	产污系数
工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753
氮氧化物	千克/万立方米-原料(低氮燃烧)	6.97
颗粒物	/	/

水套加热炉的污染物排放情况见下表。

表 2.4-6 水套加热炉污染物排放情况

废气类型	排放量项目	排气筒				排烟温度(°C)	排放方式
		排放浓度	排放强度	高度	内径		
水套加热炉燃烧废气	烟气流量	/	86.2Nm ³ /h; 74.48 万 m ³ /a	8m	0.2m	200	有组织排放,连续 24 小时,年 360 天(扣除检修和关井恢复压力期)
	NO _x	64mg/m ³	0.048t/a; 0.0056kg/h				
	颗粒物	10mg/m ³	0.007t/a; 0.0009kg/h				

由上表可见本项目水套炉燃烧废气通过水套炉自带8m高排气筒排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2中大气污染物NO_x:200mg/m³、颗粒物(烟尘):20mg/m³的排放浓度限值要求。

②阀门非甲烷总烃无组织排放

本项目回收站不设置储气罐、有机液体储罐，回收站内各阀门、泵类均采用无排放设计，连接件采用焊接方式连接。参考《石化行业建设项目 VOCs 排放量估算方法技术指南》，泵类、阀门采用无排放设计，连接件采用焊接方式的情况下，其控制效率为100%，可认为该阀门(泵类或连接件)的泄漏量为0，不纳入动静密封点统计。因此，本项目在正常工况下，天然气全过程均处于完全密闭系统内，一般来说，在做好密封措施的情况下无废气产生，本次评价不做定量分析。

为尽可能避免因泵类、阀门、连接件泄漏产生废气，本次评价提出以下无组织控制要求：

- ①回收站内需安装可燃气体和有毒有害气体泄漏报警装置；
- ②定期对各设备或管线组件进行维护保养并泄漏检查，如出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：
 - a) 密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；
 - b) 密封点泄漏检测值超过《陆地石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)表4规定的泄漏认定浓度(2000umol/mol)。

2、非正常工况检修/事故放空废气

①设备或管线组件泄漏废气

在非正常工况下，设备或管线组件(阀门、泵类、连接件)因故障发生泄漏，会造成天然气泄漏，导致天然气中有害成分(非甲烷总烃)随着泄漏进入环境空气，造成污染。

本次评价采用《石化行业挥发性有机物(VOCs)排放量估算方法技术指南》中筛选范围法计算非正常工况下，无组织废气排放量。计算公式如下：

$$E_{TOC} = (F_G \times N_G) + (F_L \times N_L)$$

式中：E_{TOC}—一类设备的非甲烷总烃排放速率，千克/小时；

F_G—筛选值≥10000ppmv的排放源的排放系数，千克/(小时·源)；

N_G —筛选值 $\geq 10000\text{ppmv}$ 的设备个数;

F_L —筛选值 $< 10000\text{ppmv}$ 的排放源的排放系数, 千克/(小时·源);

N_L —筛选值 $< 10000\text{ppmv}$ 的设备个数。

表 2.4-7 筛选范围排放系数表 单位: 千克/(小时·源)

设备类型	接触介质	$\geq 10000\text{ppmv}$ 排放系数	$< 10000\text{ppmv}$ 排放系数
阀门	气体	0.0782	0.000131
	轻液体	0.0892	0.000165
	重液体	0.00023	0.00023
泵密封	轻液体	0.243	0.00187
	重液体	0.216	0.00210
连接器	所有	0.113	0.0000810

根据项目设计资料, 本项目有主要气体阀门 10 个, 连接器 2 个。根据上述公式计算, 在非正常工况下, 各设备及管线组件同时发生泄漏后, 废气无组织排放量如下表所示:

表 2.4-8 非正常工况下回收站设备及管线组件泄漏废气量

设备名称	数量	介质	排放系数	介质泄漏量 (kg/h)	介质非甲烷总烃 含量 (%)	非甲烷总烃排放速率 (kg/h)
阀门	10	天然气	0.000131	1.31×10^{-3}	0.875%	1.15×10^{-6}
连接器	2	天然气	0.0000810	1.62×10^{-5}	0.875%	1.42×10^{-6}
合计						1.29×10^{-5}

注 1: 天然气中非甲烷总烃含量以表 2.2-2 明 1 侧井原料气天然气组分分析表数据计算;

注 2: 根据《陆地石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020), 泄漏认定浓度为 2000umol/mol, 本次采用 $< 10000\text{ppmv}$ 泄漏源排放系数计算。

综上分析, 在回收站设备及管线组件发生泄漏的情况下, 本项目回收站非甲烷总烃排放速率为 $1.29 \times 10^{-5}\text{kg}/\text{h}$ 。建设单位应按环评要求, 加强设备及管线组件定期维护保养和泄漏检测, 尽可能避免无组织废气排放。并且, 在泄漏检测时发现设备及管线组件发生泄漏, 应立即开展修复工作。

②检修/事故放空废气

项目检修/事故时为保证安全, 需排尽输气管线内的残余天然气, 根据站场操作工艺, 需排空装置及管道内的残留天然气, 残留天然气通过井场放空系统点火排放。本项目设备检修预计每年约 1~2 次, 检修前可利用截断装置, 将集气管道和站场设备切断, 放空废气仅为站场设备内残留的原料气, 放空量为 $30\text{m}^3/\text{次}$, 放空废气通过放空火炬点火燃烧, 主要污染物为氮氧化物、颗粒物。

根据项目设计资料，本工程每次放空持续时间约 10min，放空废气放空火炬燃烧后排放，燃烧排放主要污染物为氮氧化物，本次评价参照水套加热炉废气产排核算依据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告 2021 第 24 号）中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算，热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产污系数为 10.7753 万标立方米/万立方米-原料；参照根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），氮氧化物的产生系数为 18.71 千克/万立方米-原料（无低氮燃烧）。本项目单次放空燃烧天然气最大量为 30m³，则放空废气量为 323m³/次；氮氧化物产生量为 0.056kg/次。

综上，非正常工况检修/事故放空，检修/事故放空频率较低，并且放空废气较少经点火燃烧后排放，加之当地地势较为开阔，大气扩散条件良好，故检修/事故放空废气不会对周边环境造成明显不利影响。

3、CNG 装卸废气

在 CNG 槽车卸气完成后，为确保安全拆卸软管，需对槽车内剩余压力进行泄放（卸压），排出少量天然气。此天然气产生量较少，主要成分为甲烷。由加气柱软管回收系统收集，作为水套加热炉燃料，不外排。

2.4.2.2. 废水

本项目建成后，运营期废水主要为气田采出水、检修废水工作人员生活污水。具体产生情况分析如下：

(1) 气田采出水

本项目在试采期间所产生的气田采出水，主要来源于天然气开采过程及试采初期井内部分未返排完的压裂液。因此，气田采出水生产初期产量较大，主要来源为地层水和压裂作业后残留的压裂液，废水量将随着开采的进行逐渐减少。

本次环评采用类比法确定废水水量及废水水质浓度，根据《普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目可行性研究报告》以及类比同类型天然气试采、回收工程环境影响报告书确定；

本次评价选取类比铁北 1 侧井工程作业废水的取样监测数据（HDH/SY202509219），作为类比依据。确定本项目气田采出水主要污染物浓度确定为：pH 6.5、COD 2129mg/L、氨氮 166mg/L、氯化物 11400mg/L、石油类

80.3mg/L、钡 3.46mg/L。

气田采出水进入回收站建设的污水罐（1个，50m³）暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

（2）清管检修废水

回收站每年需进行1~2次装置设备检修，检修设备时将产生清洗废水，其用水量约2m³/次·年，产生废水4.0m³/a，主要污染物有SS，检修废水暂存于回收站建设的污水罐（1个，50m³），暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

（3）生活污水

本项目运营期有人值守，劳动定员8人，人均用水定额为130L/人·d（来源于四川省人民政府关于印发《四川省用水定额》的通知（川府函〔2021〕8号）），则生活用水为1.04m³/d，生活污水排放量按用水量的80%计，则开采期生活污水排放量为0.832m³/d。类比调查同类型项目，生活污水主要污染物成分及浓度为：BOD₅ 200mg/L，COD_{Cr} 400mg/L，NH₃-N 30mg/L，SS 250mg/L，动植物油 20mg/L。值守人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。

建设项目试采阶段的主要水污染物及其产生量见下表。

表 2.4-10 回收站污染物产生量

序号	废水种类	产生量 (m ³ /d)	污染物	产生浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)
1	生活污水	0.832m ³ /d	COD	400	0.3328
			BOD ₅	200	0.1664
			氨氮	30	0.0250
			SS	250	0.2080
			动植物油	20	0.0166

2.4.2.3. 噪声

1、噪声源调查

根据调查，本项目运营期噪声主要来自除砂器撬、水套加热炉、两相分离计量装置、干燥塔撬、压缩机撬、加气柱等设备，其噪声源强以机械噪声和气流摩擦声为主，源强在 65dB~85dB。另外，系统超压状况下，通过新建放空管引致放空管处点火燃烧也将产生放空噪声。项目主要的噪声源介绍如下。

(1) 水套加热炉、两相分离计量等装置

水套加热炉、两相分离计量装置及干燥塔撬、压缩机撬，其噪声来源于内部的组件，其噪声源强以机械噪声和气流摩擦噪声为主，噪声源强约 65~85dB(A)。

(2) 放空噪声

放空噪声主要是在试采期间事故和检修工况时排放的少量天然气引至放空管点火燃烧，噪声主要来源于气流摩擦噪声，放空噪声可达 105dB 左右，持续时间在 1~10min。

(3) 燃气发电机噪声

主要是在停电或者电网供应不能满足使用时，临时短期使用燃气发电机，噪声主要源于机械噪声，噪声源强约 80dB (A)。

表 2.4-11 主要噪声源及处理措施

序号	噪声设备	型号	空间相对位置			声源源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	除砂器撬	35MPa	41	44	633.7	75	减少平台站场工艺管线的弯头、三通等管件；选用高效低噪声的水套炉、装车泵、分离器并安装减震垫层	昼夜连续
2	水套加热炉	480kW	36	28	635.3	70		
3	两相分离计量装置	4MPa	35	27	635.3	65		
4	干燥塔(分子筛脱水撬)	5MPa	30	16	637.3	80		
5	压缩机撬	25MPa	27	9	638.7	75		
6	加气柱	25MPa	57	11	644.8	70		
7	放空系统(放空管)	DN10 H=15m	19	55	624.5	105	减少放空次数、夜间不放空	事故、检修时（单次持续时间约 10min）
8	燃气发电机	60kW	73	47	644.1	80	选用高效低噪声的设备，安装减震垫层	停电时

序号	噪声设备	型号	空间相对位置			声源源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
							震垫层	

2、噪声控制措施

为减小噪声影响，本项目拟采取以下噪声防治措施：首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低回收站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套炉、两相分离计量装置、干燥塔橇、压缩机橇等，对产噪设备安装减振基础、将设备置于具备降噪效果的橇装箱体内等，天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。根据后文噪声预测结果，运营期回收站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的 2 类标准，南侧 20m、192m 的农户昼间、夜间环境噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准要求。

2.4.2.4. 固体废物

本项目运营期回收站主要产生的固废为除砂器产生的废渣、检修废渣、废分子筛、污水罐沉渣、废油、废油桶、废含油抹布、手套等以及生活垃圾。

(1) 除砂器产生的废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，根据该区域已运行采气站场经验，除砂废渣产生量约为 2~10kg/次（本次评价以 3kg/次计）。站内平均排砂 1 次/周，每年按 48 周计，则除砂废渣产量为 144kg/a。除砂废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(2) 检修废渣

站内设备正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理。根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，主要为分离器检修废渣，预估明 1 侧井和双新 1 井单个井场检修废渣产生量约为 1kg/a，合计 2kg/a。本项目不含凝析油，检修废渣属一般固废，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(3) 废分子筛

分子筛脱水撬内分子筛使用时产生的废分子筛，废分子筛每 3 年更换 1 次，

每次约 1.0t，废分子筛为一般工业废物，收集后定期交由手续齐全和具备处理能力的单位处置（若厂家可回收则交由厂家回收）。

注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

（4）污水罐沉渣

回收站采出水暂存于污水罐中，污水罐每半年清理一次，污水罐沉渣产生量约为 0.5t/a，本项目不含凝析油，主要成分是井内杂屑、机械杂质，由清理人员统一收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

（5）废机油、废机油桶、废含油抹布及手套

回收站过程含油废物主要来源为：a、设备维护、保养过程产生的废油；b、压缩机撬机油更换过程产生的废机油。

回收站产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为 0.3t/a，废机油桶约 0.1t/a、废含油抹布、手套等约 0.03t/a，产生后不在回收站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

（6）生活垃圾

场站安排 8 人值守，每人每天产生的生活垃圾按 0.5kg 计，产生的生活垃圾为 4kg/d，产生的生活垃圾均集中收集后交由市政环卫统一清运。

2.4.2.5. 生态环境

运营期生态环境影响是施工期影响的一种延续，因此，运营期间明 1 侧井新建 CNG 回收站占地范围内植被暂时无法得到恢复；试采期内主要于项目站场内开展试采活动，不会新增对占地范围外的影响，生态环境影响也逐步趋于稳定，同时，项目占地范围内进行了硬化处理，基本不会造成水土流失。

2.4.2.6. 地下水污染影响

（1）地下水污染源类型分析

试采工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的气田采出水，污水罐位于地面，并设有围堰。

（2）污染途径分析

试采工程对地下水产生污染的途径主要为渗透污染。

天然气试采过程分离出来的污水罐体破裂泄漏出的废水通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

(3) 地下水污染源源强分析

本项目运营期地下水污染源主要为污水罐泄漏：此类废水产生于天然气试采过程分离出来的采出水，暂存于污水罐中，本项目对污水罐采取重点防渗，并修建围堰，正常状况下渗透外泄量极小。

2.4.2.7. 环境风险

本项目运营期环境风险主要是回收站天然气泄露，遇明火发生火灾、爆炸等安全事故引发的伴生/次生污染物排放；污水罐存储的气田采出水泄漏；污染物外运处理中的运输风险等。

2.4.2.8. 运营期“三废”汇总表

综上所述，本项目运营期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表 2.4-12 本项目运营期污染物产生量及排放状况与生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	防治措施
废气	水套加热炉燃烧产生的烟气	颗粒物 NO _x	0.007t/a 0.048t/a	0.007t/a 0.048t/a	水套加热炉燃烧废气采用低氮燃烧装置处理后通过自带 8m 高排气筒排放
	设备检修或系统超压时排放少量放空燃烧废气、事故放空废气	NO _x	0.056kg/a	0.056kg/a	放空系统燃烧处理后排放，排气筒高度 15m
	装卸区挥发气	甲烷	少量	少量	由加气柱软管回收系统收集，作为水套加热炉燃料
废水	气田采出水	COD、氨氮、石油类、钡及氯化物等	10m ³ /d	/	通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光 3 井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。
	生活污水	COD、BOD ₅ 等	0.832m ³ /d	/	本项目新增值班人员 8 人，经收集后由吸污车转运至君塘镇污水处理厂
	检修废水	SS	4.0m ³ /a	/	暂存于回收站建设的污水罐（1 个，50m ³ ），暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝

污染源		主要污染物	产生量	排放量	防治措施
					污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。
噪声	设备噪声	设备选型时选择低噪声设备，设置减震基础；工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；站内设备合理布局。			
固废	值班人员	生活垃圾	4kg/d	集中收集后交由市政环卫统一清运	
	分子筛脱水撬	废分子筛	1.0t/3a	收集后定期交由手续齐全和具备处理能力的单位处置（若厂家可回收则交由厂家回收）；注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。	
	除砂器	除砂废渣	144kg/a	收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用	
	设备检修	检修废渣	2kg/a		
	污水罐	污水罐沉渣	0.5t/a		
	设备检修	废机油、废机油桶、废含油抹布及手套	0.43t/a	产生后不在回收站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。	
生态	回收站、放空区占地	改变土地利用类型		加强场站绿化	
环境风险	运营期环境风险主要是站内天然气泄露，遇明火发生火灾、爆炸等安全事故引发的伴生/次生污染物排放；污水罐存储的气田采出水泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。				

2.5. 退役期污染源及污染物排放情况

本项目试采期结束后若具备工业生产价值则转生产，采气站后续纳入区块环评；若试采结束后不具备工业生产价值则关井处理。关井后各种机械设备将停止使用，除井口采气树外，其余设备设施及管道全部拆除。关井后进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。气井停采后应按《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SYXN0386-2013）等相关行业规范进行封井作业，并设置

醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时，还要进行占地区域地表植被的恢复，主要措施及方案为：

(1) 清理工作：采气站地面设施拆除、气井地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井，井场的清理等。在闭井施工操作中注意降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生。

(2) 固体废物的清理和收集：井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣及废防渗材料等固体废物，对这些废弃管线、废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线回收再利用，废弃建筑残渣外运至合规的建筑垃圾填埋场处置，废防渗材料产生量约1.5t，经袋装密封后，暂存于危险废物暂存场所，交由资质单位处置。

(3) 占地地表恢复：井场经过清理后，占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复。为使土地功能尽快恢复，可增施肥料，加强灌溉等。在施肥时，应注意把有机肥和化肥结合起来用，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，以恢复土壤的生产能力。

3. 环境现状调查与评价

3.1. 自然环境现状

3.1.1. 地理位置

达州市地处大巴山南麓，跨东经 $106^{\circ}39'45''$ — $108^{\circ}32'11''$ ，北纬 $30^{\circ}19'40''$ — $32^{\circ}20'15''$ ，东西绵延 177.5 公里，南北长 223.8 公里，幅员面积 1.66 万平方公里。辖 4 县 2 区 1 市，即：宣汉县、开江县、大竹县、渠县、通川区、达川区、万源市。2020 年末户籍人口约 659 万人，常住人口约 575 万人，是人口大市、资源富市、工业重镇、交通枢纽和革命老区，享有“巴人故里、中国气都”之称。达州曾是国家“三线”建设重点地区，形成能源、化工、冶金、建材、机电、食品、医药、纺织、商贸、物流等为主体的产业体系。

本项目位于达州市宣汉县君塘镇。项目地理位置见附图 1。

3.1.2. 地形地貌

本项目位于达州市宣汉县君塘镇，评估区区域地貌属低山区，平面上呈阶梯状台梁形态，分布高程一般在 500~700m 之间台地相对较为窄小，台面宽度普遍小于 500m。切割较深的窄谷比较发育，标高 400~600 m，切割深度 50~150 m。明 1 井井场区位于低山地貌区，位于山前斜坡中上部，地形坡度较大，西低东高，井场范围内有一堰塘，其余均为阶梯状梯田。井场范围内海拔高程 599~614m，相对高差约 15m。场地主要以阶梯状稻田分布，坎高 0.5-2.0m，地形相对较平缓，坡度 10-25°。评估区范围内地表有基岩出露。区内出中厚层状泥岩，岩层倾角在 4~8° 之间，受岩性、构造的控制，山形呈椭圆状、山顶较平坦，植被较发育。

3.1.3. 水文水系

3.1.3.1. 地表水

宣汉县属长江支流的嘉陵江水系，境内河流较多，水系发达。流域面积 50100km^2 以上的支流 20 条（其中 100km^2 以上的 8 条），由繁多的小溪沟组成树枝状水系。河流均由北向南汇集，除西部沿山、庆云的碑牌河注入达县碑庙长滩河汇于巴河外，其余均为州河支流。本工程建设区域属渠江流域，渠江为多源头河，其主要支流有前河、中河、后河；南江河、恩阳河、通江河。

前河：发源于大巴山南坡之城口县光头山，于鸡唱乡入宣汉县境，斜贯东南部，在县城东与后河相汇。流域呈南北长东西短的长条状，流域面积 2754100km^2 ，其中县内面积 1917.7100km^2 ，干流长 145km ，平均坡降 2.3% ，河网密度 $0.41\text{km}/100\text{km}^2$ 。

中河：发源于大巴山南坡之万源市白藏山，于石铁乡入宣汉县境，斜贯县境北部，在普光镇汇入后河。流域面积 1402100km^2 ，其中县内面积 596.4100km^2 ，干流长 51.8km ，平均坡降 2% ，河网密度 $0.23\text{km}/100\text{km}^2$ 。

后河：发源于万源市城北大横山，在毛坝乡入宣汉县境，纵贯西北部，于普光镇汇与中河汇合，至宣汉县城东江口与前河汇流归州河。流域面积 3670.7100km^2 ，其中县内面积 1462.3100km^2 （包括中河面积），干流长 56km ，平均坡降 1.1% ，河网密度 $0.25\text{km}/100\text{km}^2$ 。

州河：前河、中河、后河在宣汉汇流而为州河。蜿蜒向西南，于洋烈乡出县境入通川区，斜贯西南部，境内流长 34km ，流域面积 368100km^2 ，平均坡降 0.5% ，河网密度 $0.23\text{km}/100\text{km}^2$ 。

后巴河：由西南向东北流向，经过 20km 在普光镇汇入后河。后巴河宽约 10m ，最低水位 0.08m ，按约 30km^2 汇雨面积估算，最枯月平均流量仅有 $0.027\text{m}^3/\text{s}$ 。

宣汉县的河流水系情况见下图。

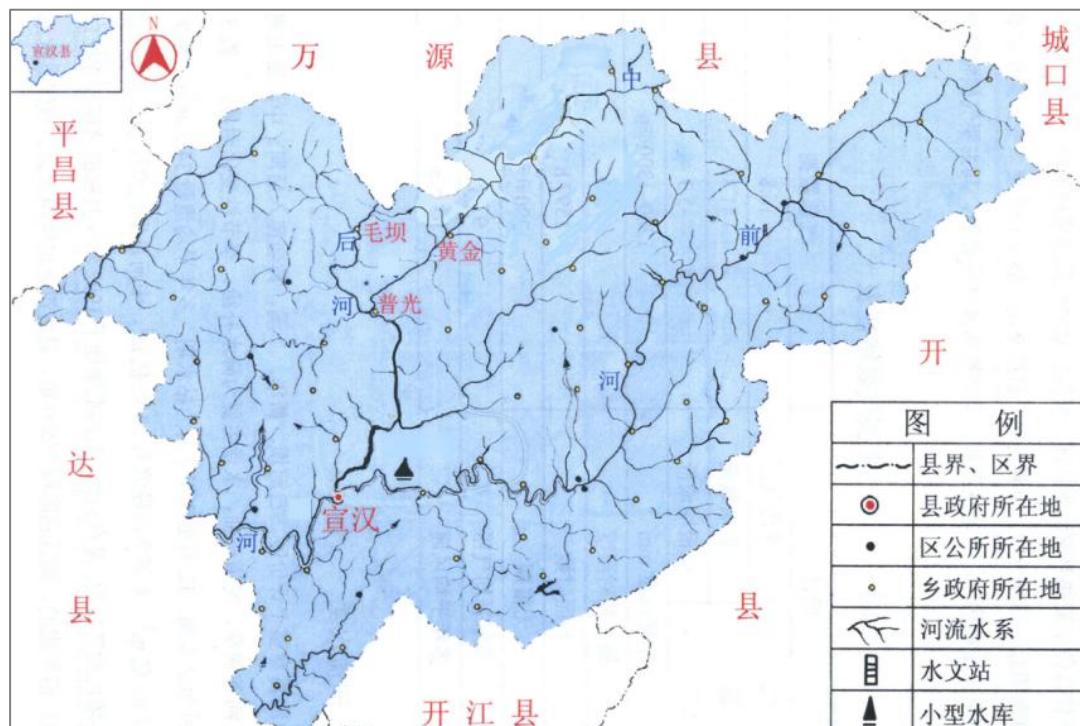


图 3.1-1 宣汉县水系图

3.1.3.2. 地下水

评估内地下水类型主要为松散堆积层孔隙水和碎屑岩裂隙水，以碎屑岩裂隙水分布为主。

区内地下水类型主要为第四系松散层崩坡积上层滞水和基岩风化带裂隙水。

第四系松散层上层滞水主要赋存于斜坡及平台表层的松散堆积土层内，在调查区内水量较为贫乏。主要接受大气降雨、基岩裂隙水补给，沿内部孔隙或基岩面径流，常于缓坡前缘排泄或沿基岩裂隙下渗。在井场陡坎边缘偶可见呈浸润状流出，未见小股状水流。

基岩裂隙水赋存于侏罗系中统下沙溪庙组（J2xs）风化裂隙和构造裂隙中。受大气降水补给，沿斜坡由高处向低处径流，在斜坡坡脚或砂岩与泥岩接触面处以泉的形式排泄，水量较小，一般涌水量小于 $5\text{m}^3/\text{d}$ ，且季节性变化较明显。

3.1.4. 气候气象

宣汉县处于盆地丘陵向盆缘山区过渡地区，所以年降水量比较充沛。由于北部大巴山为其屏障，西北寒冷空气不易侵入，固境内南部地区具有气候温和，春暖雨早，夏热少雨伏旱，秋多绵雨，冬干少雨，无霜期长，日照较多，湿度大，雨量充沛，春、夏、秋、冬四季分明的特点。而北部山区，地势较高，气温随地势高度的上升而下降，据多点实测，每上升 100m，年平均气温降低 0.561°C ，降雨随地势升高而增大，据测每上升 100m，增多雨量约 36mm。北部山地区具有春迟、秋早、冬长、夏秋短的特点。不利于农业生产的灾害天气，主要是夏伏旱，其次洪涝、冰雹等。

本项目所在地主要为亚热带湿润季风气候，但由于立体地貌构成了立体气候特征，具有北亚热带和南温带气候特征。全年平均气温在 $8.0\sim17.3^\circ\text{C}$ 。根据宣汉县气象统计资料，月平均气温 7 月最高，达 27.6°C ，1 月最低，达 5.6°C ，极端最高气温 41.3°C （1959 年 8 月 24 日），极端最低气温 -5.3°C （1975 年 2 月 15 日），多年平均最高气温 38°C ，多年平均最低气温 -2.5°C ；区内多年平均降雨量 1213.5mm，最高降雨量为 1698mm（1958 年），最低降雨量为 865.9mm（1966 年），降雨主要集中分布于 5~10 月，占年降雨量 70% 左右；十年一遇 24h 最大降雨量 240mm，十年一遇最大 3h 降雨量 115.6mm，二十年一遇 24h 最大降雨量 300mm，最大三日降雨量 335.9mm，最大 1h 降雨量为 54.4mm，全年平均雨日

143天。年平均相对湿度1~3月份为77~72%，6~9月份为79~84%。年蒸发量为1215.9mm，无霜期达210天。夏季主导风向及频率：NE，26%；冬季主导风向及频率：NNE，18%；全年各月份均有发生8级以上雷雨大风或寒潮大风天气。

表 3.1-1 主要气候资料统计表

气象要素		单位	数值
气温	年平均气温	°C	16.8
	极端最高气温	°C	41.3
	极端最低气温	°C	-5.3
	多年平均最低气温	°C	-2.5
年降水量	平均	mm	1213.5
	最大	mm	1698
	最小	mm	865.9
日降雨量	最大	mm	192
风速	平均	m/s	1.5
	最大	m/s	3.2
	主导风向	m/s	NE
年平均日照时数		h	1596.3
多年平均气温		°C	18.1
年平均蒸发量		mm	1215.9
年均无霜期		d	296
相对湿度		%	77

3.1.5. 地质构造与地震

3.1.5.1. 地质构造

项目所在大地构造格局上处于大巴山歹字型构造中段的南侧（又称大巴山弧形构造）与川东新华夏系构造，巴（中）~平（昌）莲花状构造的复合交接部位。区内构造线展向多变，构造形迹总的是以褶皱为主，而断裂不发育。岩石（主要是较软的泥岩类岩石）的节理裂隙比较发育。

项目处于黄金口背斜的南端东翼，聚黄金口背斜越5km，正好位于以上大构造结合部位的结合点上，根据区域构造展布特点，结合井场区周边覆盖层发育的特点，推测该井场北侧应该发育有断裂构造，且断裂构造的展布方向应为北西——南东向延伸，由于断裂距场地较远，对场地建设没有影响，场地稳定。

3.1.5.2. 地震

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010），宣汉抗震设防烈度为6度，设计基本地震加速度值为0.05g，属第一组，可不考虑地震液化问题。另查阅县志，整个宣汉县境尚无地震活动的记载。因此总体上区域稳定性良好，适宜工程修建。

3.1.6. 土壤

项目所在地出露地层主要为第四系粉质粘土，下覆侏罗系中统下沙溪庙组砂岩、泥岩。

第四系粉质粘土多呈硬塑—可塑状。切面较光滑，光泽较暗，干强度中等，含少量角砾、碎石，粒径0.5-2cm，部分角砾及碎石呈强风化状，手捏即碎。

强风化泥岩：紫红色、鲜紫红色，泥质结构，薄-中厚层状构造。强风化层厚度不均，强风化泥岩岩芯破碎，质地较软，手捏易碎，按岩石坚硬程度分类属极软岩类，按岩体基本质量等级分类属第V类。

中风化泥岩：泥岩易软化，失水易崩解，强度随之降低。该层局部垂直裂隙或层状裂隙发育，裂面一般较平整，一般无充填，少量充填紫红色粉质粘土，含少量角砾及碎石。中风化泥岩分布均匀，范围较广，厚度较大，按岩石坚硬程度分类属较软岩类，按岩体基本质量等级分类属第III类。

砂岩：裂隙一般不发育，厚度较小，按岩石坚硬程度分类属较硬岩类，按岩体基本质量等级分类属第II类。

3.1.7. 矿产资源

宣汉县目前共探测到的资源达28种，主要矿产资源概括为：一煤（煤炭），二气（石油、天然气），三土（粘土、高岭土、膨润土），五石（滑石、长石、大理石、石英石、石灰石），八矿（铁、砷、硅、硫磺、石膏、铝、卤钾、岩盐）。天然气预测储量高达1.5万亿立方米，居中国第2位，已探明开发储量达3000亿-6000亿立方米，系西南地区天然气气田中心、国家“西气东输工程”重要基地。原煤储量达1.6亿吨，发热量6000大卡以上。富钾卤水储量达1.3亿立方米，是国家盐化工业基地自贡黑卤的10倍。此外，还有大理石30亿立方米，石灰石30亿立方米，石英石3000万立方米，硫磺矿867万吨，铁矿1800万吨等。

3.2. 环境质量现状评价

3.2.1. 环境空气质量现状

本次评价采用了现场实测和资料复用相结合的方法。

根据项目工程特点和井场及回收站的具体情况，以项目涉及区域作为本项目大气环境质量现状调查、评价的对象。本次采用达州市生态环境局发布（<https://sthjj.dazhou.gov.cn/news-show-22790.html>）的《达州市 2024 年环境空气质量状况》中的数据进行评价。

3.2.1.1. 达标区判定

本项目回收站位于达州市宣汉县***，项目所在区环境空气功能分区为二类区。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关要求，需对本项目大气环境评价范围内的区域进行达标判定。因此，本次评价收集了达州市生态环境局编制的《达州市 2024 年环境空气质量状况》作为评价范围达标区判定。环境空气质量年均浓度统计及达标情况见下表：

