**普光气田P204-2侧井钻井及试采工程**

**环境影响报告书**

（公示版）

**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**

**评价单位：重庆后科环保有限责任公司**

**二〇二三年十月**

**目 录**

[概述 1](#_Toc1552)

[一、项目由来 1](#_Toc25460)

[二、项目特点 3](#_Toc31779)

[三、环境影响评价工作过程 3](#_Toc26678)

[四、分析判定相关情况 4](#_Toc26506)

[五、项目关注的主要环境问题及环境影响 5](#_Toc11539)

[六、主要环境影响结论 5](#_Toc10069)

[1 总则 7](#_Toc22443)

[1.1 编制依据 7](#_Toc10822)

[1.2 评价目的、原则与评价重点 11](#_Toc1230)

[1.3 环境影响要素识别和评价因子筛选 13](#_Toc18081)

[1.4 环境功能区划 16](#_Toc29594)

[1.5 评价标准 17](#_Toc8520)

[1.6 评价等级及评价范围 22](#_Toc5792)

[1.7 选址符合性分析 29](#_Toc9948)

[1.8 项目与相关符合性分析 31](#_Toc8974)

[1.9 污染控制与环境保护目标 57](#_Toc28345)

[1.10 评价方法和工作程序 62](#_Toc13862)

[2 现有工程依托可行性分析 64](#_Toc24328)

[2.1 P204集气站现状及依托可行性 64](#_Toc11157)

[2.2依托P204集气站~P203集气站集气管道情况 64](#_Toc25156)

[2.3 P204集气站环保手续履行情况 65](#_Toc21352)

[2.4 P204集气站概况 65](#_Toc16854)

[2.5 现有环保工程依托可行性 67](#_Toc27819)

[3 项目概况 69](#_Toc5823)

[3.1 基本情况 69](#_Toc12791)

[3.2 工程规模及项目组成 69](#_Toc2153)

[3.3 输送介质情况 76](#_Toc28535)

[3.4 钻井工程 76](#_Toc4878)

[3.5主要原辅材料及能源消耗情况 83](#_Toc5688)

[3.6场站工程、管线 85](#_Toc6749)

[3.7 辅助工程 86](#_Toc7861)

[3.8 公用工程 86](#_Toc29252)

[3.9 其他工程 87](#_Toc23807)

[3.10 劳动定员、建设进度 88](#_Toc5896)

[4 工程分析 89](#_Toc15092)

[4.1 施工期工程分析 89](#_Toc22284)

[4.2 试采期工程分析 105](#_Toc12639)

[4.3 项目清洁生产分析 109](#_Toc1023)

[4.4 总量控制 110](#_Toc24321)

[5 环境质量现状调查与评价 111](#_Toc11848)

[5.1 自然环境概况 111](#_Toc21697)

[5.2 生态环境调查与评价 115](#_Toc17628)

[5.3 环境空气质量现状与评价 149](#_Toc10403)

[5.4 地表水环境质量现状与评价 151](#_Toc1271)

[5.5 地下水环境质量现状与评价 152](#_Toc11572)

[5.6 声环境质量现状与评价 156](#_Toc16447)

[5.7 土壤环境质量现状与评价 157](#_Toc22920)

[6 环境影响预测与评价 160](#_Toc30044)

[6.1 施工期环境影响预测及评价 160](#_Toc3588)

[6.2 试采期环境影响预测及评价 196](#_Toc22035)

[7 环境风险分析 205](#_Toc1152)

[7.1 评价依据 205](#_Toc28509)

[7.2 一般性原则 205](#_Toc28302)

[7.3 评价目的及重点 205](#_Toc2835)

[7.4 风险调查 205](#_Toc6889)

[7.5环境风险潜势判定 206](#_Toc24617)

[7.6 评价等级及评价范围 208](#_Toc850)

[7.7 风险识别 208](#_Toc3468)

[7.8 风险事故情形分析 217](#_Toc28266)

[7.9 环境风险分析 221](#_Toc32029)

[7.10 环境风险管理 231](#_Toc27978)

[7.11 事故应急预案 240](#_Toc30564)

[7.12 环境风险评价结论与建议 259](#_Toc31461)

[8 环保措施及其经济技术论证 261](#_Toc13801)

[8.1 施工期的环境保护措施 261](#_Toc29563)

[8.2 试采期的环境保护措施 277](#_Toc29019)

[8.3 本项目“三同时”验收 278](#_Toc3238)

[8.4 环保投资估算 281](#_Toc4590)

[9 环境影响经济损益分析 284](#_Toc31433)

[9.1 工程经济、社会效益分析 284](#_Toc7057)

[9.2 环境损益分析 284](#_Toc5857)

[9.3温室气体排放核算 285](#_Toc31979)

[9.4 结论 286](#_Toc12303)

[10 环境管理与监测计划 287](#_Toc24393)

[10.1 施工期环境管理 287](#_Toc20059)

[10.2 试采期环境管理 289](#_Toc18137)

[11 结论与建议 291](#_Toc6255)

[11.1 项目基本情况 291](#_Toc3564)

[11.2 产业政策符合性分析 292](#_Toc23655)

[11.3 清洁生产 292](#_Toc23315)

[11.4 总量控制 292](#_Toc31719)

[11.5 环境现状评价结论 292](#_Toc29009)

[11.6 环境影响评价结论 293](#_Toc15892)

[11.7 环保措施及经济技术论证 295](#_Toc29370)

[11.8 环境风险评价结论 295](#_Toc24101)

[11.9 选线、选址的环境可行性 295](#_Toc12603)

[11.10 环境影响经济损益分析 295](#_Toc9125)

[11.11 公众参与调查 296](#_Toc18008)

[11.12 评价结论 296](#_Toc31133)

**附 图：**

附图1 项目地理位置图

附图2 项目所在区域水系图

附图3-1 监测布点图（大气、地表水、地下水）及地表水环境敏感目标

附图3-2 监测布点图（声环境、土壤环境）

附图4 P204平台5000m范围内人居及外环境关系图

附图5普光气田管网图

附图6本项目站场平面布置图

附图7本项目站场排污管网图

附图8 P204平台喷事故环境风险影响范围及疏散线路图

附图9 P204集气站平面布局图

附图10本项目天然气管线图

附图11大湾403污水站工艺流程图

附图12试采期废水转运路线图

附图13水文地质图

附图14与达州市生态红线位置关系图

附图15项目所在地土地利用现状图

附图16项目所在地土壤侵蚀分布图

附图17宣汉县水土重点防治区分区图

附图18项目影响范围内公益林情况

附图19 项目地下水评价范围及地下水环境敏感目标分布图

附图20-1 现场影像资料图

附图20-2 现场影像资料图

**生态图件：**

生态调查图1 土地利用现状图

生态调查图2 土壤侵蚀现状图

生态调查图3 植被类型现状图

生态调查图4 植被覆盖度现状图

生态调查图5 生态系统现状图

生态调查图6 生物量现状图

**附 件：**

附件1环境影响评价委托书

附件2可研批复

附件3普光气田原国家环境保护局环评批复及验收文件

附件4大湾403污水站及回注站环评批复

附件5大湾403污水站及回注站验收批复

附件6引用监测报告

附件7监测报告

附件8普光分公司危险化学品与危险废物贮存改造工程环评批复

附件9公司危险化学品与危险废物贮存改造工程竣工环境保护验收公示

附件10应急预案备案文件

附件11大湾污水处理站监测报告

附件12毛开1井回注站监测报告

附件13四川省三线一单平台分析结果

附件14达市环办发〔2021〕24号 关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知

附件15达市府发〔2021〕17号

附件16水土流失重点保护区川水函[2017]482号

附件17 普光气田开发及川气东送管道工程环评批复

**附 表：**

附表 建设项目环评审批基础信息表

**概述**

**一、项目由来**

2007年，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托北京师范大学环境科学研究院编制完成《中国石化普光气田开发工程环境影响报告书》，原中华人民共和国环境保护部以“环审〔2007〕76号”文对此进行批复，2017年中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托原环境保护部环境工程评估中心完成《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程——普光气田开发工程环境影响后评价报告书》并完成备案，根据上述文件可知，P204-2H井是部署在普光构造的一口水平井，本井于2007年2月4日开钻，于2007年11月14日钻至井深7010.00m完钻，完钻层位飞仙关组飞一～二段。钻井完成后于井场内建设完成P204集气站，根据建设单位提供资料，P204-2H井初期油压产气量41.0×104m3/d，油压25.6MPa，截至2020年7月关井前累产气4.67×108m3，累计产液2.70×104m3。

经建设单位研究围绕水侵区剩余气潜力及分布、挖潜技术政策、井网及井筒状况，通过实施侧钻及排、堵水措施，完善水侵区井网，挖潜水侵区剩余气。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司拟实施新建普光204-2H井侧钻及试采工程，因普光气田属于高含硫气田，其地质结构较为复杂，且目前对区域产能储量仍未探明，因此，在该区域部署探井一口进行试采，本项目试采期2年，探明后为下一步普光主体区块开发做准备。本项目试采期结束后，若能够满足后期普光主体区块开发需要，则现有设施设备继续服务于普光主体区块开发，并需按照区块开发相关要求另行办理相关环保手续。

普光P204-2H井采气经采气树一级节流后，进行二级节流，然后接入集气站内已建流程。P204集气站已建分酸分液器、三级节流装置、二级加热水套炉、计量分离装置。普光P204-2H井来气经采气树一级节流，二级节流后，混合进行三级节流、两次加热，最后进入计量分离器进行气液分离，分离后的天然气通过已建流程进入普光3#集输干线。预计普光P204-2H井试采2年，试采期预测产量20×104m3/d，具体建设内容为：

（1）气藏地质与气藏工程

P204-2H井设计目的：围绕水侵区剩余气潜力及分布、挖潜技术政策、井网及井筒状况，通过实施侧钻及排、堵水措施，完善水侵区井网，挖潜水侵区剩余气，本井预计钻遇飞二段气层320米，日产气20×104m3/d，预期期末累产气2.9×108m3。

（2）钻前工程

利用P204集气站井场，不涉及井场新增占地，主要进行站内场地平整，钻前设备安装等，生活区新增临时占地2000m2。

（3）钻井工程

利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，在P204-2H老井井深5726m处开窗侧钻，井型为侧钻井，目的层为飞仙关组，完钻层位为飞仙关组，侧钻井眼长376米，预计钻遇气层320米，套管完井，储层段采用合金材质套管，储层段以上采用镀钨套管。

（4）储层改造工程

采用原钻机作业，Φ73毫米防硫射孔枪进行油管传输射孔，采用笼统酸化改造，完井油管采用镍基合金油管组合，井口采用105兆帕HH级。

（5）试采工程

普光P204-2H井口来气经采气树节流、计量后接入3#集气干线，依托P204集气站已有临时分酸、加热、节流流程，外输至天然气净化厂。新建井口流程，并配套通信、自控、防腐等。

本项目总投资8700万元，其中环保投资300万元，占项目总投资的3.44%。

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日实施）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日实施）、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）等的有关规定，建设过程中或者建成投产后可能对环境产生影响的新建、扩建、改建、迁建项目及区域开发建设项目，必须执行环境影响评价制度。根据生态环境部制定的《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中的相关要求，本项目属于“五、石油和天然气开采业07-8、陆地天然气开采0721-涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”。本项目涉及嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区（宣汉县水土保持重点防治分区图见附图17），本项目位于宣汉县老君乡铁尖村，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预防区和重点治理区名单中所列区县，详见下表。

表 1 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；柴县（31） |

本项目涉及水土流失重点治理区，故应当编制环境影响报告书。

中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司委托重庆后科环保有限责任公司承担本项目环境影响评价工作。接受委托后，我公司立即成立项目组，并随即对该项目及其周边的自然环境进行踏勘调查，并收集了与项目有关的建设及技术资料，根据建设项目环境影响评价导则、规范及要求，编制《普光气田P204-2侧井钻井及试采工程环境影响报告书》。

**二、项目特点**

本项目为天然气钻井及试采工程，具有如下特点：

（1）本项目涉及新建P204-2H侧钻及试采工程，施工期主要为污染影响，主要体现在钻井、完井过程中会产生废气、废水、废泥浆、岩屑、噪声、环境风险等。

（2）本项目钻井目的层长兴组，根据气质组分分析，该井为高含硫天然气井，存在一定的环境风险。

（3）本项目利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，在P204-2H老井井深5726m处开窗侧钻，不涉及导管表层钻进，不会对区域地下水水位造成影响。

**三、环境影响评价工作过程**

**1、准备阶段**

我公司承担本项目环评工作后，根据建设单位提供的项目资料，确立了如下环评工作思路：

① 编制环境影响评价工作方案；

② 根据项目设计资料，针对钻井工程及试采工程建设特点，进行了环境影响识别；

③ 在影响识别的基础上，对项目可能产生的生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境、固体废物等影响和环境风险进行深入分析及预测，并论证工程的环境可行性；

④ 对工程可能带来的环境影响，提出有针对性地环境保护措施和环境风险防控措施。

**2、环境影响评价工作阶段**

① 环境敏感区筛查

受到委托后，我单位多次对项目所在区域进行了详查，查明评价范围内饮用水源保护区、永久基本农田、风景名胜区、森林公园、自然保护区、水土流失重点预防区和重点治理区等各类环境敏感区的情况。

②环境现状调查

结合项目区已有现状监测资料，本评价补充完善了项目区域地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境等现状监测工作。

③环境影响评价工作

根据调查、收集到的有关文件、资料，在环境现状调查结果的基础上，对建设项目对各环境要素的环境影响和环境风险进行了分析、预测及评价，提出环境保护措施。

**3、编制环境影响报告书**

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

**4、公众参与**

评价过程中建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第4号）开展了公众参与调查并编制了说明，本项目将公众参与结论纳入环评结论形成环评报告。

**四、分析判定相关情况**

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订）及相关环保政策要求，符合《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）、《长江经济带生态环境保护规划》《四川省主体功能区规划》（川府发〔2013〕16号文）、《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）、《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。

本项目不位于四川省达州市划定的生态保护红线区域内，符合四川省“三线一单”和达州市“三线一单”相关要求；本项目临时生活区将占用永久基本农田，不位于自然保护区、森林公园、风景名胜区等生态敏感区范围内，拟建项目不涉及集中式饮用水源保护区。

**五、项目关注的主要环境问题及环境影响**

（1）废气：施工期主要是部分机械设备运行产生的废气（主要污染物NOx、CO）、测试放喷废气（SO2、NOx）等；试采期主要为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试采期废气的达标排放及影响分析。

（2）废水：施工期主要是钻井废水、压裂废水和洗井废水以及施工人员生活污水；试采期主要为气田水。环评中注重施工期废水处理的可行性和可靠性论证，试采期气田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；试采期主要为站场设备运行噪声。环评中注重施工期和试采期噪声控制措施的可行性论证。

（4）固体废物：施工期主要是泥浆、岩屑、废油、废弃土石方、生活垃圾等；试采期主要为检修废渣等。环评中注重施工期固体废物处理的可行性进行论证。

（5）生态环境：施工期生态环境影响主要来自施工机械和人员的践踏等活动，以及工程临时占地、施工产生的固体废物等对土壤、生态环境的影响；试采期主要为生态恢复。环评中注意对生态环境保护措施进行论证。

（6）环境风险：主要为井喷、排污池、放喷池、泥浆循环罐及储罐区、油罐、设备等受影响而产生泄漏、火灾、爆炸，进而影响当地环境。环评中将对风险进行论述，并对现有风险防范措施不足提出补充。

**六、主要环境影响结论**

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，制定的应急预案切实可行，在落实风险防范措施及应急预案后，环境风险达到可接受水平；所采取的废气、废水、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，本项目建设是可行的。

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预案后，从环境保护角度而言，本项目在拟选站址是可行的。

**1 总则**

**1.1 编制依据**

**1.1.1 相关法律**

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2014年4月24日修订，2015年1月1日施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日修订并施行；

（3）《中华人民共和国水污染防治法》，2017年6月27日修订，2018年1月1日实施；

（4）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2022年6月5日施行；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日施行；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，中华人民共和国主席令第四十三号，2020年9月1日实施；

（7）《中华人民共和国清洁生产促进法》，中华人民共和国主席令第54号，2012年7月1日实施；

（8）《中华人民共和国土地管理法》，2020年1月1日实施；

（9）《中华人民共和国水土保持法》，中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日实施；

（10）《中华人民共和国水法》，2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2016年9月1日实施；

（11）《中华人民共和国矿产资源法》，第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议一次修正，2009年8月27日实施；

（12）《中华人民共和国节约能源法》，2018年12月26日修订并施行；

（13）《中华人民共和国野生动物保护法》，2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2017年1月1日实施；

（14）《中华人民共和国农业法》，第十一届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议于2012年12月28日通过，2013年1月1日起施行；

（15）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月1日起施行；

（16）《中华人民共和国长江保护法》（主席令2020年第65号）（2021年3月1日起实施）。

**1.1.2 行政法规**

（1）《中华人民共和国河道管理条例》，（根据2017年10月7日国务院令第687号《国务院关于修改部分行政法规的决定》第三次修订），2017年10月7日实施；

（2）《中华人民共和国水土保持法实施条例》，（根据2011年1月8日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》修订），2011年1月8日实施；

（3）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日，国务院令第687号修订；

（4）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第682号），2017年10月1日施行；

（5）《中华人民共和国基本农田保护条例》，2011年1月8日实施；

（6）《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》（林业部令第1号），1993年10月5日实施；

（7）《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第748号），2021年12月1日起施行；

（8）《危险化学品安全管理条例》（国务院令第591号），2013年12月7日修订；

（9）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017年10月7日修订）。

**1.1.3 部门规章**

（1）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021版），2021年1月1日实施；

（2）《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）；

（3）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第4号），自2019年1月1日起施行；

（4）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第3号））；

（5）《国家重点保护野生植物名录》（2021年第15号）；

（6）《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资归〔2018〕3号）；

（7）《关于进一步做好基本农田保护有关工作的意见》（国土资发〔2005〕196号）；

（8）国家林业局《关于石油天然气管道建设使用林地有关问题的通知》（林资发〔2010〕105号）；

（9）《生态环境保护十四五规划》；

（10）《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》（国发〔2000〕38号），2000年11月26日实施；

（11）《产业结构调整指导目录》（2019年本）；

（12）《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）；

（13）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》，中共中央办公厅、国务院办公厅，2017年2月7日；

（14）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告2012年第18号）；

（15）《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）；

（16）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）。

**1.1.4 地方法律法规及规范性文件**

（1）《四川省环境保护条例》（四川省第十二届人民代表大会常务委员会公告第94号，2018年1月1日施行）；

（2）《四川省主体功能区规划》，川府发〔2013〕16号；

（3）《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》（2021年11月25日四川省第十三届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过）；

（4）《四川省环境污染防治“三大战役”实施方案》（川委厅〔2016〕92号）；

（5）《关于印发四川省蓝天保卫行动方案（2017-2020年）的通知》（川污防“三大战役”办〔2017〕33号）；

（6）《四川省基本农田保护实施细则》（1996年2月29日施行）；

（7）关于印发《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》的通知，（川府发〔2016〕63号，2016年12月29日）；

（8）四川省《中华人民共和国土地管理法》实施办法，2012年7月27日；

（9）《四川省人民政府办公厅关于城镇集中式饮用水水源地保护区划定方案的通知》（川办函〔2010〕26号）；

（10）《四川省饮用水水源保护管理条例》，（四川省第十三届人民代表大会常务委员会公告第41号，2019年9月26日）；

（11）《四川省人民政府关于印发水污染防治行动计划四川省工作方案的通知》，川府发〔2015〕59号；

（12）《四川省环境保护厅关于进一步落实好环境影响评价风险防范措施的通知》，川环办发〔2013〕179号，2013年12月24日；

（13）《四川省人民政府关于印发四川省生态保护红线方案的通知》，川府发〔2018〕24号；

（14）《四川省环境保护厅关于发布生态保护红线市县级行政区汇总表和登记表的函》，川环函〔2018〕1201号；

（15）《四川省〈中华人民共和国大气污染防治法〉实施办法》（四川省第十三届人民代表大会常务委员会公告第24号，2019年1月1日实施）；

（16）《四川省固体废物污染环境防治条例》（四川省第十三届人民代表大会常务委员会公告第15号，2018年7月26日）；

（17）《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）；

（18）《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）》；

（19）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；

（20）达州市人民政府《关于划定万源市、宣汉县和大竹县乡镇及以下集中式饮用水水源地保护区的批复》（达市府发〔2020〕124号）。

（21）达州市人民政府办公室关于印发《〈中华人民共和国噪声污染防治法〉部分条款部门职责分工方案》的通知（2022年6月5日施行）。

（22）达州市集中式饮用水水源保护管理条例（2020年3月31日修正）

**1.1.5 相关环评技术规范**

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《生态环境健康风险评价技术指南 总纲》（HJ1111-2020）；

（10）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）；

（11）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；

（12）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），2019年3月1日；

（13）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2015）；

（14）《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范·穿越工程》（SY/T0015.1-98）；

（15）《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）；

（16）《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2003）；

（17）《国家危险废物名录》（2021年版）；

（18）《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）；

（19）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（20）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

（21）《高含硫气田水处理及回注工程设计规范》（SY/T6881-2012）。

**1.1.6 环境影响评价工作其它依据**

（1）环境影响评价委托书；

（2）《普光气田P204-2H侧钻及试采工程可行性研究报告》；

（3）《普光气田P204侧钻及试采工程环境质量监测报告》；

（4）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、旅游区发展规划等相关文件、资料；

（5）建设单位提供的项目其他有关资料。

**1.2 评价目的、原则与评价重点**

**1.2.1 评价目的**

环境影响评价的目的，是对项目实施后可能造成的环境影响进行分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施。通过分析工程建设是否符合国家及地方产业、行业政策及相关专项规划要求；对工程选线进行环境可行性论证；通过工程分析，分析工程施工对生态环境影响情况，分析试采期环境风险是否可接受；提出污染防治和风险防控措施，为工程设计和环境管理提供科学依据。

本次评价将针对项目环境影响问题，并结合本项目的特点，达到以下目的：

（1）调查了解场站周围生态环境、环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境等现状及工程所在地限制性环境要素；

（2）结合国家相关产业政策、行业规划、当地规划以及工程的环境影响进行预测与评价，分析论述项目建设选址的可行性和环境可行性；

（3）根据项目与环境保护目标的关系，提出项目建设、试采过程中拟采取的保护措施、减缓措施，使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度；

（4）根据工程在施工期对环境产生影响的主要特点，提出施工期环境管理、环境监理和监测计划；

（5）坚持“达标排放、总量控制、清洁生产”的原则，保证本项目建设实施后，不加重该区域的环境污染程度；

（6）从经济、技术角度论证项目污染防治措施的可行性；

（7）预测本项目建设过程中，对周围环境的影响程度和范围，在此基础上提出相应的防范措施；

（8）针对项目特性进行环境风险分析，提出风险防范措施，明确项目环境风险影响的接受水平；

（9）为工程的建设及施工期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

**1.2.2 评价原则**

本次评价坚持“依法评价、科学评价、突出重点的”原则，起到环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等。建设项目符合产业政策，符合本地区的总体规划、区域发展规划和环境保护规划的原则；

（2）提出污染防治措施和环境管理要求，优化项目建设，提高企业环境管理水平；

（3）科学分析项目建设对生态环境的影响，明确项目建设对生态环境影响的方式、范围及程度，预测评价生态环境影响可接受性，确定生态环境影响预防、恢复措施，并论证措施可行性及生态环境影响是否可以接受；

（4）坚持评价重点突出，结果客观明确，环保措施具有可操作性；体现本次评价的实用性和针对性；充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价；

① 首先对项目建设地环境空气、水环境（地下水、地表水）、声环境、土壤环境、生态环境等环境质量现状进行调查和评价。

② 对工程各阶段的环境影响因素进行充分识别，采取定量与定性相结合的方法，分析工程对周围环境各项环境要素的影响途径和程度。

③ 结合项目建设地环境特征，根据各环境要素评价成果，对设计提出的环保措施的可行性、可靠性进行分析，并提出完善措施，以达到环保要求。

**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，评价试采期环境风险。

重点评价工程对临近的自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、地质公园、基本农田保护区、水土流失重点预防区和重点治理区等《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 环境影响要素识别和评价因子筛选**

**1.3.1 环境影响要素识别**

本项目为污染影响型兼生态影响型建设工程，主要就工程建设及运行对区域大气、地表水、地下水、声环境、土壤环境及生态环境等环境要素所造成的影响进行识别。

**1、生态环境影响**

本项目生态环境影响主要体现在施工期。本项目主要依托P204集气站已建场地进行建设，工程施工期间对生态环境的影响主要是场地平整、生活区占用造成的自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，进而引起对土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发区域生态系统稳定性下降，致使生态环境的破坏。

试采期不会带来新的生态影响，受施工期影响的生态环境按相应的环境保护措施，逐步恢复重建。

**2、地表水环境影响**

（1）施工期钻井废水、压裂废水和洗井废水对地表水环境的影响；

（2）施工人员产生的生活污水排放对地表水环境的影响；

（3）试采期气田水对地表水环境的影响。

**3、地下水环境影响**

（1）本项目施工期对地下水的影响是施工期钻井过程中可能造成地下水的污染，同时废水池因破损等原因造成废水下渗对局部区域地下水水质造成影响；

（2）试采期对地下水的影响是污水缓冲罐因管理不当而损坏，导致污水下渗对局部区域地下水水质造成影响。

**4、大气环境影响**

（1）施工机械排放的废气；

（2）施工产生的扬尘；

（3）测试放喷废气；

（4）试采期非正常工况外排的废气，包括检修时冷排的天然气和事故放空时点燃放空的天然气。

**5、声环境影响**

（1）施工期施工机械产生的机械噪声；

（2）试采期加压设备产生的机械噪声及场站输气产生的机械噪声。

**6、固体废物环境影响**

（1）施工期产生的固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、废油、生活垃圾、工程弃土和施工废料等；

（2）试采期主要为检修废渣等。

**7、土壤环境影响**

（1）施工期场地平整造成土壤扰动；

（2）施工期施工废水对土壤的影响；

（3）施工期施工机械废机油渗漏对土壤的影响；

（4）试采期不涉及新建污水储存设施、污水处理构筑物，无废气排放源，气液分离、污水暂存装置均依托P204集气站既有设施，不在本次评价范围内，故不存在地面漫流及垂直入渗污染土壤环境。站内管道破裂出现泄漏时，天然气将通过包气带土壤孔隙逸出进入大气，不会对地下水产生影响，天然气中所含少量的气田水为气态，如果发生上述泄漏，管道监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的气田水微乎其微，且同天然气一同扩散到大气中。因此，不会对土壤环境产生影响。

本项目环境影响具体内容见表1.3-1。

表1.3-1 本项目施工期和试采期环境影响分析表

| **时段** | **项目建设活动** | | **环境影响内容** |
| --- | --- | --- | --- |
| 施  工  期 | 钻前工程 | 场站 | 本项目不涉及永久占用土地，不改变土地利用的现有功能；可能造成水土流失。 |
| 施工机械操作 | 施工产生机械尾气和噪声。 |
| 施工人员日常生活 | 施工人员生活污水、生活垃圾排放。 |
| 钻井工程 | 安装相关钻井设备，如钻机、天车、泥浆泵等，拟采用气体钻井和常规钻井相结合的方式，固井作业包括下套管和注水泥 | 钻井过程中会产生废气、废水、废泥浆、岩屑、废油、噪声等，对周围环境造成影响；钻井过程中可能造成地下水的污染。 |
| 完井工程 | 射孔、酸压、测试放喷 | 完井过程中会产生废气、废水、废泥浆、岩屑、废油、噪声等，对周围环境造成影响。 |
| 运  营  期 | 本项目站场 | | 废水：气田水。  废气：非正常工况下管道需进行清管作业和分离检修排放的少量天然气。  噪声：过滤分离器、截流阀、汇气管、调压放空系统等设施运行产生的噪声。  固废：无。  环境风险事故：管线发生泄漏、火灾、爆炸事故对周围环境和人员的影响；非正常生产时，站场检修时经放空装置直接排放的天然气或燃烧后排放的废气。 |

根据环境影响矩阵表，分析环境影响因子的影响类型和影响程度，其结果见表1.3-2。

表1.3-2 环境影响要素矩阵

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **类别** | **环境因子** | **工程施工** | | | | **正常运行** | | | | **非正常工况** | | | |
| **有利**  **影响** | **不利**  **影响** | **影响**  **较大** | **影响**  **较轻** | **有利**  **影响** | **不利**  **影响** | **影响**  **较大** | **影响**  **较轻** | **有利**  **影响** | **不利**  **影响** | **影响**  **较大** | **影响**  **较轻** |
| 环境质量 | 地表水 | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ |
| 环境空气 | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ | √ | / |
| 声环境 | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ | / | √ |
| 自然生态环境 | 地形地貌 | / | √ | / | √ | / | / | / | / | / | / | / |  |
| 生态环境 | / | √ | / | √ | / | / | / | √ | / | √ | / | √ |
| 土壤 | / | √ | / | √ | / | / | / | / | / | √ | / | √ |
| 植被 | / | √ | / | √ | / | / | / | / | / | √ | / | √ |
| 水土流失 | / | √ | / | √ | / | / | / | √ | / | / | / | / |
| 土地利用 | / | √ | / | √ | / | / | / | / | / | / | / | / |

根据表1.3-1和表1.3-2的分析结果可知，就环境影响因子影响而言，拟建工程主要影响站场周围环境空气、地表水、地下水、土壤、地下水和生态环境。

**1.3.2 评价因子筛选**

根据工程分析及现有污染源状况，本项目评价因子见表1.3-3。

表1.3-3 本项目评价因子表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **评价要素** | **评价类型** | **评价因子或评价对象** | **备注** |
| 生态 | 生态环境现状调查 | 动植物分布、土地利用、土壤侵蚀、自然保护区、风景名胜区等 | 场站 |
| 地表水 | 地表水环境质量现状调查 | pH、COD、BOD5、氨氮、SS、石油类、挥发酚、硫化物、氯化物 | 场站 |
| 大气 | 环境空气质量调查 | SO2、NO2、PM2.5、PM10、O3、CO、TVOC、非甲烷总烃、H2S | 场站 |
| 噪声 | 现状调查与预测 | 昼夜等效连续A声级 | 场站 |
| 浅层地下水 | 地下水环境质量现状调查 | K++Na+、Ca2+、Mg2+、CO32-、HCO3-、Cl-、SO42-；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、硫化物 | / |
| 土壤 | 土壤环境质量现状调查 | 农用地：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中基本项目；pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、铬、锌；特征因子：pH、石油烃、硫化物、氯化物 | 场站周围 |

**1.4 环境功能区划**

**1.4.1 大气环境**

工程场站位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村，属于农村地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），评价区的大气环境功能区划属二类区，执行大气环境功能区二类区标准。

**1.4.2 地表水环境**

本项目周边地表水为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水域。

**1.4.3 地下水环境**

项目场站所在区域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，项目所在地区域地下水均属于III类地下水功能区。

**1.4.4 声环境**

工程建设区域内主要为散居农户，属一般居住环境，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），功能区划属2类区域。

**1.4.5 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）》（GB 36600-2018）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。

**1.4.6 生态环境**

根据《四川省生态功能区划》，本项目位于四川盆地亚热带湿润气候生态区，属于大巴山水源涵养与土壤保持生态功能区（I-3-2），该生态功能区的主导功能是水源涵养功能，土壤保持功能。面临的主要环境问题是多洪灾，滑坡崩塌强烈发育，水土流失严重。项目区不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。

**1.5 评价标准**

**1.5.1 环境质量标准**

**1、环境空气质量标准**

评价区域环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；TVOC、硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D相关限值。具体标准限值见表1.5-1。

**表1.5-1** **环境空气质量标准（GB3095-2012）** **单位：µg/m3**

| **污染物** | **浓度限值** | | **依据** |
| --- | --- | --- | --- |
| **取值时间** | **标准限值** |
| PM10 | 年平均 | 70μg/m3 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准 |
| 24小时平均 | 150μg/m3 |
| PM2.5 | 年平均 | 35μg/m3 |
| 24小时平均 | 75μg/m3 |
| SO2 | 年平均 | 60μg/m3 |
| 24小时平均 | 150μg/m3 |
| 1小时平均 | 500μg/m3 |
| NO2 | 年平均 | 40μg/m3 |
| 24小时平均 | 80μg/m3 |
| 1小时平均 | 200μg/m3 |
| CO | 24小时平均 | 4mg/m3 |
| 1小时平均 | 10mg/m3 |
| O3 | 8小时平均 | 160μg/m3 |
| 1小时平均 | 200μg/m3 |
| 硫化氢 | 1小时平均 | 10μg/m3 | 《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D |
| 非甲烷总烃 | 一次值 | 2mg/m3 | 《大气污染物综合排放标准详解》 |

**2、地表水环境质量标准**

本项目所在区域的地表水环境执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，见表1.5-2。

表1.5-2 地表水环境质量标准（GB3838－2002） 单位：mg/L

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **评价因子** | **pH** | **COD** | **BOD5** | **氨氮** | **挥发酚** | **硫化物** | **石油类** | **氯化物** |
| 浓度限制 | 6~9 | ≤20 | ≤4 | ≤1.0 | ≤0.005 | ≤0.1 | ≤0.05 | ≤250 |

**3、地下水环境质量标准**

本项目所在区域的地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，见表1.5-3。

表1.5-3 地下水质量标准（GB/T14848-2017） 单位：mg/L、pH无量纲

| **序号** | **项目** | **Ⅲ类（mg/L）** | **序号** | **项目** | **Ⅲ类（mg/L）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | pH值（无量纲） | 6.5~8.5 | 12 | 汞 | 0.001 |
| 2 | 氨氮 | 0.5 | 13 | 六价铬 | 0.05 |
| 3 | 硝酸盐 | 20 | 14 | 铅 | 0.01 |
| 4 | 亚硝酸盐 | 1.00 | 15 | 镉 | 0.005 |
| 5 | 挥发性酚类 | 0.002 | 16 | 铁 | 0.3 |
| 6 | 总硬度 | 450 | 17 | 锰 | 0.10 |
| 7 | 溶解性总固体 | 1000 | 18 | 氟化物 | 1.0 |
| 8 | 硫酸盐 | 250 | 19 | 氰化物 | 0.05 |
| 9 | 氯化物 | 250 | 20 | 菌落总数 | 100（CFU/mL） |
| 10 | 硫化物 | 0.02 | 21 | 总大肠菌群 | 3.0（MPN/100mL） |
| 11 | 砷 | 0.01 |  |  |  |

**4、声环境质量标准**

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类声环境功能区标准。

表1.5-4 环境噪声标准限值（GB3096-2008） 单位：dB（A）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **声环境功能区类别** | **昼间** | **夜间** |
| 2类 | 60 | 50 |

**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。项目所在井场内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地风险筛选值。

表1.5-5 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＜pH≤7.5 | pH＞7.5 |
| 1 | 镉 | 水田 | 0.3 | 0.4 | 0.6 | 0.8 |
| 其他 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.6 |
| 2 | 汞 | 水田 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 1.0 |
| 其他 | 1.3 | 1.8 | 2.4 | 3.4 |
| 3 | 砷 | 水田 | 30 | 30 | 25 | 20 |
| 其他 | 40 | 40 | 30 | 25 |
| 4 | 铅 | 水田 | 80 | 100 | 140 | 240 |
| 其他 | 70 | 90 | 120 | 170 |
| 5 | 铬 | 水田 | 250 | 250 | 300 | 350 |
| 其他 | 150 | 150 | 200 | 250 |
| 6 | 铜 | 果园 | 150 | 150 | 200 | 200 |
| 其他 | 50 | 50 | 100 | 100 |
| 7 | 镍 | | 60 | 70 | 100 | 190 |
| 8 | 锌 | | 200 | 200 | 250 | 300 |
| 注：重金属和类金属砷均按元素总量计。对于水旱轮作地，采用较严格的风险筛选值。 | | | | | | |