表 3.2-1 2024年宣汉县环境空气质量状况统计表

区域	污染物	年度评价指标	现状浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率/%	达标情况
宣汉县	SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
	NO ₂	年平均	18	40	45.0	达标
	PM ₁₀	年平均	48	70	68.6	达标
	PM _{2.5}	年平均	27	35	77.1	达标
	CO	日均浓度的第 95 百分位数	1100	4000	27.5	达标
	O ₃	日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	122	160	76.3	达标

根据上表数据可知，本项目所在区域宣汉县 2024 年环境空气中 6 项基本污染物均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，故本项目所在区域属于达标区。

3.2.1.2. 特征污染物

本次评价引用了四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 21 日-9 月 27 日期间，对区域环境空气质量进行的补充监测，并出具了检测报告编号：HDH/WT202509045。

(1) 监测点位及监测因子

根据项目周边环境保护目标分布情况及气象条件，本次评价环境空气补充监测点位及监测因子如下表所示：

表 3.2-2 环境空气补充监测点位及监测因子

编号	名称	监测因子	备注
1#	明 1 侧井西南侧下风向	非甲烷总烃	本次补充监测

(2) 监测时间及监测频次

监测时间

本次补充监测：于 2025 年 9 月 21 日-9 月 27 日监测 7 天；

监测频次

1h 均值：非甲烷总烃，每天采样 4 次。

(3) 分析方法

按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中规定的监测分析方法执行。

(4) 监测分析及质量保证

监测分析的质量保证工作严格按照国家规定的实验室分析质量保证技术规范措施要求执行。

(5) 评价标准

项目特征因子非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准执行，其 1 小时平均浓度限值为 2.0mg/m³。

(6) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用最大监测浓度占标率对评价区域大气环境质量现状进行评价，评价模式如下：

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

式中： P_i ——i 类污染物单因子指数，无量纲；

C_i ——i 类污染物实测浓度，mg/Nm³；

C_{oi} ——i 类污染物的评价标准值，mg/Nm³。

监测因子按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值进行评价。

(7) 监测数据及评价结果

评价区其他污染物环境质量现状如下：

表 3.2-3 其他污染物补充监测数据及评价结果

监测点位	监测时间	污染物	平均时间	监测浓度范围 (mg/m³)	评价标准 (mg/m³)	最大浓度占比率/%	超标率/%	达标情况
明1侧井西南侧下风向								达标

根据上述监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃1小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准要求。

3.2.2. 地表水环境质量现状

本项目位于州河流域，州河属于渠江流域，根据《2024年1~12月达州市地表水水质月报》，州河断面水质均符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类水质标准限值要求。

表 3.2-4 2024年州河-张鼓坪断面地表水质量状况统计表

时间	断面名称	所在地	地表水水质类别
2024.1	州河水系-干流-张鼓坪	达州市-君塘镇	II
2024.2			II
2024.3			II
2024.4			II
2024.5			II
2024.6			II
2024.7			II
2024.8			II
2024.9			II
2024.10			II
2024.11			II
2024.12			II

根据公布的地表水水质数据均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类水质标准限值要求。

3.2.3. 声环境质量现状监测与评价

本次评价引用了四川海德汇环保科技有限公司于2025年9月21日~2025年9月22日期间，对区域声环境质量现状进行监测（监测报告编号：HDH/WT202509045）；于2025年10月22日~2025年10月23日期间，对区域声环境敏感目标现状进行监测（监测报告编号：HDH/WT202510039）。

(1) 监测点位

监测布点：根据外环境关系根据项目情况及环境特征，本次环评布设噪声监

测点7个。

表 3.2-5 项目噪声监测位点一览表

点位编号	监测点位	监测项目	监测时间及频次	备注		
1#	井场东北侧厂界外1m处	厂界噪声	昼夜各1次			
2#	井场东南侧厂界外1m处					
3#	井场西南侧厂界外1m处					
4#	井场西北侧厂界外1m处					
5#	井场西南侧厂界外1m处					
6#	井场南侧农户外1m处	敏感点噪声				
7#	井场西南侧农户外1m处					

(2) 监测项目

等效连续A声级。

(3) 监测方法

监测分析方法和测量仪器按《声环境质量标准》(GB3096-2008)中有关规定和方法执行。

(4) 监测时间和频率

噪声监测2天，监测时间为昼夜各一次。

(5) 评价标准

评价标准采用《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准，《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。

(6) 评价方法

评价方法是以等效A声级作为评价量，对照标准限值进行分析。

(7) 监测结果及评价

本项目厂界及井场西南侧敏感点声环境质量现状如下：

表 3.2-6 声环境质量现状监测及评价结果

从监测结果可知，本项目厂界及场站附近农户处的昼间和夜间声环境质量现状值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区环境噪声限值要求。

3.2.4. 地下水质量现状

根据前文“1.8.1.4 地下水环境影响评价等级”，本项目地下水环境影响评价等级为“二级”，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求，建设项目需进行地下水水位和水质的现状评价。

本次评价引用双新1X井工程的地下水监测数据，四川华皓检测技术有限公司于2024年12月17日对所在地地下水环境质量现状进行了监测（监测报告编号：HH24111905）。

表 3.2-7 地下水引用项目情况表

(1) 监测布点

本项目引用的地下水取样点4#位于本项目场地上游、1#、2#位于本项目侧边、3#、5#位于本项目下游，水质监测点位符合布点要求，同时，本项目引用了1#~10#水井水位满足水位监测点位数量。

表 3.2-8 项目地下水监测点位统计表

(2) 监测项目

表 3.2-9 地下水监测因子

监测指标	主要因子
地下水化学指标	Na ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、HCO ₃ ⁻ 、CO ₃ ²⁻ 、硫酸根离子、氯离子共8项
常规监测指标	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞（六价）、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌群、石油类、硫化物、钡

(3) 监测时间

监测频次：地下水取样监测1天，采样1次。

监测时间：2024年11月19日。

(4) 采样及分析方法

采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中有关规定进行。

(5) 评价标准

项目区域地下水质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。

(6) 评价方法

为了能直观反映水质现状，科学地评判水体中污染物是否超标，评价采用单项水质指数评价方法。

单项指数法数学模式如下：

对于一般污染物：

$$S_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中： S_{ij} ——单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；
 C_{ij} ——污染物 i 在监测点 j 的浓度（mg/L）；
 C_{si} ——水质参数 i 的地下水水质标准（mg/L）。

对具有上、下限标准的项目 pH，计算式为：

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

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

式中： pH_j ——为监测点 j 的 pH 值；
 pH_{sd} ——为水质标准 pH 的下限值；
 pH_{su} ——为水质标准 pH 的上限值。

当 S_{ij} 值大于 1.0 时，表明地下水水体已受到该项评价因子所表征的污染物的污染， S_{ij} 值越大，水体受污染的程度就越严重，否则反之。

（7）地下水水位监测

本项目进行了地下水水位观测，具体观测数据如下：

表 3.2-10 地下水水位统计表

（8）监测结果及评价

根据检测报告中的数据，评价区地下水质量现状如下表所示：

表 3.2-11 地下水环境质量检测数据及评价结果表

由上表统计分析可知，各监测点水质良好，各项监测指标均可达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准。

(9) 包气带评价结果与分析

本次评价引用双新1X井工程的包气带监测数据，四川华皓检测技术有限公司于2024年12月17日对所在地包气带环境质量现状进行了监测（监测报告编号：HH24111905-3）。同时，本次评价引用了四川海德汇环保科技有限公司于2025年9月25日，对区域包气带环境质量进行补充监测，并出具了检测报告编号：HDH/WT202509045。

表 3.2-12 包气带监测结果

根据平台内外包气带的监测与评价结果表明，本项目用地内包气带基本无变化，受到污染的影响较小。

3.2.5. 土壤环境质量现状

3.2.5.1. 土壤理化性质调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边200m范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国1km土壤类型图），本项目周边土壤类型为酸性紫色土。为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价引用双新1X井工程的土壤理化特性数据，四川华皓检测技术有限公司于2024年12月17日对所在地进行的土壤理化检测（监测报告编号：HH24111905-1）。

同时，本次评价引用了四川海德汇环保科技有限公司于2025年9月25日，对区域土壤环境质量进行补充监测，并出具了检测报告编号：HDH/WT202509045。

表 3.2-13 土壤理化性质调查表

3.2.5.2. 土壤环境质量现状调查

本项目土壤环境影响评价等级为“二级”，根据建设项目土壤环境影响类型、土地利用类型、评价工作等级，采用代表性原则，使监测点充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中对土壤环境现状监测布点要求，结合项目场地及周边实际情况，项目场地范围内为硬化场地，同时，根据调查，场地内硬化区域采用了20cm防渗混凝土进行防渗，地面无破损、无污染痕迹情况等，因此建设单位仅在项目周边布设了2个土壤监测点，无法在项目场地内取土壤样。本次评价引用了四川海德汇环保科技有限公司于2025年9月25日，对区域土壤环境质量进行补充监测，并出具了检测报告编号：HDH/WT202509045。

同时，引用双新1X井工程的土壤监测数据，四川华皓检测技术有限公司于

2024年11月19日对所在地土壤环境质量现状监测数据（监测报告编号：HH24111905）。

（1）监测布点

表 3.2-14 本项目土壤环境监测布点情况

编号	引用检测数据	本次建设单位检测数据	本项目的点位名称	备注
1#	S4	/	泥浆储罐旁1个点表层样	场地范围内
2#	S5	5#	井场占地范围外西侧1个点表层样	
3#	S6	6#	井场占地范围外东北侧1个点表层样	场地范围外

（2）监测项目

特征因子：pH、石油烃、氯化物、全盐量、钡；

农用地土壤8项基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

GB36600-2018 基本项目：镉、铅、汞、六价铬、砷、镍、铜、锌、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等45项。

（3）监测时间及频次

取样监测2次

监测时间：土壤监测时间为2024年11月19日、2025年9月25日。

（4）评价标准

1#执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）；2#、3#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）。

（5）土壤现状监测统计

表 3.2-15 本次土壤环境现状监测结果及评价（农用地）

表 3.2-16 本次评价引用1#点位土壤环境现状监测结果及评价（建设用地）

由上表可知，回收站外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量 农用地土

壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；回收站内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

3.3. 生态环境调查与评价

3.3.1.生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，四川省生态功能区划分为4个一级区，13个二级区，36个三级区。4个一级区为：I、四川盆地亚热带湿润气候生态区；II、川西南山地亚热带半湿润气候生态区；III、川西高山高原亚热带-温带-寒温带生态区；IV、川西北高原江河源区寒温带-亚寒带生态区。

依据《四川省生态功能区划》，评价区属于I 四川盆地亚热带湿润气候生态区；I-3 盆北秦巴山地常绿阔叶林-针阔混交林生态亚区；I-3-2 大巴山水源涵养与土壤保持生态功能区。在四川东北部边缘，涉及巴中、达州市的3个县级行政区。面积0.63万平方公里。中山地貌并有岩溶地貌发育。年均气温14.7~16.7℃，≥10℃活动积温5300℃左右年均降水量1160毫米左右。河流主要属渠江水系。森林植被类型主要为常绿阔叶林、针一阔混交林和亚高山常绿针叶林。生物多样性丰富。多洪灾滑坡崩塌强烈发育水土流失严重。土壤侵蚀极敏感，野生动物生境高度。敏感生物多样性保护功能。水源涵养功能，土壤保持功能。生物多样性保护功能。

保护森林植被和生物多样性，巩固长江上游防护林建设、天然林保护和退耕还林成果。合理开发和利用自然资源，发展特色农业，绿色和有机农产品。拓展生态农业产业链，培育新的经济增长点。规范和严格管理矿产、水电、生物资源的开发，防止对生态环境和生态系统的不利影响。

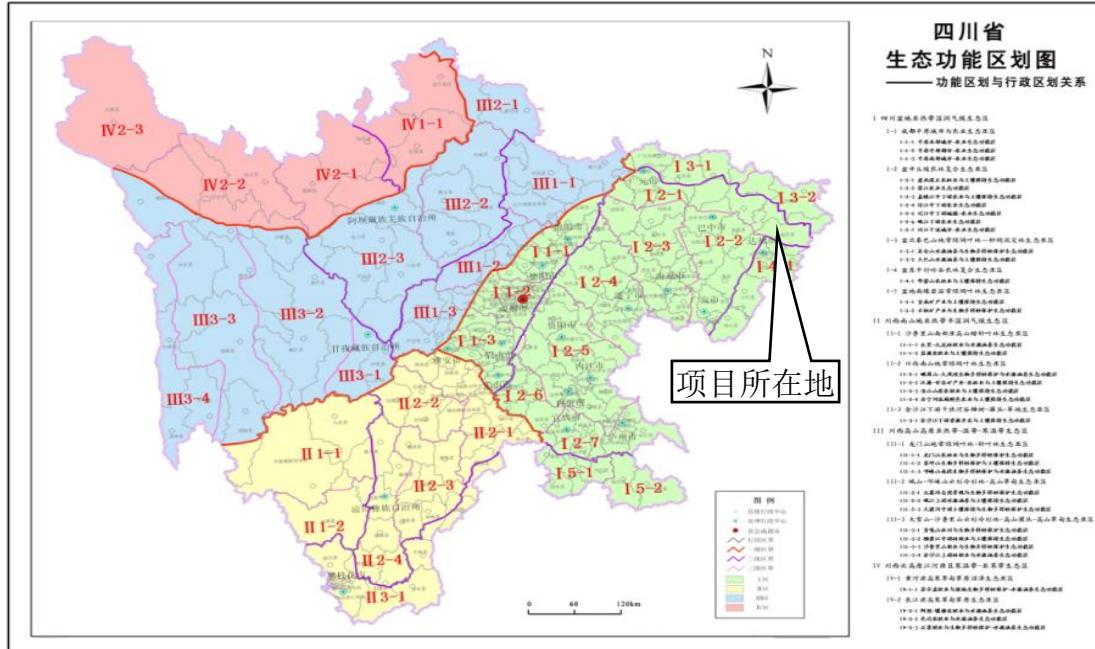


图 3.3-1 评价区生态功能区划位置图

3.3.2. 生态现状

区域植被人为干扰较为强烈，主要以农业生产为主，系统中物种种类少，营养层次简单，尚未发现珍稀动植物。场地内以适宜灌木林地和荒地生长的次生植被为主，主要包括马尾松灌丛和次生柏木、杉木等为主，荒地内近年失耕，无农作物生长。项目占地范围内不涉及国家级重点保护野生植物、四川省重点保护野生植物。

3.3.2.1. 土地利用现状

根据《达州市宣汉县土地利用总体规划（2006-2020年）调整完善方案》，2014年宣汉县土地总面积427193.22公顷。其中：农用地395170.36公顷，占土地总面积的92.50%；建设用地19074.00公顷，占土地总面积的4.47%；其他土地12948.87公顷，占土地总面积的3.03%。

1、农用地

宣汉县现有农用地395170.36公顷，受地貌类型影响，其主要为林地，面积为243544.57公顷，占农用地比例为61.63%；耕地面积为117129.67公顷，占农用地比例为29.64%，以旱地为主；园地3799.37公顷，占0.96%；其他农用地30696.75公顷，占7.77%。

2、建设用地

宣汉县的建设用地为19074.00公顷。城乡建设用地面积为17208.84公顷，

占建设用地总量的 90.22%，其中，农村居民点地面积为 14608.66 公顷，占城乡建设用地面积的 84.89%；交通水利用地和其他建设用地为 1724.63 公顷和 140.52 公顷，分别占建设用地总面积的 9.04% 和 0.74%。

3、其他土地

其他土地面积为 12948.87 公顷，其中，自然保留地面积为 4502.08 公顷，以荒草地为主，自然保留地占其他土地面积的 34.77%；水域面积为 8446.79 公顷，占其他土地面积的 65.23%。

本项目占地及周边 500m 范围主要为农用地、旱地、林地。本项目回收站利用现有井场预留空地建设，此用地已于 2023 年 11 月 9 日，取得了达州市自然资源和规划局《关于明 1 侧探井工程项目临时用地的批复》（达市自然资规函〔2023〕1469 号）及 2025 年 2 月 17 日，取得了达州市自然资源和规划局《关于双新 1X 预探井临时用地的批复》（达市自然资规函〔2025〕159 号）。根据该场地临时用地批复，本项目试采站 CNG 回收站区临时用地类型主要为农用地、建设用地等。

3.3.2.2. 区域植被类型

根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，项目所在区域属 IA3 (6) 川北深丘植被小区。

该小区位于盆地中部北侧，是大巴山地区向盆地内部方山丘陵过渡的地带，境内主要属单斜丘陵，海拔一般为 800m，相对高度 100~200m，地层多属白垩纪紫色砂岩与页岩互层，在此母质上发育的为紫色土，海拔 1000m 以上地区以黄壤为主。年平均温 16~17°C，1 月平均温 5~6°C，比川中方山丘陵区气温低，而年温差较大。年降水量在 1000 毫米以上，比川中方山丘陵区多，但季节分配不均匀，雾日较少，无霜期约为 290 天，有春早秋分、日照时数较多的特点。

自然植被主要为马尾松林、柏木林、栎类灌丛、亚热带草丛及其各种过渡类型。在个别海拔 1200m 左右的地方有石栎林、刺叶栎林、青㭎林。马尾松林多分布在深丘顶部砂页岩发育的黄壤地段上，灌木有米饭花、映山红、米碎花、铁仔，而在干燥生境下，则以映山红、火棘、栎类为主。柏木林多分布在深丘下部的紫色页岩地段上，形成疏林，混有化香、黄连木、油桐。栎类灌丛多分布在山顶，由麻栎、青冈、栓皮栎、烟管荚蓬、火棘、蔷薇、盐肤木、映山红、铁仔、

毛黄栌组成，为马尾松林和落叶栎林砍伐后形成的灌丛类型。柏木林再度砍伐后形成以黄茅、白茅、香茅为主的亚热带草丛，并散生着黄荆、牡荆、马桑、铁仔、短柄枹栎等植物。另外，本小区各地还有黑壳楠、红果钓樟、云南樟、宜昌润楠、山合欢、灯台树等植物。

栽培植被中大春作物本田以中稻为主，旱地以玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主，小春作物以小麦、豌豆为主，深丘上部种有马铃薯，多为一年二熟类型。由于地势较高，雨量分配不均匀，伏旱严重，农业布局必须因地制宜。有水利保证的田应栽水稻，主攻中稻，没有水利保证的田，种植旱粮，实行小麦、玉米、红苕连续套种。这样可以提高复种指数，做到高产稳产。在“以粮为纲，全面发展”方针指导下，要因地制宜地发展棉花、花生等经济作物。经济林水中梨、核桃产量大、质量好、栽培历史长，如苍溪雪梨和薄壳核桃都很著名，宜于大量发展。另外桑、油桐也是本小区重要经济林木，发展潜力很大。丘陵荒山要开展植树造林，种植黄荆、马桑、紫穗槐、马尾松、柏木等，增加植被覆盖率。

3.3.2.3. 植被现状

本项目评价范围内的植被类型，主要有马尾松、青冈、麻栎、野桐、盐肤木灌丛、马桑、黄荆、火棘、莢蒾、芒、白茅、耕地等植被，占地范围内不涉及国家保护野生植物和四川省重点保护野生植物。

1、马尾松群系 (Form.P.massoniana)

评价区的马尾松林为人工起源，马尾松是向阳、喜温暖的树种。多分布于酸性土上。评价区的马尾松 (P.massoniana) 林为人工起源，在评价区广泛分布。群落外貌翠绿色，林冠整齐。多为次生林或人工林。除部分幼林外，一般树龄差异大，树龄一般不超过 30 年。郁闭度 0.6~0.8。株高 10m~20m，胸径 6cm~30cm 左右。主要以马尾松纯林和马尾松、杉木混交林为主。乔灌层次分明，乔木层主要有马尾松、杉木、枫香、栓皮栎、麻栎等。灌木层种类较多，常见为多种米饭花、映山红、米碎花、铁仔、柃木、杜鹃、鹅掌柴、山矾 (*Symplocos*spp.)、木莓、川莓、悬钩子 (*Rubus*spp.)、火棘、马桑等。草本层主要有芒萁 (*Dicranopteris dichotoma*)、芒、苔草、麦冬 (*Ophiopogon japonicus*)、翠云草 (*Selaginella uncinata*)、蒿等。

2、马桑 + 黄荆 + 火棘 + 荚蒾灌丛群系
 (Form.*Coriarianepalensis*+*Vitexnegundo*+*Pyracanthafortuneana*+*Viburnumdilatatum*)

该群落多在林缘及砍伐迹地上出现，受人类活动干扰影响极大，群落结构不稳定，易向阔叶林演替。马桑、黄荆、火棘、荚蒾灌丛在评价区一些人类活动干扰较大的支沟内及居民点周围较为典型。群落灌木层组成种类较为庞杂，总盖度达60%以上，以马桑、黄荆、火棘、荚蒾为优势种，平均高度2.5m。其他灌木种类有杜鹃、盐肤木、野桐（*Mallotusjaponicus*var.*floccosus*）、川莓、山合欢、多种悬钩子、美丽胡枝子（*Lespedezaformosa*）、山胡椒（*Linderaasp.*）等多种灌木类型。

草本植物生长茂盛，分层明显。芒居于草本层第I亚层植物，高度约1.2m、千里光（*Senecios scandens*Buch.-Ham.exD.Don）、糙苏（*Phlomis umbrosa*）、白茅（*Imperata cylindrica* (Linn.) Beauv.）等居于第II亚层，高度30~60cm，车前（*Plantago asiatica*L.）、聚花过路黄（*Lysimachia congestiflora*Hemsl.）、蕺菜（*Houttuynia cordata*Thunb.）、葎草（*Humulus scandens*）等居于第III亚层，高度在20cm以下。另外还有多种蕨类植物如毛蕨（*Cyclosorus interruptus* (Willd.) H.Ito）、铁角蕨（*Asplenium trichomanes*）在草本层生长。

3、芒+白茅群落 (Form.*Miscanthus sinensis*+*Imperata cylindrica*)

芒、白茅草丛可出现在河谷、盆地、河漫滩上的阶地、山地、丘陵及海滩地带。在四川各地分布十分广泛。由于芒、白茅的生活力很强，因而可以在不同的生境条件下出现。芒、白茅对土壤的酸碱度要求亦不严格，因此在石灰岩为基岩发育的石灰土或砂页岩等发育的酸性土上都有分布。在撂荒地上，首先遇到的就是芒、白茅草丛，在一些地段上，白茅生长密集，地下茎很发达，相互交织成网，其他植物很难侵入，可以形成几乎是纯白茅的草丛。评价范围及周边芒、白茅草本层的高度为60-300厘米，层覆盖度在70%-90%之间。其伴生植物有五节芒、野古草、斑茅、婆婆针、飞蓬、蛇莓、夏枯草、黄背草、铁扫帚、歪头菜、贯叶连翘等，在群落中散生有少数灌木，如美丽胡枝子、山豆花及麻栎、白栎幼树等。

项目评价范围陆生植被现场照片见图4.3-1。



图 3.3-2 陆生植被现场照片

3.3.2.4. 野生动物资源现状

项目所在地周边人为活动较频繁，区域动物主要是常见的两栖类、爬行类、鸟类和小型兽类等物种，如蛇、青蛙、田鼠及其它一些爬行动物、鸟类等，在项目评价范围，未发现属于国家级保护和四川省级保护的野生动物及栖息地，无珍稀濒危、特有物种及极小种群等重要物种分布，无重要生境分布，也无重要野生动物的迁徙通道。

3.3.2.5. 水土流失现状

根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》，本项目涉及《公告》中“附件 1 达州市水土流失重点防治区划分表”中所列生态分区中“II区-重点治理区”，涉及水土流失重点治理区。根据建设单位在宣汉县区域建设情况，目前未发现受天然气开采影响流失明显加剧。综上，评价区域无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域，不涉及重要生境。评价区域为主要农田生态系统及普通林地，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复。评价区生产力水平较差，主要是受到人类干扰严重的耕地、林地和灌草地、建设用地等用地类型，动植物物种以

及生物体的数量较少，食物网简单，即生态系统结构较简单。

4. 环境影响预测与评价

生态环境调查采用资料复用及现场调查相结合的方法，主要通过收集项目所在行政区域已有的林、水、渔、国土等有关的陆地野生动植物资源、重要水生物资源、生态功能区划、敏感生态保护目标、土地资源利用等可以反映生态现状或背景的资料并对项目通过区域实际踏勘、核实收集资料的准确性。

4.1. 施工期生态环境影响预测及评价

4.1.1.施工影响分析

本项目主要依托现有井场预留空地建设，因此对生态环境的影响较小，主要表现为站内开挖管沟、敷设管道、停放车辆等工程活动对土壤环境的破坏等。若管理措施措施不当，工程活动可能形成新的侵蚀起点，从而加重当地的水土流失，并影响农业生产，使当地农民的收入受到一定的损失。

1、对地类变化的影响分析

本项目回收站占地面积约为 1818m²（利用现有井场预留空地建设）。项目不涉及新增占用永久基本农田，不涉及基本农田保护区，符合基本农田保护相关规范及要求。

对于工程的临时占地，虽然工程临时占地对土壤结构有一定不利影响，但这种影响在试采结束后，可通过复耕、复垦恢复使用，不会对区域耕地面积造成减少的影响；乔木林地通过覆土、恢复植被等工程和植物措施进行恢复。因此，临时占地所造成的影响是短期的，局部的，不会对临时征用的土地利用性质和功能、土壤的理化性质、土地利用格局等造成显著影响。从宏观整体区域看，林地、耕地面积分布较广，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。在试采结束后进行迹地恢复工程建设对土地利用的不利影响也会逐渐消失。

2、主要工程活动对生态环境的影响分析

站内管线不涉及翻越山体。施工活动不会涉及自然植被破坏，工程施工过程可能造成少量的水土流失。此外，开挖管沟产生的弃土石方处理不当，也会对生态环境造成影响。

由土地占用情况可知，本项目占地均为临时占地，临时占地由于施工机械的

碾压、施工人员的践踏、土体的扰动等原因，施工区域的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续2~3年，通过科学复垦及土壤培肥，可以恢复到原来水平。

3、对陆生植物的影响分析

评价区内的植物都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工不会对会消除施工区内的植物个体，使相关种类的个体数量减少，但受影响的个体数量非常有限，工程建设不会造成相关区域植物种群数量的明显改变，不会造成植物种类的减少和植物区系的改变。工程运行期间，不会对植物资源造成任何影响。

4、对野生动物的影响分析

(1) 对两栖爬行类动物的影响

两栖爬行动物一般在冬季冬眠，或经历一段休眠期，在物种的出现和行为方面表现出季节性。在冬季施工时，遇到两栖爬行动物的几率较小，对其直接造成的损害几乎没有，严格控制施工范围，禁止站外施工，就能降低对两栖爬行动物的影响范围。由于两栖爬行类在评价区范围内种类不多，分布数量较少，故管道工程施工对其影响较小。

(2) 对鸟类动物的影响

①工程施工时，施工人员对野生鸟类可能的捕杀会影响到鸟类的种类与数量，甚至会影响珍稀野生动物种类的存在。

②施工期如处在野生鸟类的繁殖季节，则会影响到野生鸟类的生殖繁衍。但施工期一般只有2~4个月，只要加强管理，工程对鸟类的影响是可控的。

(3) 对陆生脊椎动物的影响

本项目在管道施工期间由于车辆机具的运行及施工人员的活动等，会对管道所在地区的野生动物特别是第一类适应顶级群落的动物产生惊扰而使其躲避或暂时迁移。因此第一类适应顶级群落的动物可以避开施工干扰区，从而减小对其的影响。

施工地段的阻隔也可能使一些陆行动物暂时失去迁移行走的通道，但通过调查，未发现重要动物通道；同时，本项目施工期一般只有2个月，施工完毕即可恢复正常，不会影响动物存活及种群数量；施工过程中，人为干扰如施工人员滥捕乱猎等现象的出现，将直接影响到这一地区的某些野生动物种群数量。这种影

响可通过加强对施工人员的宣传教育和管理得到消除；施工活动将对动物的生境造成一定破坏，施工区域内自然植被的破坏，会使一些野生动物失去小量觅食地、栖息场所和活动区域，但由于工程建设区域为现有井站用地，所以生境破坏不会对动物的生存和繁殖造成明显影响；同时，工程影响是短期的，施工结束后将进行土地复垦和植被恢复，多数动物有重返原有生存环境的条件和可能。

总之，项目建设不会使项目所在地区野生动物物种数发生变化，其种群数量也不会发生变化。

（4）对水生生物的影响

本项目不涉及对河流、沟渠、溪流的穿跨越。因此本项目施工对水生生物无影响。本次环评要求施工期施工入厕生活污水依托经生态环保厕所收集处理后拉运至君塘镇污水处理厂处理。施工废水经处理后回用，固体废物及时清运、妥善处置，禁止将生活污水、施工废水、固体废物排入或倾倒至附近沟渠、溪流中，采取上述措施后，施工对水生生物产生的影响很小。

5、土壤侵蚀和水土流失的影响

本项目管道工程主要为站内管道施工，开挖土石方量较小，场内实现土石方平衡，因此产生的水土流失影响较小。但管沟开挖等建设将破坏原有相对稳定的地貌，使土壤结构疏松，诱发或加剧土壤侵蚀危害。

一般而言，施工期土壤侵蚀的影响待施工结束后基本消除；营运期地表复原后，只要严格实施相应的水土保持措施，不会造成新的土壤侵蚀。本项目施工时段，且遵循边开挖边回填的作业工序要求。本项目水土流失时段划分为施工期和运营期，其中管道建设水土流失主要集中在施工期。由于管道施工为站内管道，用地为现有井站用地，施工结束后临时性工程占用的土地可恢复原状，营运期对地表植被影响不大。因此，本次评价水土流失预测时段按不同施工项目扰动持续时间各异，管沟开挖拟定为约1个月。

综上，水土流失量主要发生在站内管道工程扰动区内，对局部地区而言，新增土壤侵蚀量不大。

6、施工期主要生态环境影响分析

本项目的建设将改变项目地区部分土地的利用性质；造成生物量的减少；管道施工开挖土方引起土壤结构、土壤紧实度、土壤养分变化；同时，防腐材料和

施工废弃物也会对土壤的理化性质产生影响；项目评价范围内无珍稀野生动物分布，也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感场所；工程建成后不会对整个评价区的生态完整性产生影响，生物多样性的影响也很小，属可接受范围；工程的建设不会造成物种缺失，不会影响生物迁徙和物质能量流，也无须预留通道；该项目涉及的生态系统的结构和功能没有受到影响，在干扰之后可以较好的恢复，没有显著的生态问题。

4.1.2.运营期影响预测

1、对土地利用类型的影响

本项目试采期不涉及新增占地，不会直接改变土地利用方式，项目运营不会改变评价区内现有的土地利用的基本格局。

2、对植被的影响

本项目回收站利用现有井场预留空地建设。项目所在区域周边主要植被类型主要有马尾松、青冈、麻栎、野桐、盐肤木灌丛、马桑、黄荆、火棘、莢蒾、芒、白茅、耕地等植被。构成这些植被类型的种类为适应该区域的物种，具有种群数量大、适应性强的特点。项目建设过程不会占用周边植被，不会造成区域植被类型分布状况和植物群落结构的改变。