表1.5-6 土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准（试行） 单位：mg/kg

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 污染物项目 | 筛选值 | 管制值 |
| 第二类用地 | 第二类用地 |
| 重金属和无机物 | | | |
| 1 | 砷 | 60 | 140 |
| 2 | 镉 | 65 | 172 |
| 3 | 铬（六价） | 5.7 | 78 |
| 4 | 铜 | 18000 | 36000 |
| 5 | 铅 | 800 | 2500 |
| 6 | 汞 | 38 | 82 |
| 7 | 镍 | 900 | 2000 |
| 挥发性有机物 | | | |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | 36 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | 10 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | 120 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | 100 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | 21 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | 200 |
| 14 | 顺1,2-二氯乙烯 | 596 | 2000 |
| 15 | 反1,2-二氯乙烯 | 54 | 163 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | 2000 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | 47 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | 100 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | 50 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | 183 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | 840 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | 15 |
| 23 | 三氯乙烯 | 2.8 | 20 |
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 | 5 |
| 25 | 氯乙烯 | 0.43 | 4.3 |
| 26 | 苯 | 4 | 40 |
| 27 | 氯苯 | 270 | 1000 |
| 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | 560 |
| 29 | 1,4-二氯苯 | 20 | 200 |
| 30 | 乙苯 | 28 | 280 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | 1290 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | 1200 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 | 570 |
| 34 | 邻二甲苯 | 640 | 640 |
| 半挥发性有机物 | | | |
| 35 | 硝基苯 | 76 | 760 |
| 36 | 苯胺 | 260 | 663 |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | 4500 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 15 | 151 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 | 15 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 | 151 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 151 | 1500 |
| 42 | 䓛 | 1293 | 12900 |
| 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 1.5 | 15 |
| 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 | 151 |
| 45 | 萘 | 70 | 700 |

**1.5.2 污染物排放标准**

**1、废气**

站场施工期总悬浮颗粒物执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682—2020）表1排放限值。

**表1.5-7 四川省施工场地扬尘排放限值 单位：μg/m3**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 监测项目 | 区域 | 施工阶段 | 监测点排放限值（μg/m3） | 监测时间 |
| 总悬浮颗粒物 | 达州市 | 拆除工程/土方开挖/土方回填阶段600 | 600 | 自监测起持续15分钟 |
| 其他工程阶段 | 250 |

测试放喷废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中的二级标准。

**表1.5-8 其他废气排放执行标准 单位：mg/m3**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **标准** | **项目** | **SO2** | **NOx** | **颗粒物** | **硫化氢** |
| 大气污染物综合排放标准 | 周界外浓度最高点 | 0.40 | 0.12 | 1.0 | / |

试采期非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。具体执行标准详见下表。

**表1.5-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准 单位：mg/m3**

|  |  |
| --- | --- |
| **项目** | **非甲烷总烃** |
| 企业边界污染物控制要求 | 4.0 |

**2、废水**

本项目施工期井场施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理，执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》一级B标准；场内初期雨水和钻井废水经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注；压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

**3、噪声**

试采期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

表1.5-10 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB(A)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **类别** | **昼间** | **夜间** |
| 2类 | 60 | 50 |

施工期噪声采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准。

表1.5-11 建筑施工场界噪声限值 单位：dB(A)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **执行标准** | **昼间** | **夜间** |
| 《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011） | 70 | 55 |

**4、固体废物**

（1）一般工业固体废物：按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）进行贮存和管理；

（2）危险废物：按《国家危险废物名录》（2021年版）、《危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险化学品安全管理条例》进行识别、贮存和管理。

**1.6 评价等级及评价范围**

**1.6.1 生态环境**

**1、评价等级**

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目生态环境评价工作等级判定原则及判定结果详见表1.6-1。

表1.6-1 生态影响评价工作等级判定表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **导则规定** | **本项目情况** |
| 1 | a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级 | 不涉及 |
| 2 | b）涉及自然公园时，评价等级为二级 | 不涉及 |
| 3 | c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级 | 不涉及 |
| 4 | 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 | 不涉及 |
| 5 | e）根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级 | 本项目土壤影响范围内涉及天然林、公益林 |
| 6 | f）当工程占地规模大于20km2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 | 不涉及 |
| 7 | g）除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）外的情况，评价等级为三级 | 不涉及 |
| 8 | h）当评价等级判断同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级 |  |
| 9 | 建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级 | 不涉及 |
| 10 | 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 | 项目不涉及水生生态影响 |
| 11 | 在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级 | 不涉及 |
| 12 | 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 | 不涉及 |

项目所在地为农村生态环境，项目不涉及风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、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、越冬场和洄游通道、天然渔场等其他重要生态敏感区。根据项目类型，钻井工程实施不会对地下水水位造成影响。根据宣汉林地一张图叠图比对分析（区位关系详见附图），本项目仅新增生活区临时占地，生活区位于井场东侧，不涉及占用公益林、生态林等敏感目标，根据分析本项目土壤影响范围内分布有国家二级公益林生态保护目标（距离约189m），因此本次评价生态环境评价等级定位二级。

**2、评价范围**

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《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）中关于评价范围的划分原则，生态影响评价等级和评价范围依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的相关原则确定，并符合下列要求：“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围50米范围、集输管道等线性工程两侧外延300米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素简介影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域”。综上所述本项目现场踏勘调查实际情况，确定本评价范围为：站场及放喷池周边200m范围。

**1.6.2 大气环境**

**1、评价等级**

本项目施工期大气环境影响为施工机械、车辆的尾气、施工扬尘、气体钻粉尘以及测试放喷废气；试采期天然气加热水套炉依托P204集气站已建设施，不进行新增水套炉，因此P204集气站废气产生量无变化，项目试采期正常情况下不对大气环境排放污染物，在非正常生产时有超压和检修时依托P204集气站已建点火放空系统排放点火放空燃烧废气。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）：选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模式计算各污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。由于本项目试采期正常情况下不对大气环境排放污染物。因此，项目大气环境评价等级为三级。

**2、评价范围**

本项目大气评价范围：本项目三级评价，不需设置大气环境影响评价范围。

**1.6.3 地表水环境**

**1、评价等级**

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于项目评价等级与评价范围的规定及工程分析，施工期井场施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理；初期雨水和钻井废水经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注；压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。因此，本项目地表水环境影响评价等级定为水污染影响型三级B。根据建设项目水文要素影响分析，项目不涉及水文要素影响。

**2、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、废水的产生及处理情况等进行说明，并进行简单的环境影响分析。

因此，本项目不设地表水评价范围。

**1.6.4 地下水环境**

**1、评价等级**

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A，本项目属于“F石油、天然气第38项天然气、页岩气开采（含净化）”，编制环评报告书的Ⅱ类建设项目，其地下水环境影响评价工作等级的划分依据II类建设项目特征分别进行地下水环境影响评价等级划分。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境影响评价工作等级划分原则，地下水评价工作等级应依据建设项目行业类别和地下水环境敏感程度分级进行判定。

根据现场调查和资料收集，评价区范围内有居民分布，井场周围分散居民主要以浅层地下水（山泉出露水为主）作为生活饮用水源，属于分散式饮用水水源地。因此，评价区地下水环境敏感程度定为“较敏感”。地下水环境敏感程度识别详见表1.6-2。

表1.6-2 地下水环境敏感程度分级表

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

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表1.6-3。

表1.6-3 地下水环境影响评价工作等级分级表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **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 |

综合以上“项目类别”和“地下水环境敏感程度分级”结果，查询《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）建设项目评价工作等级分级表，确定本次建设项目评价工作等级为“二级”。

**2、评价范围**

①公式计算法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）2016），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=α×K×I×T/ne

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取2；

K—渗透系数；

I—水力坡度；

T—质点迁移天数；

Ne—有效孔隙度，无量纲。

②查表法

当不满足公式计算法要求时，可采用查表法确定。

表1.6-4 地下水环境现状调查评价范围参照表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **评价等级** | **调查评价面积（km2）** | **备注** |
| 一级 | ≥20 | 应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围 |
| 二级 | 6-20 |
| 三级 | ≤6 |

③自定义法

当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜，可根据建设项目所在区域水文地质条件确定，本项目采用自定义法确定，以本项目所在地的分水岭和周边地表水为界，确定本项目地下水评价范围为6.551km2，四至范围为：东至陈家湾，南至罗家坡，西至后河，北至向天湾。

综上，根据自定义法结果及项目所在地的水文地质特点同时考虑项目周边地下水环境保护目标，最终确定本项目的地下水环境影响评价范围为见下表，项目地下水环境影响评价范围见附图。

表1.6-5 项目地下水环境影响评价范围一览表

|  |  |
| --- | --- |
| **站场名称** | **评价范围面S（km2）** |
| 本项目站场 | 6.551 |

**1.6.5 声环境**

**1、评价等级**

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分的基本原则及工程设计资料确定本项目声环境影响评价工作等级。本项目施工期噪声主要来自施工作业机械，试采期噪声主要为设备运行产生的气流噪声；根据现场调查，本项目所在地声环境质量较好，环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的2类地区。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，本项目属“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），或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价”。因此，本次声环境影响评价级别定为二级评价。

**2、评价范围**

本项目噪声环境影响评价工作等级为二级评价，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中有关规定及站场周边环境特征。施工期声环境评价范围确定为场站厂界200m范围内的村庄或居民区，试采期的声环境评价范围确定为场站厂界200m范围内的村庄或居民区。

**1.6.6 土壤环境影响**

**1、评价等级**

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A， 本项目属于“采矿业化学矿采选；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）”，为Ⅱ类建设项目。

本项目主要依托P204集气站进行建设，不涉及新增永久占地，新增生活区临时占地面积约为2000m2，占地规模为小型，考虑周边存在耕地，土壤环境敏感程度为敏感。

表1.6-8 污染影响型评价工作等级划分表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目类别**  **评价工**  **作等级**  **敏感程度** | **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 | | | | | | | | | |

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）第6.2.2.3条规定，本项目土壤环境评价工作等级为二级。

**2、评价范围**

本项目为土壤二级评价，重点针对站场进行评价，因此评价范围为站场外200m。

**1.6.7 环境风险**

**1、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含硫天然气，同时本项目涉及柴油储存，项目涉及的主要危险有害物质为甲烷、硫化氢、柴油。由于压裂、洗井废水不属于《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，根据分析压裂、洗井废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7章环境风险分析，本项目危险物质最大存在量Q=1.15，Q值划分为（1）1＜Q≤10；本项目行业及生产工艺M为15，属于（2）10＜M≤20（以M2表示）；本项目危险物质及工艺系统危险性等级（P）划分为P3，大气环境敏感程度为E3，地表水环境敏感程度为E3，地下水环境敏感程度为E3；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Ⅲ，确定本项目环境风险评价等级为三级。**同时考虑到本项目涉及高含硫天然气，硫化氢毒性较大，一旦发生井喷事故后对外环境影响较大，因此本次评价重点针对井喷事故风险情景预测分析，并提出严格的环境风险管理及应急措施。**

**2、评价范围**

考虑到本项目涉及高含硫天然气，硫化氢毒性较大，本项目风险评价范围参照风险评价等级二级评价，为站场周边5km区域。

**1.6.8 工作等级的评价范围表**

表1.6-9 项目的工作等级和范围

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **评价内容** | **工作等级** | **评价范围** |
| 生态环境 | 二级 | 本项站场周边200m范围 |
| 环境空气 | 三级 | 本项目不设大气评价范围 |
| 地表水 | 三级B | 本项目不设地表水评价范围 |
| 地下水 | 二级 | 本项目站场周边6.551km2，四至范围为：东至陈家湾，南至罗家坡，西至后河，北至向天湾。 |
| 噪声 | 二级 | 施工期：站场周边200m范围内的村庄或居民区。  试采期：站场周边200m范围内的村庄或居民区。 |
| 土壤 | 二级 | 本项目站场外200m范围 |
| 环境风险 | 二级 | 本项目站场周边5km区域 |

**1.7 选址符合性分析**

**1.7.1 项目井场选址符合性分析**

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）等规定：油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m。根据现场调查，项目井口与各设施的距离及符合性分析见下表。

**表1.7-1 本项目井口与各设施距离**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 钻前工程井场技术要求 | 是否涉及居民区、铁路等 | 是否满足钻前技术要求 |
| 高压线及其他永久设施 | ≥75m | 不涉及 | 满足要求 |
| 民宅 | ≥100m | 井口100m范围内无民房 | 满足要求 |
| 铁路 | ≥200m | 不涉及 | 满足要求 |
| 高速公路 | ≥200m | 不涉及 | 满足要求 |
| 学校 | ≥500m | 500m范围内不涉及 | 满足要求 |
| 医院 | ≥500m | 500m范围内不涉及 | 满足要求 |
| 油库等高危险场所 | ≥500m | 500m范围内不涉及 | 满足要求 |
| 集中居住地、人员密集区 | ≥500m | 500m范围内不涉及 | 满足要求 |
| 地下矿产采掘坑、矿井坑道 | ≥100m | 不涉及 | 满足要求 |

由上表可知，项目井口与各项设施的距离均满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）等中规定的要求。

根据现场调查，本项目处于农村环境，周围50m范围内无民房、居住区、厂矿企业、35kV及以上独立变电所、无林地、无高速公路和铁路、无架空电力线路，300m范围内无爆炸作业场地，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等要求。

根据现场调查，其选址内无泉眼、地下暗河等控制性水点分布，不涉及各类保护区即境敏感区，符合规划和国土管理方面的规定，其选址比较理想。本项目在原普光P204集气站基础上进行建设，未新增井场占地范围，减小井场建设过程中临时占地带来的生态影响。项目依托P204集气站位于当地城镇规划区外，不涉及环境敏感区，符合“三线一单”管控要求，本项目主要依托P204集气站已建场地进行建设，不涉及井场新增占地，其相关钻井、压裂设备均位于P204集气站内，减少施工占地带来的生态影响，因此本项目选址合理，无需进行环境比选。

**1.7.2 井场平面布置合理性分析**

本项目主要依托原P204集气站建设，不涉及井场扩建，P204-2H井位于井场中央，集气站位于原井场西侧区域，实施P204-2H侧井钻井工程将拆除集气站内相关设备，待钻井完成后再实施恢复建设，集气站建设位置不发生变化。项目详细平面布置情况见附图2。本次评价从井口、噪声源、放喷池、排污池及柴油储罐布置等方面分析本项目井场平面布置的合理性。

（1）井口布置合理性分析

根据现场调查，本项目周围50m范围内无民房、居住区、厂矿企业、35kV及以上独立变电所、无高速公路和铁路、无架空电力线路，300m范围内无爆炸作业场地，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等要求。

（2）噪声源布置合理性分析

本项目钻机采用网电，备用柴油发电机。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）规定，发电机房位于井场后场右方，结合平面布置图和外环境关系图可知，本项目住户主要分布于井口东侧，将发电机布设于井场中部，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。

（3）放喷池布置合理性分析

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2012）及相关规定：放喷管线出口距井口应不小于75m，并远离居民密集区。根据项目井场平面布置图可知，项目的放喷管线出口分别位于井场东侧和南侧，距离井口距离分为110m和159m。

根据《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）中“放喷管线应至少接两条，其夹角为90°～180°，保证当风向改变时至少有一条能安全使用；管线转弯处的弯头夹角不应小于120°；管线出口应接至距井口100m以上的安全地带”，P204-2H井设有2条放喷管线，夹角约150°，符合《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）规定。

本项目放喷池周围的住户很少，同时由于气井测试放喷持续时间较短（4h～6h），属于短期排放，住户受测试放喷SO2的影响持续时间短，影响小。此外，建设方在测试放喷期间采取临时撤离措施后，可避免测试放喷对住户的不利影响。本项目放喷池布置合理。

（4）排污池布置合理性分析

P204-2H井排污池位于井场北侧，排污池采用半地下式设计，经过地质勘察，地质结构良好，不在崩塌、滑坡、沉陷和不稳定边坡、泥石流流道区域。

排污池布设于井场北侧，从总体布局来说，排污池地势相对较低，排污池往北地势相对井场较平缓。排污池不会对居民饮用水带来影响，排污池布局合理。

（5）柴油储罐布置合理性分析

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2012）中3.1.3的规定，油罐区距井口应不小于30m。根据平面布置图可知，P204-2H井柴油储罐位于井口东北侧75m，满足防火间距的要求。

综上所述，本项目井场总平面布置图综合考虑了周边环境及地势分布情况，同时满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2012）等规定的相关要求布置，总平面布置合理。

**1.8 项目与相关符合性分析**

**1.8.1 产业政策符合性分析**

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订），本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订）鼓励类中第七条“石油、天然气”中的第一款：“常规石油、天然气勘探与开发”。因此本项目建设符合国家产业政策。

**1.8.2 与城乡规划的符合性分析**

本工程位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村，项目利用原P204集气站建设，区域属于农村地区，根据P204井土地证，P204集气站属于国有建设用地，用途为采矿地，项目不新增永久占地，因此选址不在老君乡场镇规划建设用地范围内，因此项目实施不影响城乡建设。

**1.8.3 与四川省主体功能区规划的符合性分析**

**1、四川省主体功能区规划概述**

根据《四川省主体功能区规划》（川府发〔2013〕16号文）（以下简称《规划》），全省主体功能区分为以下四个大类：

（1）重点开发区域

主要包括成都 平原、川南、川东北和攀西地区19市（州）中的89个县（市、区），以及与之相连的50个点状开发城镇，该区域面积10.3万平方公里，占全省辖区面积21.2%；分为国家层面重点开发区域和省级层面重点开发区域。

该功能区是全省经济增长的重要支撑区，实施加快推进新型工业化新型城镇化的主要承载区，是全省经济和人口密集区。

（2）限制开发区域（农产品主产区）

限制开发的农产品主产区是指具备较好的农业生产条件，以提供农产品为主体功能，以提供生态产品、服务产品和工业品为其他功能，需要在国土空间开发中限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，以保持并提高农产品生产能力的区域。

全省农产品主产区包括盆地中部平原浅丘区、川南低中山区和盆地东部丘陵低山区、盆地西缘山区和安宁河流域5大农产品主产区，共35个县（市），面积6.7万平方公里，扣除其中重点开发的县城镇及重点镇规划面积1750平方公里，占全省辖区面积13.4%。

该功能区是国家优质商品猪战略保障基地，现代农业示范区，现代林业产业基地，优势特色农产品加工业发展的重点区域，农民安居乐业的美好家园。区域应着力保护耕地，加强农业基础设施建设，稳定粮食生产，发展现代农业，增强农业综合生产能力，保障全省主要农产品有效供给，增加农民收入，加快社会主义新农村建设。

（3）限制开发区域（重点生态功能区）

限制开发的重点生态功能区是指生态系统十分重要，关系较大范围区域的生态安全，目前生态系统有所退化，需要在国土空间开发中限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，以保持并提高生态产品供给能力的区域。

重点生态功能区共57个县（市），总面积31.8万平方公里，扣除其中省级重点生态功能区中重点开发的县城镇及重点镇规划面积，占全省辖区面积65.4%；分为国家层面的重点生态功能区和省级层面的重点生态功能区。

国家青藏高原生态屏障和长江上游生态屏障的重要组成部分，国家重要的水源涵养、水土保持与生物多样性保护区域，全省提供生态产品的主体区域与生态财富富集区，保障国家生态安全的重要区域，生态文明建设、人与自然和谐相处的示范区。

（4）禁止开发区域

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

该区域是四川省自然文化资源的重要区域，森林、湿地生态、生物多样性和珍稀动植物基因资源保护地，重要水土保持区域与重要饮用水水源保护地。

禁止开发区域要严格控制人为因素对自然生态的干扰，严禁不符合主体功能区定位的开发活动，引导人口逐步有序转移，实现污染物“零排放”，提高环境质量，提高可持续发展能力。自然保护区、文化自然遗产、风景名胜区、森林公园、湿地公园、地质公园，要逐步达到各类区域规定执行标准。

**2、与四川省主体功能区规划的符合性分析**

根据《四川省人民政府关于印发四川省主体功能区规划的通知》（川府发〔2013〕16号），本项目所在地属国家重点开发区域，不属于重点生态功能区，该地区无国家级自然保护区、世界文化遗产、国家风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园。项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省主体功能区规划》要求。

**1.8.4 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》符合性分析**

本次评价根据《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》（2021年11月25日四川省第十三届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过）要求进行了合理性分析，具体如下。

表1.8-2 项目与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》符合性分析

| **序号** | **条例管理要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 第十七条 | 编制嘉陵江流域生态环境保护规划应当遵守生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，符合国土空间规划、生态环境保护规划、岸线保护和开发利用规划等相关规划。编制其他有关专项规划或者方案，应当与国土空间规划和流域生态环境保护规划相衔接。  禁止在嘉陵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。 | 本项目为天然气钻井及试采工程，不属于禁建项目。 | 符合 |
| 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。 | 本项目施工期井场施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理；钻井废水经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注；压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。  本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。本项目不新增劳烦定员，试采期不涉及生活污水。 | 符合 |

因此，本项目的建设符合《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》要求。

**1.8.5 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）》符合性**

本项目与《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）》的符合性分析如下：

表1.8-3 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）》符合性分析

| **序号** | **污染防治技术政策要求** | **本项目内容** | **符合性分析** |
| --- | --- | --- | --- |
| 第五条 | 禁止新建、改建和扩建不符合《全国内河航道与港  口布局规划》等全国港口规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—乐山 港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。 | 本项目不属于该类项目。 | 符合 |
| 第六条 | 禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道  布局规划（2020—2035 年）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。 | 本项目不属于该类项目。 | 符合 |
| 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，依照本实施细则核心区和缓冲区的规定管控。 | 本项目不在当地自然保护区范围内。 | 符合 |
| 第八条 | 禁止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资源保护无关的项目。 | 本项目不在当地风景名胜区范围内。 | 符合 |
| 第九条、第十条、第十一条 | 禁止在饮用水水源准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。  饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除应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；禁止从事采石（砂）、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，除应遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供（取）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。 | 本项目不在当地集中式饮用水源保护区范围内。 | 符合 |
| 第十二条、第十三条 | 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。  禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（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。 | 本项目不在当地水产种质资源保护区和国家湿地公园的岸线和河段范围内。 | 符合 |
| 第十四条、第十五条 | 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。  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。 | 本项目不在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区范围内，不在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内。 | 符合 |
| 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。 | 本项目不涉及在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大  排污口。 | 符合 |
| 第十七条 | 禁止在长江、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和 51 个（四川省 45 个、重庆市 6 个）水生生物保护区开展生产性捕捞。 | 本项目不涉及生产性捕捞 | 符合 |
| 第十八条、第十九条、第二十条 | 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。  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。  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。 | 本项目不属于化工项目，不属于尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。 | 符合 |
| 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 |
| 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。  （一）严格控制新增炼油项目，未列入《石化产业规划布局  方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。  （二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。 | 本项目不属于石化、现代煤化工等项目。 | 符合 |
| 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《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目 | 符合 |
| 第二十四条 | 禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。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。 | 本项目不属于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业 | 符合 |
| 第二十五条 | 禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）：  （一）新建独立燃油汽车企业；  （二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力；  （三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）；  （四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资  （企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。 | 本项目不属于燃油汽车投资项目 | 符合 |
| 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。 | 本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目 | 符合 |

因此，本项目建设符合《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）》要求。

**1.8.6 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性**

项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性如下：

表1.8-4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 技术政策要求 | 本项目内容 | 符合性 |
| 一 | 清洁生产 | | |
| 1 | 油气田建设应总体规划，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。 | 本项目属于气田的勘探和试采，占地较少，废水收集集中处置，废物收集集中处置。 | 符合 |
| 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，油罐区设置地面硬化防渗和设置集油池，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。 | 本项目表层采用清水钻井液，减小钻井液影响。固控设备完善，钻井液循环率达到95%以上，钻井废水处理回用，符合要求。 | 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。 | 本项目酸化残液、压裂残液和返排液全部回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率为100%，采取了防漏、防溢措施，全部外运处理，符合要求。 | 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 | 放喷过程中不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧。放喷池不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。 | 本项目钻井废水经预处理后拉运至毛开1井回注站回注。 | 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。 | 钻井水基岩屑及泥浆采取资源化利用；油基泥浆及时转运，定期交由资质单位处置。完井后对泥浆不落地操作平台、污水池清理后复垦。 | 符合 |
| 3 | 应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。 | 不涉及原油，本工程在井口及易产生油污的生产设施底部进行防渗处理，收集可能产生的废油，完钻后统一收集交有资质单位处置。 | 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。 | 不涉及原油，废油很少，通过采取防渗措施，总体不会造成土壤的油污染。 | 符合 |
| 四 | 运行风险和环境管理 | | |
| 1 | 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。 | 本项目业主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，防止天然气泄露污染地下水。 | 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。 | 本项目业主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。 | 本项目业主对钻井工程设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子。 | 符合 |

经上表分析，项目建设与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符。

**1.8.7与《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》及其批复的符合性分析**

2007年中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托北京师范大学环境科学研究所编制完成了《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》，2007年12月14日取得原国家环境保护总局《关于中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书的批复》（环审〔2007〕76号），查阅了《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》（以下称“报告书”），本项目所涉及的P204集气站属于《报告书》评价内容。

《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》（以下称“报告书”）要求“气田后续开发过程中，如新增加建设项目，应当按照国家的有关规定开展相应的环境影响评价工作”，拟建P204-2H井侧钻及试采工程在《报告书》中尚未进行评价，按照《报告书》要求，需开展相应的环境影响评价工作。

**1.8.8 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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析**

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》（环办环评函〔2019〕910号）对比分析详见表1.8-5。

**表1.8-5 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**

| **序号** | **技术政策要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 一 | 推进规划环境影响评价 | | |
| （2） | 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。 | 未编制相油气开发专项规划环境影响报告书。 | 非强制性要求，不违背。 |
| 二 | 深化项目环评“放管服”改革 | | |
| （4） | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。 | 2007年，《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》经原环保部审批，报告中已分析了普光区块相关内容。2018年6月，中原油田普光分公司组织开展了普光气田开发工程环境影响后评价，明确了普光气田普光区块的建设内容和建设进度，后评价报告在生态环境部进行备案，本项目不属于非含新开发和滚动开发项目。本项目为气藏勘探井，目的为勘探地层储气情况。同时普光气田属于高含硫气田，其地质结构较为复杂，且目前对普光区块产能储量仍未探明，暂不具备区块开发条件。并且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试采期各污染物处置的可行性。 | 符合 |
| 三 | 强化生态环境保护措施 | | |
| （7） | 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。 | 本项目涉及施工期和试采期废水均回注处理，无废水外排。 | 符合 |
| （8） | 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。 | 本项目属于天然气钻井及试采工程，不涉及天然气开采。钻井废水经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注；压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。大湾403污水站和毛开1井回注站已取得环评批复，并已开展竣工环保验收。 | 符合 |
| （9） | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。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》要求评价。 | 一~三开井段均采用水基钻井液：采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，空气钻岩屑及时拉运填埋处理，项目产生的废弃泥浆与常规钻产生的废岩屑采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，按照相关要求进行资源化利用；三开井段采用白油基钻井液：采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑、水基泥浆按照相关要求进行资源化利用，废油基岩屑、废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。完井后对临时占地进行复垦。 | 符合 |
| （10） | 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。 | 本项目设计钻井液体系时，充分考虑防H2S措施，同时加强钻井期间钻井、试采等环节环境风险防范措施。 | 符合 |
| （11） | 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。 | 本项目钻井和压裂设备使用网电、备用柴油发电机，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，及时落实环评提出的生态保护措施。 | 符合 |
| （12） | 陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。 | 本项目属于天然气钻井及试采工程，本项目暂不涉及油气长输管道。 | 符合 |
| （13） | 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。 | 本项目属于天然气钻井及试采工程，不属于油气储存项目。 | 符合 |
| （14） | 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 |

因此，本项目符合《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）要求。

**1.8.9 用地政策的符合性分析**

本项目新增临时占地约2000m2，主要为生活区板房临时占用，利用P204-1H已建井场区域内建设，环评单位要求建设单位按照自然资规〔2021〕2号、川自然资规〔2022〕3号文件要求办理临时用地手续。

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）的符合性见下表：

**表1.8-6 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》和《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》的符合性分析**

| **序号** | **自然资源部关于规范临时用地管理的通知要求** | **本项目** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 临时用地的范围包括：（二）矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。（三）符合法律、法规规定的其他需要临时使用的土地。 | 本项目既有井场、进场道路、清废水池、放喷池等原已取得临时用地手续；本项目新增占地属于生活区临时用地。 | 符合 |
| 2 | 建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。 | 本项目生活区新增占地属于临时用地，建设单位将依法办理相关用地手续。 | 符合 |
| 3 | 县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。 | 本项目临时生活区占用基本农田，新增占地除井场占地外，钻井结束后进行复垦。 | 符合 |
| 4 | 临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。  严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。 | 建设单位不会转让、出租、抵押临时用地。若临时用地期满且后续不在利用，建设单位将在用地期满之日起一年内完成土地复垦。并按照当地主管部门恢复用地性质。 | 符合 |

综上所述，本项目主要依托P204集气站建设，未新增永久占地，项目生活区占地属于临时用地，与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）中相关要求相符。

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

根据《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8号）中“第五章加快天然气勘探开发利用”中“第一节建设千亿立方米级产能基地大力推进天然气(页岩气)勘探开发,实施国家天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地建设行动方案,建成全国最大的现代化天然气(页岩气)生产基地。加大德阳—安岳古裂陷周缘、川中下古生界—震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组—龙马溪组层系勘探力度。加快川中下古生界—震旦系气藏、川西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州等区块产能建设,稳定主产区产量,开发接续区块。到2025年,天然气(页岩气)年产量达到630亿立方米”。“第二节大力推进油气基础设施建设按照适度超前的原则,加快省内油气输送管网建设,围绕主要产气区、消费区和薄弱区,统筹优化管网布局,构建供应稳定、运行高效、安全可靠的输配系统。推进川气东送二线(四川段)、威远和泸州 区块页岩气集输干线工程、攀枝花—凉山等天然气管道建设,进一步完善达州、雅安、乐山、泸州、巴中等末端区域供气管网,布局南向管道并适时建设。规划新增成品油入川管道。到2025年,形成输气能力700亿立方米/年。”

本项目为普光气田天然气钻井及试采工程，属于天然气支线网络建设的配套工程，符合《四川省“十四五”能源发展规划》要求。

**1.8.11 本项目与水源地合理性分析**

根据达州市人民政府《关于划定万源市、宣汉县和大竹县乡镇及以下集中式饮用水水源地保护区的批复》（达市府发〔2020〕124号）结合现场调查，项目所在地不涉及乡镇水源地保护区。

**1.8.12 本项目与“三线一单”及“三区三线”符合性分析**

根据环保部发布的《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》要求：切实加强环境影响评价管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”约束，更好地发挥环评制度从源头防范环境污染和生态破坏的作用，加快推进改善环境质量。

**1、生态保护红线**

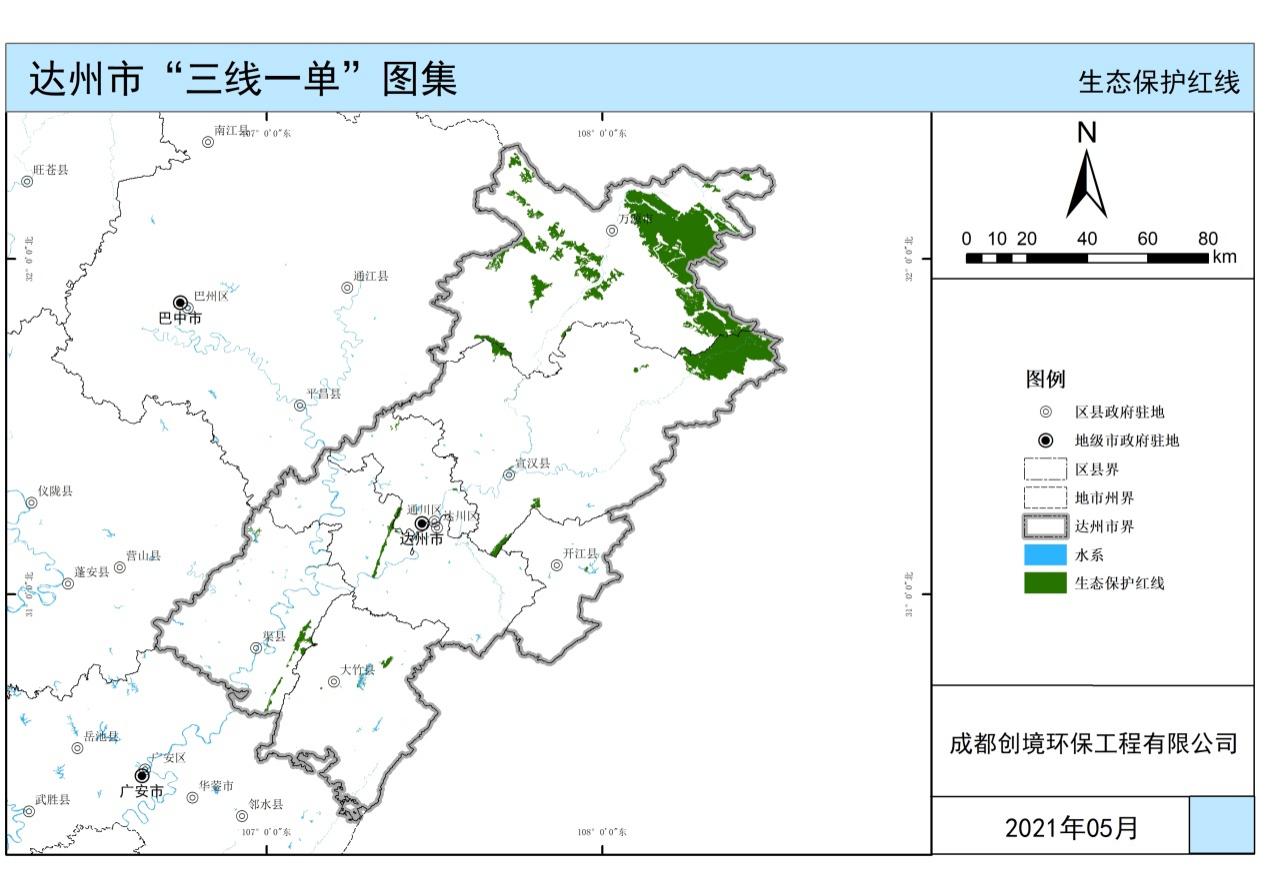
2017年2月，中共中央办公厅国务院办公厅印发了《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》，意见中关于红线管控要求如下：

实行严格管控。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后，报国务院批准。因国家重大战略资源勘查需要，在不影响主体功能定位的前提下，经依法批准后予以安排勘查项目。

四川省人民政府《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）中指出：“四川省生态保护红线总面积14.80万平方公里，占全省辖区面积的30.45%，主要分布于川西高山高原、川西南山地和盆周山地，分布格局为“四轴九核”。“四轴”指大巴山、金沙江下游干热河谷、川东南山地以及盆中丘陵区，呈带状分布；“九核”指若尔盖湿地（黄河源）雅砻江源、大渡河源以及大雪山、沙鲁里山、岷山、邛崃山、凉山—相岭、锦屏山，以水系、山系为骨架集中成片分布。

根据该《通知》，达州市宣汉县、万源市的部分地区涉及“大巴山生物多样性维护—水源涵养生态保护红线”；大竹县的部分地区涉及“川东南石漠化敏感生态保护红线”；达州市及其区县的城市饮用水源保护区和零散分布于四川盆地的自然保护区、风景名胜区、湿地公园、地质公园等各类生态保护重要区域为“盆中城市饮用水源—水土保持生态保护红线”。

本项目位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村，不在饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、湿地公园、地质公园等各类生态保护重要区域。结合《四川省生态保护红线分布图》和《达州市生态保护红线分布图》分析，项目选址与《四川省生态保护红线方案》及达州市生态保护红线保护要求是相协调的。



本项目所在位置

**图1.8-1 达州市生态红线分布图**

**2、与环境质量底线的符合性分析**

项目所在区域环境空气均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级，区域地表水环境质量满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，地下水环境质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类，环境质量较好。

经分析，目前区域环境空气、地表水及声环境质量均尚有容量。本项目水套炉加热采用返输净化天然气（不含硫化氢），依托现有返输管线返输使用，属于清洁能源，仅产生少量的氮氧化物；本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。项目站场设备运行和气流噪声值较小，不会对当地的声环境容量造成较大影响。本项目严格执行设计及环评提出的相关污染防治措施后，排放的污染源不会对区域环境质量底线造成冲击。

**3、与资源利用上线的符合性分析**

本项目运营过程中除消耗电、气外，无其他能源消耗，项目建成运行后通过内部管理、设备选择、原辅材料的选用和管理、废物回收利用、污染治理等多方面采取合理可行的防治措施，以“节能、降耗、减污”为目标，有效地控制污染。项目资源利用不会突破区域的资源利用上线。

**4、与生态环境准入清单的符合性分析**

本项目选址位于达州市宣汉县，根据《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），项目所在地属于川东北经济区，该区域总体生态环境管控要求为：①控制农村面源污染，提高污水收集处理率，加快乡镇污水处理基础设施建设。②建设流域水环境风险联防联控体系。③提高大气污染治理水平。

本项目为天然气钻井及试采工程，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期废水不外排，试采期无废水排放，试采期正常工况下无废气排放。项目所在地生态环境良好，无突出环境问题，因此，项目的建设满足《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）中川东北经济区的生态环境管控要求。