3、对野生动物的影响

本项目回收站利用现有井场预留空地建设。本项目试采期不涉及新增占地，有人值守，试生产期间的人员活动、噪声、放空、生产废弃物可能间接对陆生野生动物产生一定影响，其生境在某种程度上会受到一定的影响，但在周边也可以找到相同或相似生境，可迁移到合适生境中生活，对其生存不会造成威胁。同时项目区现有土地开发利用程度较高，野生动物组成比较简单，种类较少，多为已经适应人类生产生活等环境的鸟类和小型啮齿类动物，项目试采期间，要加强对巡检人员教育宣传，严禁非法捕杀野生动物，将对其影响降到最低。

4.2. 地表水环境影响分析

4.2.1. 施工期地表水环境影响分析

施工期对地表水环境的影响主要是施工人员生活污水、管道试压废水，生活污水污染物以 BOD_5 、COD、氨氮、SS 为主，试压清管用水为清洁水，试压清管废水污染物以 SS 为主。

(1) 生活污水

施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。

施工人员产生的生活污水主要为冲洗厕所和日常洗浴产生的废水，主要污染物为 SS、COD、动植物油、氨氮等。施工人员按 10 人计，根据来源于四川省人民政府关于印发《四川省用水定额》的通知（川府函〔2021〕8 号）中生活用水 130L/人·d，计，生活污水用水量为 1.3m³/d，生活污水产生系数 80%，则施工期生活污水排放总量约 1.04m³/d，本工程施工期 1 个月（30 天），合计产生生活污水约 31.2m³。

生活污水中的主要污染物及其浓度一般为 COD: 400mg/L、NH₃-N: 30mg/L、SS: 250mg/L、BOD₅: 200mg/L。

建设项目施工阶段的主要水污染物及其产生量见表 4.2-1。

表 4.2-1 施工期生活污水污染物产生量

序号	废水种类	产生量 (m ³ /d)	污染物	产生浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)
1	生活污水	1.04m ³ /d	COD	400	0.416
			BOD ₅	200	0.208
			氨氮	30	0.031
			SS	250	0.26

(2) 试压清管废水

站内管道试压前，采用氮气将管道内杂质全部清除完毕，管线吹扫合格标准为：以开口端不再排出杂物为合格。

管道采用洁净无腐蚀性的清洁水进行管道试压，用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，站内管道试压废水产生总量约 1.5m³，污染物 SS 浓度按 70mg/L 计，则 SS 产生量为 0.105kg。试压清管用水为洁净水，试压清管废水经管道出水口排入沉淀池（2m³），经沉淀后回用于场地施工机械洒水降尘，不外排。

4.2.2. 运营期地表水影响分析

4.2.2.1. 评价等级

本项目为水污染影响型建设项目，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）表 1，本项目地表水环境影响评价等级判定如下：

表 4.2-2 水污染影响型建设项目评价等级判定表

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m³/d)；水污染物当量数 W/ (量纲一)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	--

注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染的污染物当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m³/d，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m³/d，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

根据工程分析，本项目施工期施工队伍就近租住居民房屋，现场不单独设置施工营地。施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。回收站试采期间采出水进入污水罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后输送至回注站回注处理，不外排；工作人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。因此，本项目废水均不直接外排。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目建设项目》（HJ

349-2023)、《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)相关规定,确定本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

4.2.2.2. 评价内容

本项目地表水评价等级为“三级 B”。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018), 7.1.2 水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测评价可不进行水环境影响预测, 其评价内容包括:

- ①水污染控制和环境影响减缓措施有效性评价;
- ②污水处理设施依托可行性评价。

4.2.2.3. 地表水评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018) 中第 5.3.2.2 条规定, 并结合项目实际情况, 本次环评地表水环境影响评价不作预测评价, 仅对污水、废水的产生情况和采出水处理依托可行性等进行说明, 并进行简单的环境影响分析。

4.2.2.4. 废水污染物产生、治理及排放

拟建项目运营期生产废水主要为临时值守人员产生的生活污水, 采出水及放空产生的少量放空分离水。

(1) 气田采出水

回收站天然气经站内气液分离后, 单井采出水产生量约 5m³/d, 本项目明 1 侧井、双新 1X 井采出水量共计约 10m³/d, 年产生量约为 3600m³/a, 根据工程分析, 污染物浓度为 pH 6.5、COD 2129mg/L、氨氮 166mg/L、氯化物 11400mg/L、石油类 80.3mg/L、钡 3.46mg/L。采出水进入回收站建设的污水罐(1 个, 50m³)暂存, 暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站(1 号气田水处理站)达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) (本项目参照执行) 中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注, 待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后, 废水可管输至普光 3 井回注站回注, 不外排(注: 回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定), 对地表水环境影响较小。

(2) 检修废水

回收站每年需进行 1~2 次装置设备检修, 检修设备时将产生清洗废水, 其用水量约 2m³/次·年, 产生废水 4.0m³/a, 主要污染物有 SS, 检修废水暂存于回

收站建设的污水罐（1个， 50m^3 ），暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

（3）生活污水

回收站劳动定员8人，人均用水定额为 $130\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ （来源于四川省人民政府关于印发《四川省用水定额》的通知（川府函〔2021〕8号）），则生活用水为 $1.04\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水排放量按用水量的80%计，则运营期生活污水排放量为 $0.832\text{m}^3/\text{d}$ 。类比调查同类型项目，生活污水主要污染物成分及浓度为： BOD_5 $200\sim250\text{mg/L}$, COD_{Cr} $400\sim500\text{mg/L}$, $\text{NH}_3\text{-N}$ $40\sim140\text{mg/L}$, SS $500\sim600\text{mg/L}$, 动植物油 $2\sim10\text{mg/L}$ 。值守人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。

4.2.2.5. 生活污水处置可行性分析

本项目运营期间生活污水产生量 $0.832\text{m}^3/\text{d}$ ，且水质简单，采用生活污水预处理池收集处理后由密罐车拉运至周边就近生活污水处理厂处理。

本项目生活污水采用的处理措施为中石化在川东北地区回收站生活污水常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气回收站场工程项目中广泛应用，运行稳定可靠，生活污水均能得到有效处理，因此，生活污水的处置措施合理、可行。

4.2.2.6. 采出水处理措施依托可行性

本项目回收站采出流体经过两相分离装置进行气液分离，分离出的气相经过分子筛脱水撬进一步分离，分离出的采出水进入污水罐，主要污染物均为氯化物、 COD 、石油类、钡等，采出水及检修废水利用站内设置的污水罐进行暂存，本项目回收站设置1个污水罐（容积 50m^3 ），本项目采出水总最大产生量约 $10\text{m}^3/\text{d}$ ，气田采出水进入回收站建设的污水罐（1个， $50\text{m}^3/\text{个}$ ）暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根

据回注井回注压力峰值确定），不排入地表水体。

1、赵家坝污水处理站基本情况及环保手续

根据《普光气田开发工程环境影响报告书》及《中国石化普光气田开发工程（主体）竣工环境保护验收调查报告》，普光气田开发工程建设赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）1座，位于净化厂厂内南侧，集气末站北侧，永久占地0.52hm²，污水处理系统采用“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺，设计处理能力800m³/d。处理装置主要有污水池、污水接收罐、污水回收罐、提升泵、压力沉降罐、缓冲罐、事故罐、过滤罐和空间除硫装置等。2015年对赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）进行改造工程，原处理工艺、规模均不变，进行加药系统改造、污泥系统升级改造、废气回收与处理系统改造和相关配套处理，改造工程于2015年4月20日取得了宣汉县环保局环评批复（宣环审〔2015〕33号），2016年完成验收。赵家坝污水处理站自投入运行以来，运行状况良好，出水水质能够满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）标准要求。

2、普光7井回注站基本情况及环保手续

回注层位为飞仙关组，注水井段6109.0m-6313.9m，回注储集空间54.65万m，注水压力约为40MPa，污水回注设计规模为300m²/d，目前回注量为200m²/d，回注压力峰值约为22MPa。设计总回注空间54.65万m³，已回注量5万m³，剩且回注空间49.65万m³。回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

3、普光11井回注站基本情况及环保手续

回注层位为飞仙关组，注水井段5546.5m-5754.4m，回注储集空间132万m，注水压力约为35MPa，污水回注设计规模为300m²/d，目前回注量为200m²/d，回注压力峰值约为12.5MPa。设计总回注空间132万m³，已回注量65万m³，剩且回注空间67万m³。回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

4、气田水回注水质可行性分析

本项目运营期试采的气田采出水和清管检修废水主要依托赵家坝污水处理站（1号水处理站）和毛开1、普光7井、普光11井、普光3井回注站处理和回

注。根据建设单位运行情况可知，目前普光3井回注站因检修已停止回注。因此，本项目气田采出水经赵家坝污水处理站（1号水处理站）处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中回注水质要求后主要利用罐车将气田水运输至毛开1、普光7井、普光11井回注处理，不外排。本次评价根据回注站剩应回注量，本项目废水回注站可主要依托普光7井、普光11井进行回注。

回注站回注井由表层套管、技术套管、油层套管及回注套管等四层同心管组成，杜绝回注气田水渗透到其他地层，并且采用卡封注水，避免废水上窜污染地下水，确保污水回注安全气层。普光7井、普光11井封闭性及井筒完整性良好，同时普光7井、普光11井回注站已稳定运行多年，地下空间结构稳定，运行期间未检测到地下空间发生结构变化。

建设单位制定了《普光7井回注站应急处置程序》、《普光11井回注站应急处置程序》，明确了生产一线和管理部门在事故应急处理中的职责，污水池、污水罐区周边设置截水沟，可将泄露的气田水截留收集至污水池，污水池及井场主要区域采取了防渗措施。

因此，本项目清管废水、气田采出水由赵家坝污水处理站（1号水处理站）通过“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺处理，处理后能够满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中回注水质要求，并通过普光7井、普光11井回注地层。

同时，根据建设单位运行情况可知，普光7井、普光11井回注站已稳定运行多年，剩余总回注量大于本项目试采废水产生量，综上所述，本项目采出水处理措施依托可行。

6、运输方式及运输线路合理性

（1）沿途环境敏感目标调查

本项目回收站位于达州市宣汉县***，项目试采产生的气田水及检修废水处置方式为罐车运送至赵家坝污水处理站（1号水处理站）处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

赵家坝污水处理站位于四川省达州市宣汉县普光镇普光天然气净化厂内，位于本项目东北侧，距离明 1 侧井井站直线距离 19.2km；普光 3 井回注站位于达州市宣汉县黄金镇斑竹村 3 组，普光 7 井回注站位于达州市宣汉县毛坝镇 6 村，普光 11 井回注站位于达州市宣汉县普光镇，位于本项目试采站及赵家坝污水处理站东北侧，本项目废水回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定。

根据调查，本项目采出水及检修废水运输路线周边涉及的环境敏感目标主要为后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区。

本项目位置周边环境敏感目标位置相对关系见下图：

图 4.2-1 本项目位置、污水处理站位置、环境敏感目标位置相对关系图

(2) 废水运输线路

采出水及检修废水利用站内设置的污水罐进行暂存，在试采前期地层水产生量较大时应加密转运，及时拉运能保证站场污水罐对项目废水的收纳，后期随着地层水产量的减小可根据实际情况调整转运计划。站场设置的污水罐位于重点防渗区，做好污水罐的保养检查，杜绝污水泄漏；本项目采出水及检修废水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1 号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光 3 井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。应做好采气废水转运计划，确保废水得到有效处置。

回收站至赵家坝污水处理站线路为：从回收站出发，沿现有乡村道路向西北方向行驶约 5.5km 进入 G65，后沿 G65 向东北方向行驶 17.8km 进入达普光天然气净化厂（赵家坝污水处理站）。

图 4.2-2 本项目废水拉运线路图（全程）

本项目气田采出水转运路线主要涉及的敏感区位后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区，根据实际情况，本项目采出水转运路线必须跨越后河，为了避免对水产种质资源保护区产生影响，于保护区下游 1.1km 处桥梁跨越后河。

本项目废水拉运路线与敏感区的位置关系见下图：

图 4.2-3 本项目废水拉运路线与后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区位置关系图

(3) 废水拉运环保要求

2010年11月25日，中华人民共和国农业农村部公布第四批国家级水产种质资源保护区名单，后河特有鱼类水产种质资源保护区被列为国家级水产种质资源保护区名单。2013年中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司拟建设普光3井回注工程，将赵家坝污水处理站处理达标后的污水由罐车运送至普光3井回注站进行回注处理，并组织编制了《普光3井回注工程环境影响报告表》，报告表论证了运输路线的可行性，并于2013年10月24日取得了原四川省生态环境保护厅环评批复（川环审批〔2013〕634号），批复提出，加强废水运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放。

根据调查，因赵家坝污水处理站、普光3井、普光7井、普光11井回注站已投运多年，本项目废水拉运路线选取了县道、国道等线路路况良好的路段，为减缓废水拉运跨越后河特有鱼类水产种质资源保护区的环境风险，本次评价提出：加强废水运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放。加强对废水罐车司机的安全教育，罐车行驶至毛坝后河大桥时，按照要求放慢行驶速度。废水转运过程严格执行联单制度，全程采用密闭罐车运输，罐车安装了GPS定位跟踪等系统，及时将转运联单报当地生态环境局备案。同时根据调查，目前赵家坝污水处理站、普光3井、普光7井、普光11井回注站转运至今，未发生环保事故。

(4) 废水运输保障性分析

为保障废水在运输途中不发生泄漏及人为偷排现象，中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司已建立了专门的废水运输保障的“五联单”制度（即出站单据、进站单据、回注量单据等）。同时，建设方还对拉运车辆加设了GPS监控设施，严格管控了拉运车辆的运输路由。该制度在各地广泛使用，具有良好的可操作性和实用性，能确保废水的运输安全。

此外，因本项目至污水处理站沿途主要以路况较好的县道、国道为主，建设单位在实际操作过程中，应严格要求运输作业，加强对司机的环境管理要求，加强对运输人员的培训教育，对运输设备定期检修维护。在行驶过程中要求司机提高注意力，缓慢行驶，遵守不超载、不超速、行车安全第一的要求。

4.2.2.7. 废水收集、储存、管理及可行性

1、废水收集、储存措施及可行性分析

本项目采出水及检修废水利用站内设置的污水罐进行暂存，单个污水罐容积为 50m³。本项目采出水及检修废水产生量约 10m³/d，约 3 天转运 1 次，储罐密闭且污水罐区作重点防渗处理，防止污水泄漏污染土壤和地下水，废水收集、储存设施可行。

2、废水分流管理可行性分析

本项目新建明 1 侧井回收站，站内设置 1 个污水罐暂存气田采出水及检修废水，为了避免污水罐储存过程中造成环保事故，本环评对站内采出水储存提出如下管理措施：

- A、井场实施清污分流，清污分流管道完善畅通，能确保气田采出水和检修废水暂全部进入放空分液罐及污水罐中暂存。
- B、禁止气田采出水外排。
- C、现场人员需定期对污水罐渗漏情况进行了巡检，及时发现并处理放空分液罐及污水罐破损泄漏等情况。

3、废水转运管理措施

本项目为新建试采站，依托的赵家坝污水处理站、普光 3 井、普光 7 井、普光 11 井回注站已运行多年，根据调查，建设单位针对废水转运已采取的管理措施如下：

- A、建立单位已与当地政府、生态环境局等相关部门建立了联络机制，若有险情发生，能做到及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，能做到及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。
- B、对承包废水转运的承包商实施了车辆登记制度，为每台车安装了 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台。
- C、转运过程做好了转运台账，严格实施了交接清单制度，建立了废水转运五联单制度；加强了罐车装载量管理，未超载运输。
- D、加强了对废水罐车司机的安全教育，并定期对罐车进行了安全检查，均遵守了交通规则，项目运行至今，未发生交通事故。加强了对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，并吸收了一批技术过硬、经验丰富、工作认真负责的运输人

员。加强了对废水罐车的管理，项目运行至今，未发生人为原因造成的废水外溢。

E、转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，已放慢了行驶速度。

F、废水转运避开了暴雨时节。

G、废水承运单位在开展运输工作之前，已对运输人员进行了相关安全环保知识的培训，废水运输车辆、装卸工具均符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中未发生溢出和渗漏。未发生任意倾倒、排放或向第三方转移废水的现象。

H、废水承运人员进入井场装卸废水，遵守了中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，未擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。废水车辆运输严格执行了签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期未少于二年。

4.2.2.8. 小结

本项目运营期无废水外排，且随着采气试采，废水产生量将更小，水质简单，去向明确。本项目运营期新建的污水罐和配套环保设施处理能力满足本项目需求，废水收集处理工艺在川东北气田开发区块已运行多年，效果稳定可靠，未发生过处理不佳导致环境污染的事故发生。因此，本项目运营期气田采出水不会对地表水环境造成不良影响。

综上所述，在严格落实各项污染防治措施的前提下，本项目运营期对周围地表水环境影响较小。

表 4.2-3 地表水影响评价自查表

附表工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	影响因子	直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
评价等级		持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	数据来源	
		排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放 <input type="checkbox"/> 数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开发利用状况	调查时期	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input checked="" type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
水文情势调查	调查时期	数据来源	
	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位

附表工作内容		自查项目		
		丰水期□; 平水期□; 枯水期□; 冰封期□ 春季□; 夏季□; 秋季□; 冬季□	/	
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 (/) km ²		
	评价因子	(/)		
	评价标准	河流、湖库、河口: I类□; II类□; III类 <input checked="" type="checkbox"/> ; IV类□; V类□ 近岸海域: 第一类□; 第二类□; 第三类□; 第四类□ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期□; 平水期□; 枯水期□; 冰封期□ 春季□; 夏季□; 秋季□; 冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□: 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□: 达标□; 不达标□ 水环境保护目标质量状况□: 达标□; 不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□: 达标□; 不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□		
	预测范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	预测因子	()		
影响预测	预测时期	丰水期□; 平水期□; 枯水期□; 冰封期□		

附表工作内容		自查项目			
影响评价	预测情景	春季□；夏季□；秋季□；冬季□			
		设计水文条件□			
		建设期□；生产运营期□；服务期满后□			
		正常工况□；非正常工况□			
	预测方法	污染控制和减缓措施方案□			
		区（流）域环境质量改善目标要求情景□			
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	数值解□；解析解□；其他□			
		导则推荐模式□；其他□			
	水环境影响评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□			
		排放口混合区外满足水环境管理要求□			
		水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□			
		满足水环境保护目标水域水环境质量要求□			
		水环境控制单元或断面水质达标□			
		满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□			
		满足区（流）域水环境质量改善目标要求□			
		水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□			
	污染源排放量核算	对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□			
		满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□			
		污染物名称	排放量/ (t/a)	排放浓度/ (mg/L)	
		(COD、NH ₃ -N、TP)	(/)	(/)	

附表工作内容		自查项目				
	替代源排放情况	污染源名称 ()	排污许可证编号 ()	污染物名称 ()	排放量/ (t/a) ()	排放浓度/ (mg/L) ()
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m				
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ; 生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ; 区域削减 <input type="checkbox"/> ; 依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
		监测点位	()		()	
	监测因子	()			()	
	污染物排放清单	<input type="checkbox"/>				
	评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>				

注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。

4.3. 地下水环境影响分析

4.3.1. 总论

4.3.1.1. 评价目的与任务

1、评价目的

为分析项目可能对地下水环境产生的影响，并提出有效缓减措施，根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的有关规定，该项目在进行环境影响评价时，需对地下水环境影响进行相应评价。

本项目地下水环境影响评价的目的如下：

- 1) 结合资料调研和实地调查，掌握拟建项目地区水文地质条件，查明环境现状；
- 2) 根据工程建设、运行特点，对拟建项目的地下水环境影响要素进行分析和识别，预测工程建设可能对地下水环境产生的影响，评价其影响程度和范围及其可能导致的地下水环境变化趋势；
- 3) 针对项目建设可能产生的不利影响，提出针对性的防治对策或减缓措施，使工程建设带来的负面影响降至最低程度，达到项目建设和环境保护的协调发展；
- 4) 从地下水环境保护角度论证项目建设的可行性，为工程建设决策和环境管理提供科学依据；
- 5) 根据工程环境影响特点，对其地下水环境管理及环境监测计划提出要求，为项目的设计和环境监督管理提供科学依据。

2、评价任务

- 1) 收集工程所在区域的地表水、地下水、土壤及生态现状资料，以及与环境水文地质条件、环境水文地质问题、地下水污染源有关的资料。

2) 调查工程区域地下水环境现状

水文地质条件：包括地层岩性、地质构造、地貌特征；包气带岩性、结构、厚度；含水层的岩性组成、厚度、渗透系数和富水程度，隔水层的岩性组成、厚度、渗透系数；地下水类型、地下水补给、径流和排泄条件。

地下水开发利用情况：集中供水水源地和水源井的分布情况，地下水现状监

测井的情况。

环境水文地质问题：包括原生环境水文地质问题（天然劣质水分布状况，以及由此引发的地方性疾病等环境问题）；地下水开采过程中水质、水量、水位的变化情况，以及引起的环境水文地质问题。

地下水潜在污染源：包括工业污染源、生活污染源、农业污染源。

3) 针对潜水和可能受建设项目影响的有开发利用价值的含水层布设地下水环境现状监测点，开展地下水位、地下水水质现状监测。

4.3.1.2. 评价内容与评价重点

(1) 评价内容

地下水环境的现状调查、监测与评价，以及工程实施过程中对地下水环境可能造成的直接和间接危害（包括地下水污染、地下水流场变化）的预测与评价，并针对其造成的影响和危害提出防治对策。

(2) 评价重点

结合工程的特点及区域环境特征，确定本次评价工作重点为：建设项目周边水文地质特征调查、地下水环境污染模拟预测及评价、地下水环境污染防治措施及建议。

(3) 评价标准

根据地下水功能区划，本项目地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。具体标准值见下表。

表 4.3-1 项目地下水执行标准

污染物	标准限值	污染物	标准限值
钾	/	氰化物	≤0.05mg/L
钠	≤200mg/L	砷	≤0.01mg/L
钙	/	汞	≤0.001mg/L
镁	/	铬(六价)	≤0.05mg/L
碳酸根	/	总硬度	≤450mg/L
重碳酸根	/	铅	≤0.01mg/L
Cl ⁻	/	氟化物	≤1mg/L
SO ₄ ²⁻	/	镉	≤0.005mg/L
氯化物	≤250mg/L	铁	≤0.3mg/L
硫酸盐	≤250mg/L	锰	≤0.1mg/L
pH	6.5≤pH≤8.5mg/L	溶解性总固体	≤1000mg/L

污染物	标准限值	污染物	标准限值
氨氮	≤0.5mg/L	耗氧量	≤3mg/L
硝酸盐（以 N 计）	≤20mg/L	总大肠菌群	≤3MPN/100mL
亚硝酸盐（以 N 计）	≤1mg/L	细菌总数	≤100CFU/mL
挥发酚	≤0.002mg/L	石油类	≤0.05mg/L

4.3.2. 地下水环境影响识别

本项目为明 1 侧井天然气回收利用项目，不涉及钻井工程，因此不对钻井过程地下水影响进行分析。

4.3.2.1. 项目污染源污染途径识别

根据项目工程分析，本项目施工期和运营期可能造成的地下水污染途径包括：

(1) 施工期

本项目天然气回收利用项目施工期会产生试压清管废水和生活污水。本项目试压废水经沉淀处理后回用于场地施工机械洒水降尘；施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。本项目施工期各废水均得到合理处置，对地下水环境影响很小。

(2) 运营期

①正常状况下：罐体及地坪均进行了防渗处理，因此泄漏损失很小。

②非正常状况下：污水罐破损发生泄漏，使废水泄漏进入地下水系统。

4.3.2.2. 项目污染因子识别

按照地下水导则要求，对照地下水质量标准、地表水环境质量标准以及生活饮用水卫生标准中含有的水质指标因子，本项目特征污染物包括：CODMn、石油类、氯化物、钡等。

根据本项目工艺特征及产污环节，各类废水污染物统计见表。

表 4.3-2 本项目污染物一览表 单位：mg/L

渗漏情景	泄漏位置	污染物种类	污染物浓度 (mg/L)
非正常状况下	污水罐底泄漏	CODMn	605 (注 1)
		氯化物	11400
		石油类	80.3
		钡	3.46

4.3.3. 地下水影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下

水环境的现状，反应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。建设项目地下水环境调查评价范围的确定可采用公式计算法、查表法及自定义法。

(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。

表 4.3-3 地下水环境调查评价范围参照

评价等级	调查评价面积 (km ²)	本项目
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地水文地质条件确定。

通过区域水文地质资料，结合现场调查，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，因此本次评价范围的边界根据公式计算法及自定义法确定，项目区地下水自西北向东南方向流，受到项目右侧山脊线的影响，地下水水流向西南方向流，汇入州河。因此，最终得到本项目调查评价范围为：评价区西侧、北侧、南侧、东侧以分水岭为边界，本次选取自定义法确定本项目地下水环境影响评价范围约为 10.4km²。本项目调查评价范围见下图。

图 4.3-1 本项目地下水影响评价范围图

4.3.4. 地下水环境保护目标

地下水环境保护目标是指潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《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。

通过对项目所在区域地下水、地表水及水文地质资料调查，本项目所在区域位于达州市宣汉县君塘镇，评价区含水层主要为碎屑岩裂隙孔隙水和基岩裂隙水。本次地下水环境保护目标为含水层及居民水井。

项目区地下水主要受大气降水补给，动态特征表现为受降雨和季节控制，变化较大。动态成因属雨水型。区内 5~9 月为丰水期，11 月至次年 4 月为枯水期，丰水期的地下水位随不同微地貌地段而不同。经调查，本项目场站地下水评价范围内有部分农户水井作为分散式饮用水源（共计 10 口水井）。统计结果如下表。

表 4.3-4 主要地下水保护目标一览表

序号	经度	纬度	类型	海拔 (m)	水面至 井口 (m)	水位 (m)	服务人口 (人/户)	出露 层位	与本项目相对位 置关系	
									相对 方位	距离 (m)
1			浅井	671	4.20	666.80	2 户 7 人	J3P1	SW	420
2			浅井	649	5.50	643.50	2 户 7 人	J3P1	SE	673
3			浅井	640	4.90	635.10	1 户 4 人	J3P1	SE	831
4			浅井	653	4.70	648.30	2 户 6 人	J3P1	SE	1028
5			浅井	419	5.10	413.90	3 户 10 人	J3P1	SW	1680
6			浅井	667	5.30	661.70	1 户 3 人	J3P1	SW	420
7			浅井	632	4.90	627.10	2 户 6 人	J3P1	SE	877
8			浅井	548	6.20	541.80	2 户 7 人	J3P1	SW	1058
9			浅井	510	6.60	503.40	2 户 6 人	J3P1	SW	1176
10			浅井	640	7.50	632.50	3 户 10 人	J3P1	SE	1168

4.3.5. 区域地下水环境现状调查

4.3.5.1. 地层结构

根据建设单位提供资料，项目所在区域自上而下发育侏罗系上沙溪庙组、下沙溪庙组、千佛崖组、自流井组、三叠系须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组，二叠系大隆组、吴家坪组。明 1 侧井、双新 1X 井目的层均为***，地层序列及岩性简述如下。

（1）上沙溪庙组：普光探区地层残余厚度一般为 640.0m-2273.0m，预测设

计井钻遇地层厚度为 644.0m（因上覆地层序列不全，数据供参考），岩性为紫红色泥岩、粉砂质泥岩与灰色、灰绿色粉砂岩、细砂岩呈略等厚-不等厚互层，底部为灰色块状细砂岩。

（2）下沙溪庙组：普光探区地层厚度一般为 230.0m-590.0m，预测设计井钻遇地层厚度为 375.0m，岩性为棕紫色泥岩与细砂岩不等厚互层，顶部见黑色页岩，底部发育厚层砂岩。

（3）千佛崖组：普光探区地层厚度一般为 365.0m-600.0m，预测设计井钻遇地层厚度为 525.0m，由浅至深分为三个段：千三段上部为灰色泥岩、粉砂质泥岩，局部发育厚层细砂岩，下部为灰色细～粉砂岩与灰色泥岩呈不等厚互层；千二段岩性以灰色、深灰色泥岩为主，局部夹薄-中层状灰色粉～细砂岩，顶部见少量紫红色泥岩；千一段上部为灰色中厚层状细砂岩、粉砂岩与灰色泥岩互层，中下部普遍发育一套稳定的黑色页岩夹薄层泥质粉砂岩，底部发育紫红色泥岩、灰绿色粉砂岩、灰色粉砂岩、细砂岩。

（4）自流井组：普光探区地层厚度一般为 253.0-464.0m，预测设计井钻遇地层厚度为 355.0m，岩性以灰黑色混积岩、灰色介壳灰岩互层为主，夹深灰色砂质泥岩、灰色泥质砂岩及砂质介壳灰岩，顶部见薄层灰色泥岩及泥质粉砂岩，由浅至深分为四个亚段：大安寨段、马鞍山段、东岳庙段和珍珠冲段。侏罗系与下伏三叠系须家河组呈平行不整合接触。

（5）须家河组：普光探区地层厚度一般为 468.0-1030.0m，预测设计井钻遇地层厚度为 525.0m，岩性以大套灰色砂岩为主，夹深灰色、灰黑色泥岩或煤层，由浅至深分为五段：须五段、须四段、须三段和须二段。须家河组与下伏雷口坡组呈平行不整合接触。

（6）雷口坡组：普光探区地层厚度一般为 134.0～618.0m，预测设计井钻遇地层厚度为 425.0m，主要形成于潮间-潮上膏云坪相，上部主要发育深灰色灰岩夹石膏层，中下部主要为石膏层、白云岩与石膏互层，底部为区域标志层“绿豆岩”。区域上岩性可四分，本区钻井揭示雷四段普遍遭受剥蚀，区内大部分残余雷三段及以下地层。与下伏嘉陵江组呈平行不整合接触。

（7）嘉陵江组：普光探区地层厚度一般为 663.0～1786.0m，预测设计井钻遇地层厚度 1200.0m，主要形成于开阔台地、局限-蒸发台地环境，岩性为灰色

及黄灰色灰岩、泥质灰岩、白云岩与膏盐岩互层。自上而下分为五段，嘉四-五段、嘉二段发育厚层膏盐岩，嘉三段与嘉一段以碳酸盐岩发育为特征。与下伏飞仙关组整合接触。

(8) 飞仙关组：川东北地区飞仙关组地层厚700.0~900.0m，由浅至深分为四段，飞四段为灰紫色泥岩、灰色泥质白云岩、石膏质白云岩与灰白色石膏不等厚互层。飞三段-飞一二段岩性为灰色、深灰色灰岩、含泥灰岩与泥灰岩。飞一二段存在整体呈NW向延伸的相变线，明1侧井、双新1X井处于相变线以南，主要为陆棚相沉积，预测设计井钻遇地层厚度795.0m。与下伏上二叠统大隆组地层呈整合接触。

(9) 大隆组：与长兴组同时异相，主要分布于普光中-南部，相变线以南陆棚相区。区内大隆组地层厚35.0-230.5m，预测设计井钻遇地层厚度70.0m。大隆组细分两段，隆二段岩性主要为泥质灰岩，隆一段岩性主要为灰黑色含灰硅质页岩夹薄层泥质灰岩。与下伏吴家坪组地层呈整合接触。