同时根据《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单（第一批）（试行）》《四川省重点生态功能区产业准入负面清单（第二批）（试行）》，本项目不涉及《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单（第一批）（试行）》42个市县、《四川省重点生态功能区产业准入负面清单（第二批）（试行）》15个县。因此，不属于区域环境准入负面清单行业内容。

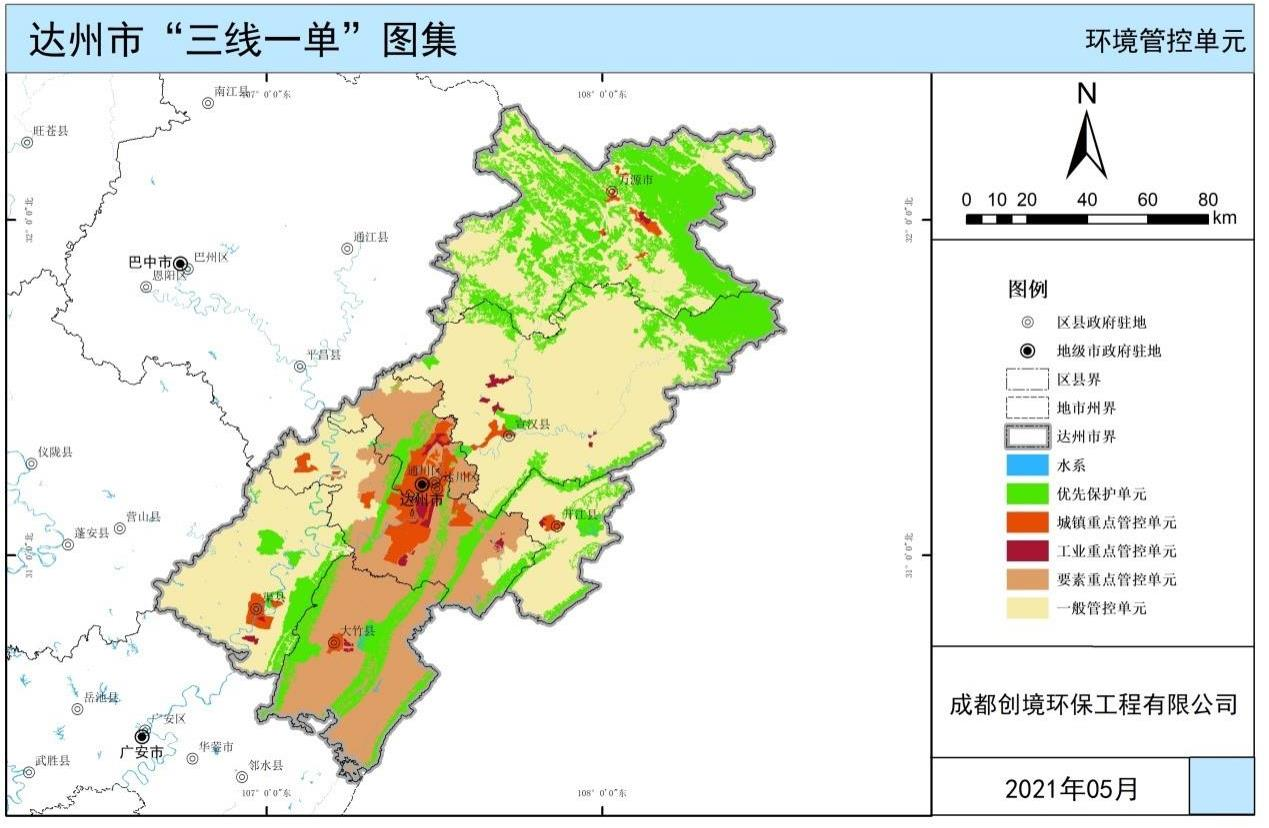
根据《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》：禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照本实施细则核心区和缓冲区的规定管控。禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各 类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除应遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资 建设项目；禁止从事采石（砂）、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，除应遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供（取）水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、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。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。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……

根据《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分区管控的通知》（达市府发〔2021〕17号），本项目不属于优先保护单元和重点管控单元，为一般管控单元，其生态环境管控要求为：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，本项目施工期采取相应的生态保护措施能够满足区域生态环境保护的基本要求，满足一般管控单元的生态环境管控要求。

本项目位于达州市宣汉县老君乡境内，查阅相关资料，项目建设区域不属于自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区以及生态保护红线范围等，不属于优先保护单元和重点管控单元，为一般管控单元。项目为天然气钻井及试采工程，属于鼓励类项目。因此，项目建设满足《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）》和《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分区管控的通知》（达市府发〔2021〕17号）的相应要求。

本项目通过四川省生态环境厅三线一单平台进行了分析，分析结果详见附件13。

根据《长江经济带战略环境评价四川省达州市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》（达州市生态环境局，2021年5月），本项目所在地属于宣汉县一般管控单元**（**ZH51172230001**）**，项目与管控单元相对位置见图1.8-2。



本项目所在位置

**图1.8-2 项目与达州市环境管控单元位置关系图**

5、三区三线

“三区三线”是规划核心内容，是落实最严格的耕地保护制度、生态保护制度和节约用地制度的一项重要举措，是地方经济社会发展不可逾越的红线。根据达州市三区三线划分成果，本项目位于农业空间内，不涉及城镇空间及生态空间。项目选址不涉及宣汉县老君乡场镇规划建设用地范围内，不涉及生态红线，本项目临时生活区占用永久基本农田。建设单位按照相关要求办理临时用地手续，因此项目建设符合三区三线的相关要求。

本项目与达州市“三线一单”符合性分析见表1.8-7。

表1.8-7 与达州市“三线一单”符合性

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| “三线一单”的具体要求 | | | | 项目情况 | 符合性分析 |
| 类别 | | | 对应的管控要求 |
| 宣汉县一般管控单元ZH51172230001 | 普适性清单管控要求 | 空间布局约束 | 空间布局约束：  禁止开发建设活动的要求  -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。  -禁止在法律法规规定的禁采区内新建矿山；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。  -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。  -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。  限制开发建设活动的要求  -按照相关要求严控水泥新增产能。  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。  按照相关要求严控水泥新增产能。  禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。  不符合空间布局要求活动的退出要求  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；  其他空间布局约束要求  暂无 | 本项目符合相关规划，本项目位于宣汉县老君乡铁尖村，本项目属于《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）允许占用永久基本农田项目，不属于禁止开发建设活动，建设单位按照相关要求办理临时用地手续。 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 污染物排放管控：  允许排放量要求  暂无  现有源提标升级改造  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。  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。  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。  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。  其他污染物排放管控要求  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。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。  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%。  -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全覆盖。  -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%。  -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。  -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。  -到2025年，废旧农膜回收利用率达到85%以上。 | 项目属于天然气钻井及试采工程，不属于火电、水泥、砖瓦等行业。项目废水暂存于废水池，然后通过密闭罐车拉运至大湾 403 污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开 1 井回注站回注处理，不外排 | 符合 |
| 环境风险防控 | 环境风险防控：  联防联控要求  强化区域联防联控，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式分析会，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，加强川东北区域大气污染防治合作  其他环境风险防控要求  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。  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的城镇建设用地，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。  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。  规范排土场、渣场等整治。禁止处理不达标的污泥进入耕地。  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。  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。 | 落实本评价相关风险措施后，本项目环境风险可控 | 符合 |
| 资源开发利用效率 | 资源开发利用效率要求：  水资源利用总量要求  -到2025年，农田灌溉水有效利用系数达到0.57以上。  地下水开采要求  以省市下发指标为准  能源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。  禁燃区要求  -高污染燃料禁燃区内禁止燃用的燃料为《高污染燃料目录》（2017）中III类（严格）燃料组合，包括：（一）煤炭及其制品；（二）石油焦、油页岩、原油、重油、渣油、煤焦油；（三）非专用锅炉或未配置高效除尘设施的专用锅炉燃用的生物质成型燃料。  -禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的设施和设备。  -禁燃区内已建成的高污染燃料燃用设施由辖区人民政府制定限期改造计划，改用天然气、页岩气、液化石油气、电或其他清洁能源。  其他资源利用效率要求  暂无 | 本项目不涉及地下水开采，废水循环使用，符合资源开发 | 符合 |
| 单元级清单管控要求 | 空间布局约束 | 禁止开发建设活动的要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  限制开发建设活动的要求  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  允许开发建设活动的要求  不符合空间布局要求活动的退出要求  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  其他空间布局约束要求 | 项目位于宣汉县老君乡铁尖村，属于一般管控单元，不属于禁止开发建设活动 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 现有源提标升级改造  同达州市一般管控单元总体准入要求  新增源等量或倍量替代  同达州市一般管控单元总体准入要求  新增源排放标准限值  同达州市一般管控单元总体准入要求  污染物排放绩效水平准入要求  -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  其他污染物排放管控要求 | 项目暂存于废水池，然后通过密闭罐车拉运至大湾 403 污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开 1 井回注站回注处理，不外排 | 符合 |
| 环境风险防控 | 严格管控类农用地管控要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  安全利用类农用地管控要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  污染地块管控要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  园区环境风险防控要求  企业环境风险防控要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  其他环境风险防控要求 | 落实本评价相关风险措施后，本项目环境风险可控 | 符合 |
| 资源开发利用效率 | 水资源利用效率要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  地下水开采要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  能源利用效率要求  同达州市一般管控单元总体准入要求  其他资源利用效率要求 | 本项目不涉及地下水开采，废水循环使用，符合资源开发 | 符合 |
| 水环境分区：州河宣汉县张鼓坪控制单元，编码：YS5117223210001 | 普适性清单管控要求 | 空间布局约束 | 禁止开发建设活动的要求  暂无  限制开发建设活动的要求  暂无  不符合空间布局要求活动的退出要求  暂无  其他空间布局约束要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 允许排放量要求  暂无  现有源提标升级改造  暂无  其他污染物排放管控要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 环境风险防控 | 联防联控要求  暂无  其他环境风险防控要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 资源开发利用效率 | 水资源利用总量要求  暂无  地下水开采要求  暂无  能源利用总量及效率要求  暂无  禁燃区要求  暂无  其他资源利用效率要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 单元级清单管控要求 | 空间布局约束 | 禁止开发建设活动的要求  限制开发建设活动的要求  允许开发建设活动的要求  不符合空间布局要求活动的退出要求  其他空间布局约束要求 | 本项目符合相关规划，不属于上述禁止、限制类建设项目 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 城镇污水污染控制措施要求  工业废水污染控制措施要求  农业面源水污染控制措施要求  船舶港口水污染控制措施要求  饮用水水源和其它特殊水体保护要求 | 项目废水暂存于酸液缓冲罐，然后通过密闭罐车拉运至大湾 403 污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开 1 井回注站回注处理，不外排 | 符合 |
| 环境风险防控 | / | / | 符合 |
| 资源开发利用效率 | / | 落实本评价相关风险措施后，本项目环境风险可控 | 符合 |
| 宣汉县大气环境一般管控区：YS5117223310001 | 普适性清单管控要求 | 空间布局约束 | 禁止开发建设活动的要求  暂无  限制开发建设活动的要求  暂无  不符合空间布局要求活动的退出要求  暂无  其他空间布局约束要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 允许排放量要求  暂无  现有源提标升级改造  暂无  其他污染物排放管控要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 环境风险防控 | 联防联控要求  暂无  其他环境风险防控要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 资源开发利用效率 | 水资源利用总量要求  暂无  地下水开采要求  暂无  能源利用总量及效率要求  暂无  禁燃区要求  暂无  其他资源利用效率要求  暂无 | 无 | 符合 |
| 单元级清单管控要求 | 空间布局约束 | 禁止开发建设活动的要求  限制开发建设活动的要求  允许开发建设活动的要求  不符合空间布局要求活动的退出要求  其他空间布局约束要求 | 本项目符合相关规划，不属于上述禁止、限制类建设项目 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 大气环境质量执行标准  《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级  区域大气污染物削减/替代要求  燃煤和其他能源大气污染控制要求  工业废气污染控制要求  机动车船大气污染控制要求  扬尘污染控制要求  农业生产经营活动大气污染控制要求  重点行业企业专项治理要求  其他大气污染物排放管控要求 | 项目废水暂存于酸液缓冲罐，然后通过密闭罐车拉运至大湾 403 污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开 1 井回注站回注处理，不外排 | 符合 |
| 环境风险防控 | / | / | 符合 |
| 资源开发利用效率 | / | / | 符合 |

**综上，本项目的建设满足区域“三线一单”的环境管理机制要求。**

**1.8.13本项目与四川省国土空间规划“三区三线”划定成果符合性分析**

根据四川省国土空间规划“三区三线”划定成果，本项目不涉及占用四川省各类重大项目的农业空间、生态空间、城镇空间三种类型的国土空间，经核实，本项目不涉及占用生态保护红线和城镇开发边界，临时生活区占用永久基本农田，建设单位按照相关要求办理临时用地手续，项目符合四川省国土空间规划“三区三线”划定成果要求。

**1.8.14本项目《国家级公益林管理办法》（国家林业局财政部林资发〔2017〕34 号印发）符合性分析**

根据《国家级公益林管理办法》（国家林业局财政部林资发〔2017〕34 号印发）：严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。

本项目200m范围分布有公益林，但本项目占地不涉及占用公益林，同时施工期通过采取严格措施保护公益林（如：封山育林、人工造林等），符合《国家级公益林管理办法》（国家林业局财政部林资发〔2017〕34 号印发）相关要求。

**1.9 污染控制与环境保护目标**

**1.9.1 污染控制目标**

1、控制场站各种污染物排放量，做到达标排放。

2、控制和减轻施工期井场和临时便道建设对地表植被、土壤的破坏及造成的水土流失，特别注意控制对丘陵、山区的生态环境敏感区的影响。

3、防止由于施工活动地表水体及地下水环境。

4、控制和减轻站场建设对周边林地及农业生态系统的影响，尽量减少对林木的砍伐，并落实植被及农田恢复的措施工作。

5、控制和减轻施工活动对站场周围居民的影响。

**1.9.2 外环境关系及环境保护目标**

本项目位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村，项目区域地貌为丘陵，P204集气站沿东-西向摆放，根据现场调查可知：本项目周边500m范围内无铁路、无建制学校、高速公路、场镇、医院，煤矿；无大型厂矿、油库以及风景名胜区等。

经现场调查，所在地及周边地貌主要为旱地、水田，本项目南侧约1165m为后河，经调查核实，项目评价区域内不涉及集中式饮用水源保护区。

**1、大气环境敏感目标**

本项目处于二类环境空气功能区，不涉及自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，也不涉及文化区和农村地区中人群较集中的区域。本项目大气环境敏感目标为以P204-2H井口为中心，边长5km矩形区域的人口集中区、社会关注区等。

**2、地表水环境敏感目标**

根据《关于划定万源市、宣汉县和大竹县乡镇及以下集中式饮用水水源地保护区的批复》（达市府函〔2020〕124 号），距本项目最近集中式饮用水源为宣汉县老君乡余家湾水库集中式饮用水源地，距离本项目约3.5km，根据其保护区范围划分，本项目不涉及其饮用水源保护区。

本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。项目周边1000m范围内地表水体主要为后河，后河距离井口直线距离为1165m。

**3、地下水环境敏感目标**

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11口水井）。

**4、声环境敏感目标**

经现场踏勘，本项目站场厂界外200m范围内不涉及散住居民等声环境敏感目标。

**5、土壤环境敏感目标**

项目土壤环境保护目标为项目占地范围内以及占地范围外0.2km内的耕地。

**6、生态环境敏感目标**

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，井场周边200m范围内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，主要生态保护目标为评价范围内的公益林。

**7、环境风险敏感目标**

本项目大气环境风险保护目标为站场周边5km范围内的人口集中区、学校医院等社会关注区。

表1.9-1 P204-2H井主要环境敏感目标一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **环境要素** | **保护目标** | **距离最近点坐标** | | **保护对象** | **保护内容** | **环境功能区** | **相对井口** | | **相对井口高差（m）** | **相对放喷池距离（m）** |
| **X（m）** | **Y（m）** | **方位** | **距离（m）** |
| 1 | 环境空气、环境风险 | 陈家湾农户1# | 327 | -59 | 农户 | 约15户48人 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准 | E | 332 | 21 | 173 |
| 2 | 向家湾农户2# | 476 | 310 | 农户 | 约15户51人 | NE | 568 | 33 | 520 |
| 3 | 陈家湾农户3# | 629 | -226 | 农户 | 约9户31人 | E | 668 | -15 | 486 |
| 4 | 老荒坪农户4# | 998 | 155 | 农户 | 约21户72人 | E | 1010 | 72 | 878 |
| 5 | 老君铁尖村小学5# | 1194 | -3 | 学校 | 约90人 | E | 1194 | 7 | 1040 |
| 6 | 胡家塝农户6# | 1050 | -354 | 农户 | 约15户47人 | E | 1108 | -105 | 926 |
| 7 | 堰塘沟农户7# | 1389 | -344 | 农户 | 约9户30人 | E | 1431 | -91 | 1254 |
| 8 | 三合面农户8# | 844 | -712 | 农户 | 约7户23人 | SE | 1104 | -12 | 917 |
| 9 | 金银湾农户9# | 802 | -1051 | 农户 | 约3户10人 | SE | 1322 | 72 | 1146 |
| 10 | 屋洞农户10# | 705 | -741 | 农户 | 约21户72人 | SE | 1023 | 31 | 840 |
| 11 | 铁尖村农户11# | 1496 | -629 | 农户 | 约15户50人 | SE | 1622 | -66 | 1436 |
| 12 | 陈大梁农户12# | 1651 | -1046 | 农户 | 约12户41人 | SE | 1954 | -34 | 1765 |
| 13 | 杨家湾农户13# | 1881 | -775 | 农户 | 约10户33人 | SE | 2034 | 49 | 1848 |
| 14 | 白秧湾农户14# | 2231 | -1014 | 农户 | 约5户17人 | SE | 2451 | -31 | 2264 |
| 15 | 格子树岩15# | 2240 | -1457 | 农户 | 约14户47人 | SE | 2672 | -1 | 2483 |
| 16 | 熊家榜农户16# | 2266 | -2293 | 农户 | 约7户22人 | SE | 3223 | 62 | 3039 |
| 17 | 长五间农户17# | -270 | -2121 | 农户 | 约20户68人 | SW | 2138 | -397 | 2063 |
| 18 | 陈家咀农户18# | -1309 | -1913 | 农户 | 约25户82人 | SW | 2318 | -581 | 2330 |
| 19 | 长房子农户19# | -1575 | -1472 | 农户 | 约10户33人 | SW | 2156 | -127 | 2210 |
| 20 | 梨树湾农户20# | -1848 | -325 | 农户 | 约13户40人 | W | 1876 | 137 | 2019 |
| 21 | 桂家银农户21# | -2327 | -188 | 农户 | 约15户50人 | W | 2334 | 175 | 2487 |
| 22 | 天子河坝农户22# | -2466 | 561 | 农户 | 约12户40人 | NW | 2529 | -116 | 2708 |
| 23 | 大房子农户23# | -2442 | 1406 | 农户 | 约5户15人 | NW | 2818 | -209 | 3007 |
| 24 | 严家家农户24# | -2224 | 2257 | 农户 | 约8户26人 | NW | 3169 | 109 | 3354 |
| 25 | 徐家梁农户25# | -58 | 1950 | 农户 | 约20户75人 | N | 1951 | 539 | 2064 |
| 26 | 向天湾农户26# | 303 | 1152 | 农户 | 约10户36人 | E | 1191 | 470 | 1263 |
| 27 | 杉树塝农户27# | 527 | 1901 | 农户 | 约12户49人 | E | 1973 | -21 | 2037 |
| 28 | 下李家坪农户28# | 1151 | 1914 | 农户 | 约11户37人 | NE | 2233 | -102 | 2248 |
| 29 | 李家坪农户29# | 1577 | 2178 | 农户 | 约17户77人 | NE | 2689 | -47 | 2685 |
| 30 | 柏树坡农户30# | 1591 | 814 | 农户 | 约20户65人 | NE | 1787 | 186 | 1701 |
| 31 | 大地坡农户31# | 1464 | 379 | 农户 | 约15户50人 | NE | 1512 | 163 | 1391 |
| 32 | 白花坪农户32# | 891 | 506 | 农户 | 约5户18人 | NE | 1025 | 71 | 953 |
| 33 | 地表水、环境风险 | 后河 | — | — | 地表水 | 地表水水质 | 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类 | W | 1099 |  |  |
| 34 | 土壤环境 | 周边耕地 | — | — | 耕地 | — | 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018） | — | — |  |  |
| 35 | 生态环境 | 周边公益林 | — | — | 公益林 | — | — | — | — |  |  |