(10) 吴家坪组：陆棚相沉积，由浅至深分为三段，吴三段岩性为深灰色含硅灰岩，地层厚度一般为2.0-9.5m，预测设计井钻遇地层厚度7.5m；吴二段岩性为灰黑色含灰硅质页岩，地层厚度一般为5.5-13.5m，预测设计井钻遇地层厚度12.0m；吴一段地层厚度一般为10.0-42.0m，受火山事件影响，岩性较为复杂，进一步细分为5个小层，其中顶部⑤小层为深灰色灰岩、泥质灰岩，地层厚度一般为2.0-4.5m；中部④小层地层厚度一般为3.5-8.0m，③小层地层厚度一般为3.5-5.5m，二者岩性相近，主要为黑灰色凝灰质泥页岩、碳质泥岩夹薄层凝灰岩，地化参数和矿物组分略有差异，其中④小层TOC为3.96%，③小层TOC为3.63%，基本相当，④小层脆性矿物含量(30.13%)略高于③小层脆性矿物含量(12.77%)；②小层岩性为灰黑色碳质泥岩，地层厚度一般为1.3-2.5m；底部①小层为本井目的层段，为灰色、灰白色凝灰岩、凝灰质砂岩、凝灰质泥岩等一套凝灰岩类储层，地层厚度一般为4.0-13.0m。与下伏茅口组整合接触。

4.3.5.2. 构造描述

项目所在地位于四川省宣汉县***，区域构造上位于四川盆地川东断褶带黄金口构造带双石庙构造。

普光地区位于川东断褶带东北段，北侧为大巴山弧形褶皱带，西侧以华蓥山

断裂为界与川中低缓褶皱带相接，整体呈 NE 向延伸。由于受到两期不同方向的构造应力叠加作用，普光地区形成了大量多期次、多方向的逆断层，纵向以嘉陵江组上部至雷口坡组下部膏盐岩为最主要的滑脱层，志留系页岩为次要滑脱层，形成了上、中、下三个变形层，具有不协调变形特点。

下部变形层包括震旦系-奥陶系，构造变形微弱，变形层起伏平缓，有时表现为极宽缓的背斜，逆冲断层较少发育。

中变形层包括志留系到下三叠统嘉陵江组，可以分为 7 个次级构造带：分水岭西-铁山西构造带，分水岭-铁山构造带，毛坝场-付家山-双庙构造带，大湾-土主-雷音铺构造带，东岳寨-双石庙构造带，清溪场构造带，宣汉东构造带（图 1）。双新 1X 井主探目的层为该构造层的***。

上变形层包括中三叠统雷口坡组及其以上陆相地层。普光地区陆相构造总体呈隆洼相间格局，可进一步划分为普光东向斜、普光西向斜、宣汉向斜等三个负向构造单元，以及北东向的毛坝构造带、铁山构造带、雷音铺构造带、北西向的分水岭断褶带、东岳寨构造带、双石庙构造带、七里峡构造带等七个正向构造带。

4.3.5.3. 区域水文地质情况

1、地下水类型及其赋存条件

项目所在区域地下水类型主要是碎屑岩裂隙孔隙水和基岩裂隙水。其中，基岩裂隙水有构造裂隙水和风化带网状裂隙水两个亚类。由于区内第四系不发育，分布零星，面积窄小，厚度较薄，地下水较为贫乏，一般不具有供水意义。

1) 碎屑岩裂隙孔隙水

项目所在区域由于皱比较强烈，岩层倾角普遍大于 10 度，单斜山较发育，因而钻孔揭露时，地下水普遍具有承压或自流性质。据区域内相关钻孔揭露，承压（或自流）水孔占比 88%，故以层间承压水为主。钻孔涌水量一般为 100-500 吨/日，单位涌水量为 5-20 吨/日·米。其中，达州的区域东北部和东部黄金口背斜翼部以自流水为主；中北部红层区除了层间承压水（一般不自流）以外，上部为构造裂隙潜水，但富水性较差，泉量多小于 0.1 升/秒。

项目区域地貌为中深丘地区，地形切割较深，60-150m，含水层储水条件差，泄水能力强，地下水主要以泉的形式出露，流量 0.01-0.05L/s。但分布在地势较低的厚层砂岩下部，具有好的补给条件时也会有稍大泉水出露。浅丘地形开阔平

缓、受水时间长、强度大、汇集有利，地下水易于储集，相较富水。

2) 基岩裂隙水

基岩裂隙水的分布几乎遍及达州全域，该区褶皱一般不强，岩层普遍比较平缓，倾角大多为 5 度左右，砂岩与泥岩近于水平迭置，阶梯状地形发育，因而不利于地下水的补给。但是，由岩层产状变化频繁，所以当岩层倾角大于 10 度时，在那些地段一般就有单斜山的发育和显示，从而为层间承压水的形成与赋存创造了条件。因此，在基岩裂隙水分布的地区，除了东北部和东南部之外，其余大部分地区亦有层间承压水的赋存，但其富水性参差不齐，水量大小悬殊，钻孔涌水量大者为 100-500 吨/日，小者 0.1-50 吨/日。构造裂隙水在区内分布最广，总的以潜水为主（除东部峰城等地外，其余大部地区下部含碎屑岩裂隙孔隙水一层间承压水，但水量大小不等），富水性普遍较弱，泉流量大多数小于 0.1 升/秒。但东部和中部地区，因为岩性、构造和地貌条件有利，补给条件较好，所以富水性相对增强，泉流量大多为 0.1-1 升/秒；风化带网状裂隙水主要分布于测区东南部和西南部。该区以泥岩为主，砂岩层较薄且层数较少，地形比较低缓，以相对高差较小的丘陵地形为主，因风化带发育不良且深浅不一，地下水赋存条件一般较差，故其富水性较弱，泉流量部分在 0.01-0.05 升/秒之间。但由于该区处于不同构造体系的复合地带，而且岩层倾角变化大，在产状单斜的岩层分布地段和一些向斜的轴部地带常有层间承压水赋存据钻孔揭露其富水性以东南部双庙、双河及宣汉一带较好，以西南部涵水溪一带较差钻孔涌水量前者多为：100-500 吨/日，后者均小于 50 吨/日。

评价区位于丘陵区，区域内无地下水集中式饮用水水源地，地下水资源较为贫乏。但单井水量可满足分散农户生活辅助用水需求，多为农户。

2、地下水补给、径流及排泄条件

评价区内地下水主要为基岩裂隙水，以大气降水补给为主，补给强度视基础地质条件、森林植被、降水形式及强度而有一定差别。由于地表水资源较贫乏，年内分布不均，地表水对地下水的补给有限，补给范围也有较大的局限。

地下水补、径、排条件较简单，一般就地补给、就近排泄，交替强烈，浅表层地下水多顺坡或沿沟随导水裂隙径流，径流途径一般较短，在山前坡脚溢出，如在山带拐转处、凹形山脚、陡崖底下等形成湿地或下降泉，或被开采或蒸发散

失。地下水在平缓沟谷则运移缓慢，径流途径延长，多泄入河沟或以蒸发形式散失。

区内地下水主要接受大气降水的补给，其次还接受水库、堰塘、河流、水田等地表水体的补给，主要分布在地下水的径流和储存区内，径流区的风化带山泉水一般储存于地形坡度较缓的部位。其运移速度和裂隙的发育程度、贯通程度联系密切，裂隙发育连通性好的区域，地下水循环交替也非常快。水量小但是补给循环速度快，对分散农户供水意义重大。

3、地下水开发利用现状

根据现场调查，拟建项目地下水评价范围内无地下水集中式饮用水水源保护区分布，项目区域村民居住分散，居民以自打井水为生活辅助用水。据项目所在地已有的供水资料，绝大多数水井钻孔孔深在12~20m间，地下水位埋深2m~6m，局部分水岭及丘坡为5~20m。据区域水文地质资料和调查打井供水资料，在浅部(30m以内)一般均以水质优良的低矿化度重碳酸盐型水为主，矿化度为0.3~0.4g/L之间。

4.3.5.4. 区域地下水水质现状

通过前文“3.2.4 地下水质量现状”的监测统计结果可知：监测期间，项目区域地下水各项监测指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求，满足区域的环境质量标准，表明区域地下水环境质量较好。

4.3.5.5. 地下水污染源调查

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，针对本项目特征，本次污染源调查包括：

根据调查，项目地下水评价范围内无其他井站、无其他工矿企业，无工业污染源。项目周边村民多为分散居民，村民日常生活废水和生活垃圾的均会对浅层地下水水质产生一定的影响。

4.3.6. 地下水环境影响预测

4.3.6.1. 预测原则

项目地下水环境影响预测应遵循以下原则：

(1) 考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，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，以拟建项目对地下水水质的影响为重点。

4.3.6.2. 预测范围、时段

1、地下水环境预测范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中相关要求，根据项目所在地的地层岩性、地质构造特征、水文地质特征及项目建设后可能影响地下水环境的范围，确定本次地下水环境影响评价范围为10.4km²。

2、地下水环境评价时段

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中相关要求，本项目在建设和生产过程中均有可能对地下水环境造成一定的影响，因此本次预测时段为施工期和运营期。

4.3.6.3. 地下水污染源分析

(1) 污水罐

本项目回收站采出流体经过两相分离装置进行气液分离，分离出的液相经过干燥器进一步分离，分离出的采出水进入污水罐，气田采出水进入回收站建设的污水罐(1个，50m³/个)暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站(1号气田水处理站)达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)(本项目参照执行)中注入水基本要求后管输或罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注处理，不外排(注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定)。污水罐下采取防渗措施且设置围堰，因此，正常工况下不会进入地下。

(2) 检修废水

回收站每年需进行1~2次装置设备检修，检修设备时将产生清洗废水，其用水量约2m³/次·年，产生废水4.0m³/a，主要污染物有SS，检修废水暂存于回收站建设的污水罐(1个，50m³)，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站(1号气田水处理站)达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)(本项目参照执行)中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排(注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定)。

(3) 非正常工况对地下水的影响分析

管道试采期间的非正常状况可能有阀门泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；水击及腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生天然气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。一旦管道破裂出现泄漏时，天然气将通过包气带土壤孔隙溢出进入大气，不会对地下水产生影响，天然气中所含少量的采出水为气态，如果发生上述泄漏，管道监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的采出水微乎其微，且同天然气一同扩散到大气中，因此，其基本不会对地下水环境产生影响。

采出水中污染物主要是 COD、石油类、钡和氯化物，正常工况下，采出水在管道内密闭输送，不会对地下水造成污染。非正常工况下，可能因为管道材质不达标，管道腐蚀、人类活动或自然灾害等原因导致采出水发生长期小孔泄漏或短期大量泄漏。一旦发生采出水、泄漏，将对泄漏处周围土壤、地表水和地下水环境造成一定污染。

本报告重点针对非正常工况下的地下水环境影响进行分析；对回收站污水罐泄漏的情况进行预测，定量分析事故泄漏情况下对地下水环境产生的影响。

1) 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，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，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常状况下污染物运移情况，因此模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用，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区水体的影响。

根据水文地质勘察情况，地下水环境影响预测对象为潜水含水层。

2) 预测时段

地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要时间节点。本项目为页岩气试采回收利用项目，对地下水的影响主要在项目的营运期，服务期满后对地下水的影响极小。

因此，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和项目

施工期时长，将地下水环境影响预测时限定为 100d、365d、1000d。

3) 预测情景设定及源强

本工程按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水污染源防渗技术指南（试行）》和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）设计地下水防渗措施，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.4.2，本工程不进行正常状况情景下的预测。

本项目已经按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）对厂区采取“重点污染防治区”、“一般污染防治区”、“非污染防治区”进行了分区防渗措施，因此，本次评价不再考虑正常状况下的情景预测，重点考虑非正常状况下的影响预测。

分析本项目的施工工艺及产污环节，非正常状况下对地下水的影响主要包括以下情景。

表 4.3-5 非正常状况地下水环境影响情景分析

序号	情景设置	污染源	持续时间	防治措施
情景 1	污水罐底泄漏	水罐	罐位于地面以上，泄漏易于被发现，持续时间通常不会超过 1 小时	污水罐须设置围堰且按重点污染防治区进行防渗，污水池防渗须满足规范要求，加强液位观测，及时转运

当明 1 侧井站污水罐发生泄漏后，首先在包气带中垂直向下迁移，并进入到含水层中。污染物进入地下水后，以对流和弥散作用为主。另外，污染物在含水层的迁移行为还包括吸附解析、挥发和生物降解。

a. 情景设置

本项目在回收站内修建有污水罐 1 座，污水罐设计容积 50m³，为地面储罐。假定污水罐底部发生裂口，同时围堰存在裂缝，采出水或通过裂缝逐渐渗漏到地下含水层中，对地下水水质造成污染。发生泄漏后，因储罐区设置有围堰，取其泄漏量的 10% 通过地表进入地下水。本次源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中液体泄漏的伯努利方程方法计算，气田废水或泄漏速率按下式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体的泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数, 取 $C_d=0.65$;

A—裂口面积, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中附录E确定, 本次评价按不利取10mm孔径;

ρ —泄漏液体密度;

P_{P0}—容器内压力、环境压力, Pa;

g—重力加速度, 9.81m/s²;

h—裂口之上液位高度。

①污水罐

本项目污水罐为常压罐。非正常状况下, 考虑污水罐发生泄漏, 污水罐设置围堰, 因此泄漏时间按风险导则中设置紧急隔离系统单元的泄漏时间, 设定为10min, 渗漏系数取上表中0.65, 泄漏孔径取为10mm, 根据工程设计, 污水罐尺寸为7m×2.8m×2.5mm, 污水罐液体高度考虑满负荷时高度2.0m。考虑地面防渗层失效情况下, 泄漏物料的10%通过防渗层裂口及包气带, 下渗进入项目区潜水含水层, 进而污染地下水。本项目污水罐在非正常情况下泄漏参数及计算结果见下表。

表 4.3-6 试采期试采站污水罐泄漏参数取值及计算结果表

泄漏点	环境压力(Pa)	容器内介 质压力 (Pa)	液体密度 (kg/m ³)	裂口面 积(m ²)	裂口之上液 位高度(m)	液体泄漏 系数 (Cd)	重力加速 度(m/s ²)	液体泄漏 速度 (kg/s)	泄漏量 (kg)	液体泄漏 体积 (m ³)
污水罐 池	101325	101325	1021	0.00008	2.0	0.65	9.81	0.33	195.9	0.19

表 4.3-7 污染物预测源强

渗漏情景	渗漏位置	污染物种类	污染物浓度(mg/L)	渗漏量(kg)	渗漏污水量
非正常状况下	污水罐底泄漏	CODMn	605(注1)	0.115	0.19m ³ /一次
		氯化物	11400	2.17	
		石油类	80.3	0.015	
		钡	3.46	0.00066	

4.3.6.4. 地下水环境影响预测

1、预测原则

本工程地下水环境影响预测原则为:

1) 考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性, 遵循环境安全性原则, 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,以拟建项目对地下水水质的影响为重点。

2、预测范围

本次地下水环境影响预测评价范围与调查评价范围一致,项目区地下水自西北向东南方向流,受到项目右侧山脊线的影响,地下水水流向西南方向流,汇入州河。因此,最终得到本项目调查评价范围为:评价区西侧、北侧、南侧、东侧以分水岭为边界,本次选取自定义法确定本项目地下水环境影响评价范围约为10.4km²。

3、预测模式和参数

本次地下水环境影响预测选择《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)附录中推荐的瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源公式。

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

式中: x、y—计算点处的位置坐标 m; t—时间, d;

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度, mg/L;

M—含水层的厚度, m;

m_M —长度为M的线源瞬时注入的示踪剂质量, g;

u—水流速度, m/d;

n—有效孔隙度, 无量纲;

D_L—纵向弥散系数, m²/d;

D_T—横向弥散系数, m²/d;

π—圆周率。

2) 预测坐标系

按照预测要求,以地下水污染源为直角坐标系原点,以地下水流向(西南)为X轴正方向,以垂直地下水流向(东南)为Y轴正方向。

3) 参数取值

a.含水层厚度 M: 根据对项目区地下水赋存情况的调查,项目区潜水含水层厚度为10~25m。结合场区含水层的厚度根据本次调查情况和水文地质资料共同确定为20m。

b.瞬时注入的示踪剂质量 mM : 施工期进入地下水的污染物质质量见表 4.3-16。

c.含水层的平均有效孔隙度 ne : 项目所在区域主要为基岩裂隙水, 砂岩与泥岩近于水平迭置, 根据水文地质手册可知, 砂岩孔隙率为 0.032~0.152, 本次评价综合取值有效孔隙度为 0.152。

d.水流速度 u : 项目所在区域主要为基岩裂隙水, 砂岩与泥岩近于水平迭置, 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 B、《水文地质手册(第二版)》(中国地质调查局, 2002 年)中“第五节 水文地质参数的经验数值”及《水利水电工程地质勘察规范》(GB50487-2008)的附录 E 取经验值, 砂岩渗透系数为 0.01m/d, 泥岩渗透系数为 0.0864m/d, 综合考虑项目所在区域渗透系数取值 0.0864m/d; 地下水水力梯度约为 0.11; 因此地下水渗流速度 $u=0.06m/d$ 。

e.纵向 x 方向的弥散系数 D_L : 纵向弥散度 αL 取值为 6.9m, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha L \times u$, 故纵向弥散度 D_L 取值为 $0.4m^2/d$ 。

f.横向 y 方向的弥散系数 D_T : 根据经验值以及普光地区的水文地质勘察成果资料取值 $0.04m^2/d$ 。

表 4.3-8 参数取值表

类别	含水层厚度 (M)	有限孔隙度 (n)	水流速度 (u)	纵向弥散系数 (D_L)	横向弥散系数 (D_T)
值	20	0.152	0.06	0.4	0.04

4、预测结果

项目地下水污染物预测结果如下。

表 4.3-9 项目不同泄漏时间地下水污染物影响预测

泄漏源	污染物	泄漏时间 (d)	最大浓度值 (mg/L)	最大浓度出现距离 (m)	地下水质量标准 (mg/L)	是否达标
气田水污水罐	耗氧量 (COD_{Mn})	100	0.24	6	3.0	达标
		365	0.07	21.9		达标
		1000	0.024	60		达标
	氯化物	100	4.55	6	250	达标
		365	1.25	21.9		达标
		1000	0.45	60		达标
	石油类	100	0.03	6	0.05	达标
		365	0.009	21.9		达标
		1000	0.003	60		达标

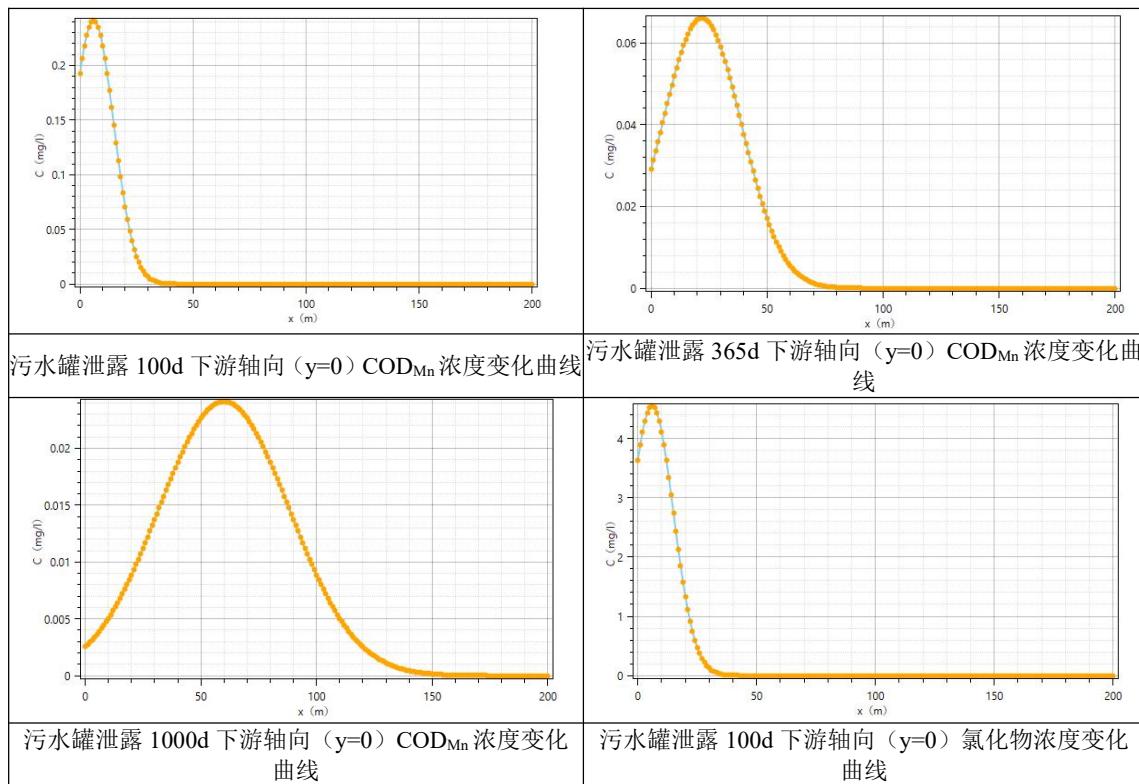
泄漏源	污染物	泄漏时间(d)	最大浓度值(mg/L)	最大浓度出现距离(m)	地下水质量标准(mg/L)	是否达标
钡	钡	100	0.0014	6	0.7	达标
		365	0.0004	21.9		达标
		1000	0.00014	60		达标

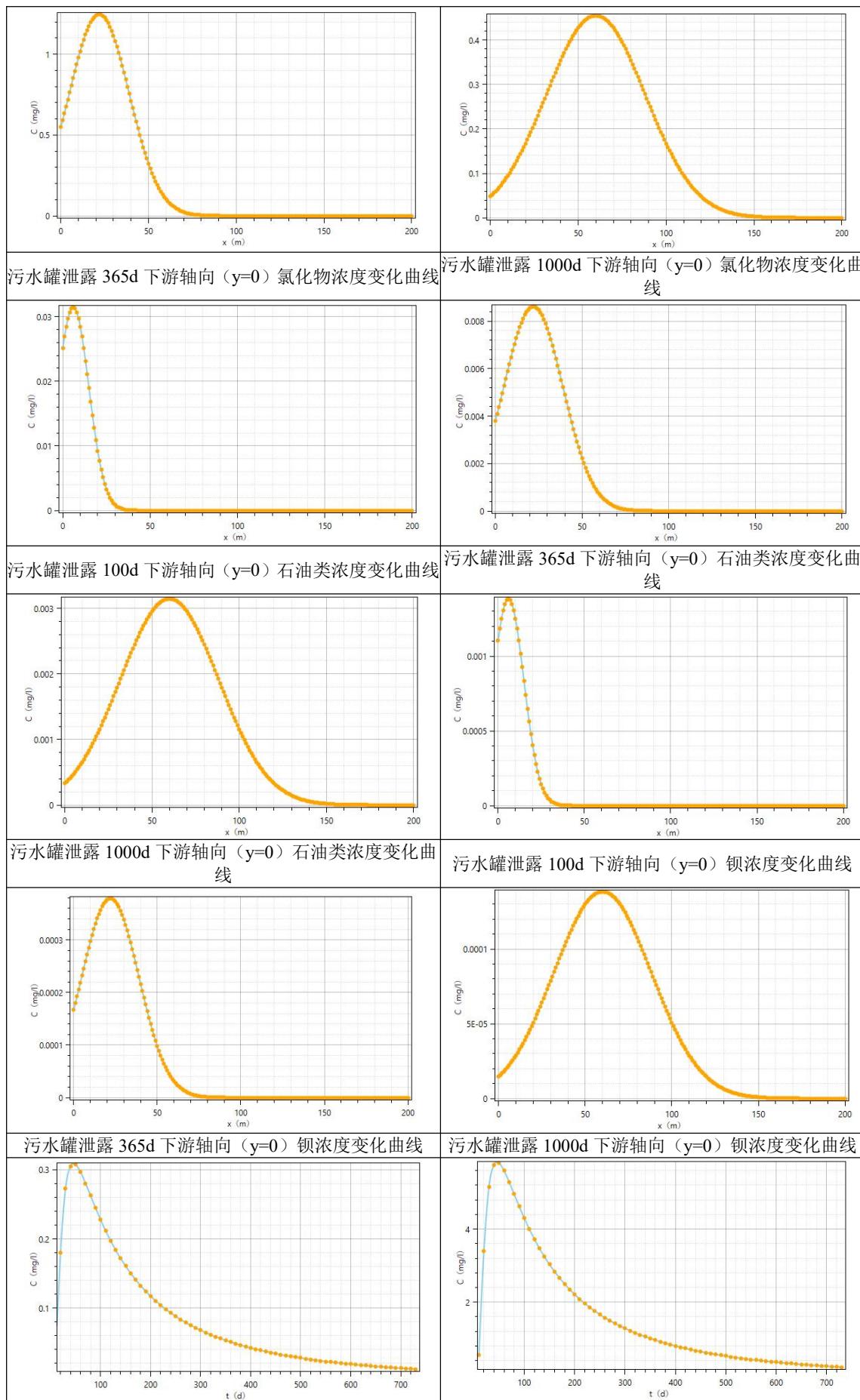
根据预测结果显示固定位置不同时段的污染物浓度值预测，由于污染物的注入，地下水中污染物呈现先增长后降低的趋势。泄漏位置由于污染物向地下水下游方向运移，浓度值随着时间推移逐渐变低，泄漏位置距离下游最近厂界点约为9m，在50d时出现最大浓度值。各污染物在下游厂界浓度最大值见下表：

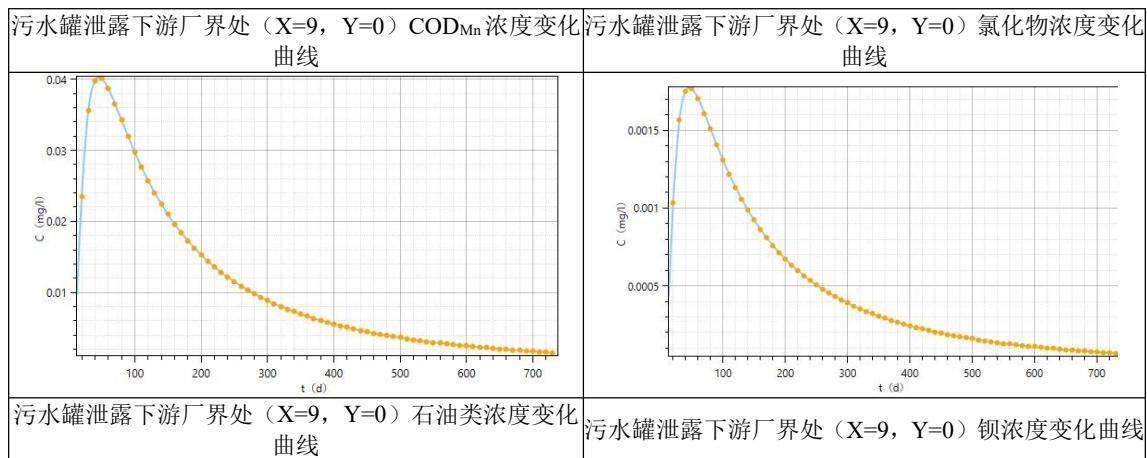
表 4.3-10 项目不同关心点地下水污染物影响预测

关心点	污染物	最大浓度值(mg/l)	最大浓度出现时间(d)	地下水环境质量标准(mg/L)	标准指数
下游最近场界点 (x=9, y=0)	CODMn	0.31	50	3.0	0.98
	氯化物	5.80	50	250	0.02
	石油类	0.04	50	0.05	0.90
	钡	0.00176	50	0.7	0.02

预测结果详见下图。







由预测结果可知，非正常运行状况污染物下渗进入地下水系统后，受局部地形控制，将由项目区下游迁移。根据预测结果，非正常运行状况下，污染源周边地下水中各污染因子含量均有升高，其污染物迁移特征主要表现为：

(1) 污水罐

污水罐非正常状况发生泄漏后 100d 的情形下，污染物最大浓度贡献值出现在污染源站场下游 6m 处，COD_{Mn} 最大浓度为 0.24mg/L，氯化物最大浓度为 4.55mg/L，石油类最大浓度为 0.03mg/L，钡最大浓度为 0.0014mg/L，未出现超标情况。

污水罐非正常状况发生泄漏后 365d 的情形下，污染物最大浓度贡献值出现在污染源站场下游 21.9m 处，COD_{Mn} 最大浓度为 0.07mg/L，氯化物最大浓度为 1.25mg/L，石油类最大浓度为 0.009mg/L，钡最大浓度为 0.0004mg/L，未出现超标情况。

污水罐非正常状况发生泄漏后 1000d 的情形下，污染物最大浓度贡献值出现在污染源站场下游 60m 处，COD_{Mn} 最大浓度为 0.024mg/L，氯化物最大浓度为 0.45mg/L，石油类最大浓度为 0.003mg/L，钡最大浓度为 0.00014mg/L，未出现超标情况。

(2) 泄露源下游最近厂界

项目下游厂界处 (X=8, Y=0)，污染物最大浓度出现发生泄漏后 50d 的情形下，COD_{Mn} 最大浓度为 0.31mg/L，氯化物最大浓度为 5.80mg/L，石油类最大浓度为 0.04mg/L，钡最大浓度为 0.00176mg/L，叠加背景值后污染物最大标准指数为 0.98，未出现超标情况。

4.3.7.地下水污染防治措施

本项目采取的地下水污染防治措施包括源头控制措施、分区防渗控制措施、实时监控措施、地下水污染监控措施和地下水污染治理措施。

(1) 污染途径

污染物进入地下水的途径主要是由于泄漏或废水排放等通过垂直渗透进入包气带，进入包气带的污染物在物理、化学和生物作用下经吸附、转化、迁移和分解后输入地下水。根据工程所处区域的地质情况，本项目可能对地下水造成污染的途径主要有：污水罐破裂造成污水下渗对地下水、土壤造成的污染。

(2) 防治措施

本项目地下水与土壤污染防治措施和对策，应坚持“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。本项目拟采取的地下水的防治措施如下所述。

①源头控制措施

积极推行实施清洁生产，实现各类废物循环利用，减少污染物的排放量；项目应根据国家现行相关规范加强环境管理，采取防止和降低污染物跑、冒、滴、漏的措施。正常生产过程中应加强巡检及时处理污染物跑、冒、滴、漏，同时应加强对防渗工程的检查，若发现防渗密封材料老化或损坏，应及时维修更换；对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取控制措施，防止污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

i 站场设置清污分流系统。依托清污分流排水系统，可对站场的雨水及生产废水进行有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。

ii 严格执行废水运输保障的“三联单”制度（即出站单据、进站单据和水量单据），运输车辆安装 GPS，防止生活污水随意排放引发环境污染事件，确保回注水运输安全性。

iii 用罐车运送污水时，加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

②分区防治措施

由于项目所属行业未颁布相关标准，需根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求。天然包气带防污性能分级，污染控制难易程度划分，地下水污染防治分区参照下表，同时考虑项目类别等情况，进行分区防渗工程。