**表1.9-2 本项目地下水环境保护目标统计表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **编号** | **经度** | **纬度** | **类型** | **井径（mm）** | **井深（m）** | **埋深（m）** | **服务人口（人/户）** | **取水规模** | **出露层位** | **与本项目相对位置关系** | |
| **相对方位** | **距离（m）** |
| 1 | S1 | 107.805242 | 31.49877274 | 浅井 | 437 | 6 | 2 | 2户7人 | 0.9 | J3sn | NE | 453 |
| 2 | S2 | 107.8048074 | 31.50180901 | 浅井 | 467 | 7 | 3 | 2户7人 | 0.7 | J3sn | NE | 618 |
| 3 | S3 | 107.8052044 | 31.5075382 | 浅井 | 491 | 6 | 3 | 3户9人 | 0.9 | J3sn | N | 1195 |
| 4 | S4 | 107.8003174 | 31.5079459 | 机井 | 301 | 27 | 16 | 4户18人 | 1.5 | J3sn | N | 1162 |
| 5 | S5 | 107.8104884 | 31.49095679 | 机井 | 270 | 31 | 13 | 5户20人 | 1.1 | J3sn | SE | 1176 |
| 6 | S6 | 107.8073877 | 31.49076056 | 浅井 | 356 | 6 | 1 | 3户9人 | 0.6 | J3sn | SE | 977 |
| 7 | S7 | 107.8098124 | 31.48761164 | 机井 | 328 | 33 | 13 | 6户21人 | 2 | J3sn | SE | 1393 |
| 8 | S8 | 107.8072536 | 31.4885818 | 机井 | 244 | 35 | 18 | 4户15人 | 1.3 | J3sn | SE | 1165 |
| 9 | S9 | 107.8036219 | 31.49484208 | 机井 | 249 | 26 | 11 | 6户17人 | 1.8 | J3sn | SE | 401 |
| 10 | S10 | 107.7978077 | 31.48701417 | 浅井 | 475 | 5 | 2 | 2户6人 | 0.7 | J3sn | S | 1192 |
| 11 | S11 | 107.794868 | 31.50596666 | 浅井 | 464 | 7 | 3 | 2户6人 | 0.6 | J3sn | N | 1094 |

**1.10 评价方法和工作程序**

**1.10.1 评价方法**

由于本项目主要为天然气钻井及试采工程，本次评价按“以点为主，点线结合，反馈全线”的方法开展工作。结合本项目环境特征和各评价要素的评价工作等级，有针对、有侧重的对环境要素进行监测与评价，通过类比调查，选择适当的模式和参数，定量或定性的分析项目施工期间和投产后对周围环境的影响，以及事故状况下的影响，针对评价结论反映出的主要问题，结合国内外现有方法提出预防、恢复和缓解措施。结合工程附近各城镇发展规划、环境功能区划、环境保护规划、生态保护规划和土地利用规划等，论述管线路由走向的可行性。最后综合分析各章节评价结论，给出该项目建设的环境可行性结论。

1、生态环境：采用现场调查、GPS定位及资料收集相结合的方法；

2、地表水环境：采用现场调查及现状监测、资料收集相结合的方法；

3、声环境：主要采用现场调查及现状监测、资料收集相结合的方法；

4、大气环境：主要采用现场调查及现状监测、资料收集相结合的方法；

5、土壤环境：采用现场调查及现状监测、资料收集相结合的方法；

6、地下水环境：采用现场调查和资料收集相结合的方法；

7、环境风险：采用资料收集、同类项目类比调查和模式计算、概率风险分析相结合的方法。

**1.10.2 工作程序**

本次评价工作程序主要分为三个阶段：

1、前期准备阶段、调研和制定工作方案阶段；

2、分析论证和预测评价阶段；

3、环境影响评价文件编制阶段。

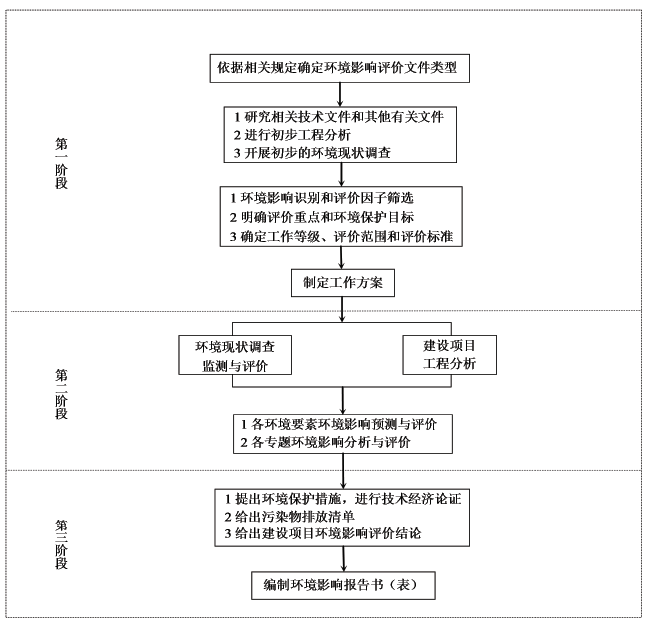
重庆后科环保有限责任公司编制的《普光气田P204-2侧井钻井及试采工程环境影响报告书》呈报达州市宣汉生态环境局审查批复后，可作为工程建设环保设计的技术依据之一。具体评价程序见下图。

图1.10-1 本项目环境影响评价工作程序图

**2 现有工程依托可行性分析**

## 2.1 P204集气站站内现状及依托可行性

P204集气站位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村，P204集气站经P204-2H井钻井完成后原井场建设，并于2012年5月建成投产，P204集气站站场分四个区域布置，主要由井场区、站场装置区、辅助生产站控室区、放空火炬区组成。站内建有P204-2H井生产井一口，已于2020年7月停产。2022年11月，因普陆301H井投产需要，对站内流程改造，新增产出水罐、凝析油罐、闪蒸分离器等设备。天然气来自普陆301井，经加热、气水油分离、计量后汇入普光主体集输管网输往普光净化厂处理并外输。站场安装有硫化氢、可燃气体和火焰检测仪，具有现场监控、数据远传、远程控制、紧急关断等功能。

P204集气站设计配产规模为145×104m3/d，自建成试运行以来，最大日产25×104m3/d，富余120×104m3/d，满足P204-2H侧钻井的接入其已建流程使用需求。经过天然气节流降压计算和防止水合物生成计算，可以经采气树节流、加热炉节流两级节流至外输压力。

## 2.2依托P204集气站~P203集气站集气管道情况

P204集气站至P203集气站已建设DN500集气管线一条，现有管线名称为集气线路2（DN500）：额定输量44.4×108m3/a，本项目预计期末累产气2.9×108m3，满足其输气要求。集气线路2承担P201、P202、P203、P204站集输任务，具体线路走向为：集气末站（净化厂）～P301集气站～P201集气站～P202集气站～P203集气站～P204集气站。

|  |  |
| --- | --- |
| 6859a9ce746a7aa5fd624c7c8346ff3 |  |
| 现有集气管道现状 | 管道走向 |

## 2.3 P204集气站环保手续履行情况

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司于2006年11月委托北京师范大学环境科学研究所编制了《普光气田开发工程环境影响报告书》，2007年2月，原国家环境保护局以环审[2007]76号文予以批复。2010年9月，建设单位委托环保部环境工程评估中心（以下简称“评估中心”）承担项目的竣工环境保护验收调查工作，2013年5月取得了原中华人民共和国环境保护部关于《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程竣工环境保护验收意见的函》（环验〔2013〕92号），项目环保手续齐全。2017年委托原环境保护部评估中心完成《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程——普光气田开发工程环境影响后评价报告书》并完成备案。

## 2.4 P204集气站概况

1、P204集气站概况

P204集气站位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村。站内有开发井P204-2H1口，已于2020年7月停产，目前承接普陆301井天然气，P204集气站天然气输送工艺采用加热、节流、计量分离，具有对来气进行集气、加热、节流、计量分离、放空等功能；站场安装有可燃气体、硫化氢气体、火焰监控仪表，站场管线安装紧急关断阀、紧急放空阀的紧急关断系统，整个系统采用SCADA系统进行全过程监控

2、原有环境问题

（1）废气

目前P204集气站废气主要来自于事故/检修放空废气，通过放空立管点燃后高空排放，由于事故/检修概率较低，放空废气对周边环境影响较小；依托水套加热炉以净化后天然气为原料气，燃烧废气经水套炉自带排气筒排放，对环境影响小。

（2）废水

P204集气站废水主要为分离气田水、生活污水。

值班人员生活废水经化粪池收集后，用作周边农肥，不外排。

计量分离气田水暂存于酸液缓冲罐，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

（3）噪声

P204集气站噪声主要来自于节流阀等设备噪声以及放空作业噪声，其中设备运行噪声达60-65dB（A），放空噪声达90dB（A）。由于放空管事故放空几率较小，对周围声环境影响较小。根据现状监测，P204集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

（4）废油

P204集气站产生固废主要有清管、检修废渣和生活垃圾。场站清管废渣按1kg/次考虑，每年清管1次，主要为铁屑，每年产生清管废渣1kg/a；场站检修废渣按1kg/次考虑，每年检修1次，检修废渣主要为铁屑，每年产生检修废渣1kg/a，清管检修废渣主要为机械杂质等，运输至净化厂集中处置。

（5）生态环境

P204集气站井场表面铺设了碎石，有效防止了雨水冲刷；场地周围采取了条石挡墙、护坡措施，周边设置了排水沟和截水沟有效防止了水土流失；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。



图2.2-1 P204集气站站现场照片

3、原有环境问题

对照2007年12月14日原国家环境保护总局《关于中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书的批复》（环审〔2007〕76号）和根据现场调查，P204集气站在营运过程中严格落实了各项污染防治措施，未对周边环境造成明显影响，也未接到周边环保投诉，气田开发工程严格落实了环审〔2007〕76号批复要求，P204集气站内部设置了地面硫化氢检测报警仪，各污染物均得到妥善处理，现场无环境遗留问题。

## 2.5 现有环保工程依托可行性

（1）钻井工程依托设施

本项目依托P204集气站已建的清、污水池、放喷池等开展钻井工程。

①清、废水池

P204集气站北侧已建有1座废水池，容积约2000m3（分为两格），钢筋混凝土结构，已做防渗处理，防渗系数K≤10-7 cm/s。本项目将该两格废水池作为清水池与废水池使用，单个约1000m3。现场调查时，池体完好，未发现渗漏情况，废水池上下游包气带监测数据表明土壤未受到污染，满足设施依托使用需求。

②放喷池

P204集气站建设有2座放喷池，主放喷池位于井场外东侧，距离P204-2H井口约150m，副放喷池位于井场外西南侧，距离P204-2H井口约125m，放喷池容积均为300m3，现场调查时，池体完好，未发现渗漏情况，满足依托使用需求。

（2）试采期依托设施

P204-2H井采出的含硫天然气经采气树一级节流后，进行二级节流，然后接入集气站内已建流程。

P204集气站已建临时分酸分液器、三级节流装置、二级加热水套炉、计量分离装置、放空系统等。来气分别经采气树一级节流，二级节流后，然后混合进行三级节流、两次加热，最后进入计量分离器进行气液分离，分离后的天然气通过已建流程进入普光2#集输干线。

计量分离器产生的气田水进入P204集气站已建酸液缓冲罐收集暂存，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开 1 井回注站回注处理，不外排。

**（3）依托工程简介**

本项目施工期钻井工程废水依托大湾403污水站和毛开1井回注站处理和回注；本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

**（4）依托工程“三同时”情况**

依托工程“三同时”情况详见表。

表2.3-2 依托工程“三同时”情况一览表

| **序号** | **项目名称** | **工程内容** | **环评批复时间、文号及批复部门** | **竣工环保验收时间、文号及验收部门** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 5 | 大湾403污水站及回注站工程 | 大湾403污水站；  毛开1井回注站；  大湾403污水站至毛开1井回注站污水回注外输管线。 | 2011年8月9日，川环审批〔2011〕325号，四川省环境保护厅 | 2013年9月6日，川环验〔2013〕194号，四川省环境保护厅 |

**（5）大湾403污水站**

本项目钻井工程废水的处理依托大湾403污水站，本项目钻井工程废水回注依托毛开1井回注站。大湾403污水站及毛开1井回注站已于2011年8月取得了四川省环境保护厅《关于大湾403污水站及回注站工程建设项目环境影响报告表的批复》（川环审批〔2011〕325号），并于2013年通过了四川省环境保护厅的验收，批复文号为川环验〔2013〕194号文。

大湾403污水站位于炉旺村东北，处理能力120m3/d，目前实际处理量为70~90m3/d，富余30～50m3/d。污水处理系统除硫工艺采用二氧化氯氧化工艺，主流程为：来水→压力两相污水接收及氧化罐→污水池→污水提升泵→双滤料过滤器→精细过滤器→缓冲罐→外输泵→外输管线。

**（6）毛开1井污水回注站**

毛开1井回注站位于达州市宣汉县普光镇雁口村6组旁，该井站回注层位为嘉陵江组（井段3680m～3790m）、雷口坡组（井段2235m～2350m），回注水量储集空间为226.77×104m3，井口高压管线设计压力为37MPa，目前回注压力为28MPa，污水回注设计规模为120m3/d，目前回注量为70~90m3/d，已回注总量为20×104m3，剩余206.77×104m3。

本项目污水站及回注站依托工程可行性见表2.3-3。

表2.3-3 本项目污水站及回注站依托可行性

| **依托工程名称** | **设计**  **规模（m3/d）** | **现处理规模**  **（m3/d）** | **在建项目处理量（m3/d）** | **富余**  **能力（m3/d）** | **本项目处理量（m3）** | **是否可行** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 大湾403污水站 | 120 | M503集气站：15～20 | 0 | 30～50 | 施工期：407.7m3，按处理量10m3/d，可40d处理完成。项目试采期气田水产生量为3m3/d，可1d处理完成。 | 可行 |
| M502集气站：5 |
| M501集气站：5～10 |
| D405集气站：20～25 |
| D404集气站：20 |
| D403集气站：5～10 |
| 合计：70～90 |
| 毛开1井回注站 | 120 | M503集气站：15～20 | 0 | 30～50 | 施工期：407.7m3  按回注量10m3/d，可41d回注完成。项目试采期气田水产生量为1m3/d，可1d处理完成。 | 可行 |
| M502集气站：5 |
| M501集气站：5～10 |
| D405集气站：20～25 |
| D404集气站：20 |
| D403集气站：5～10 |
| 合计：70～90 |

根据现场调查，现阶段P204集气站内来气脱水分离产生的气田水酸液缓冲罐收集后暂存于酸液缓冲罐，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排，得到妥善处置，未发生环境污染事故。根据现场P204集气站运行情况表明，P204-2H井来气脱水分离产生的气田水依托P204集气站既有处置模式有效可行。

# 3 项目概况

## 3.1 基本情况

项目名称：普光气田P204-2侧井钻井及试采工程

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

建设地点：四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村

项目性质：改扩建

建设规模：

普光204-2H井采气经采气树一级节流后，进行二级节流，然后接入集气站内已建流程。P204集气站已建临时分酸分液器、三级节流装置、二级加热水套炉、计量分离装置。P204-2H井来气经采气树一级节流，二级节流后，混合进行三级节流、两次加热，最后进入计量分离器进行气液分离，分离后的天然气通过已建流程进入普光3#集输干线。P204-2H井配产20×104m3/d，试采期为2年，预期期末累产气2.9×108m3。

本项目总投资8700万元，其中环保投资300万元，占项目总投资的3.44%。

## 3.2 工程规模及项目组成

### 3.2.1 工程规模

（1）气藏地质与气藏工程

P204-2H井设计目的：围绕水侵区剩余气潜力及分布、挖潜技术政策、井网及井筒状况，通过实施侧钻及排、堵水措施，完善水侵区井网，挖潜水侵区剩余气，本井水平段长度376m，预计钻遇气层共计320米，预计日产气20×104m3/d，预期期末累产气2.9亿立方米。

（2）钻前工程

利用P204集气站井场，不涉及井场新增占地，主要进行站内场地平整，钻前设备安装等，生活区新增临时占地2000m2。

（3）钻井工程

利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，P204-2H已关井但未封井，因此在P204-2H老井5726m处开窗侧钻，井型为侧钻井，侧钻水平段长度为376m，预计钻遇气层为320m，目的层长兴组，完钻层位飞仙关组，尾管完井，储层段采用合金材质套管，储层段以上采用镀钨套管。