本项目结合各生产设备、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应急装置等的布局，将本项目主要生产单元划为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，具体分区防渗如下。

表 4.3-11 本项目分区防渗方案一览表

污染防治区 类别	装置、单元名称	污染防治区域 或部位	防渗性能要求	防渗措施
重点防渗区	污水罐区、井口	围堰、地面	防渗性能应不低于 6.0m 厚 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的 黏土层防渗性能	采用 20cm 防渗混凝土+至少 2mm 厚的环氧树脂，砖混结构 C20 水 泥抹面+至少 2mm 厚的环氧树脂 围堰
一般防渗区	工艺装置区	基础、地面	防渗性能应不低于 1.5m 厚	用 20cm 防渗混凝土
	生活污水预处 理池	地面	渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的 黏土层防渗性能	
简单防渗区	道路及其他区 域	地面	一般地面硬化	水泥地面硬化或砂石黏土碾压

4.3.8. 地下水跟踪监测

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。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164-2004）的要求，本项目设置 3 个地下水跟踪监测井，具体监测方案见下表。

表 4.3-12 地下水跟踪监测计划

监测项目	监测点位	监测因子	监测频率	执行标准
地下水	回收站西北侧（背景 点）	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、 镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸 盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌 群、石油类、硫化物	1 次/年	《地下水质量标 准》（GB/T14848- 2017）中的III类质 量标准
	回收站东南侧（监控 点）			
	回收站南侧（监控点）			

4.3.9. 非正常应急响应程序

4.3.9.1. 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：

第1阶段为非正常状况与场地调查：主要任务为搜集非正常状况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非正常状况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。

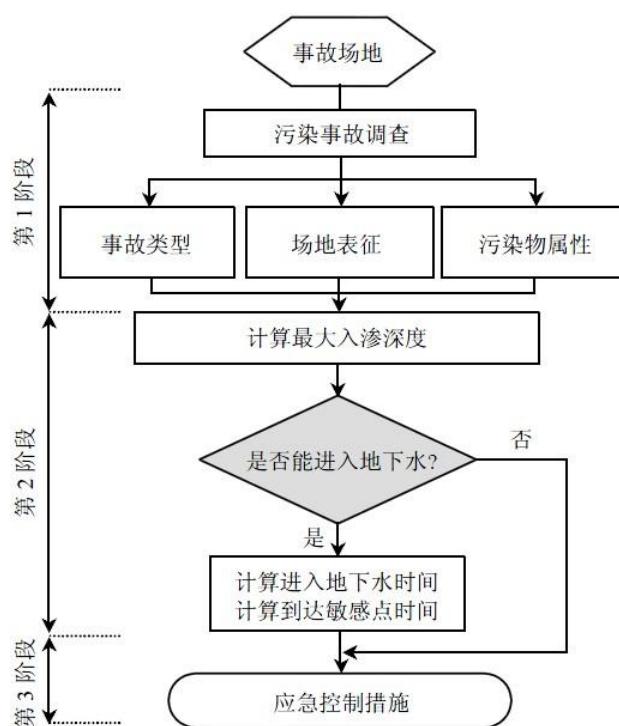


图 4.3-2 地下水污染风险快速评估与决策过程

4.3.9.2. 非正常状况应急措施

本项目应急预案建议如下：

(1) 非正常状况发生后，迅速成立由当地生态环境局牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘查、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案。

(2) 制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、沿岸村庄饮用水源进行加密监测，密切关注污染动向，及时向协调领导小组通报监测结果，作为应急处理决策的直接支持。

(3) 划定污染可能波及的范围，划定圈内的群众在井中取水的，要求立即

停止使用，严禁人畜饮用，针对受本项目影响的井，建设单位应建立应急供水预案，并在应急处置期间可利用其他井水或送水车应急供水解决群众饮水问题。

（4）应尽快对污染区域人为隔断，尽量阻断其扩散范围。采取地下水污染封堵措施，绕过污染地带，通过围堵、导控相结合，避免污染范围的扩大。

4.3.10. 小结

1、在施工期员工生活污水对地下水的影响：施工人员生活污水主要产生在地方旅馆或者招待所内。施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。上述生活污水排放沿线呈分散性、暂时性，排放量较小，经土壤渗透、微生物分解等作用，对浅层地下水影响较小。

2、试采期正常工况下采出水暂存于污水罐中，定期外运。废水均不直接外排，且站场的废水处理设施均做了防渗处理，废水不会通过渗漏进入浅表地下水，因此对浅层地下水基本无影响。非正常运行状况下，试采站污水罐非正常状况发生泄漏后 100d，1000d，5000d 的情形下 CODMn、氯化物、石油类、钡未出现超标情况，因此，项目建设不会对周围居民水井或用水产生不利影响，也不会对地下水环境造成明显不利影响，项目建设对地下水的影响是可接受的。

4.4. 大气环境影响分析

4.4.1. 施工期大气环境影响分析

本项目新建的回收站，建设期间废气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、站内管道补焊烟尘、站内管道吹扫氮气、防腐漆挥发废气。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，产生的废气量较小，施工现场均位于较开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，工程结束后，将不复存在。本次分析主要利用建设单位提供的施工资料，对站场周围大气环境的影响。

1、扬尘（粉尘）的影响分析

施工扬尘主要为设备运输车辆运输过程及设备基础开挖过程产生，本项目依托明 1 侧井平台已有进场道路及乡村道路进行运输，车辆运输扬尘量较少；施工过程中产生扬尘，本项目开挖及填方量小，扬尘产生量小，开挖过程采用人工进行洒水抑尘，施工过程每 1~2h 进行一次洒水，对环境影响较小。

为减少扬尘的产生量及其浓度，在施工过程中，施工单位应采取定期洒水、设置临时围挡、临时堆放土石方表面覆盖篷布等措施。同时，项目在施工过程中还应严格施工扬尘监管，严格落实“六必须、六不准”管控要求。

同时，运输车辆必须严加管理，采取用篷布遮盖或罐装等措施，防止散落和飞扬，同时严格道路扬尘治理，严格查处抛洒滴漏、带泥行驶，穿越点施工场地进出口设置车辆冲洗设施，并在施工场地采用人工洒水等措施。综上，通过采取上述措施后，站场施工过程中产生的扬尘对大气环境影响较小。

施工过程中推广湿式作业，采取洒水抑尘措施，预计达到《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）。施工扬尘不会对其产生较大影响。且施工期扬尘对环境空气的影响是暂时的，随着施工的结束而消失。总体而言，施工期扬尘对环境空气敏感点影响很小，属可接受范围。

2、施工机械尾气影响分析

施工机械尾气为车辆排放尾气，主要污染物为 NO_x、烟尘及少量 CO。由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源强较少，故施工期车辆燃料尾气对大气环境影响不大。况且施工期车辆尾气的污染也是短暂的，局部的，施工完成后就会消失，因此其对大气环境的影响也是有限的。

3、焊接烟尘

本项目新建的回收站内设备、管道组装大多采用螺纹连接，仅部分需要采取点焊和补焊工艺。因此，本项目选用优质环保焊条，推荐选用激光-电弧复合焊技术进行焊接，其烟尘产生量较少，且焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点，同时，施工现场地域开阔，空气湿润，经扩散及稀释作用后，焊接烟尘对周围环境空气质量影响较小。

4、吹扫氮气

本项目回收站管道敷设完成后用氮气进行吹扫，吹扫出管道内多余机械杂质；管道用洁净水试压后，用氮气吹扫出多余水分；管道正式运行前，需用干燥氮气进行置换空气工作，以保证安全。

5、防腐漆挥发废气

本项目站内地上管道外防腐采用耐温环氧酚醛涂层，其余管道采用的无溶剂液体环氧涂料。本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料、

废气产生。

仅站内污水罐区、井口区域做重点防渗时，刷漆过程中防腐漆会挥发产生少量 VOCs 废气，本项目使用的油漆量较少，用量不超过 25L。并且本项目相对应的施工期较短，且具有间歇、短暂性排放的特性，随着施工活动的结束而结束，且刷漆过程在野外露天工作环境，污染物扩散条件较好，对周围环境影响较小。

6、施工期大气环境保护措施

(1) 大风天禁止施工作业，同时散体材料装卸必须采取防风遮挡等降尘措施。

(2) 未铺装的运输道路在干燥天气及大风条件下极易起尘，因此要求及时洒水降尘，缩短扬尘污染的时段和污染范围，最大限度地减少起尘量。

(3) 对施工临时堆放的土方，应采取防护措施，如对临时堆放表土采用篷布覆盖、加盖保护网、喷淋保湿等，防止扬尘污染。

(4) 同时对道路进行定期养护、清扫，确保路况良好；对进出车辆轮胎进行清洗。

(5) 施工单位必须选用符合国家卫生防护标准的施工机械设备和运输工具，确保废气排放符合国家有关标准的规定。

(6) 车辆及施工器械在施工过程中应尽量避免扰动原始地面、碾压周围地区的植被，不得随意开辟便道，严禁车辆下道行驶，并对施工集中区进行喷洒作业，以减少大气中浮尘及扬尘来源，减轻对动植物的干扰。物料运输车辆的覆盖，粉料采用粉料车运输，防止物料散落和灰尘飘散。

(7) 临时堆土表面应覆盖毡土，防止尘土飞扬；同时在风力大于 4 级时停止土方开挖和回填等作业。

综上所述，由于拟建项目工程量小、工期短，施工期间产生的废气量也很小，加之四周较为空旷，利于污染物扩散。在采取了相应措施后，项目施工期产生的少量废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。

4.4.1.1. 评价结论

项目施工期不可避免会对环境空气质量产生一定的不良影响，其大气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、站内管道补焊烟尘、站内管道吹扫氮气、防腐漆挥发废气。在认真落实环评报告提出的各项防治措施后，可以有效

减小施工期对环境空气产生的不利影响；同时，本项目施工期较短，施工期对环境空气质量的影响随着施工结束而消失。因此，本项目施工期对环境空气质量产生的影响较小，是可以接受的。

4.4.2. 运营期大气环境影响分析

项目运营期废气主要来自于水套加热炉废气、CNG 装卸废气以及非正常工况下检修/事故放空废气。

4.4.2.1. 评价等级

1、模型选择

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以运营期为主，本项目施工期环境空气影响为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、站内管道补焊烟尘、站内管道吹扫氮气、防腐漆挥发废气等，由于施工期较短，暂不考虑其评价等级。运营期正常工况下主要废气为回收站水套加热炉燃烧废气。根据环境影响识别，选取氮氧化物、颗粒物（水套加热炉燃烧原料为天然气，天然气燃烧废气污染因子颗粒物在环境中主要以 PM₁₀ 表征，本次以 PM₁₀ 进行评价等级判定）进行预测，分别预测每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 D_{10%}。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m³。

一般取 GB 3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，可参照附录 D 中的浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。大气环境影响评价等级按下表的分级判据进行划分。

表4.4-1 大气环境影响评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P _{max} ≥10%
二级	1%≤P _{max} <10%
三级	P _{max} <1%

2、估算模型参数

根据 HJ 2.2-2018 附录 B.5 地表参数的选择要求，估算模型 AERSCREEN 的地表参数根据模型特点选取项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。根据现场勘查及建设单位提供的资料，项目周边 3km 范围内占地面积的土地利用类型为林地（针叶林）。因此，大气评价土地利用类型选择针叶林。环境参数见下表：

表4.4-2 估算模式环境参数一览表

参数		取值	取值依据
城市/农村选项	城市/农村	农村	宣汉县国土空间规划图
	人口数（城市选项时）	/	/
	最高环境温度/°C	41.3	气象统计数据
	最低环境温度/°C	-5.3	气象统计数据
	土地利用类型	针叶林	生态现状调查数据
	区域湿度条件	潮湿气候	气象统计数据
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	环境影响报告书
	地形数据分辨率/m	≤90m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否	3km 范围无大型水体
	岸线距离/km	/	/
	岸线方向/°	/	/

3、源强参数

根据工程分析，本项目包括 1 个无组织点源。各污染源排放参数如下：

表4.4-3 本项目点污染源参数表（正常排放）

编 号	名称	排气筒底部中心 坐标/m		排气筒 底部海 拔高度 /m	排气筒 高度/m	排气筒 内径/m	烟气量/ (m ³ /h)	烟气 温度 /°C	年排 放小 时数/h	排放工 况	污染物排放参数	
		X	Y								名称	速率 (kg/h)
		1	水套加热 炉燃烧废 气	36	33	634	8	0.2	86.2	120	8640	正常
												PM ₁₀ 0.0009
												PM _{2.5} 0.00045

4、模型估算结果



图 4.4-1 AERSCREEN 估算结果截图

表 4.4-4 大气环境影响估算结果

排放源	污染物	最大落地浓度距离(m)	最大落地浓度(mg/Nm ³)	最大占标率Pi(%)	D10%(m)	执行级别
水套加热炉燃烧废气	PM ₁₀	30	2.52×10 ⁻³	0.56	0	三级
	PM _{2.5}	30	1.26×10 ⁻³	0.56	0	三级
	NO ₂	30	1.57×10 ⁻²	7.86	0	二级

项目采用 AERSCREEN 估算模式计算占标率及最远距离 D10%。计算的结果见上表所示。Pmax 为“水套加热炉燃烧废气”排放的 NO₂, 占标率为 7.86%, D10% 为 0m。根据评价工作等级划分的相关判据, 本项目大气评价工作等级确定为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 本项目不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算。

4.4.2.2. 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求“二级评价项目不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算。污染物排放量核算表包括无组织排放量、大气污染物年排放量、非正常排放量等。”

(1) 水套加热炉废气排放量核算

表 4.4-5 项目大气污染物排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m ³)	浓度限值(mg/m ³)	标准名称	核算年排放量(t/a)
1	水套加热炉燃烧废	颗粒物	10	20	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2	0.007
		NO _x	64	200		0.048

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	浓度限值 (mg/m ³)	标准名称	核算年排放量(t/a)
	气排放口					

(2) 大气污染物排放量核算表

表 4.4-6 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	无组织排放量(t/a)
1	颗粒物	0.007
2	NO _x	0.048

(3) 非正常排放量核算

项目检修/事故时为保证安全，需排尽输气管线内的残余天然气，根据站场操作工艺，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过井场放空系统点火排放。本项目设备检修预计每年约1~2次，检修前可利用截断装置，放空废气仅为站场设备内残留的原料气，放空量约为30m³/次，放空废气通过放空火炬点火燃烧，主要污染物为二氧化硫和氮氧化物。

根据项目设计资料，本工程每次放空持续时间约10min，放空废气放空火炬燃烧后排放，燃烧排放主要污染物为氮氧化物，本次评价参照水套加热炉废气产排核算依据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告2021第24号）中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算，热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产污系数为10.7753万标立方米/万立方米·原料；参照根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），氮氧化物的产生系数为18.71千克/万立方米·原料（无低氮燃烧）。本项目单次放空燃烧天然气最大量为30m³，则放空废气量为323m³/次；氮氧化物产生量为0.056kg/次。

事故放空频率较低，并且放空废气经点火燃烧后排放，加之当地地势开阔，大气扩散条件良好，故放空废气不会对周边环境造成明显不利影响。

(4) CNG 装卸区废气

在CNG槽车卸气完成后，为确保安全拆卸软管，需对槽车内剩余压力进行泄放（卸压），排出少量天然气。此天然气产生量较少，主要成分为甲烷。本项目在加气柱的排空管路上增加支路，通过止回阀、稳压阀等将加气完成后软管内的残余气体引至站内的缓冲罐内，作为水套加热炉燃料，不外排，对大气环境影响较小。

4.4.2.3. 评价结论

项目运营期水套加热炉废气、CNG 装卸废气以及非正常工况下检修/事故放空废气，在落实本报告提出的措施后，对大气环境质量影响很小。

表 4.4-7 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目				
评价等 级与范 围	评价等级	一级□	二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级□	
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□		边长=5 km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价 因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a□	500 ~ 2000t/a□		<500 t/a□	
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂) 其他污染物 (NO _x 、TSP)		包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价 标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准□	附录 D□		其他标准□
现状评 价	环境功能区	一类区□	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区□	
	评价基准年	(2024) 年				
	环境空气质量现 状调查数据来源	长期例行监测数 据□	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>	不达标区□			
污染源 调查	调查内容	本项目正常排放 源□ 本项目非正常排 放源□ 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	拟替代的污 染源□	其他在建、拟建项目污 染源□		区域污染源 □
大气环 境影响 预测与 评价	预测模型	AER MOD □	ADMS □	AUSTAL20 00 □	EDMS/AED T □	CALPU FF □
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长= 5 km□
	预测因子	预测因子 (NO ₂ 、PM ₁₀)			包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} □	
	正常排放短期浓 度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%□			C _{本项目} 最大占标 率>100%□	
	正常排放年均浓 度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率≤10%□		C _{本项目} 最大标率> 10%□
		二类区		C _{本项目} 最大占标率≤30%□		C _{本项目} 最大标率> 30%□
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	C _{非正常} 占标率≤100%□		C _{非正常} 占标率>100%□	

工作内容		自查项目		
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>		C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>		k>-20% <input type="checkbox"/>
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(TSP、颗粒物、NO _x)	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：()	监测点位数()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m		
	污染源年排放量	SO ₂ :()t/a	NO _x : (0.048)t/a	颗粒物: (0.007)t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项				

4.5. 声环境影响分析

4.5.1. 施工期声环境影响预测

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

表4.5-1 施工站场内噪声值影响范围预测结果 单位: dB (A)

机械名称	10m	20m	30m	50m	80m	100m	150m	200m
挖掘机	74.0	68.0	64.4	60.0	55.9	54.0	50.5	48.0
吊管机	77.0	71.0	67.4	63.0	58.9	57.0	53.5	51.0
切割机	85.0	79.0	75.4	71.0	66.9	65.0	61.5	59.0
电焊机	74.0	68.0	64.4	60.0	55.9	54.0	50.5	48.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，站场施工在距离20m处施工机具对声环境的贡献值为68.0~79.0dB (A)，在距离50m处施工机具对声环境的贡献值为60.0~71.0dB (A)，在距离100m处施工机具对声环境的贡献值为54.0~65.0dB (A)，在距离200m处施工机具对声环境的贡献值为48.0~59.0dB (A)。

施工期场站工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于50m时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》

(GB12523-2011) 规定的昼间 70dB(A) 限值要求, 需要采取适当措施降低环境影响。在施工过程中, 应尽量将高噪声设备安排在远离居民点的场站布置, 并选择合理的施工时间, 避开周边居民。

4.5.2. 运营期声环境影响预测

1、预测范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)的要求, 确定本项目的声环境影响预测范围为自回收站场界向外延伸 200m 范围。

2、预测点

本项目声环境评价范围内有 2 户居民点, 本次预测点为厂界四周代表点及 2 处声环境敏感目标点。

3、预测参数

(1) 噪声源强

根据类比调查, 试采主要噪声源设备噪声值见下表。

表4.5-3 项目试采主要噪声源设备噪声值表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声功率级/(dB B (A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	除砂器橇	35MPa	41	44	633.7	75	选用高效低噪声的水套炉、装车泵、分离器并安装减震垫层、合理布局	昼夜连续
2	水套加热炉	480kW	36	28	635.3	70		昼夜连续
3	两相分离计量装置	4MPa	35	27	635.3	65		昼夜连续
4	干燥塔橇	5MPa	30	16	637.3	70		昼夜连续
5	压缩机橇	25MPa	27	9	638.7	85		昼夜连续
6	加气柱	25MPa	57	11	644.8	80		昼夜连续

注: 以明 1 侧井新建 CNG 回收站站西南角为原点, 坐标为 (0, 0) 点。

表 4.5-4 项目非正常工况源强统计表

序号	建筑物 名称	声源名称	型号	声功率级 dB (A)	声源控制措施	空间相对位置/m			运行 时段
						X	Y	Z	
1	铁北 1 侧井	放空系统 (放空管)	点源	105	减少放空次数、 夜间不放空	19	55	624.5	偶尔
2	燃气发 电机	燃气发电机	点源	80		73	47	644.1	

注: 以明 1 侧井站西南角为中心, 坐标为 (0, 0) 点。

4、环境参数

(1) 气象参数

项目所在区域气象参数见下表。

表 4.5-5 气象参数一览表

序号	名称	单位	数据	备注
1	年平均风速	m/s	1.5	
2	主导风向	/	NE	
3	年平均气温	℃	16.8	
4	年平均相对湿度	%	77	
5	大气压强	atm	1	

(2) 主要影响的声源与预测点间传播途径分析

主要影响的声源与预测点无建筑物阻隔，未设置围墙，本次预测不考虑建筑物隔声。

(3) 主要影响的声源与预测点间绿化分布及地面情况

项目主要声源与厂界预测点间存在地形高差，声源与厂界预测点之间主要为混凝土硬化场地、道路两侧绿化，本次预测不考虑地面吸收和反射、绿化吸收

5、预测模式

本次评价采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)中附录A和附录B中给出的预测方法进行预测，预测方法为：

(1) 点源户外声传播衰减公式

若已知声源的倍频带声压级 $L_P(r_0)$ 时，相同方向预测点位置的倍频带声压级 $L_P(r)$ 按下式计算：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中， $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处声压级，dB；

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

本次评价只考虑几何发散 (A_{div}) 引起的衰减。

无指向性点声源的几何发散衰减 (A_{div}) 按下式计算：

$$A_{div} = 20 \lg (r/r_0)$$

声屏障引起的衰减 (A_{bar}) 是位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、土坡或地堑等等起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减，具体衰减根据不同声级的传播途径而定。

(2) 噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \frac{1}{T} \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right)$$

式中， T ——用于计算等效声级的时间，s；

N ——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M ——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

6、预测结果

(1) 场界噪声

项目运营期场界噪声贡献值预测结果见下表。

表 4.5-6 运营期设备噪声影响贡献值预测结果 单位：dB (A)

预测点位置	运行时段	贡献值	标准值	达标判定	超标量
1#东场界	昼间	38.91	60	达标	0
	夜间	38.91	50	达标	0
2#南场界	昼间	46.10	60	达标	0
	夜间	46.10	50	达标	0
3#西场界	昼间	50.31	60	达标	0
	夜间	50.31	50	达标	0
4#北场界	昼间	35.72	60	达标	0
	夜间	35.72	50	达标	0

由上表可知，明 1 侧井新建 CNG 回收站试采期间四周场界的昼间、夜间贡献值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的 2 类标

准要求。故本工程站场在正常运行时产生的噪声影响较小，对周围声环境影响较小。

(2) 环境敏感目标噪声

根据调查，本次评价声环境保护目标主要为明 1 侧井新建 CNG 回收站周边 200m 内的分散农户，本次评价对最近敏感点进行噪声影响预测。

表 4.5-7 运营期声敏感点噪声预测结果表 单位：dB (A)

站场	预测点	最近 距离	现状值		贡献值	叠加值		达标情况	
			昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间
CNG 回 收站	明月社区散居居民	20	54.5	43.5	41.7	54.7	45.7	达标	达标
	大师坪居民	192	55.0	45.0	29.2	55.0	45.1	达标	达标

由上表可知，运营期正常工况下，项目明 1 侧井新建 CNG 回收站建成后对周边声环境影响较小，昼间、夜间环境噪声均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准要求。

(3) 事故和检修放空噪声影响分析

放空系统在事故放空情况下将产生放空噪声，其源强可达 95~105dB。检修放散噪声一年出现 1~2 次，属于偶发噪声，不属于正常工况下的噪声。

应急燃气发电机在停电或者电网供应不能满足使用，属于偶发噪声，不属于正常工况下的噪声。

本次评价对检修或事故放空时产生的放散噪声及应急燃气发电机噪声随距离的衰减进行了预测，预测模式采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021) 中工业噪声预测模式中的室外点声源模式，仅考虑几何发散衰减，放空噪声源强取 105dB (A)、燃气发电机噪声源强 80dB (A)。项目事故放散噪声随距离衰减的预测结果见下表。

表 4.5-8 放空噪声影响范围预测结果

站场	距声源 (m)	10	20	50	65	100	120	150	180	200	580
放空系统 (放 空管)	贡献值 (dB/A)	85.0	78.9	71.0	68.7	65.0	63.4	61.5	59.9	58.9	49.7
		60.0	53.98	46.02	43.74	40.0	38.42	36.48	34.9	33.98	24.7

根据预测结果可以看出，不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用情况下，放空噪声在 2 类区昼间达标距离为 285m，夜间达标距离为 860m。即昼间 285m、夜间 860m 范围内容易出现噪声超标。事故放空会对站场周围的环境造成

较大的瞬时影响。但考虑到本工程仅在非正常工况下才会使用放空系统，检修作业每年 1 次，每次持续时间约 1~10min，即放空频率低、时间短。因此，评价认为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。

由于夜间放空影响距离相交于昼间更远，本项目拟通过加强生产期间的安全管理，加强设备的维护，降低事故发生的概率，从而减少因检修放空产生噪声的次数；检修放空作业应尽量避免夜间和午休时间，并在事故放空时及时通知附近群众，以降低放空噪声对周边居民的影响。

为减缓非正常工况噪声的影响，环评建议：评价要求建设单位完善运营期间的管理，降低事故放空概率，放空前提前通知周边居民，尽量做到不夜间放空，并且做好设备维护以使其处于正常状态，在设备底座安装防震垫等措施。

4.5.3. 小结

(1) 明 1 侧井新建 CNG 回收站施工期噪声对周边环境的影响有一定影响，夜间场界无法满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 标准限值，但影响范围有限，在可接受范围内。

(2) 明 1 侧井新建 CNG 回收站运营期间场站周边敏感点均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类声环境功能区标准，站场试采运行对声环境影响较小。

(3) 工程运营期的事故放空噪声对周边 500m 范围内农户的影响较大，但由于放空时间较短，频率低，建设单位完善运营期间的管理，降低事故放空概率，放空前提前通知周边居民，尽量做到不夜间放空，并且做好设备维护以使其处于正常状态，在设备底座安装防震垫等措施，影响属可接受范围。

表 4.5-9 建设项目声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与 范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200m <input type="checkbox"/>		小于200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0类区 <input type="checkbox"/>	1类区 <input type="checkbox"/>	2类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3类区 <input type="checkbox"/>	4a类区 <input type="checkbox"/>	4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100%			

噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>	已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>	研究成果 <input type="checkbox"/>
声环境影响 预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于200m <input type="checkbox"/>	小于200m <input type="checkbox"/>
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>	最大A声级 <input type="checkbox"/>	计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处 噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测计 划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>
	声环境保护目标处 监测	监测因子（敏感点噪声）	监测点位数（2）	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>	不可行 <input type="checkbox"/>	

注：“□”为勾选项，可打√；“（ ）”为内容填写项。

4.6. 固体废物影响分析

4.6.1. 施工期固体废物的影响

本项目施工期间产生的固体废物主要有：施工人员生活垃圾、施工废料和防腐刷漆废物、废油、废油桶、废含油抹布、手套等及生活垃圾。

（1）生活垃圾

本项目站场施工高峰期施工人员约为 10 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计，站场计划 30d，施工期生活垃圾产生量约 0.15t，依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置。

（2）废弃土石方

根据设计资料可知，本项目井口到CNG设备区域埋地管道，开挖土方约 50m³、土方回填 50m³，无弃方产生，全部回填。

（3）施工废料

本项目回收站施工废料主要包括废包装材料，管道吹扫所产生的少量铁屑、粉尘，以及施工过程中产生的废金属等，属一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），施工废料属于“SW17（900-099-S17）其他可再生类废物。工业生产活动中产生的其他可再生类废物”。可以回收利用的部分（废包装材料、废金属等）优先回收利用，不能利用的（管道吹扫废渣等）收集后清运至周边合法合规建筑渣场处置。项目回收施工过程中产生的施工废料

量约 0.0272t/a。

(4) 废焊条、焊渣

本项目回收站施工焊接产生的焊渣和废焊条，属一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），焊渣和废焊条属于“SW59 (900-099-S59) 其他工业生产过程中产生的固体废物”。类比回收站施工，焊渣和废焊条产生量大概为 1kg。收集后清运至周边合法合规建筑渣场处置。

(5) 防腐刷漆废物

本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。

仅站内污水罐区、井口区域做重点防渗时，刷漆产生的废漆桶、沾染油漆的刷子、手套均属于危险废物，根据《国家危险废物名录》（2025 版），防腐刷漆废物属于“HW49 (900-041-49) 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质”，危险特性为 T/In。类比同类天然气集输管线项目，防腐刷漆废物产生量约 0.1t，由于施工量较小，因此，本项目施工期间固废不暂存在施工场地内，施工区不设危险废物暂存间，每日施工结束后暂存于普光天然气净化厂危险废物库房内，后交由有危险废物处理资质的单位处置。

4.6.1.1. 评价结论

综上所述，本项目施工期的固体废物均能得到妥善处置，处置措施合理、可行，去向明确，只要严格执行固废防范措施，防止固废对环境造成二次污染，则本项目施工期固废对环境的影响可接受。

4.6.2. 运营期固体废物的影响

4.6.2.1. 产生及处置情况

本项目运营期主要产生的固废为除砂器产生的废渣、检修废渣、废分子筛、污水罐沉渣以及生活垃圾。

(1) 除砂器产生的废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，根据该区域已运行采气站场经验，除砂废渣产生量约为 2~10kg/次（本次评价以 3kg/次计），属一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），除砂器产生的废渣属于“SW12(072-002-S12) 泥渣。天然气开采过程中除砂除泥器产生的、钻井液罐以及压井水泥罐的清掏泥

渣”。站内平均排砂1次/周，每年按48周计，则除砂废渣产量为144kg/a。除砂废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(2) 检修废渣

站内设备正常情况下24小时连续运行，需定期进行维护管理。根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，主要为分离器检修废渣主要成分为铁屑、井内杂屑、机械杂质等，属一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告2024年第4号），检修废渣属于“SW17（900-099-S17）其他可再生类废物。工业生产活动中产生的其他可再生类废物”。单个井场检修废渣产生量约为2kg/a。检修废渣交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(3) 废分子筛

分子筛脱水撬内分子筛使用时产生的废分子筛，类比同类天然气集输管线项目，分子筛装填量约为500kg，分子筛每3年更换1次，每次更换量约2.0t，废分子筛为一般工业废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告2024年第4号），废分子筛属于“SW59（900-005-S59）废干燥剂。工业生产活动中产生的废氧化铝、硅胶、分子筛等废干燥剂。”，收集后定期交由当地具备处理工业废物能力的单位处置（其中废分子筛若厂家可回收则交由厂家回收）。注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

(4) 污水罐沉渣

回收站采出水暂存于污水罐中，污水罐每半年清理一次，污水罐沉渣产生量约为0.5t/a，本项目不含凝析油，主要成分是井内杂屑、机械杂质，属一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告2024年第4号），污水罐沉渣属于“SW17（900-099-S17）其他可再生类废物。工业生产活动中产生的其他可再生类废物”。由清理人员统一收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(5) 废油、废油桶、废含油抹布及手套

试采站内设备维护、保养过程产生的废油，用废油桶收集，废油量约为0.3t/a，废机油桶约0.1t/a、废含油抹布、手套等约0.03t/a，属于危险废物，根据《国家危险废物名录（2025年版）》废油属于“HW08（900-214-08）”、废机油桶属