（4）储层改造工程

采用“钻采一体化”投产模式，Φ102mm防硫射孔枪、1米射孔弹一次性射开储层，下入分段多级酸（压）化-生产一体化完井管柱。Ⅰ靶井段采用酸化-控水一体化滑套，分段封隔器4及以上完井油管采用Φ88.9×6.45mm 4c类镍基合金油管；分段封隔器4以下采用Φ88.9×6.45mm 110SS油管。分5段10级进行酸（压）化，其中两端采用酸化改造，中部差层采用多级注入酸压改造。采用HH级105兆帕采气井口，配套70兆帕地面控制系统。施工排量5-7立方米/分钟，井口最高压力95兆帕，总液量1000立方米。

（5）试采工程

P204-2H井口来气经采气树节流、计量后接入P204已建集气站，依托P204集气站已有临时分酸、加热、节流流程，最终通至3#集输干线外输至天然气净化厂。

### 3.2.2 项目组成

本项目为天然气钻井及试采工程，工程建设内容主要分为钻前工程、钻前工程、储层改造工程和试采工程。本项目的项目组成详见表3.2-1。

表3.2-1 项目组成及主要环境问题

| **名称** | **建设内容及规模项目** | | | | | **可能产生的环境影响** | | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **施工期** | **试采期** |
| 主体工程 | 气藏地质与气藏工程 | | | P204-2H设计目的：围绕水侵区剩余气潜力及分布、挖潜技术政策、井网及井筒状况，通过实施侧钻及排、堵水措施，完善水侵区井网，挖潜水侵区剩余气，预计日产气20×104m3/d，预期期末累产气2.9×108m3。 | | / | / | / |
| 钻前工程 | | | 主要进行站外生活区场地平整，钻井设备利用P204集气站进行设备安装等。生活区新增临时占地2000m2。 | | 占用土地、施工扬尘、施工废水、生活污水、施工噪声、生活垃圾、水土流失、弃渣 | / | 依托 |
| 钻井工程 | | | 利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，在P204-2H老井井深5726m处开窗侧钻，井型为侧钻井，井别为气藏勘探井，目的层长兴组，完钻层位飞仙关组，侧钻水平段长度为376m，钻遇气层预计长320米，尾管完井，储层段采用合金材质套管，储层段以上采用镀钨套管。 | | 钻井废水、生活污水、钻井噪声、生活垃圾、废泥浆、废岩屑、废油、环境风险 | / | 依托+新建 |
| 储层改造工程 | | | 采用原钻机作业，Φ73毫米防硫射孔枪进行油管传输射孔，采用笼统酸化改造，完井油管采用镍基合金油管组合，井口采用105兆帕HH级。 | | 测试放喷废气  压裂废水  洗井废水  环境风险 | / | 新建 |
| 试采工程 | | | P204-2H依托P204集气站已有临时分酸、加热、节流流程，经3#集输干线外输至天然气净化厂。 | | / | 噪声  废水  环境风险  废气 | 依托 |
| 辅助工程 | 施工期 | 泥浆循环系统 | | 含振动筛、除砂器、离心机、液气分离器、除泥砂除泥一体机、除气器等装置，及5个40m3/个循环罐组成。 | | 设备噪声、岩屑、废泥浆、废水 | / | 新建 |
| 备用发电机 | | 400kW功率柴油机2台。 | | 废气、噪声 | / | 新建 |
| 清洁生产操作平台 | | 接收单元：60m3暂存罐1个、40m3接收灌1个。 | |  | / | 新建 |
| 破稳单元：60m3脱稳灌2个、20m3脱稳加药灌1个。 | |  | / | 新建 |
| 固液分离单元：设置3台振动筛；污水池（1000m3）依托已建。 | |  | / | 新建 |
| 泥饼处置：30m3岩屑罐槽1个 | |  | / | 新建 |
| 化学品存放区：固化材料堆放棚（位于材料区），主要摆放固化材料、水处理药剂等。 | |  |  | 新建 |
| 放喷池及放喷管线 | | 20×10m放喷池2座，分别配10m3集酸坑1座。放喷管使用双四通、二条放喷管线。 | |  |  | 依托 |
| 放喷点火系统 | | 自动、手动点火装置各1套。 | |  |  | 新建 |
| 生活垃圾箱 | | 井场区域和生活区各设1个。 | |  |  | 新建 |
| 试采期 | 燃料气系统 | | 依托现有燃料气管道，供检维修时吹扫使用。 | |  |  | 依托 |
| 站场放空系统 | | P204集气站已建高压放空火炬1座，H=100m。 | |  |  | 依托 |
| 仓储工程 | 柴油储罐 | | | 依托现有1个柴油罐，容积20m3 | | 噪声  水土流失  植物破坏 | 废油  环境风险 | 新建 |
| 公用工程 | 消防 | | | 钻井期：配置一定数量的手提式及推车式磷酸铵盐干粉灭火器，配置移动式干粉灭火装置1台。 | | / | 废水 | 新建 |
| 给水设施 | | | ①生产用水：采用清洁化生产处理水作为生产用水，不足部分由水罐供给，采用运水车从周边的后河取水，暂存于清水池（1000m3）；②生活用水：车辆拉运桶装水至场地。 | |  |  | / |
| 排水设施 | | | 在井场四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟经监控池外排；场内井架基础、设备基础、循环罐基础周边设环状排污沟，污水可经排污沟排至污水池。 | |  |  | 依托 |
| 施工期：①产污区的废水经集水坑和井口方井集水坑通过泵入清洁生产操作平台废水罐处理回用；②井场清洁区雨水通过排水沟和隔油池处理后排入自然水系；③水罐区雨水排入自然水系。油罐区设置隔油池1座处理排入自然水系；④生活污水经生态厕所收集后，用作农肥，不外排 | |  |  | 依托 |
| 试采期：不涉及污水储存设施、污水处理构筑物，气液分离、污水暂存装置均依托P204集气站。 | |  |  | 依托 |
| 道路工程 | | | 进场道路利用P204集气站现有进场道路，宽4m。 | |  |  | 依托 |
| 供电 | | | 施工期备用400kW功率发电机2台。试采期依托P204集气站。 | |  |  | 新建 |
| 办公及生活 | | | 位于井场东侧，占地面积约2000m2，设置活动板房、旱厕，用于临时办公，待完井后进行拆除。 | |  |  | 新建 |
| 临时工程 | 水土保持 | | | 做好护坡、堡坎和排水设施。 | | 水土流失  植物破坏 | / | / |
| 弃渣场 | | | 项目不设弃渣场 | | / |
| 表土堆场 | | | 本项目不涉及井场扩建，不设置表土堆。 | | / |
| 环保工程 | 风险防范措施 | | | 放喷池池底和池壁采取防渗措施；制定天然气泄漏应急救援预案并定期演练；事故状态下站场内天然气通过新建放空系统燃烧排放；柴油储罐、污水缓冲罐四周设置防渗围堰。 | | / | / | / |
| 施工期 | | | 废气 | 采取覆盖防尘布、洒水降尘、道路洒水、车辆清洗，大风天气停止土方开挖作业，使用尾气达标机械车辆等措施。 | 扬尘、燃烧废气 | / | / |
| 测试放喷废气采取地面灼烧，依托现有2座放喷池（容积均为300m3）及迎火墙。 | 测试放喷废气 | / | / |
| 废水 | 施工期井场施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理；施工生产废水经隔油沉淀池（2m3）沉淀后洒水降尘使用；钻井废水经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注；压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。 | / | / | / |
| 噪声 | 采取合理安排作业时间，合理布置施工机械等措施，钻井施工采用网电。 | / | / | / |
|  | | 固体废物 | 施工人员生活垃圾交环卫处置。三开侧钻井段采用白油基钻井液：采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，废油基岩屑、废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理；废油暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，废油及时清运至企业净化厂危险废物贮存仓库，定期委托有资质单位进行处理。 | | / | / | / |
| 生态保护 | 站场施工：井场采取、截排水沟、排污沟、井场边沟、植草等措施。 | | / | / | / |
| 试采期 | | 废气 | | 正常工况下无废气排放，本项目不设水套炉，依托P204集气站水套炉，燃料气为经燃气返输管线返输净化后天然气，废气主要为氮氧化物，利用水套炉自带的8m高排气筒外排。 | / | / | / |
| 事故/检修放空废气：P204集气站设有放空火炬区，用于集气站或管线在事故或检修状态下产生的废气的点火放空，废气经放空火炬（100m）排放。 | / | / | / |
| 废水 | | 本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。 | / | / | / |
| 噪声 | | 低噪声设备。 | / | / | / |
| 地下水 | | 放喷池：池底和池壁采取防渗措施；柴油储罐、污水缓冲罐：四周设置防渗围堰。 | / | / | / |
| 风险 | | 放喷池：池底和池壁采取防渗措施。  事故放空：事故状态下管线及站场内天然气通过新建放空系统燃烧排放。  柴油储罐、污水缓冲罐：四周设置防渗围堰。 | / | / | / |
| 生态  保护 | | 站场周边修建排水沟，进行绿化建设 | / | / | / |

表3.2-2 项目依托可行性

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **名称** | **现有建设情况** | | **本项目依托情况** | **依托可行性** |
| 主体工程 | 钻前工程 | P204集气站占地面积约11845m2，井场尺寸：长×宽=120m×55m，已建设清水池（1000m3）和应急池（1000m3）、放喷池2座（容积均为300m3） | 利用P204集气站，依托现有放喷池2座、清水池1座、应急池1座，钻前工程主要进行场地平整，钻前设备安装等。 | 目前P204集气站处于运营期，可依托现有放喷池、清水池座和应急池 |
| 试采工程 | 现有P204集气站已建设有临时分酸、加热、节流流程，处理后的天然气经3#集输干线输送至天然气净化厂处理 | 井口来气经采气树节流、计量后接入P204集气站，依托P204集气站已有临时分酸、加热、节流流程，外输至天然气净化厂。 | P204集气站建成并投入运行，目前站内各设备设施运行正常，原计配产145×104m3/d，P204-1T井产能为25×104m3/d。集气站剩余120×104m3/d处理能力。P204-2H井计划产能分别为20×104m3/d，故P204集气站处理规模满足使用需求，依托可行。 |
| 辅助工程 | 燃气返输管线 | 现有燃气φ60.3×5GB/T 8163-20无缝钢管，设计压力4MPa，现有燃料气管线与现有集气管道同沟敷设，沿着集气管道的路由输送到P204集气站。 | 依托现有燃气返输管线 | 可进行依托 |
| 进场道路 | 井场南侧现有进场道路187m，宽4m | 依托井场东侧现有进场道路 | 可进行依托 |
| 环保工程 | 废气 | P204集气站设有水套炉，燃料气为经燃气返输管线返输净化后天然气，废气主要为氮氧化物，利用水套炉自带的8m高排气筒外排 | 本项目不设水套炉，依托P204集气站水套炉，燃料气为经燃气返输管线返输净化后天然气，废气主要为氮氧化物，利用水套炉自带的8m高排气筒外排 | 可进行依托 |

## 3.3 输送介质情况

根据设计单位提供资料，本项目P204-2H属于飞仙关组，因此本项目气质数据利用P204-2H井气样数据进行分析。

根据P204-2H井气样分析：甲烷含量73.85%，二氧化碳含量10.79%，硫化氢含量11.54%，为高含硫、中含二氧化碳酸性天然气，输送天然气介质组份详见表3.3-1；水套炉使用的燃料气为经燃气返输管线返输净化后天然气，输送天然气介质组份详见表3.3-2。

表3.3-1原料天然气气体组分表

| **组分** | **摩尔百分数%** | **组分** | **摩尔百分数%** |
| --- | --- | --- | --- |
| 甲烷 CH4 |  | 硫化氢 H2S |  |
| 乙烷 C2H6 |  | 二氧化碳 CO2 |  |
| 丙烷 C3H8 |  | 氮气 |  |
| 异丁烷 iC4H10 |  | 氦 He |  |
| 正丁烷 nC4H10 |  | 氢 H2 |  |
| 异戊烷 iC5H12 |  | 氧+氩 O+Ar |  |
| 水 | / |  |  |

表3.3-2 来自净化厂的燃料气组分

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **组分** | **摩尔百分数%** | **组分** | **摩尔百分数%** |
| 甲烷 CH4 |  | 硫化氢 H2S |  |
| 乙烷 C2H6 |  | 二氧化碳 CO2 |  |
| 丙烷 C3H8 |  | 氮 N2 |  |
| 异丁烷 iC4H10 |  | 氦 He |  |
| 正丁烷 nC4H10 |  | 氢 H2 |  |
| 总硫 |  |  |  |
| 燃料气温度 |  | 真实相对密度 |  |
| 管道输送压力 MPa |  | 水露点 ℃ |  |

## 3.4 钻井工程

本项目P204-2H井钻井工程包括钻前工程、钻井工程和完井工程。

### 3.4.1 钻前工程

利用P204集气站进行钻前设备安装等。生活区位于井场东侧，新增临时占地2000m2。

### 3.4.2 钻井工程

**（1）基础数据**

利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，在P204-2H老井井深5726m处开窗侧钻，井型为侧钻井，井别为气藏勘探井，目的层飞仙关组，完钻层位长兴组。钻井周期：施工周期110天，其中钻前工程30d，钻井工程20d，完井工程60d。劳动定员：施工期：站场施工人员数量20，钻井施工人数50人；试采期：为无人值守站，依托采气区对P204集气站现有职守工作人员。

**（2）井身结构**

**图3.4-1 P204-2H侧钻井身结构图**

**（3）钻井技术选择**

1）钻井

根据建设单位核实，P204-2H井已关井，但未封井，本次侧钻目的层位直接侧钻项目区域地质特点，采用常规钻井技术方式钻井。设备用电使用网电。

根据钻遇地层特点，P204-2H井选用封堵性聚合物润滑防塌钻井液体系，重点是提高泥饼质量，严格控制失水，提高钻井液防污染能力，尽量降低固相和液相的浸入，在气层井段实施平衡压力钻井，确保气层污染降至最低限度。本项目钻井液体系见表3.4-3。

**表3.4-3 分段钻井液体系**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **井号** | **开钻序号** | **井眼尺寸（mm）** | **井段（m）** | **钻井液体系** |
| P204-2H井 | 三开 |  |  | 封堵性聚合物润滑防塌钻井液（若不能满足安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系） |

钻井液性能见如下：

钻井液基本配方：

处理添加剂：若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系，白油基钻井液体系基础配方：处理添加剂：加重剂、堵漏剂等依需而定。

钻井液预计消耗情况见表3.4-4。

**表 3.4-4 钻井液预计消耗情况一览表（m3）**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **井号** | **井段（m）** | **地面系统** | **上层套管**  **容积** | **裸眼段**  **钻井液量** | **损耗量** | **总需要量** |
| P204-2H | 侧钻三开 |  |  |  |  |  |

2）钻井液性质及作用

钻井液是钻探过程中孔内使用的循环冲洗介质。钻井液是钻井的血液，又称钻孔冲洗液。钻井液主要作用是：①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井液罐、机泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

2）固井

表层套管固井：采用“内插法” 或“干法”固井。

技术套管固井：根据地层承压能力确定采用单级或变密度固井方式；提高水泥浆性能；采用改良的前置液；使用变排量顶替工艺，根据设计模拟结果，控制施工压力，采用紊流+层流模式驱替，防止漏失。

产层套管固井：采用胶乳防气窜水泥浆体系，采用高效冲洗液和抗高温隔离液，提高顶替效率，下套管前，做好地层承压试验。

**4钻井设备**

P204-2H井为水平井，其设计井深：6102m，选择设备负荷能力及配置满足7000m钻井需要的电动钻机，并配备顶驱。钻井设备见表3.4-5。

**3.4-5 钻井设备一览表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **名称** | **功率或负荷** | **数量** | **备注** |
| 1 | 井架 | 4500kN | 1 |  |
| 2 | 天车 | 4500kN | 1 |  |
| 3 | 游动滑车 | 4500kN | 1 |  |
| 4 | 大钩 | 4500kN | 1 |  |
| 5 | 水龙头 | 4500kN | 1 |  |
| 6 | 转盘 | 4500kN | 1 |  |
| 7 | 绞车 | 1470kW | 1 |  |
| 8 | 顶驱 | 4500kN | 1 | 三开定向段开始使用 |
| 9 | 电磁刹车 |  | 1 |  |
| 10 | 钻井泵 | 1193kW | 3 |  |
| 11 | 柴油机 | 1320kW | 3 |  |
| 12 | 发电机 | 320kW | 2 |  |
| 13 | 双闸板防喷器 | 70MPa | 2 | 三开使用 35-70 |
| 14 | 环型防喷器 | 35MPa | 1 | 三开使用 35-35 |
| 15 | 压井管汇 | 70MPa | 1 |  |
| 16 | 节流管汇 | 70MPa | 1 |  |
| 17 | 液气分离器 |  | 1 |  |
| 18 | 自动点火装置 |  | 1 |  |
| 19 | 手动点火装置 |  | 1 |  |
| 20 | 司钻控制台 |  | 1 |  |
| 21 | 节流控制箱 |  | 1 |  |
| 22 | 远程控制台 |  | 1 |  |
| 23 | 除砂器 | 55kW | 1 |  |
| 24 | 除泥器 | 55kW | 1 |  |
| 25 | 振动筛 | 4kW | 3 | 处理量大于55L/s |
| 26 | 除气器 |  | 1 | 排气管线接出井场 |
| 28 | 离心机 |  | 1 | 69m3/h |
| 29 | 液压大钳 |  | 1 |  |
| 30 | 搅拌机 |  | 49 |  |
| 31 | 灌浆装置 |  | 1 | 小罐计量 |
| 32 | 循环罐 | 80m3 | 5 | 锥形罐除外、带搅拌机 |
| 33 | 储备罐 | 60m3 | 14 |  |
| 34 | 加重装置 |  | 2套 | 气动下料 |
| 35 | 钻井参数仪 |  | 1 | 钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等八道参数以上，司钻台、监督房、工程师房内有显示屏 |
| 36 | 二层台逃生装置 |  | 1 |  |
| 37 | 测斜绞车/测斜仪 |  | 1 |  |

### 3.4.3 储层改造工程

完井作业采用套管射孔完井、洗井等工艺，完井后设备搬迁。

完井工程共分为6个工艺，分别为：井筒处理、模拟通井、下完井管柱、安装采气树、压裂酸化、放喷测试。

（1）井筒处理

井筒处理包括钻塞、通井、刮削和洗井。

采用“钻头+螺杆钻”落实灰面并钻掉套管内水泥塞及浮箍，钻掉套管内水泥塞后，采用通井规对套管实施通井，采用刮削器对钻塞井段和合金套管段进行刮削，清理套管内壁残余水泥块，循环洗井。