于 HW08 (900-249-08)、废含油抹布、手套属于 HW49 (900-041-49)，产生后不在试采站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物质的单位进行转运处置。

(6) 生活垃圾

场站安排 8 人值守，每人每天产生的生活垃圾按 0.5kg 计，产生的生活垃圾为 4kg/d，生活垃圾属于“SW64 (900-099-S64) 其他垃圾”，产生的生活垃圾均集中收集后交由市政环卫统一清运。

4.6.2.2. 评价结论

综上所述，本项目运营期的固体废物均能得到妥善处置，处置措施合理、可行，去向明确，只要严格执行固废防范措施，防止固废对环境造成二次污染，则本项目运营期固废对环境的影响可接受。

4.7. 土壤环境影响预测与评价

4.7.1. 施工期土壤环境影响分析

拟建工程建设对土壤的影响主要是施工期临时占地对土壤的占压和扰动破坏，临时占地在试采期结束后 1 年耕作可恢复其原有使用功能。但因重型施工机械的碾压、施工人员的践踏、土体的扰动等原因，施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定的影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续 1 年，随着时间的推移逐渐消失，最终使农作物的产量和品质恢复到原来的水平。具体表现如下：

(1) 破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

(2) 改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。

(3) 影响土壤紧实度

基础施工后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影响植物根系下扎。施工期间的车辆和重型机械的碾压也会造成表层过于紧实，对植物生长产生不良影响。

（4）施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工的产生的焊渣若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

（5）项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中强。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难于恢复。

4.7.2. 运营期土壤环境影响分析

4.7.2.1. 评价等级

1、评价原则与目的

（1）结合国家、地方土壤相关资料和实地调查，掌握拟建项目地区土壤类型及理化特性等，查明土壤环境现状与土壤利用现状；

（2）根据拟建项目工程分析及与土壤污染相关的地表水、地下水、大气等评价结果，分析并识别出可能进入土壤的污染物种类、数量、方式等，预测拟建项目可能对土壤环境产生的影响，评价其影响程度和范围及其可能导致的土壤环境变化趋势；

（3）针对项目建设可能产生的不利影响，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施，使工程建设带来的负面影响降至最低程度，达到项目建设和环境保护的协调发展；

（4）从土壤环境保护角度论证项目建设的可行性，为工程建设决策和环境管理提供科学依据。

2、评价原则

(1) 评价内容

土壤环境的现状调查、监测与评价，以及建设项目对土壤环境可能造成直接和间接危害的预测与评价，并针对其造成的影响和危害提出防控措施与对策。

(2) 评价重点

结合工程的特点及区域环境特征，确定本次评价工作重点为：建设项目土壤环境影响类型与影响途径识别、建设项目周边土壤环境现状调查、土壤环境影响预测及评价、土壤环境污染防治措施及建议。

3、土壤环境的影响识别

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中7.4要求：常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目为页岩气非常规天然气试采工程，回收站场土壤环境影响评价项目类别为II类。

表4.7-1 土壤环境影响评价项目类别

项目类别 行业类别	I类	II类	III类	IV类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、 <u>页岩气开采</u> 、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	其他

(2) 敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 4.2.3 土壤环境影响评价应按本标准划分的评价工作等级开展工作，识别建设项目土壤环境影响类型、影响途径、影响源及影响因子，确定土壤环境影响评价工作等级，周边环境敏感程度判别依据见下表。

表 4.7-2 污染影响型项目敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在 <u>耕地</u> 、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

建设项目周边存在耕地，因此项目占地土壤敏感程度为敏感。

(3) 评价等级判定结果

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价工作等级划分见下表。

表4.7-3 评价工作等级划分表

	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目占地面积约小于 5hm²，占地规模属于小型；拟建项目土壤环境影响评价项目类别为 III 类，土壤敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的规定，**确定本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。**

4.7.2.2. 评价范围

本项目为土壤环境污染影响型项目，评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价范围为站场及周边 200m 范围。

4.7.2.3. 土壤现状调查

1、区域土地利用现状

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），本项目周边土壤类型为酸性紫色土。为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价引用双新 1X 井工程的土壤理化特性数据，四川华皓检测技术有限公司于 2024 年 12 月 17 日对所在地进行的土壤理化检测（监测报告编号：HH24111905-1）。周边土壤理化特性见下表：

表 4.7-4 土壤理化特性调查表

2、土壤环境质量现状调查

根据本次土壤环境质量监测结果，回收站外土壤监测点监测值均低于《土壤

环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；回收站内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

4.7.2.4. 土壤环境影响类型与影响途径识别

4.7.2.5. 土壤环境影响源及影响因子识别

本项目土壤环境影响源及影响因子见下表。

表 4.7-6 土壤环境影响类型与影响途径表

污染源	工程流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
污水罐	采出水储存	地面漫流	pH、石油烃、氯化物、钡	pH、石油烃、氯化物、钡	事故

4.8.2.6 土壤污染情景

结合土壤环境影响源及影响因子识别，本次评价主要考虑采出水或通过裂缝逐渐渗漏到地下含水层中，对地下水、土壤造成污染。

根据上文 4.3 地下水环境影响分析，已知采出水或泄漏量见下表：

表 4.7-7 污染物预测源强

渗漏情景	泄漏位置	污染物种类	污染物浓度 (mg/L)	渗漏量 (g)	渗漏污水量
非正常状况下	污水罐池底泄漏	氯化物	11400	2166	0.19m ³ /一次
		石油烃	80.3	15.26	
		钡	3.46	0.6574	

4.8.2.7 土壤环境影响预测

（1）预测方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价工作等级为二级，预测方法可参见附录 E.1.3 中预测方法进行计算。

单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：

$$\Delta S = n (I_s - L_s - R_s) / (\rho b \times A \times D)$$

式中： ΔS —单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

表层土壤中游离酸或游离碱浓度增量，mmol/kg；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中游离酸、游离碱输入量，mmol；

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中经淋溶排出的游离酸、游离碱的量，

mmol;

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

预测评价范围内单位年份表层土壤中经径流排出的游离酸、游离碱的量, mmol;

ρ_b —表层土壤容重, kg/m³;

A—预测评价范围, m²;

D—表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n—持续年份, a。

单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算:

$$S = S_b + \Delta S$$

式中: S_b —单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg;

ΔS —单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg。

(2) 参数选取

①单位年份表层土壤中某种物质的输入量 I_s

本项目 I_s 考虑为污水罐非正常情况下的泄漏量, 取表 4.7-9 的泄漏量; L_s 及 R_s , 根据导则大气沉降, 本次取 0;

②土壤容重

根据对项目所在区域土壤理化特性调查, 土壤容重 1.41g/cm³。

③评价范围

以污水罐及罐区为评价范围, 污水罐及罐区面积为 50m²。

(3) 预测 ΔS 值

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境》(试行)(HJ964-2018) 中 E.1.3 中预测方法及选取的参数, 可计算非正常工况下最大增量 ΔS :

表 4.7-8 污染物增量汇总表 单位: g/kg

渗漏情景	泄漏位置	污染物种类	ΔS	标准限值	达标情况
非正常状况 下	污水罐底 泄漏	氯化物	15.4	/	/
		石油烃	0.108	4500	达标
		钡	0.005	8660	达标

通过以上分析可知, 污水罐泄漏后氯化物、石油类有较小的增量, 会造成小范围的土壤影响。针对可能对土壤造成的影响, 拟建项目拟采取以下措施。

设计建设过程中污水罐区采取重点防渗，并在罐区周围设置围堰，可有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏的污染物收集并进行集中处理。运行过程中加强维护保养，保证储罐的本质安全，防止储罐破裂导致泄漏。加强罐区的巡检，及时发现泄漏，并采取及时有效措施防止渗漏到地下。

综上所述，项目在采取以上防控措施后，可满足相关标准要求，项目建设对土壤环境影响处于可接受水平。

5. 环境风险预测与评价

5.1. 评价依据

环境风险是指突发性事故对环境（或健康）的危害程度。环境风险评价就是对项目建设和运营期间发生的可预测突发性事件或事故所造成的人身安全与环境的影响和损害进行评估，提出防范、应急与减缓措施。本环评按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《关于检查化工石化等新建项目环境风险的通知》（原环保总局环办〔2006〕4号文）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号）和《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）的精神，对本工程环境风险进行分析评价。通过对本项目的物质危险性分析和功能单元重大危险源判定结果，划分评价等级，识别项目中的潜在危险源并提出合理可行的防范、应急与减缓措施，使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

5.2. 评价目的及重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，项目建设和运营期间可能发生的突发事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏，或突发事件产生的新的有毒有害物质，所造成的对人身安全与环境的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

本次环境风险评价将开展风险调查、环境风险潜势判定、风险识别和风险分析等风险评价内容，提出针对本工程的风险管理、减缓措施和应急预案，为工程设计和环境管理提供资料和依据，达到降低危险、减少危害的目的。

5.3. 风险调查

5.3.1. 风险源

本项目为天然气回收利用项目，本项目试采的页岩气不含硫，因此，项目涉及的主要危险物质主要包括 CH₄，存在发生火灾、泄露、爆炸等突发性风险事故的可能性。由于气田采出水不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中重点关注的危险物质，故不作为环境风险等级判定物

质，本次评价仅对其在储存过程中的风险提出措施。另本项目检修时产生的废油及含油废物及产及清，不在回收站内暂存，因此本项目不涉及油类物质风险。

站区不设天然气储存装置，天然气罐车装满后即可拉运。

表5.3-1 主要物质的危险性及存在位置

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置
1	运营期（站内）	甲烷	0.34t	井口和站场工艺设备、管线（按 500m ³ 计）
2		甲烷	8.47t	50m ³ CNG 槽车

5.3.2. 环境敏感目标

通过现场踏勘，对站场主要环境风险敏感点进行调查。本工程在选址过程中就避开了居民集中区、风景名胜区、文物古迹等风险敏感点，项目的环境风险敏感点主要是站场周边 500m 范围内的居住户、社会关注点等。

表 5.3-2 站场环境风险保护目标统计表

序号	名称	与井口方位	与井口距离/m	与井场场界距离/m	与井口高差/m	内容和规模
1#	明月社区散居居民	南	120	20	+10	约 3 户， 10 人
2#	大师坪居民	西南	292	192	+34	约 25 户， 75 人
3#	老鹰岩散居居民	东南	495	410	-81	4 户， 12 人

5.4. 环境风险潜势判定

5.4.1. 环境敏感程度（E）的确定

5.4.1.1. 大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D，大气环境敏感程度分级判定见下表。

表 5.4-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500 m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本项目位于宣汉县君塘镇，项目周边 500m 人数约 97 人，周边 5km 人数小

于1万人，则项目大气环境敏感程度为环境高度敏感区（E3）。

5.4.1.2. 地表水环境

地表水功能敏感性分区见下表。

表 5.4-2 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。

表 5.4-3 地表水环境敏感目标

敏感性	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

表 5.4-4 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

本项目事故状态下，泄露的危险物质被拦截在罐区围堰内，事故废水通过导排系统进入井场内污水池（兼作事故应急池），项目位于宣汉县***，雨水排放点为周边的沟渠，不涉及无功能水体，因此功能敏感性为 F3；环境敏感目标分

级为 S3，则项目地表水环境敏感程度为环境低敏感区（E3）。

5.4.1.3. 地下水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 D.3，地下水功能敏感性分区见下表。

表 5.4-5 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	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；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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	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（如热水、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 ^a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

^a“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

包气带防污性能分级见下表。

表 5.4-6 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。

本项目位于宣汉县***，处于农村地区，周边分布有少量居民。区内已实现自来水集中供水，但少部分居民通过泉点引水至家中引用，因此地下水功能敏感性分区为较敏感 G2。包气带防污性能分级为 D2。

地下水环境敏感程度分级见下表。

表 5.4-7 地下水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

根据上表地下水环境敏感程度分级，本项目地下水环境敏感程度为环境高度

敏感区 (E2)。

5.4.2. 危险物质及工艺系统危险性等级 (P) 的确定

根据《建设项目环境风险评价技术 导则》(HJ169-2018)，危险物质及工艺系统危害性 (P) 应根据危险物质数量与临界量的比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M) 确定。

5.4.2.1. 危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定

根据《建设项目环境风险评价技术 导则》(HJ 169-2018) 附录 B 中 B.1 突发环境事件风险物质及临界量表和 B.2 其他危险物质临界量计算方法，本项目在生产过程中涉及到风险物质主要为：甲烷。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B，本项目环境危险物质数量与其临界量比值 (Q)，具体见下表。

表 5.4-8 本项目Q值确定表

时段	序号	物质名称	CAS 号	最大存在总量/t	临界量/t	该种危险物质 Q 值	备注
运营期	1	甲烷	74-82-8	0.34	10	0.034	井口和站场工艺设备、管线 (按 500m ³ 计)
				8.47	10	0.847	CNG 槽车容积为 50 立方米
	合计				0.881	/	

综上，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C 相关计算方法，本项目危险物质数量与临界量比值 Q 为 0.881，属于 $Q < 1$ 等级。

5.4.3. 建设项目环境风险潜势判断

根据上文分析，本项目各风险单元 Q 值均 < 1 ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C，可直接判定为上述各风险单元环境风险潜

势为I，本项目环境风险潜势为I。

5.5. 评价等级及评价范围

5.5.1. 环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分方法，风险潜势为IV及以上，进行一级评价；风险潜势为III，进行二级评价；风险潜势为II，进行三级评价；风险潜势为I，可展开简单分析。本工程管道及试采站各评价单元环境风险潜势等级均为I，环境风险为简单分析。

表5.5-1 环境风险评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a (√)

^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。

根据上表可知，本项目风险评价工作等级为“简单分析”。

5.5.2. 环境风险评价范围

本项目环境风险评价等级为简单分析，无须设置环境风险评价范围。

5.6. 风险识别

评价将对本工程施工和营运过程中可能发生的潜在危险进行分析，以找出主要危险环节，认识危险程度，从而针对性地采取预防措施和应急措施，尽可能将风险可能性和危害程度降至最低。

5.6.1. 物质风险识别

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。

本项目涉及的危险物质主要是输送的天然气，主要为甲烷。

(1) 天然气

拟建工程涉及的危险物质主要是原料气，天然气是一种易燃易爆混合性气体，其主要成分为甲烷，与空气混合能形成爆炸性混合物，天然气本身具有闪点低、易扩散、受热后迅速气化，强热时剧烈汽化而喷发远射、燃烧值大、燃烧温度高、爆炸范围较宽且爆炸下限低等特点。天然气各种组分基本性质见表 5.6-1，主要物质甲烷的物理化学特性如表 5.6-2。

表5.6-1 天然气中各主要烃组分基本性质

组分 项目	甲烷	乙烷	丙烷	正丁烷	异丁烷	其它
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	C ₅ -C ₁₁
密度 (kg/m ³)	0.72	1.36	2.01	2.71	2.71	3.45
爆炸上限 (V)	5.0	2.9	2.1	1.8	1.8	1.4
爆炸下限 (V)	15.0	13.0	9.5	8.4	8.4	8.3
自然点 (°C)	645	530	510	490	/	/
理论燃烧温度 (°C)	1830	2020	2043	2057	2057	/
燃烧 1m ³ 气需空气量 (m ³)	9.54	16.7	23.9	31.02	31.02	38.18
最大火焰传播速度 (m/s)	0.67	0.86	0.82	0.82	/	/

表5.6-2 甲烷物化性质表

标识	中文名: 甲烷	英文名: Methane
	分子式: CH ₄	分子量: 16.04 UN 编号: 1971
	危规号: 21007	RTEC 号: PA1490000 CAS 号: 74-82-8
	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体	化学类别: 烷烃
理化性质		外观与性状: 无色无臭气体
物理性质	熔点 (°C) : -182.5	溶解性: 微溶于水, 溶于乙醇、乙醚
	沸点 (°C) : -161.5	相对密度 (水=1) : 0.42/-164°C
	饱和蒸汽压 (KPa) : 53.32/-168.8	相对密度 (空气=1) : 0.55
	临界温度 (°C) : -82.6	燃烧热 (kJ/mol) : 889.5
	临界压力 (MPa) : 4.59	最小引燃能量 (mJ) : 0.28
燃烧性	燃烧性: 易燃气体	燃烧分解产物: CO、CO ₂ 、H ₂ O
	闪点 (°C) : <-50	聚合危害: 不会出现
	爆炸极限 (V%) : 5.3~15	稳定性: 稳定
	自然温度 (°C) : 538	禁忌物: 强氧化剂、卤素
爆炸危险性	危险特性: 与空气混合形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸, 与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮及其他氧化剂接触剧烈反应。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。	
	爆炸性气体分类、分级、分组: IIAT1	
	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。	
毒性	灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	接触限值: 中国: 未制定苏联 MAC: 300mg/m ³ 美国 TWA (ACGIH) : 室息性气体	
	毒性: 属低毒性	
	侵入途径: 吸入	
健康危害	空气中甲烷浓度过高, 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、呼吸和心跳加快、精细动作障碍等, 甚至因缺氧而窒息, 昏迷, 甲烷量高达 2%时, 工作人员应立即离开该区域。	

	中文名: 甲烷	英文名: Methane			
标识	分子式: CH ₄	分子量: 16.04	UN 编号: 1971		
	危规号: 21007	RTEC 号: PA1490000	CAS 号: 74-82-8		
	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体	化学类别: 烷烃			
急救方案	吸入: 应迅速离开现场至空气新鲜处, 注意保暖, 呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者应立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。对症治疗, 注意防止脑水肿。 皮肤接触: 若有冻伤, 就医治疗。				
防护措施	工程控制: 生产过程密闭, 全面通风。进入罐内或高浓度区作业, 应有人监护。 个体防护: 高浓度环境, 佩戴自给式呼吸器; 一般可戴安全防护眼镜、防护手套、穿防静电工作服。 其他: 工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度作业区, 须有人监护。				
泄漏处理	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。尽可能切断泄漏源, 合理通风, 加速扩散。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。切断气源, 喷雾状水稀释、溶解, 抽排(室内)或强力通风(室外)。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。漏气容器不能再用, 且要经过技术处理以清除可能剩下的气体, 修复、检验后再用。				

(2) 采出水

根据既有开发经验, 采气阶段产生的采出水呈弱酸性, 阳离子以 Na⁺为主, 阴离子以 Cl⁻为主, 重金属含量低, 气田采出水以仍以 COD (最高可达 4000-5000mg/L)、氯化物 (最高可达 20000-30000mg/L) 等为主。采出水为淡青色、酸性, 具有一定的腐蚀能力, 从环境方面, 采出水主要表现的危害为腐蚀性和毒性, 属于危害水环境物质, 但不属于急性毒性类别 1 中物质。

(3) 本工程主要危险物质为天然气, 其危险有害因素分析如下:

1、易燃性: 天然气属于甲类火灾危险物质。对于石油蒸汽、天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集, 在空气中只有较小的点燃能量就会燃烧, 因此具有较大的火灾危险性。

2、易爆性: 天然气与空气组成混合气体, 其浓度处于一定范围时, 连火即发生爆炸。天然气(甲烷)的爆炸极限范围为 5%~14%, 爆炸浓度极限范围愈宽, 爆炸下限浓度值越低, 物质爆炸危险性就越大。上表列出了在 0°C、101.325kPa 条件下天然气主要成分的爆炸、燃烧特性。

3、毒性: 天然气为烃类混合物, 属低毒性物质, 但长期接触可导致神经衰弱综合征。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。

4、热膨胀性：石油及石油产品、天然气的体积随着温度的升高而膨胀，特别是天然气随温度升高膨胀特别明显。如果站场储存容器受暴晒或靠近高温热源，容器内的介质受热膨胀造成容器内压增大而膨胀。这种热胀冷缩作用往往损坏储存容器，造成介质泄漏。天然气储存容器在低温下还可能引起外压失稳。

5、静电荷聚集性：虽然静电荷主要发生在油品的运输、流动、装卸等工艺中，但是压缩气体从管口或破损处高速喷出时，由于强烈的摩擦作用，也会产生静电；静电的危害主要是静电放电。如果静电放电产生的电火花能量达到或大于可燃物的最小点火能，就会立即引起燃烧、爆炸。

6、易扩散性：天然气的泄漏不仅会影响管道的正常输送，污染周围的环境，甚至使人中毒，更为严重的是增加了火灾爆炸的危险。当管道系统密封不严时，天然气极易发生泄漏，并可随风四处扩散，遇到明火极易引起火灾或爆炸。

5.6.2. 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别首先参照本项目各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施，由此可识别工程建设生产过程中的风险源。

危险单元是由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，一个独立的危险单元在事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。本项目站场划分危险单元，共划分为4个危险单元，分别为：

- ①井场；
- ②CNG区域（回收站工艺装置区）；
- ③污水罐。

结合各单元工艺流程，对各危险单元的风险源进行识别，并分析风险源的危险性、存在条件和转化为事故的触发因素，识别结果见表5.6-5。

5.6.3. 危险物质扩散途径识别

环境风险类型包括危险物质泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，同一种危险物质可能有多种环境风险类型，本项目危险物质扩散途径见下表。

表 5.6-3 本项目危险物质扩散途径识别表

危险物质	环境风险类型	环境要素影响	扩散途径和可能影响方式
天然气	泄漏	大气	天然气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息
		大气	天然气泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
	火灾	地表水	天然气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或事故后维修作业对地表水环境造成影响
		大气	天然气泄漏发生爆炸事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
	爆炸	地表水	天然气泄漏发生爆炸事故时产生的消防废水或事故后维修作业对地表水环境造成影响
		下水	污水罐发生泄漏，导致气田采出水进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。
气田采出水	泄漏	地表水、土壤、地下 水	

5.6.4. 风险识别结果

根据风险识别分析，下表给出建设项目环境风险识别汇总结果。

表 5.6-4 本工程环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	风险类型	危险物质	扩散途径	可能受影响的敏感目标
1	CNG 区域	各设备装置单元	泄漏、火灾引发的伴生/次生污染物排放	CH ₄ 、CO	大气、地表水	周边居民、受纳水体
		站内设备管线连接处		CH ₄ 、CO	大气、地表水	周边居民、受纳水体
2	污水罐	污水罐	泄漏	气田采出水	地表水、土壤、地下水	地表水、土壤、地下水

5.7. 风险事故情形分析

5.7.1. 风险事故情形设定

设定拟建项目涉及的发生可能性处于合理区间的风险事故如下，包括大气、地表水、地下水和土壤环境风险事故。

- (1) 风险事故情形 1：回收站内设备或管线天然气泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放。
- (2) 风险事故情形 2：气田水泄露，影响地表水环境、土壤和地下水环境。

5.7.2. 环境风险影响分析

5.7.2.1. 大气环境风险分析

1、运营期天然气泄漏风险分析

本项目站场以及站内输气管线内主要危险物质为天然气，事故泄漏天然气中主要成分为甲烷，且不含硫化氢，甲烷的密度比空气的密度小，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物造成的影响是局部的，经分析，事故状态下，不会造成人员窒息现象。井站天然气管道和井站内均设有自动阀门，若遇泄漏，系统会自动启动关闭阀门，自阀门关闭到管道内气体泄漏完毕，最多历时 10min，天然气泄漏量极少。综上分析，泄漏的天然气对环境影响较小。

为了减小对周围居民的影响，在对群众进行宣传的过程中，应告知：在闻到天然气味时，应迅速转移至远离事故泄漏点的地方并及时报告。

2、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放情形影响分析

在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，本项目天然气为不含硫气体，燃烧生成的主要产物为 CO₂ 和 H₂O，仅在事故刚发生时有少量甲烷、乙烷等释放，且很快就能扩散，不会长期影响空气质量。但本项目四周存在众多林地，若火灾事故扩散至林地范围，最直观的危害是烧死或烧伤林木，一方面使林木蓄积量下降、降低林木密度、破坏森林结构，另一方面也使林木生长受到严重影响，降低林木利用价值，还会影响森林生态系统中火灾影响范围内的物种，使其数量显著减少。同时，林木的减少还有可能引起水土流失。事故时天然气燃烧主要采用二氧化碳或干粉灭火器等进行灭火，运营期间 24 小时有人值守，能很快发现火情并迅速采取措施，避免事故扩散至厂外，及时采取相关措施后，对项目拟建地周围环境不会造成较大污染。

若事故发生时，本项目采取消防水进行灭火：灭火产生的消防废水中含有油类、氯化物等污染物，如处理不当，进入雨水系统，排入外环境，则会污染附近地表水的水质。因此，本项目依托现有的污水池 1 座，位于井场西北侧，污水池容积为 500m³。当发生火灾或污水罐泄漏事故发生时，废水收集至污水池内，该污水池采用了地陷式构造，已对池体进行防渗漏处理，且在其周围修建围堰、导流沟，井场与污水池之间由碳钢管道连接，井场突发事件时通过布设的碳钢管道

直接引入污水池，不会存在事故废水外泄情况。因此，事故状态下，废水池能有效的收集及暂存事故废水，能有效防止外泄污染环境。

5.7.2.2. 地表水环境风险分析

1、废水泄漏后果分析

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

本项目气田水储罐采用符合标准的污水罐进行密闭储存，污水罐四周设置围堰，并进行防渗处理。一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在围堰内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致大量泄漏的机率很小，即便储罐发生泄漏，也能够通过围堰收集，避免泄漏进入周边环境中。因此，气田水发生泄漏进入周边环境的概率极低，影响较小。

5.7.2.3. 地下水及土壤环境风险分析

1、采出水泄漏事故影响分析

本项目采出水对站内设备、管道自然腐蚀穿孔的概率非常小，项目每日分离采出水量不大，若污水罐发生泄漏，污水罐下方设置有围堰，围堰进行了重点防渗措施，泄漏出的采出水首先进入围堰内收集，同时，污水罐设置有监控系统，泄漏后会及时报警，工作人员很快便能发现泄漏事故并进行维修处置。因此，污水罐泄漏导致污染物进入外环境可能性较小。站场内各区域按照要求均进行了防渗处理，站场内部采出水一旦发生泄漏，立即采取关停、围堵、修复等措施，将收集的采出水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排，采出水进入外环境可能性小，对地下水影响较小。

2、废水泄漏影响分析

在储存和运输过程中发生泄漏，泄漏的物料会经地表水系或区域降雨原因进入保护区内。泄漏物料将对区域内地下水及土壤生态系统造成不利影响，使土壤理化性质发生变化，影响土壤质量；泄露物料进入地下水，会影响地下水环境质量，造成局部地下水污染现象。本项目每日产量不大，站场内设置1个50m³的罐用于储存，若发生泄漏，罐下方设置有围堰，并在该区域进行重点防渗措施，泄漏出的首先进入围堰内收集；罐设置有监控系统，泄漏后会及时报警，工作人员很快便能发现泄漏事故并进行维修处置。站场内各区域按照要求均进行了防渗处理，一旦发生泄漏，立即采取关停、围堵、修复等措施，将收集的通过密闭罐车拉运至危废处理仓库，因此，进入外环境可能性小，对地下水和土壤影响较小。

3、风险事故地下水影响预测分析

根据地下水环境影响识别结果，试采期事故状况下对地下水环境影响较大。本项目事故状况下对地下水可能产生的不利影响途径主要为污水罐发生破裂且防腐层失效的情况下导致污染物通过下渗的方式进入地下水环境。

根据项目可能泄漏的物料的危害性及拟采取的防渗措施，本次评价选取污水罐发生破裂，同时泄漏处地面防渗层失效，污染物泄漏进入地下水环境的影响。根据地下水预测章节，本项目污水罐底部发生裂口，采出水通过裂缝逐渐渗漏到地下含水层中，CODMn、氯化物、钡和石油类在污水罐破裂整个工况下中心点处均未出现超标现象。

施工单位严格按照相关技术规范进行施工，选用质量合格管道，站场内各区域和集输管线应按照要求进行防渗处理，站场内部含水原料气、采出水一旦发生泄漏，立即采取关停、围堵等措施，加强设备设施维护，采取上述措施后，项目建设对地下水环境影响较小。

5.7.2.4. 生态环境影响分析

若发生事故，泄漏天然气可能引发火灾，造成生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。事故发生后，生态系统采用人工植树种草进行重建，再加上生物演替过程，草本层2~3年即可恢复，灌木层3~5年方可恢复，乔木层则需要长达10~15年才能恢复。

在井站日常管理中发现隐患及时处理，防患于未然，防止火灾的发生，杜绝

破坏林地生态系统的事故发生。

5.8. 环境风险防范措施

5.8.1. 回收站风险防范措施

(1) 回收站配备了完善的调压计量、过滤等工艺安全设施，增强了工艺流程的安全可靠性和事故风险的防控能力。主要表现在以下几个方面：

- ①建设完善的放散系统，满足平台检修、超压或事故状态下的安全放散要求。
- ②设置完善的安全截断系统，实现事故状态下的安全连锁保护。井口设置了高低压安全截断系统，在检测压力超高或超低状况下均可自动切断气源。
- ③设置可燃气体报警系统。本项目在工艺装置区均设置了可燃气体探测器，并与值班室主机相连，出现天然气泄漏时可及时报警。

(2) 平台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。

(3) 平台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。

(4) 掌握附近居民分布情况及有效的联系方式，并与平台周边的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力。

(5) 定期对平台及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生。

(6) 严格按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)(2018修订版)的要求，优化平台平面布局，与周边居民保持一定距离，满足平台区域防火要求。

5.8.2. 火灾次生污染风险防范措施

(1) 配备移动式灭火设备，按《建筑灭火器配置设计规范》规定，对可能发生火灾的各类场所（工艺装置区、主要建筑物、仪表及电气设备间等），根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别配置有一定数量不同类型、不同规格的固定式和移动式灭火器材，以及时扑救初期零星火灾。保持与宣汉县消防大队的联系；

(2) 加强明火管理，在站场内严禁吸烟，禁止任何进出人员携带火种（打火机、火柴等）。要管理好罐区、配电房内的电器设施，防止产生电器火花。做好防止静电火花产生的措施，操作人员不能穿化纤制作的工作服，应穿棉布或防

静电布制作的衣服。

(3) 站内的电气设计按防爆范围等级采用防爆电器，以避免可能泄漏的天然气遇电器火花而产生爆炸。

(4) 站场设计上采用防雷和防静电火花与天然气接触发生爆炸危害的措施。

5.8.3. 废水泄漏风险防范措施

(1) 对污水罐的选址和质量给予重视，避开了不良地质或岩土松散的地段，防止废水渗漏或溢出、垮塌污染附近农田土壤、作物、地下水等。

(2) 污水罐周围设置围堰，并采取重点防渗措施。

(3) 为了废水渗漏污染地表水及浅层地下水，要求建设方对污水罐内废水及时处理，在容积设计时考虑留有一定的富余容量，防止外溢；在暴雨季节，加强对废水存储设施巡查，防止场地内废水泄漏站场污染环境。

(4) 一旦发生废水泄漏，要立即启动废水泄漏应急预案，同时与当地政府和居民进行及时沟通，对废水外溢造成的农业损失进行赔偿，避免居民投诉事件发生。

5.8.4. 废水运输泄漏风险防范措施

运输废水时要采用密闭罐车进行运输，为降低运输过程中的风险，本着切实保护环境的原则，在运输过程中应采取如下措施：

(1) 建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。

(2) 加强运输车辆的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，纳入建设方的 GPS 监控系统平台，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致废水泄漏，污染环境。

(3) 加强罐车装载量管理，严禁超载，尽量避免雨天和大雾天气转运。

(4) 转运过程做好转运台账，严格实施联单制度，确保采出水妥善运输至处置单位。

(5) 废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

(6) 加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交

通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

(7) 转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰、水库等）较近位置或者穿越河流（含河沟、水库等）的道路时，应放慢行驶速度。

(8) 转运过程中，应严格按照转运线路行驶；转运前，应对罐车仔细检查，确保罐车运转正常，确保罐体无渗漏情况；对拉运人员进行环保培训和加强管理，禁止将各类废物排入周边环境。杜绝转运过程中产生“跑、冒、滴、漏”现象。

5.8.5. 施工期的风险防范措施

施工期安全管理主要由施工单位负责，监理单位严格按标准检查，建设方密切配合，共同做好安全管理。对影响工程质量、安全的现象，监理方、建设方都必须加以制止。因此，建设单位应聘请有资质的施工单位，与施工、监理单位签订合同中应明确提出安全要求，落实安全责任。

1、管道施工安全加强的对策措施

a. 在管道线路选择中，要尽量考虑管道与相关行业建构筑物的安全距离要求，同时需执行相关国家及行业规范要求。

b. 施工时在管道上方埋设管道警示带。

c. 施工现场内配备、架立并维护一切必要且合适的标志牌车辆和工地出入口要采取一定的防范措施，不要让附近居民（尤其是小孩）进入施工场所。

d. 现场采取防火与消防措施，在合适地点配备适当数量的手持灭火器，防火、防洪、防风及防雷击等安全设施完备，且定期检查，如有损坏，及时修理或更换。

e. 管道搬运过程要有详细的操作规程，避免管道防腐层受到破坏而降低其防腐蚀能力。

f. 管道的施焊工，应持证上岗，焊接施工应严格执行经过评定的焊接工艺程序。焊接作业时，必须佩戴全套防护用品。作业场所四周应设置屏障，以防止对其他人员的伤害。

g. 施工时应注意保护高压电力线、通讯线等，避免意外的人员伤亡或设施损坏。

h. 作业前观察好风向并严格监管周围环境，严禁火种带入作业区，在确认无

火灾、爆炸危险时方能作业。

i. 阀门和压力容器拆卸前应放空余气，不得带压拆卸。

2、站场施工安全对策措施

a. 站场施工牵涉动土作业，必须先办理《动土作业许可证》，动土作业必须按《动土作业许可证》的内容进行。

b. 动土作业前，项目负责人应对施工人员进行安全教育；施工负责人对安全措施进行现场交底，并督促落实。

c. 动土作业应完成如下作业危险分析：所有地下管道、电缆、光缆应确定方位；地面堆土、堆物应加以控制，进行必要的支撑，以防垮塌。

d. 动土作业施工现场应根据需要设置护栏、盖板和警告标志，夜间应悬挂红灯示警；施工结束后要及时回填土，并恢复地面设施。

e. 挖掘土方应自上而下进行，不准采用挖底脚的办法挖掘。

f. 站内动土作业只能采取人工开挖，不得使用机械开挖。

g. 多人同时挖土应相距在 2 米以上，防止工具伤人。发现异常时，应立即撤离作业现场。

h. 要视土壤性质、湿度和挖掘深度设置安全边坡或固壁支架。

i. 作业时应注意对有毒有害物质的检测，保持通风良好。

j. 安装阀门和仪表时要有详细的操作规程，避免阀门和仪表受到损害而降低使用寿命。

k. 站场施工应配置和使用防爆工具，并配备可燃气体、有毒气体检测仪。1. 动火作业中防火、防爆还必须做到以下几点：

m. 施工时必须加装隔离带，以便控制火花飞扬；动火作业应严格执行动火申请报告书制度，并严格操作；生产正常放空或发生事故时，应暂停动火作业；动火连接管道时，关闭阀门应由站场持证工作人员进行，以防止关错阀门发生意外事故；动火现场的容器内、管道内、室内和坑内的可燃气体浓度必须低于爆炸下限的 25%；

4、碰口安全对策措施

a. 管道碰口时，应特别注意动火作业中防火、防爆安全。

b. 在警戒区内禁止机械化施工和禁止使用明火和抽烟。同时，需当地消防部

门配合，配备消防器材和抢险工具，确保安全。

- c.在碰口点和管道交叉点，用人工小心挖，防止挖破原有管道。
 - d.在碰口前，应将原试采管道内的天然气排净，以避免在碰口焊接时可能造成燃烧爆炸从而伤害施工人员。
 - e.管道与原管道碰口处焊接时，如有天然气泄漏现象发生，处理不当可能发生天然气燃烧爆炸事故。因此，管道与原管道碰口处焊接前，应进行检测是否有漏气现象，不漏气方可焊接。
 - f.碰口点要有隔离措施。
 - g.碰口时上下隔离法兰要用隔离片分开。
- 5、试压、置换安全对策措施
- 施工单位应严格执行《天然气管道运行规范》(SY/T 5922-2012)有关试压、置换的要求，同时特别注意以下几方面：
- a.试压时的最大压力不得超过管道的设计压力。
 - b.制定试压安全技术措施，试压时应注意外界温度对介质压力引起的变化。
 - c.气压试验时管道的最高点应设置放空阀，排净空气，气压试验输入端的管道上应安装安全阀。
 - d.试压临时采用的法兰盖、盲板厚度应满足强度的要求，盲板对面不应站人，检查密封性时脸部不宜正对法兰。
 - e.天然气管道在试压前，应严格质检；试压时的升压速度不宜过快，压力应缓慢上升，每小时升压不超过1MPa。
 - f.在试压、置换及严密性试验的升压过程中，非试压人员不得进入试压区域，试压巡检人员应与管道保持6米以上的距离，检查命令下达后，各岗位人员应对管道进行检漏，发现问题及时报告处理。
 - g.清管作业应做到方案具体、措施到位、组织严密，并统一指挥，严格执行操作程序。清管排油、排污应按规定收集、处理。
 - h.收发球设备、仪表、清管器、指示器等应检验合格，快速盲板上的防松楔块和压圈应保持完好。
 - i.作业前观察好风向并严格监管周围环境，严禁火种带入作业区，在确认无火灾、爆炸危险时方能作业。

- j. 阀门和压力容器拆卸前应放空余气，不得带压拆卸。
- k. 在打开清管筒快速盲板时，人员不得正对盲板。

5.9. 环境风险防范应急预案

项目的建设必然伴随潜在风险危害，如果安全措施水平高，则事故的发生概率必然会降低，但不会为零。一旦发生事故，需要采取工程应急措施，控制和减少事故危害。针对本项目可能造成的环境风险的突发性事故。本次评价仅提出原则性、关键性的要求，建设单位应在运营期编制具体、完善的应急预案，应急预案主要内容见下表。

表5.9-1 环境应急预案主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	安全预评价制定的应急计划区及本项目环境保护目标
2	应急组织机构、人员	地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施、设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通信方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由具有资质的专业单位负责对事故现场进行环境监测，重点对分散饮用水源等水质进行监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

5.9.1. 应急计划区

建设单位应根据本项目的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

5.9.2. 应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处

理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

5.9.3. 应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏探测仪（各站均应配置）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、汽油发电机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等。评价参照国内同业单位的配置提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配置。

5.9.4. 应急响应

（1）应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

（2）通讯联络方式

①报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

作业区向上级报告，除非特别紧急的情况采用电话报告外，其它一律书面报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告知，后附书面报告。作业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

②报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告 110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告知用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之。

5.9.5. 事故应急处理措施

（1）应急反应

①险情发生后，应急指挥启动应急预案；

②应急小组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；

③生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，

以及在应急情况下现场人员的疏散；

④安全监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施应急救援；接收到振动光缆报警系统报警后，及时组织相关人员核实情况并实施应急措施。

⑤通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；

⑥后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障。

（2）站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）

①站场值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关闭，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；

②应急指挥下令启动事故应急预案，在站控室向现场下达应急指令；

③通讯联络组迅速打电话报警，向作业区、中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；

④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；

⑤如现场存在火情，现场抢修组使用固定式消防系统和移动式灭火器进行灭火；

⑥安全监护组负责在现场进行检测，在影响距离外设置警戒线，进行安全监护；

⑦抢修现场严禁使用非防爆用具，车辆一律熄火站外停放，确因工作需要进入现场的车辆必须佩戴防火帽，经安全监护组确认安全后，按指定路线行进；

⑧后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；

⑨若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

（3）管道发生异常情况

①巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；

②应急指挥下令启动应急预案；

③通讯联络组向作业区、中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；

④生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况管道实施泄压操作；

⑤安全监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；

⑥生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；

⑦如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；

⑧生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报分公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

⑨振动光缆报警系统，发出警报时，通讯联络组向作业区、中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助。

（4）异常情况下抢险人员的撤离

①安全监护组负责事故抢修现场异常情况的监测，包括可燃气体浓度、现场发生火灾、现场发生爆炸等；

②异常情况下，安全监护组及时向现场人员发出警报，生产抢修组立即组织现场抢修人员安全撤离；

③抢险人员接到警报后，立即按照既定撤离路线组织撤离；

④撤离应本着“先人员、后设备”的原则进行；

⑤到达安全区域集合地点后，安全监护组负责清点人数，发现人员失踪，向应急救援指挥部报告。

（5）事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）：①值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关闭，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；②应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；③通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇报现场情

况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；⑤后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；⑥若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

（6）管线发生异常情况

巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；应急指挥下令启动应急预案；通讯联络组向应急指挥组汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况的管线实施泄压操作；HSE 监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；施工抢险单位到达现场后，生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

（7）火灾次生污染物环境风险影响消除措施

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，发生事故后，首先立即关闭事故管段两侧的站场、平台的截断阀，然后立即启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。对灭火产生消防废水，采取截留收集措施，场站按要求修建截水沟和应急池对消防废水进行收集暂存，然后根据消防废水水质情况采取下一步处理措施，若火灾范围很小，消防废水中的除 SS 外无其他污染物，则可就近沉淀处理后排放；若火灾范围较大，消防废水中污染物成分较为复杂，则采用罐车将收集的消防废水就近运至可接收且环保手续齐全的污水处理厂处理。

（8）站场污水罐中污水泄漏，一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急响应预案；及时检查污水罐等装置是否破坏并产生泄漏，并封堵泄漏部位，切断污染源；通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度；发生风险事故后，应急处置期间可利用其他水源或送水车应急供水解决群众饮水问题。

5.9.6. 应急监测

(1) 天然气泄漏事故

应急监测的项目：甲烷。

监测地点：泄漏事故地点；

监测要求：主导风向结合敏感点进行布设。

(2) 废水泄漏事故

应急监测的项目：COD、石油类、氯化物。

监测地点：泄漏事故地点下游地表水及地下水，下游土壤；

监测要求：重点对下游具有饮用水功能的水体

进行监测，并根据监测结果提出应急措施，必要时可利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题。

5.9.7. 事故后的恢复程序

当恢复生产后，善后工作由现场人员负责具体落实，主要包括以下内容：

(1) 对现场进行清理，撤除所有的机具设备。

(2) 恢复地貌、植被；疏通河道、交通。

(3) 根据事故破坏情况，进行评估，按照相关法律，进行赔偿。

(4) 做好各项记录，进行归档整理。

5.9.8. 应急培训与演练

应急培训和演练是培养和提高各岗位操作人员以及其他人员的日常应急处理能力的重要手段。应急预案应明确规定以下内容：

(1) 演练及考核计划

演练计划包括应急预案类型、演练时间、演练内容、参加人员、考核方式等要求。

(2) 演练记录

演练记录包括应急预案类型、演练时间、演练人员名单、演练过程、考核结果、存在问题等内容。演练记录存档备查。

(3) 演练内容和形式

强化应急器材、医疗急救等方面的演练；

采用答卷方式对操作人员进行应急预案教育；

按照事故应急预案，以岗位为单位进行实战模拟演练；和地方消防、医疗等单位举行较大规模的实战模拟演练；

采取各种形式（如电视、电影、宣传手册等）对站场周边的民众进行应急知识宣传，在距站场 100m 范围内有居民的村庄进行居民疏散演练。

（4）总结

演练结束后应就演练过程与应急预案的要求进行对比，可采取自我评估或第三方评估的方式对预案实施过程中存在的问题进行评估，根据评估结果对应急预案进行修改、完善。

5.10. 小结

5.10.1. 项目危险因素

本项目为天然气回收利用项目，气藏为不含硫化氢的高纯度天然气，主要涉及的危险物质为 CH₄、废水等。本工程通过站场划分危险单元，共划分为 3 个危险单元，分别为井场、CNG 区域（回收站工艺装置区）、污水罐。

5.10.2. 环境风险防范措施及应急预案

本工程按照《石油天然气工程设计防火规范》等标准的要求，主要针对项目设计阶段、施工阶段以及试采阶段提出了明确的环境风险防范措施；施工期安全管理主要由施工单位负责，监理单位严格按标准检查，与建设方密切配合，共同做好安全管理，应明确提出安全要求，落实安全责任，对影响工程质量、安全的现象，监理方、建设方都必须加以制止；建设单位应根据本工程的安全预评价制定应急计划区，并将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

5.10.3. 环境风险评价结论与建议

根据环境风险影响评价，本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中危险物质主要为甲烷、气田水，环境风险主要为天然气发生泄漏引发火灾、爆炸等对环境造成污染的风险，本项目为天然气回收工程，工程在选址上已尽量避开人口密集区和不良地质区。站场内设置了安全截断装置，一旦发生事故可以立即采取措施，将其对环境的影响控制在可接受范围内，不会对周围居民和当地环境造成重大不良影响。此外，污水罐四周设置围堰，并进行防渗处理，加强管道、储罐的巡检，通过与项目所在区域的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力。

本项目通过采取相应的环境风险防范措施，加强环境风险管理，落实应急预案，项目环境风险机率和风险影响为可接受水平。因此，从环境风险的角度而言，项目建设可行。

5.10.4. 环境风险自查表

表5.10-1 环境风险自查表

工作内容		完成情况						
风险调查	危险物质	名称	站内甲烷	槽车甲烷				
		最大单元存在总量/t	0.034	0.003				
	大气							
		地表水功能敏感性			F1	F2		
物质及工艺系统危险性	地表水	环境敏感目标分级			S1	S2		
		地下水功能敏感性			G1	G2		
	地下水	包气带防污性能			D1	D2		
		Q值	Q<1(√)	1≤Q<10	10≤Q<100	Q>100		
环境敏感程度	大气	M值	M1	M2	M3	M4		
		P值	P1	P2	P3	P4		
	地表水	E1	E2	E3	E4			
		E1	E2	E3	E4			
环境风险潜势	地下水	E1	E2	E3	E4			
	IV+	IV	III	II	I(√)			
评价等级		一级	二级	三级	简单分析(√)			
风险识别	物质为线性	有毒有害(√)			易燃易爆(√)			
	环境风险类型	泄漏(√)			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放(√)			
	影响途径	大气(√)		地表水(√)		地下水(√)		
事故情形分析		源强设定方法	计算法	经验估算法	其他估算法			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB	AFTOX	其他			
	地表水	/						
	地下水	/						
重点风险防范措施		①制定应急救援预案并定期演练； ②配备完善的放空系统、安全截断系统、可燃气体报警系统； ③按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计； ④与站场周边的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力； ⑤定期对站场设备及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生； ⑥做好分区分级防渗，设置围堰，做好防雨、防晒措施；修建围堰，防止采出水泄漏						

	进入周围环境。
评价结论与建议	本项目环境风险潜势为I，试采期落实本报告提出的各项措施、建立和落实各项风险预警防范措施和事故应急计划，杜绝重大安全事故和重大环境污染事故的发生，可使项目建成后风险水平处于可接受程度。

综上所述，本项目风险事故发生概率低，按照相关行业规范完善泄漏、防火、防爆等环境风险防范措施，制定详尽有效的突发环境事件应急预案，提高队伍的事故防范能力，严格按照设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，本项目的环境风险值会大大地降低，从环境风险的角度分析，环境风险水平是可以接受的。

6. 环境保护措施及其可行性论证

6.1. 施工期环境保护措施及可行性分析

6.1.1. 施工期生态环境保护措施及可行性分析

1、土地利用现有格局的保护和恢复措施

①选址依托已建明 1 侧井钻井平台扩建，不涉及新增占地，严格控制施工范围。

②现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围。

2、生态景观环境影响减缓措施

(1) 施工过程中，文明施工，有序作业，减少临时占地面积。

(2) 在遇到确定为环境敏感点的区域时，施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶、操作，不得随意破坏道路等设施。

(3) 尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

3、水土流失防治措施

项目位于宣汉县君塘镇境内，涉及嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区，因此，本项目需采取水土流水污染防治高标准，采取严格的水土保持防护措施及施工管理措施，从水土保持角度来看，通过提高防治标准，采取积极的水土保持措施，加强工程施工期间的临时防护以及管控，可以将不利影响降到最低。

站场施工：站场、及临时堆土区分区采取相应的截排水沟、排污沟、站场边沟等措施，覆土、土地整治及临时措施。

站内管线施工：

(1) 尽量避开雨季施工；分段施工，做到随挖、随运、随铺、随压，尽量不留疏松地面，减少风蚀导致的水土流失。

(2) 划定施工作业带范围和路线，不随意扩大。并严格控制机械和车辆的作业范围，尽可能减少对土壤的破坏以及由此引发的水土流失。

(3) 提高工程施工效率，缩短施工工期。

(4) 施工时将禁止材料的随意堆放，划定统一的堆料场，防止对植物破坏范围扩大。

(5) 水土保持和水工保护措施相结合，工程措施和生物措施相互结合，分区进行布局。

6.1.2. 施工期大气污染防治措施及可行性分析

本项目新建的回收站，建设期间废气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、站内管道补焊烟尘、站内管道吹扫氮气和防腐漆挥发废气。

1、施工扬尘

施工扬尘主要为设备运输车辆运输过程及设备基础开挖过程产生，相比其它施工废气而言，施工扬尘是造成周围大气环境污染最严重的，根据设计资料，为减少施工工程中扬尘的产生量，拟采取如下措施：

①开挖施工过程中产生的扬尘，采用洒水车定期对作业面和土堆洒水，使其保持一定湿度，降低施工期的粉尘散发量。

②在施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，施工散料运输车辆应采用加盖篷布和湿法相结合的方式，减少扬尘对大气的污染，物料堆放时加盖篷布。

③当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

④保持运输车辆完好，不过满装载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘。同时，在经过住户、学校附近时，应减速慢行，尽量减少粉尘对敏感点的影响。

⑤施工单位应严格遵守各级人民政府制定的建设施工管理制度，全面推行现场标准化管理，工地做到六必须（必须围挡作业、必须硬化道路、必须设置冲洗设施、必须及时洒水作业、必须落实保洁人员、必须定时清扫施工现场）；六不准（不准车辆带泥出门、不准运渣车辆冒顶装载、不准高空抛撒建筑垃圾、不准现场搅拌混凝土、不准场地积水、不准现场焚烧废弃物）。并且施工单位应严格落实本环评提出各项降尘措施。

根据达州市住房和城乡建设局《关于印发〈施工扬尘污染防治管理办法（试行）〉的通知》（达市住建发〔2018〕331号）的规定：招标文件中应明确扬尘污染防治目标要求，建设工程施工合同中应明确施工单位扬尘防治职责，并与施

工单位签订扬尘防治责任书；应将建设工程施工现场扬尘污染防治费用列入工程概预算、招标文件工程量清单和施工合同，实行专款专用。

施工扬尘量随管理手段的提高而降低，如果管理措施得当，扬尘量将降低70~80%，大大减少对环境的影响。本项目在施工过程中，在落实以上措施的同时，应注意加强对施工队伍的管理，如建立施工规章制度，由通过IS014000认证的单位施工等。

2、施工机械和车辆尾气

在施工期间施工单位应定期对施工设备进行维护，保证其在最佳状态下运行，以提高燃料（柴油、汽油等）的利用率，同时应尽量选用清洁燃料。由于施工机械废气属间断性无组织排放，特点是排放量小，加之施工场地开阔，扩散条件良好，因此施工机械废气能达标排放。同时，在施工期内应多加注意施工设备的维护，使其能够正常地运行，提高设备燃料的利用率。在此条件下，对环境及敏感点的影响较小。

3、焊接烟尘

本项目新建的回收站内设备、管道组装大多采用螺纹连接，仅部分需要采取点焊和补焊工艺。焊接过程会产生少量的焊接烟尘，本项目站场设备少、管线短，焊接量小，且焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对站场所在地的大气环境影响较小。

4、站内管道吹扫氮气

站内设备、管道安装完毕、焊缝无损检验合格后，对系统进行吹扫，站内管道吹扫介质为氮气，根据建设提供资料，氮气使用量约20m³，氮气为空气组分，直接排放进入大气环境。

5、防腐漆挥发废气

本项目站内地面上管道外防腐采用耐温环氧酚醛涂层，其余管道采用的无溶剂液体环氧涂料。本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料、废气产生。

仅站内污水罐区、井口区域做重点防渗时，刷漆过程中防腐漆会挥发产生少量 VOCs 废气，本项目使用的油漆量较少，用量不超过25L。并且本项目相对应的施工期较短，且具有间歇、短暂性排放的特性，随着施工活动的结束而结束，

且刷漆过程在野外露天工作环境，污染物扩散条件较好，对周围环境影响较小。

综上所述，本项目施工期各类废气处置措施在川东北地区试采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。本项目周边中石化川东北地区试采地面工程采用相同废气处理措施，到目前为止，中原油田普光分公司未收到废气污染的环保投诉。因此，本项目施工期废气治理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

6.1.3. 施工期废水污染防治措施及可行性分析

施工期对地表水环境的影响主要是施工人员生活污水、管道试压废水及设备冲洗废水。

(1) 生活污水

施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。

项目施工期短，产生量小，生活污水经上述措施处理完全可行、有效。

(2) 试压废水

站内管道试压前，采用氮气将管道内杂质全部清除完毕，管线吹扫合格标准为：以开口端不再排出杂物为合格。管道采用洁净无腐蚀性的清洁水进行管道试压，试压废水经管道出水口排入沉淀池（2m³），经沉淀后回用于场地施工机械洒水降尘，不外排。

综上所述，本项目施工期各类废水处置措施在川东北地区试采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。到目前为止，未收到废水乱排乱放的环保投诉。因此，本项目施工期废水治理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

6.1.4. 地下水防治措施及可行性分析

本项目站场施工主要通过合理安排施工计划、施工程序，加强施工废水及生活污水的收集与处置，以减小本项目施工期对地下水环境的影响程度和影响范围。站场建设时设置雨污分流系统，实现污水和雨水的分流。项目实施过程中定期检查防渗基础，对破损部位进行修复。站场施工加强固废和生活垃圾的堆放管理，防止废水下渗污染地下水。

6.1.5. 施工期噪声防治措施及可行性分析

6.1.5.1. 站场施工

施工期噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、吊管机等，其强度在 80~

90dB（A）。施工期拟采取如下噪声防治措施：

- 1.合理安排施工时间，将高噪声作业集中在昼间进行（如上午9:00-11:00，下午14:00-17:00）的特定时段内集中完成，减少噪声的断续干扰时间。避免设备长时间怠速或空转。
- 2.在可能的情况下，合理安排工序，避免电锯、电钻、电焊机等多台高噪声设备同时运行，从声源上降低总噪声级。

3.优先选用低噪声、符合国家环保标准的施工设备。施工前对所有设备进行检修保养，确保其处于最佳运行状态，避免因设备故障（如部件松动）产生额外刺耳噪声。

6.1.6. 施工期土壤环境污染防治措施

6.1.6.1. 源头控制措施

在工艺、管道、设备、给排水等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过防渗处理的地面有效阻止污染物的下渗。

6.1.6.2. 过程控制措施

对站场进行分区防渗，见地下水污染防治措施章节。对站场设备、管道阀门宜采用密封性好、不易腐蚀的设备。

总的来说，地下水和土壤污染防治措施应按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。这些措施在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。根据其他中石化川东北地区钻采工程采用相同土壤污染防治措施，在加强管理和监控后，无土壤污染现象和投诉发生。因此，本项目施工期土壤污染防治措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

6.1.7. 施工期固体废物治理措施及可行性

（1）生活垃圾

施工期工人产生的生活垃圾依托周边农户已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置。

（2）开挖土石方

本项目井口到 CNG 设备区域埋地管道，开挖土方约 50m³、土方回填 50m³，无弃方产生，全部回填。

（3）施工废料（含吹扫废渣）

本项目站场工程施工过程施工废料主要包括试采站建设时的废包装材料，站内管道吹扫所产生的少量铁屑、粉尘，以及施工过程中产生的废金属等。可以回收利用的部分（废包装材料、废金属等）优先回收利用，不能利用的（管道吹扫废渣等）收集后清运至周边合法建筑垃圾填埋场处置。

（4）焊渣、废焊条

废焊条、焊渣收集后清运至周边合法建筑垃圾填埋场处置。

（4）防腐刷漆废物

本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。

仅站内污水罐区、井口区域做重点防渗时，产生废弃防腐材料及少量废油漆桶；废弃防腐材料及少量废油漆桶产生量约 0.1t，由于施工量较小，因此，本项目施工期间固废不暂存在施工场地内，施工区不设危险废物暂存间，每日施工结束后暂存于普光天然气净化厂危险废物库房内，后交由有危险废物处理资质的单位处置。

6.2. 运营期环境保护措施及可行性分析

6.2.1. 大气环境污染防治措施可行性分析

1、正常工况

1) 水套炉燃烧废气

本项目水套加热炉在运行过程中使用站场自产的天然气作燃料，由于天然气中不含硫，燃烧后产生的废气含颗粒物、NO_x，通过 8m 高排气筒排放，排放方式为连续排放。根据工程分析，本项目水套加热炉废气排放浓度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中大气污染物 NO_x: 200mg/m³、颗粒物（烟尘）：20mg/m³ 的排放浓度限值要求。综上所述，本项目所采用的水套加热炉废气治理措施可行。

2、非正常工况检修/事故放空废气

项目检修/事故时为保证安全，需排尽输气管线内的残余天然气，根据站场操作工艺，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过井场放空系统点

火排放。本项目设备检修预计每年约1~2次，检修前可利用截断装置，放空废气仅为站场设备内残留的原料气，放空量约为30m³/次，放空废气通过放空火炬点火燃烧，主要污染物为二氧化硫和氮氧化物。

系统超压、设备检修废气和事故放空废气通过站场内15m放空管火炬燃烧后排放，参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)相关要求，“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案”，本项目事故放空天然气通过放空管点火燃烧，满足要求，因此本项目对检修期间天然气采取放空管点火燃烧是可行的。

3、备用燃气发电机尾气

项目周边供电网已铺设，可将网电接入井场，满足本项目试采需求，因此本项目优先使用网电作为动力和生产生活用电，正常情况下无燃烧废气产生。

在停电或者电网供应不能满足使用时，柴油发电机尾气释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。因此，燃气机废气对环境空气的影响很小，大气污染物将随钻井工程的结束而消除。

4、无组织排放挥发性有机物防治措施

- ①试采站内需安装可燃气体和有毒有害气体泄漏报警装置；
- ②定期对各设备或管线组件进行维护保养并泄漏检查，如出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：
 - a) 密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；
 - b) 密封点泄漏检测值超过《陆地石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)表4规定的泄漏认定浓度(2000umol/mol)。

本项目回收站场废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气回收站场工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

6.2.2. 废水污染防治措施

6.2.2.1. 治理措施

- (1) 生活污水

本项目运营期有人值守，劳动定员8人，值守人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理，本项目所在地周边有较多的生活污水处理厂，本项目生活污水产生量较小，所产生的少量生活污水用密闭罐车拉运至周边有富余处理能力的生活污水处理厂处理有效可行。

(2) 采出水

本项目试采期地层水产生量预计最大为 $10\text{m}^3/\text{d}$ ，站内新建1个 50m^3 污水罐进行收集，可以满足地层水四天的暂存要求，在试采前期地层水产生量较大时应加密转运，及时拉运能保证站场污水罐对项目废水的收纳，后期随着地层水产量的减小可根据实际情况调整转运计划。站场设置污水罐位于防渗区，做好污水罐的保养检查，杜绝污水泄漏；本项目气田采出水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定），应做好气田采出水转运计划，确保废水得到有效处置。

(3) 检修废水

检修废水分量约 $4.0\text{m}^3/\text{a}$ ，主要含有SS和石油类，暂存于回收站建设的污水罐（1个， 50m^3 ），暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

6.2.2.2. 废水转运措施

(1) 废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄漏。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

(2) 运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量

避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

- (3) 废水转运应建立交接联单制度，确保废水运至相应的目的地。
- (4) 废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。
- (5) 废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。
- (6) 承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。
- (7) 废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。
- (8) 废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。
- (9) 废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

6.2.2.3. 采出水处置依托可行性分析

- (1) 赵家坝污水处理站
- 赵家坝污水处理站（1号污水处理站）设计处理能力 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理污水量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，根据周边站场采气期采出水产生情况，本项目试采期日产水量约为 $10\text{m}^3/\text{d}$ （最大量，将随着开采逐渐减少），故赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）也完全有能力处理本项目试采期产生的采出水。

- (2) 回注井依托可行性
- 毛开1井回注站：**回注层位为雷口坡、嘉陵江组，注水井段 $2235.0\text{m}-3790.0\text{m}$ ，回注储集空间 226.77 万 m^3 ，注水压力约为 37MPa ，污水回注设计规模为 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，

目前回注量为 100m³/d，剩余能力约为 20m³/d，回注压力峰值约为 31MPa。

普光 11 井回注站：回注层位为飞仙关组，注水井段 5546.5m-5754.4m，回注储集空间 132 万 m³，注水压力约为 35MPa，污水回注设计规模为 300m³/d，目前回注量为 200m³/d，剩余能力约为 100m³/d，回注压力峰值约为 12.5MPa。

普光 3 井回注站：回注层位为飞仙关组，注水井段 5295.8m-5476.0m，回注储集空间 64 万 m³，注水压力约为 35MPa，污水回注设计规模为 350m³/d，目前由于站场检修，已暂时停止回注；后期检修完毕恢复后，预计回注量为 150m³/d，剩余能力约为 200m³/d。

普光 7 井回注站：回注层位为飞仙关组，注水井段 6109.0m-6313.9m，回注储集空间 54.65 万 m³，注水压力约为 40MPa，污水回注设计规模为 300m³/d，目前回注量为 200m³/d，回注压力峰值约为 22MPa。

本项目运营期试采的气田采出水和清管检修废水主要依托赵家坝污水处理站（1号水处理站）和毛开 1、普光 7 井、普光 11 井、普光 3 井回注站处理和回注。根据建设单位出具的《关于普光气田污水处理站及回注站剩余处理能力的情况说明》（见附件 16）可知，目前普光 3 井回注站因检修已停止回注。因此，本项目气田采出水经赵家坝污水处理站（1号水处理站）处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）（本项目参照执行）中回注水质要求后主要利用罐车将气田水运输至毛开 1、普光 7 井、普光 11 井回注处理，不外排。

因此，本项目试采期间普光公司有足够的回注能力及空间接纳本项目废水。

本项目试采站场废水采用的处理措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采站场工程项目中广泛应用，依托污水处理站专门为中石化钻采项目服务，运行稳定可靠，废水均能有效回注，因此，废水处理措施合理、可行。

6.2.2.4. 生活污水处置措施可行性分析

本项目试采期间生活污水产生量 0.832m³/d，且水质简单，采用生活污水预处理池收集处理后由密罐车拉运至周边就近生活污水处理厂处理。

本项目生活污水采用的处理措施为中石化在川东北地区回收站生活污水常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气回收站场工程项目中广泛应用，运行稳定可靠，生活污水均能得到有效处理，因此，生活污水的处置措施合理、可行。

6.2.3.地下水和土壤环境防治措施可行性分析

项目实施对地下水及土壤可能造成的影响主要发生在施工期间。运营期回收站暂存废水等污染物较少，储存气田采出水的污水罐区进行了防渗和设置围堰，废水难以泄露，有完善的防漏洒措施，难以对地下水和土壤环境造成影响。

地下水和土壤污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。本项目运营期污水罐区和流程区进行了分区分级防渗清污分流等措施，站场内空地采取硬化，站场内清污分流，能有效避免项目对地下水和土壤环境造成影响。在污水罐泄漏，防渗失效等极端情况下，及时将泄漏的采出水转移至罐车转运处理，同时对事故进行处理恢复，降低污染范围和影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中分区防控措施和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）中的有关要求，本项目污水罐区修建围堰，围堰内容积要足够储存污水罐泄漏的采出水。因此污水罐的建设是可行有效的。

本项目回收站场地下水土壤污染防治措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气回收站场工程项目中广泛应用，采气试采未发生过地下水和土壤污染事故，因此，地下水和土壤防治措施合理、可行。

6.2.4.噪声防治措施

根据泵的噪声频谱特性，采取的噪声控制措施为隔声、减震等，具体措施为：

(1) 平面布置时进行合理布局，高噪声设备远离居民一侧布置，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低回收站内噪声。

(2) 选用高效低噪声的水套加热炉、分离器、卸车泵和调压设备。

运营期采取以上措施为中石化在川东北地区常用的防治措施，类比已在建设单位同类型天然气回收站场工程，项目运营期不会对声环境和敏感点（农户）造成噪声污染影响。

(3) 种植绿化隔声。

(4) 天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围50m范围内不得有人员靠近。

运营期采取以上措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，类比已在建设

单位同类型天然气试采井站工程，项目运营期不会对声环境和敏感点（农户）造成噪声污染影响，因此，运营期噪声污染防治措施合理、可行。

6.2.5. 固体废物处置措施

本项目运营期回收站主要产生的固废为除砂器产生的废渣、检修废渣、废分子筛、污水罐沉渣以及生活垃圾。

(1) 除砂器产生的废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，根据该区域已运行采气站场经验，除砂废渣产生量约为 $2\sim10\text{kg/次}$ （本次评价以 3kg/次 计）。站内平均排砂1次/周，每年按48周计，则除砂废渣产量为 144kg/a 。除砂废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(2) 检修废渣

站内设备正常情况下24小时连续运行，需定期进行维护管理。根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，主要为分离器检修废渣，单个井场检修废渣产生量约为 2kg/a 。本项目不含凝析油，检修废渣属一般固废，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(3) 废分子筛

分子筛脱水撬内分子筛使用时产生的废分子筛，废分子筛每3年更换1次，每次约 2.0t ，废分子筛为一般工业废物，收集后定期交由手续齐全和具备处理能力的单位处置（若厂家可回收则交由厂家回收）。

注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

(4) 污水罐沉渣

回收站采出水暂存于污水罐中，污水罐每半年清理一次，污水罐沉渣产生量约为 0.5t/a ，本项目不含凝析油，主要成分是井内杂屑、机械杂质，由清理人员统一收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。

(5) 废油、废油桶、废含油抹布及手套

试采站内设备维护、保养过程产生的废油，用废油桶收集，废油量约为 0.3t/a ，废机油桶约 0.1t/a 、废含油抹布、手套等约 0.03t/a ，属于危险废物，产生后不在

试采站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

（6）生活垃圾

场站安排8人值守，每人每天产生的生活垃圾按0.5kg计，产生的生活垃圾为4kg/d，产生的生活垃圾均集中收集后交由市政环卫统一清运。

运营期固体废物和危废采取以上措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，类比已在建设单位同类型天然气试采井站工程，项目运营期不会对周围环境和敏感点（农户）造成污染和影响，因此，运营期固废治理措施合理、可行。

6.2.6. 生态环境影响减缓措施

6.2.6.1. 陆生植物保护措施

工程进入运营期，所有施工活动结束，大部分施工迹地上被破坏的植被进入恢复期，这期间应该尽量减少对这些地段的干扰活动。但应加强巡视人员的管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡视人员对站场周边植被的滥伐，禁止乱扔垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

试采结束后，对于临时占用的耕地、林地均应进行相应的复垦和植被恢复。

6.2.6.2. 陆生动物保护措施

工程施工结束后，各施工机械和人员已经撤离，强烈人为干扰逐渐消除；临时占地区域的植被逐渐得到恢复，受到施工影响的野生动物也会逐渐回到该区域栖息。因此运营期内，除特殊情况，一般不需要对野生动物特别的保护管理措施。

6.2.6.3. 对重要野生动物的保护措施

对施工人员和附近居民加强生态保护宣传教育和对重要野生动物的识别，严禁施工人员非法捕猎野生动物，限制工作人员在工作区以外特别是林区活动，禁止野外用火，预防森林火灾对野生动物栖息地环境的破坏。

6.3. 退役期环境保护措施及可行性分析

本项目试采期结束后若具备工业生产价值则转生产，采气站后续纳入区块环评；若试采结束后不具备工业生产价值则关井处理。关井后各种机械设备将停止使用，除井口采气树外，其余设备设施及管道全部拆除。关井后进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后应按《天然气井永久性封井技术规范》(Q/SYXN0386-2013)等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。

退役期主要环保措施是生态恢复，对占用的区域进行土地复垦，包括平整土地、翻地改善土壤理化性状，给植物及农作物生长尤其是根的发育创造了适宜的土壤条件。其方法和要求：先将表土翻松，再进行细平工作，局部高差较大处，进行回填，做到挖填同时进行。平整时应采取就近原则，开挖及回填时应保证表土回覆前土块有足够的保水层，防止表土层底部漏水，配合平整进行表土回覆。

植物恢复尽量选用当地乡土树草种或适生树草种。草籽撒播首先进行整地，耕翻土层20cm左右，清除土层中的碎石等杂物，以形成一个疏松、透气、透水等适宜草种生长的苗床。种子处理去杂、精选，保证种子质量，播种前将精选的草种浸泡24小时以利于出芽，宜在春末夏初或夏季播种，适当施有机肥或N、P、K复合肥，及时浇水、施肥。植物措施抚育期6个月，播撒草种后植被在6个月内发挥植物措施效果。

评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响，措施可行。

6.4. 环保投资估算

本项目总投资586.5万元，其中环保投资**万元，占总投资的***。项目环保投资估算时，环保措施单价参照其他已有工程类比，环保措施数量依据初步设计确定，环保投资估算见下表。

表 6.4-1 环保投资估算一览表

项目	内容	投资(万元)	备注
废气治理	施工期：施工区围挡封闭；运输车辆密闭；管沟开挖产生的临时表土堆放于施工作业带一侧靠外侧位置，通过加盖防尘网和定期洒水降低扬尘的产生；人工洒水降尘；加强设备车辆保养维护；定期冲洗施工机械和车辆。		新增
	试采期：水套加热炉、放空管保养维护。		新增
废水治理	施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。 试压清管废水：站场管道试压废水经管道出水口排入沉淀池(2m ³)，经沉淀后回用于站场施工机械洒水降尘，不外排。		新增
	试采期：原料气通过新建分离器进行气液分离，气田采出水、检修废		新增

项目	内容	投资（万元）	备注
	水暂存于污水罐（50m ³ ），罐区进行防渗，废水定期转运；生活污水经过生活污水预处理池处理后定期转运至君塘镇污水处理厂处理。		
噪声治理	施工期：合理布局、合理安排作业时间、加强员工培训减少人为噪声、合理安排车辆运输路线，经过敏感区时限速禁鸣笛。		/
	试采期：合理布局，基础减振等。		新增
固废治理	施工期：土石方回填；生活垃圾交市政环卫部门统一处理；施工废料优先回收利用，不能回收利用的清运到周边合法建筑垃圾填埋场处置。防腐刷漆废物收集后定期交由有危废资质单位收集处置，不在施工场地内暂存。		新增
	试采期：生活垃圾交市政环卫部门统一处理。		新增
	试采期：除砂器产生的废渣、检修废渣、清管废渣、污水罐沉渣，属一般固废，由清理人员统一收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。		新增
地下水及土壤防治措施	施工期：施工人员生活依托周边农户，不设野外施工营地，施工人员生活污水依托当地现有的生活污水处理系统，不外排。施工废水经沉淀池收集处理后回用不外排。 试采期：采取分区防渗措施；重点防渗区：污水罐区、井口；一般防渗区：工艺区、生活污水预处理池。简单防渗区：道路及其他区域。		新增
生态措施	青苗（林木）赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等。		新增
污染监控	施工期环境监测，正常时例行监测，污染发生时加密监测；试采期环境监测，正常时例行监测，污染发生时加密监测。		新增
风险防控措施	施工期：环境风险应急预案等；分区防渗措施等。		新增
	试采期：灭火器材等应急物资、报警系统、可燃气体检测器等。		新增
退役环保措施	增设标识标牌，制定应急预案，并定期演练，加强对周围群众的风险宣传。 对设备、建筑进行拆除，清理场地，对试采站进行复垦。		新增
合计			/

7. 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项主要内容，设置的目的在于衡量建设项目所需投入的环保投资和能收到的环保效果，以评价本项目的环境经济可行性。因而在环境经济损益分析中除计算用于控制污染所需投资费用外，同时还需估算可能收到的环境与经济效益，以实现扩大生产、提高经济效益的同时不造成区域环境污染，做到经济效益、社会效益和环境效益的协调发展。

由前述评价可见，项目建设对环境影响是多方面的，而这些影响又都难以进行经济核算，对环境影响采用的减缓措施取得的是社会和生态效益，目前这些效益也难以采用经济方法进行估价，为此下面仅从本项目的工程社会效益和环境保护措施的投资两方面进行经济损益分析。

7.1. 工程经济、社会效益分析

作为一种优质、高效、清洁的能源，天然气在能源竞争中的优势已逐步确立，开发利用天然气已成为当代世界的潮流。随着全球天然气探明储量和产量同步迅速增长，天然气在能源构成中所占比例日益提高。有专家预计，2020年后，天然气将超过原油和煤炭，成为世界一次能源消费结构中的“首席能源”，天然气将进入一个全新的历史发展时期。

工程的建设有利于区域天然气资源的开发利用，提供了高效畅通的运输，降低了运输成本，提高了运输的连续可靠性。本项目建设需要一定数量的人力，除施工单位外，还需在当地招募民工，因而可给当地居民和农民增加收入。

7.2. 环境损益分析

1、改善环境空气质量

天然气利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本项目在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。

我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因。根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一就是用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。燃烧天然气排放的CO、NO₂、灰分大大低于煤和原油的排放量。天然气燃烧可以节省NO₂、SO₂、烟尘、固体废物等处理费用，减少

燃煤灰渣引起的土地占用。因此本项目的建设将很大程度上减少了燃煤等对环境的污染影响，带来较好的环境效益。

2、降低由环境空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘、肺癌等。污染区（按二氧化硫超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高 9.4‰，肺心病发病率高 11‰。

7.3. 结论

经上述分析可知，从长远角度考虑，本项目的建设有利于环境质量改善，区域长久稳定、安全的发展。对于工程在施工期产生的各类污染物及对生态环境的影响采取了相应的环境保护措施，减轻工程建设所带来的不利影响。由此可见，本项目实施后所带来的环境经济效益，比工程在施工中所造成的直接环境经济损失要大的多。因此，本项目实施后，产生的环境经济效益是显著的，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。

8. 清洁生产与总量控制

8.1. 清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入生态环境部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本评价从天然气开采建设的各个环节出发，对本项目的产品、原材料、工艺技术的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

8.1.1. 工艺技术选择合理性分析

本项目以电网为动力，只有在停电等紧急情况下才启用燃气发电机供电，可减少燃气机废气排放。本项目以明 1 侧井新建 CNG 回收站自产的不含硫天然气作为能源进行试采生产，所采用的天然气不含硫化氢，无 SO₂产生，符合清洁生产的要求。

8.1.2. 产品的清洁性分析

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

8.1.3. 清洁生产措施

(1) 废水处理措施

①采出水

本项目采出水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光 3 井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。对地表水和浅层地下水无影响。

②检修废水

本项目回收站检修设备时将产生清洗废水，检修废水暂存于回收站建设的污水罐（1个，50m³），暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光11井或普光7井回注站回注，待普光3井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

③生活污水

本项目运营期生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。

（2）废气处置措施

本项目水套加热炉产生的废气通过设备所带的8m高排气筒排放；系统超压、设备检修废气和事故放空废气采用放空管燃烧处理后15m高排气筒排入大气环境；在CNG槽车卸气完成后，为确保安全拆卸软管，需对槽车内剩余压力进行泄放（卸压），排出少量天然气。此天然气产生量较少，主要成分为甲烷。由加气柱软管回收系统收集，作为水套加热炉燃料，不外排。

（3）固体废物处理措施

本项目值守人员产生的生活垃圾交由环卫部门处置。除砂器产生的废渣、检修废渣、污水罐沉渣均为一般工业废物，由清理人员统一收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用，废分子筛为一般工业废物，收集后定期交由当地具备处理工业废物能力的单位处置（其中废分子筛若厂家可回收则交由厂家回收）；站内设备维护、保养过程产生的废油、废油桶、废含油抹布、手套等产生后不在试采站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

8.1.4. 清洁生产结论

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

8.2. 总量控制

本项目为天然气开发勘探项目，根据《关于做好固定污染源排污许可清理整顿和 2020 年排污许可发证登记工作的通知》（环办环评函〔2019〕939 号）和《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版），本项目实行登记管理。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司在达州地区各个回收站场均无总量控制指标要求，水套加热炉、放空系统按要求缴纳环保税，因此本评价建议本项目不核定大气污染物总量指标。

项目气田采出水、检修废水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1 号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光 3 井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。本项目处理后回注的废水不计算总量，处理后外排的废水的总量纳入依托的废水处理设施总量指标。因此本评价建议本项目不核定水污染物总量指标。

9. 环境管理与环境监测

9.1. 环境管理

9.1.1. 环境管理的目的和意义

环境管理是协调经济、社会、环境有序发展的重要手段。环境管理就是以环境科学理论为基础，运用经济、法律、技术、行政、教育等手段去约束人类的社会经济活动，达到不超出环境容量的极限，又能满足人类日益增长的物质生活需要，并使经济发展与生态环境维持在相互可以接受的水平。实践证明，要解决好建设项目的环境问题，首先必须强化其环境管理。项目建成后应加强环境管理工作，按照国家的环保政策，建立环境管理制度，治理污染源，减少污染物的排放，最大限度地减少项目施工期和运营期对周围环境的不利影响，实现经济效益、社会效益和环境效益的统一。

9.1.2. 施工期环境管理

1、建立有效的环保措施落实监督检查机制

建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

2、建立有效的环境管理机制

建设方应设专人负责各作业单元 HSE 管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆物料装运泄漏等。

3、建立完善的环保工作计划

1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆除后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

9.1.3.运营期环境管理

1、加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

2、落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。在项目运营期，环境管理除做好监督与检查站场各项环保设施的运行和维护等工作外，工作重点应针对工艺装置或管线破裂后天然气泄漏着火爆炸、着火爆炸等重大事故的预防和处理上。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重、污染影响长远且难于完全消除等特点。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。

9.2. 污染物排放清单

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）相关要求，建设项目应给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求。包括工程组成及原辅材料组分要求，建设项目拟采取的环境保护措施及主要运行参数，排放的污染物种类、浓度及总量指标，污染物排放的分时段要求，排污口信息，执行的环境标准，环境风险防范措施以及环境监测等。提出应向社会公开的信息内容。本项目污染物排放具体见下表。

表 9.2-1 本项目污染物排放清单一览表

污染 物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速 率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制
大气 污染 物	施工扬尘	TSP	-	-	少量	洒水降尘、设置围挡、土石方遮盖、车辆加盖篷布等。	施工期，白天	对周围环境影响很小	无
	施工机械、 车辆尾气	CO、NO _x	-	-	少量	加强设备车辆维护管理，选用清洁燃料	施工期，白天	对周围环境影响很小	无
	水套加热炉 燃烧产生的 烟气	NO _x	64mg/m ³	0.0056k g/h	0.048t/a	水套加热炉燃烧废气通过自带 8m 高排气筒排 放	年 360 天(扣除 检修和关井恢 复压力期)	《锅炉大气污染物排放标 准》(GB13271- 2014)	无
		颗粒物	10mg/m ³	0.0009k g/h	0.007				
	设备检修或 系统超压时 排放少量放 空燃烧废 气、事故放 空废气	NO _x	-	-	0.056kg/a	放空废气放空火炬燃烧后排放，放空管 15m	偶尔	对周围环境影响很小	无
	CNG 装卸废 气	CH ₄	-	-	少量	由加气柱软管回收系统收集，作为水套加热炉 燃料，不外排。	全年	对周围环境影响很小	无
水污 染物	施工生活污 水	COD、BOD ₅ 、 氨氮、SS	-	-	1.04m ³ /d	依托租住房屋已有生活污水处理系统处置	施工期	有效收集处理，不乱排	无
	试采气田采 出水	石油类、悬浮 物、COD 及氯 化物等	-	-	10m ³ /d	通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1 号 气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》 (Q/SY 01004-2016) 中注入水基本要求后罐车 输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普 光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废	运营期	达《气田水回注技术规范》 (Q/SY 01004-2016) 中回注 水质要求后经毛开 1 井回注 站回注，不外排	无
	检修废水	SS	-	-	4.0m ³ /a				无

污染物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制		
生活污水	COD、BOD ₅ 等	-	-	0.832m ³ /d	水可管输至普光3井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。	收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂		生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理，有效收集处理，无乱排	无		
噪声污染 物	施工机械、 车辆、运行 噪声噪声	噪声	-	-	73-100dB (A)	合理安排作业时间，合理布置施工现场。选用低噪声施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养。	施工期	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，不扰民	无		
	回收站设备 运行噪声	噪声	-	-	<50dB (A)	平面布置合理布局，高噪声设备远离居民一侧布置，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件的使用。加强站场绿化，种植绿化带隔声。天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围50m范围内不得有人员靠近。	运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准	无		
固体 废物	施工期固废	施工生活垃圾	-	-	0.15t	依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置	施工期	妥善处置，不会对环境造成二次污染			
		开挖土石弃方	-	-	50m ³	严格落实水保要求，运至合规弃土场处置					
		施工废料			0.0272t	清运至周边合法合规建筑渣场处置					
	运营期固废	生活垃圾	-	-	4kg/d	集中收集后交由市政环卫统一清运	运营期				
	废分子筛	-	-	2.0t/3a	收集后定期交由手续齐全和具备处理能力的单位处置（若厂家可回收则交由厂家回收）；注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废						

污染物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制			
退役期固废						物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。	退役期					
	废油、废油桶、 废含油抹布及 手套	-	-	0.43t/a		产生后不在站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。						
	除砂废渣	-	-	144kg/a	均属于一般固废，经收集后交由有处理能力且 环保手续齐备的单位进行资源化利用							
	检修废渣	-	-	2kg/a								
	污水罐沉渣	-	-	0.5t/a								
	废弃建渣	-	-	少量	清运到合规的建筑垃圾填埋场处理							
	废防渗材料	-	-	1.5t	暂存于危险废物暂存间，交由资质单位处置							

9.3. 环境监测

9.3.1. 监测计划

根据建设项目基本情况和区域环境状况，本次环评根据《环境影响评价技术导则》（HJ 2.2、HJ 610、HJ 964）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）中的有关规定要求，针对本项目产排污特点，制定本项目的监测计划，详见下表。

表 9.3-1 本项目环境监测计划

环境要素	监测点位	监测项目	监测频次	监测时段	执行标准
土壤	对回收站污水罐区附近设置1个监测点(取柱状样)	pH、石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量	1次/年	试采期	《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值
大气	回收站厂界、最近居民处	TSP	施工阶段 1-2 次	施工阶段	/
	回收站水套加热炉排气筒	颗粒物、NO _x 、林格曼黑度	1次/年	试采期	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
噪声	场界处	场界噪声	施工期间分别监测昼间、夜间各1次；试采期每季度监测1次，根据监测结果，若场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测，投诉时对投诉敏感点监测	1次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类
雨水	雨水排放口	COD、石油类	有流动水排放时按季度监测，如监测一年无异常情况，可放宽至每年开展一次监测		/
地下水	回收站西北侧(背景点)	pH、石油类、氯化物、硫化物、耗氧量、氨氮、钡	1次/年，事故时加密监测	试采期	HJ1209-2021
	回收站东南侧(监控点)				

环境要素	监测点位	监测项目	监测频次	监测时段	执行标准
	回收站南侧(监控点)				

9.3.2. 应急监测

本项目主要存在回收站场天然气泄漏（天然气泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染）、污水泄漏等事故。因此，在发生事故时应当进行应急监测。应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，环境监测部门应立刻进行现场监测，并通知当地环保部门赴事故现场进行调查，做到及时提供事故监测分析报告，以便及时做出整改并采取补救措施，使事故造成的不良环境影响降至最低。

对事故监测可根据事故性质、事故影响大小等具体情况监测气、土壤、水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

9.4. 排污许可申请

本项目为天然气试采项目，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）可知，本项目为登记管理的行业，因此不需申请排污许可证，只需登记备案。

9.5. 竣工环境保护验收

为加强建设项目建设环境保护验收管理，监督落实环境保护设施与建设项目主体工程同时设计、同时投产、同时使用，防治环境污染，根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）等相关文件要求，建设单位应积极自主开展环境保护验收。

10. 结论与建议

10.1. 项目概况地理位置

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司天然气处理厂拟实施普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目，在确保安全的前提下，选择经济可行、快速高效、运行可靠、依法合规的回收装置，尽快实现边远井天然气的回收利用，进一步扩大外委转自营业务范围，为油田创造更大的效益。

本工程主要设备包括除砂撬 1 座、加热节流分离撬 1 座、干燥塔撬 1 座、压缩机撬 1 座、加气柱 1 座、污水罐撬 1 座、放空立管 1 座及配套公辅工程设备。其工艺流程为：两口井的井流物经节流降压后，进入两相分离装置进行气液分离；分离后的湿天然气经过聚结过滤器滤除大分子烃类，再进入干燥塔撬脱水；脱水后的天然气通过压缩机增压至 25MPa，最终通过加气柱充装至管束车外运。需要说明的是，本次评价范围不包括压缩天然气的运输环节，仅提出相应的风险防范措施。

本项目普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目位于达州市宣汉县***，详见地理位置图。

10.2. 环境质量现状

(1) 大气环境质量现状

本项目回收站位于达州市宣汉县***，项目所在区环境空气功能分区为二类区。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关要求，需对本项目大气环境评价范围内的区域进行达标判定。因此，本次评价收集了达州市生态环境局编制的《达州市 2024 年环境空气质量状况》作为评价范围达标区判定，宣汉县 2024 年度主要污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，宣汉县 2024 年度区域环境空气质量为达标区，表明区域环境空气质量现状良好。

项目所在区域非甲烷总烃 1 小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准要求。

(2) 地表水环境质量现状

根据公布的地表水水质数据均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类水质标准限值要求。

(3) 声环境质量现状

根据本项目环境质量现状监测结果显示,拟建项目及周边各监测点昼间夜间噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区标准项目拟建地声环境质量良好。

(4) 地下水环境质量现状

根据地下水监测数据结果显示,项目区域地下水现状监测指标均未超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准限值要求,本项目所在地区地下水质量总体上良好。

(5) 土壤环境质量现状

项目回收站外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值;回收站内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》(DB51/2978-2023)中的第二类用地筛选值。区域土壤环境质量现状良好。

10.3. 项目产业政策符合性和选址合理性分析

(1) 项目产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录(2024年本)》,该项目属于其中第一款“石油天然气开采:常规石油、天然气勘探与开采,页岩气、页岩油、致密油(气)、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》((2012)18号)要求,本项目符合国家产业政策。

(2) 项目选址合理性分析

本项目建设符合达州市国土空间总体规划,不在城镇规划区域内,不属于城镇用地,项目所在地为农村地区。本项目不涉及生态红线,符合“三线一单”管控要求,回收站评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、集中式饮用水水源保护区等特殊和重要的敏感区,总体选址环境不敏感。本项目的站场平面布置满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中五级站场的防火安全距离,总体上符合环保要求。

10.4. 环境影响评价结论

(1) 大气环境

回收站施工涉及少量运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的尾气。针对施工扬尘，项目工程施工作业时，设置围栏或部分围栏、洒水抑尘等措施，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目站场和管线施工对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。施工机械、运输车辆排放的尾气中污染物主要为 NO_x、烟尘及少量 CO 等，施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等，最终产生的废气量较小。焊接烟气、防腐刷漆废气产生量较小，且在空旷地带施工。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在，对大气环境影响小。

本项目试采期正常工况下水套炉天然气燃烧废气通过自带的 8m 高排气筒排放，CNG 装卸区废气由加气柱软管回收系统收集，作为水套加热炉燃料；非正常工况下检修或事故放空排放的天然气，通过站内放空管燃烧处理后 15m 高排气筒排入大气环境。

(2) 地表水

本项目施工期间，站场管道试压废水经管道出水口排入沉淀池（2m³），经沉淀后回用于站场施工机械洒水降尘，不外排。

运营期，试采过程产生的采出水、检修废水均通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中注入水基本要求后罐车输送至普光 11 井或普光 7 井回注站回注，待普光 3 井回注站检修完成并恢复正常运行后，废水可管输至普光 3 井回注站回注，不外排（注：回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定）。

生活污水收集后，定期由吸污车转运至君塘镇污水处理厂处理。通过采取以上措施后项目对区域地表水环境影响较小。

(3) 声环境

施工期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，采用合理布设施工场地，合理安排作业时间，对钢管、模板等构件装卸、搬运应该轻拿轻放，严禁抛掷等措施减小施工噪声，随着工程的完工，噪声影响消失，对环境影响小。天然气试采期

间，厂界噪声能实现达标排放，周边声环境敏感点噪声能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，不会噪声扰民。

（4）固体废物

本项目施工期开挖土石方量全部回填。生活垃圾送环卫部门处理。施工废料（含吹扫废渣）优先回收利用，不能回收利用的清运到周边合法建筑垃圾填埋场处置。防腐刷漆废物暂存于普光天然气净化厂危险废物库房内，后交由有危险废物处理资质的单位处置。

本项目试采期固体废物主要为回收站值班人员生活垃圾、废分子筛、除砂废渣、检修废渣、污水罐沉渣等，生活垃圾统一收集后交由市政环卫统一清运；试采期间除砂废渣、检修废渣、污水罐沉渣属于一般固废，经收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用；废分子筛收集后定期交由手续齐全和具备处理能力的单位处置（若厂家可回收则交由厂家回收），注：若试采期产生的废分子筛沾染油类物质，则按照危险废物进行处理，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。站内设备维护、保养过程产生的废油、废油桶、废含油抹布、手套等产生后不在试采站内暂存，及时转运至普光天然气净化厂内危险废物仓库暂存，定期交由有危险废物资质的单位进行转运处置。

（5）地下水

本项目回收站采取分区防渗和加强污染监控后，试采期间发生污染地下水的可能性较小。本项目污水罐非正常状况发生泄漏后在各种情形下并叠加背景值后COD_{Mn}、氯化物、钡预测值均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求，石油类预测值满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准限值要求。

加强污染防治措施及应急措施，一旦发生井漏等地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。针对受本项目影响的井，建设单位应建立应急供水预案，并在应急处置期间可利用其他井水或送水车应急供水解决群众饮水问题。

10.5. 环境风险分析

本工程天然气试采期间存在一定的环境风险，可能对地下水、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；通过建立突发事故应急预案后，事故对环境的影响能降至最低限度。环境风险属可接受水平，项目建设可行。

10.6. 清洁生产和总量控制

本项目在原辅材料及资源能源的利用、生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产技术指标、环境管理等方面基本达到清洁生产国内先进水平。由于本项目实行排污许可登记管理，施工期时间短且采用电网，试采期水套炉燃烧废气能做到达标排放，废水依托污水处理站或回注站回注，不外排，试采期间无其他常年稳定连续的污染物排放源，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，建议不核定总量指标。

10.7. 环境经济损益分析

本项目的建设具有较好的社会-经济-环境综合效益，只要该项目在各个实施阶段过程中积极做好污染治理、环境保护和安检措施等工作，基本上可以满足当地环境容量要求和环保管理需求，达到可持续发展目标。项目的建成，必将产生显著的经济效益、社会效益和环境效益。

10.8. 环境管理与监测计划

建设单位应加强该项目环境保护管理工作，设置专门的环保机构，配备专业的环保管理人员，负责项目建设和运营过程中的环境管理工作及监测计划；并根据环境影响报告中提出的环保措施，结合在施工和试采期间实际造成的环境影响，详细制定施工期和试采期环境保护规章制度。

10.9. 综合评价结论

普光气田明 1 侧井天然气回收利用项目，属清洁能源开采工程，符合国家产业政策，与当地规划相容，符合城镇经济发展、生态环境保护、交通、水利、土地利用等规划，对于促进天然气利用，减少污染物排放总量，改善环境空气质量具有重要意义。项目避开了城镇规划发展用地，场址选择合理；贯彻了“清洁生产、总量控制、达标排放”原则；采取的生态保护和恢复措施可行，污染治理措施经济技术可行；风险防范措施可靠。在施工期和试采期，只要认真落实本报告

书中提出的各项污染防治、生态保护及恢复、水土保持措施，风险防范措施，并建立突发事故应急预案后，对环境的影响能降到最低，能够满足环境功能区划的要求，环境风险属可接受水平。因此，从环境角度而言，本工程的建设是可行的。

10.10. 要求与建议

- 1、施工期间加强水土保持措施、环境保护措施的落实，按照“三同时”的要求，进行施工。
- 2、加强日常工作中对站场设备、阀门的泄漏检测，防止气体泄漏引起的环境污染和安全事故发生。
- 3、施工活动开始之前，需制定详细的施工方案，优化施工布置，优化施工组织设计，缩短工程的施工时间以减少生态创伤时间，须进一步讨论和确定更为环保的施工方法；限定施工人员的活动区域，尽量控制施工动土范围，以保持原生生态系统的稳定性和完整性。
- 4、应加强宣传教育，以提高施工人员的保护意识，防止乱砍滥伐林木、乱捕滥猎野生动物等现象发生。一旦发现问题，及时依法进行严肃处理。
- 5、项目完成之后，尽快完成对周围环境的生态恢复，并对周围环境进行跟踪监测。