（2）模拟通井

采用钻头通井、单铣柱模拟通井、双铣柱模拟通井三趟通井工艺，确保井眼光滑，为分段完井管柱下井提供顺畅的井筒条件。

（3）下完井管柱

先采用钻杆携带悬挂封及以下分段管柱下井，完成管柱坐封，再下回接管柱完井。井下作业主要设备见表3.4-6。

**表3.4-6 井下作业主要设备一览表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **名称** | **规格型号** | **数量** | **备注** |
| 1 | Φ88.9mm斜坡钻杆 | G105壁厚9.35 | 6500m | 处理井筒 |
| 2 | 套管通井规 | Φ146mm×4m | 1支 |  |
| 3 | 套管刮削器 | GX-T178 | 1支 |  |
| 4 | 钻头 | 牙轮、刮刀Φ149.2mm | 各2支 | 抗硫 |
| 5 | 加重钻杆 | Φ88.9mm | 24根 | 抗硫 |
| 6 | 钻铤 | Φ104.8mm | 2根 | 抗硫 |
| 7 | 无磁钻铤 | Φ120.7mm | 2根 | 抗硫 |
| 8 | 单弯螺杆 | 1.25° Φ120.7mm | 2只 | 抗硫 |
| 9 | 止回阀 | Φ120.7mm | 各2只 | 抗硫 |
| 10 | 打捞震击器 | Φ120.7mm | 1只 | 抗硫 |
| 11 | 西瓜皮铣柱 | Φ146mm×1.2m、Φ148mm×1.2m | 各2支 |  |
| 12 | 液压钳 | 1200型、600型 | 各1台 |  |
| 13 | 活门吊卡 | 250吨（Φ88.9mm加厚、平式） | 各2只 |  |
| 14 | 扭角吊卡 | 250吨（Φ88.9mm加厚） | 2只 |  |
| 15 | 卡盘 | 250吨（Φ88.9mm） | 1套 |  |
| 16 | 微牙痕液压油管钳 | 8-5/8"，最大扭矩：45000N.M 1575mm×940mm×1699mm | 1台 | 包括各种尺寸钳头、微牙痕牙板 |
| 17 | 合金油管吊卡 | Φ88.9mm | 3台 |  |
| 18 | 摩擦钳 | Φ88.9mm | 2把 |  |
| 19 | 布袋钳 | Φ88.9mm | 2把 |  |
| 20 | 扭矩监测仪 | A150 | 2台 |  |
| 21 | 传感器 | 5T | 2套 |  |
| 22 | 液压动力站 | Y250、37kW、380V | 1台 |  |
| 23 | 防碰胶垫 |  | 若干 | 钻机配套，保护钻台滑道 |
| 24 | 鼠洞保护胶筒 | 7" | 1根 |  |
| 25 | 泥浆压井液 |  | 330m3 | 密度1.09g/cm3 |
| 26 | 重浆 |  | 250m3 | 密度1.29g/cm3 |
| 27 | 环空保护液 |  | 140m3 | 密度1.09g/cm3 |
| 28 | 无固相压井液 |  | 100m3 | 密度1.09g/cm3 |
| 29 | 酸液 |  | 700/180m3 | 前置酸/清洁酸 |
| 30 | 液氮 |  | 40m3 | 储存量10m3 |

（4）安装采气树

安装采气树并进行试压。依据压裂酸化排量及地面泵压预测结果（最高泵压65.15MPa）、地层压力（50.9MPa），选用70MPa HH级采气井口，双翼双阀结构，单翼生产，主、侧通径3-1/16″，油管四通70-70MPa。主要设备见表3.4-7。

**表3.4-7 采气主要设备一览表**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **名称** | **型号规格** | **压力级别** | **材料级别** | **数量** | **备注** |
| 采气树 | 3-1/16″ | 70MPa | HH级 | 2套 | 带配件 |
| 油管四通 |  | 70-70MPa | HH级 | 2套 |  |
| 生产油管悬挂器 |  | 70MPa | HH级 | 2套 | 带双公短节 |
| 地面控制系统 |  |  |  | 2套 |  |

（5）压裂酸化

本项目采用分段压裂酸化改造，以达到均匀布酸、减少前期作业对储层的污染、沟通近井地带储集空间的目标。酸液采用清洁酸，主要成分为水、盐酸，设计总液量1000m3。压裂酸化设备见表3.4-8。

**表3.4-8 压裂酸化设备一览表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **设备名称** | **单位** | **数量** | **备注** |
| 1 | 压裂泵车 | 台 | 3 | 满足改造需要 |
| 2 | 仪表车 | 台 | 1 |  |
| 3 | 管汇车 | 台 | 1 |  |
| 4 | 撬装酸泵 | 台 | 2 | 满足酸液配制及大排量循环需要 |
| 5 | 灌注泵 | 台 | 1 |  |
| 6 | 700型平衡泵车 | 台 | 1 | 打平衡用 |
| 7 | 酸罐 | 具 | 1 | 满足施工要求 |
| 8 | 液罐 | 具 | 1 | 满足施工要求，活性水 |
| 9 | 随车吊 | 台 | 1 |  |
| 10 | 30t吊车 | 台 | 1 |  |
| 11 | 液氮泵车 | 台 | 1 | 满足施工要求 |

（6）放喷测试

选用70MPa～35MPa、EE级二级降压放喷流程，放喷排液后求产。放喷主要设备见表3.4-9。

**表3.4-9 放喷主要设备一览表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **设备名称** | **指标** | **数量** |
| 1 | 二级节流系统 | 工作压力70-35MPa，内径76mm | 1套 |
| 2 | 分离器 | 工作压力14.9MPa、温度-10℃-125℃，日处理气100×104m3、日处理水大于240m3 | 1台 |
| 3 | 热交换器 | 工作压力35MPa，热交换量2.51×106kJ | 1台 |
| 4 | 安全控制阀 | 工作压力：70MPa | 1套 |
| 5 | 数据采集系统 | 时间/压力/温度/流量数据同步采集，压力级别：70MPa，温度级别：-28.9℃～121℃ | 1套 |
| 6 | 化学注入泵 | 工作温度：-28.9℃～121℃，排量：0.01-0.19m3/h，排放压力：70MPa，化学剂罐容积0.04m3 | 1套 |
| 7 | 环空监测系统 | 耐压：70MPa | 1套 |
| 8 | 压井系统 | 耐压：70MPa | 1套 |
| 9 | 点火装置 | 长明火，自动点火装置 | 若干 |
| 10 | 火把 |  | 12个 |
| 11 | 放喷管线及配件 | 直径3-1/2″ | 1200m |
| 12 | 立式燃烧筒 |  | 1套 |
| 13 | 卧式燃烧筒 |  | 1套 |
| 14 | 连接管线 | 70MPa的管线 | 若干 |
| 15 | 管线连接件 | 包含各个压力级别的弯头、三通、四通、短节等 | 若干 |

## 3.5主要原辅材料及能源消耗情况

**3.5.1钻井工程**

钻井材料用量详见表3.4-4。

**表 3.4-4 钻井液预计消耗情况一览表（m3）**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 材料名称 | 用量 | 储存量 |
| 1 | 膨润土粉 |  |  |
| 2 | 氢氧化钠NaOH |  |  |
| 3 | 丙烯酸盐多元共聚物SK-Ⅱ |  |  |
| 4 | 聚合物降滤失剂DR-Ⅱ(或JMP-1) |  |  |
| 5 | 抗高温降粘降滤失剂SD-202 |  |  |
| 6 | 聚合醇防塌剂PEG |  |  |
| 7 | 乳化石蜡基润滑剂（或无荧光润滑剂CJ1-2） |  |  |
| 8 | 超细活化石墨粉固体润滑剂LSW |  |  |
| 9 | 硅氟稳定剂SF-4 |  |  |
| 10 | 聚合物降粘剂JN-1 |  |  |
| 11 | 硅氟稀释剂SF-1 |  |  |
| 12 | 非渗透抗压处理剂KSY |  |  |
| 13 | 抗硫缓蚀剂CJ2-12(碱式碳酸锌或海绵铁) |  |  |
| 14 | 重晶石 |  |  |
| 15 | 钻井液用固化剂HB113 |  |  |
| 16 | 随钻堵漏剂 |  |  |
| 17 | 复合堵漏剂备用 |  |  |
| 18 | 可酸化膨胀堵漏剂（产层） |  |  |
| 19 | 可承压膨胀堵漏剂（非产层） |  |  |
| 20 | 工业盐 |  |  |
| 21 | 氯化钾 |  |  |
| 22 | 柴油 |  |  |

钻井液主要成分的物理化学特性：

**表 3.2-2 钻井液主要材料物理化学特性**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 材料名称 | 物理化学性质 |
| 1 | 膨润土粉 | 以蒙脱石为主要矿物成分（85~90%），由两个硅氧四面体夹一层铝氧八面体组成的2：1型晶体结构，呈如黄绿、黄白、灰、白色等各种颜色。 |
| 2 | 氢氧化钠NaOH | 氢氧化钠，又称烧碱和苛性钠，化学式为NaOH，是一种具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶于甲醇及乙醇。氢氧化钠具有潮解性，会吸收空气里的水蒸气，也会吸取二氧化碳、二氧化硫等酸性气体。 |
| 3 | 聚合物降滤失剂 DR-Ⅱ(或JMP-1) | 是一种新型降滤失剂，具有抗温、降滤失、黏切和防塌等功效。还能显著改善泥浆的流变性，泥浆抗污染能力强，性能稳定，好处理，易维护，既能在淡水泥浆中使用，又能在盐水泥浆体系中使用，在深井和超深井中使用，效果更为突出。 |
| 4 | 聚合醇防塌剂 PEG | 由聚乙二醇和丙二醇为主要原材料，在特定生产工艺条件下合成的，含有部分页岩抑制剂，具有较强的抑制页岩水化的作用，并能降粘和降低滤失量，抗温性能好。无毒、无荧光、不污染环境；抑制能力强、润滑 性好、与其他钻井液添加剂相配伍，具有良好的保护油气层效果。 |
| 5 | 抗硫缓蚀剂CJ2-12 (碱式碳酸锌或海绵铁) | 理化指标：外观：浅黄色固体粉末；酸碱性：水溶液呈弱碱性；可燃性：不燃不爆；毒性：无毒 |
| 6 | 重晶石 | 重晶石化学组成为 Ba[SO4]，晶体属正交（斜方）晶系的硫酸盐矿物。常呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状或板状、粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。三组解理完全，夹角等于或近于 90°。摩氏硬度 3-3.5，比重 4.0-4.6。 |
| 7 | 随钻堵漏剂 | 随钻堵漏剂系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，与传统的随钻堵漏剂相比，不受粒径“匹配”限制，适用于各种泥浆体系，可用于封堵漏失层，也可保护低压产层（油、气、水等）。理化性能：外观：灰白色粉末 细度：40 目 水分：≤14% PH  值：7-9。 |
| 8 | 氯化钾 | 氯化钾易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块，在农业上是常用的钾肥，在临床上是常用的电解质平衡调节药，还可用于无机工业和染料工业等。 |
| 9 | 抗硫缓蚀剂CJ2-12(碱式碳酸锌或海绵铁) | 1.性状：白色细微无定形粉末。无臭、无味。2.密度（25℃）：4.39g/mL3.[溶解性](https://baike.baidu.com/item/%E6%BA%B6%E8%A7%A3%E6%80%A7/1134279?fromModule=lemma_inlink" \t "https://baike.baidu.com/item/_blank)：不溶于水和醇，微溶于氨。能溶于稀酸和[氢氧化钠](https://baike.baidu.com/item/%E6%B0%A2%E6%B0%A7%E5%8C%96%E9%92%A0/114556?fromModule=lemma_inlink" \t "https://baike.baidu.com/item/_blank)中。4.常温常压下稳定 |
| 10 | 聚合物降粘剂JN-1 | 有效成分：99%；黏度：200~1000cps/25℃；密度：D25 ≥1.06g/cm3 |
| 11 | 超细活化石墨粉固体润滑剂LSW | ，主要成分为碳单质，质软，黑灰色；有油腻感，可污染纸张。硬度为1～2，沿垂直方向随杂质的增加其硬度可增至3～5。比重为1.9～2.3。在隔绝氧气条件下，其熔点在3000℃以上，是最耐温的矿物之一。常温下石墨粉的化学性质比较稳定，不溶于水、稀酸、稀碱和[有机溶剂](https://baike.baidu.com/item/%E6%9C%89%E6%9C%BA%E6%BA%B6%E5%89%82/7921016?fromModule=lemma_inlink" \t "https://baike.baidu.com/item/%E7%9F%B3%E5%A2%A8%E7%B2%89/_blank)；材料具有耐高温导电性能，可做[耐火材料](https://baike.baidu.com/item/%E8%80%90%E7%81%AB%E6%9D%90%E6%96%99/1038672?fromModule=lemma_inlink" \t "https://baike.baidu.com/item/%E7%9F%B3%E5%A2%A8%E7%B2%89/_blank)，[导电材料](https://baike.baidu.com/item/%E5%AF%BC%E7%94%B5%E6%9D%90%E6%96%99/5732931?fromModule=lemma_inlink" \t "https://baike.baidu.com/item/%E7%9F%B3%E5%A2%A8%E7%B2%89/_blank)，耐磨润滑材料 |

**3.5.2完井作业主要原辅材料**

完井作业材料详见下表。

表 3.5-3 完井作业材料计划表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 材料名称 | 单位 | 用量 | 备注 |
| 1 | 无固相压井液 | m3 |  | 密度 1.13g/cm3 |
| 2 | 重浆 | m3 |  | 利用钻井泥浆，密度1.33g/cm3 |
| 3 | 环空保护液 | m3 |  | 密度 1.05g/cm3 |
| 4 | 酸液（15%稀盐酸） | m3 |  |  |
| 5 | 液氮 | m3 |  |  |

**3.5.3 试采工程主要原辅材料**

试采工程主要原辅材料消耗情况见下表。

3.5-4 试采工程材料消耗一览表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 材料名称 | 单位 | 用量 | 备注 |
| 1 | 天然气 | 104m3/a |  |  |
| 2 | 电 | 104KW.h/a |  |  |

## 3.6场站工程、管线

本项目站场主要工艺设备表见表3.6-1。

表3.6-1 本项目站场主要工艺设备表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **名称、型号及规格** | **单位** | **数量** | **备注** |
| **本项目站场** | | | | |
| 1 | 乙二醇加注橇 | 套 | 1 | 利旧 |
| 2 | 站内管网 | 套 | 1 | 利旧 |
| 3 | 乙二醇加注装置（MIF）镍基（20MPa DN100） | 套 | 1 | 扩建 |
| 4 | 采气站管网（含镍基管材及常规管材、管件，无损检测等） | 套 | 1 | 扩建 |
| **P204集气站** | | | | |
| 3 | 加热炉 1000kW | 套 | 1 | 利旧 |
| 4 | 计量分离器φ1200×6090mm PN14.4Mpa Q=100×104m3/d | 套 | 1 | 利旧 |
| 5 | 火炬分液罐撬φ1800×3600mm PN1.0Mpa Q=100×104m3/d | 套 | 1 | 利旧 |
| 6 | 高压火炬DN300 H=100m  Q=3.125×104Nm3/h | 套 | 1 | 利旧 |
| 7 | 缓蚀剂加注撬块加热炉缓蚀剂加注泵Q=72L/d ΔP=20MPa  外输管线缓蚀剂加注泵Q=72L/d ΔP=14.3MPa | 套 | 1 | 利旧 |
| 8 | 燃料气调压分配撬块Q=3×104m3/d | 套 | 1 | 利旧 |
| 9 | 井口临时分酸分离器φ1200×4800mm | 套 | 1 | 利旧 |
| 10 | 污水缓冲罐φ2000×8000mm | 套 | 1 | 利旧 |
| 11 | P204集气站管网 | 套 | 1 | 利旧 |

## 3.7 辅助工程

### 3.7.1 自动控制

**1、依托站场**

本项目站场依托已建站控系统，站控系统（SCS）共分为两部分：过程控制系统（PCS）和安全仪表系统（SIS）。安全仪表系统还包括火气检测系统（FGS）和紧急关断系统（ESD）2个子系统，两个系统采用独立的I/O卡件。PCS负责工艺流程的监测和控制，SIS负责安全联锁保护。

**2、净化厂中控室**

普光气田集输系统的控制中心为已建，设置在脱硫净化厂的中控室，本次设计对中控室系统进行扩容，将本项目站场的信号纳入SCADA系统，并修改SCADA系统的ESD因果逻辑，完成新增集气站的数据采集监控和安全保护功能。

### 3.7.2 通信工程

主要包括光缆线路，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。

依托现有光缆1条24芯GYTA-24B1光缆，从井场出发，沿输气管道同沟敷设，穿硅芯管保护至P204集气站。

## 3.8 公用工程

### 3.8.1 给排水

**1、给水**

本项目站场生活、生产用水采用罐车拉水的方式，车拉水卸至站场高架水箱，由水箱供给单井站生产生活用水。

**2、排水**

施工期人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理；场内雨水经场内排污沟收集后暂存于废水池，场外雨水经截排水沟排向道路边沟或原有自然冲沟。

### 3.8.2 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）及《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）的要求，本项目站场可不设消防给水系统。

在集气站内配置一定数量的手提式及推车式磷酸铵盐干粉和二氧化碳灭火器，以便火灾发生时随时启用扑救。并在工艺装置区配置消防沙箱等消防器材。便于及时扑救火灾。

### 3.8.3 供配电及防雷、防静电和接地

**1、供配电**

在站内设电力小屋1座，内设35kV高压开关柜、干式变压器柜、低压配电柜和UPS装置。变压器容量为125kVA，冗余式UPS容量为380V、30kVA，后备时间为1h。

**2、防雷、防静电设计**

为防止雷电波侵入过电压，在进线电源柜内安装并联式电涌保护器，UPS的进线侧安装电涌保护器。工艺装置区内布置的塔、容器等，当顶板厚度等于或大于4mm时，不设避雷针保护，但必须设防雷接地。

站内采用联合接地网配置，所有的电气设备工作接地和保护接地、建筑物的防雷接地及仪表接地采用共用接地方式，接地电阻小于1Ω。

## 3.9 其他工程

### 3.9.1 项目工程占地

项目临时占地2000m2（生活区新增临时占地2000m2）。占地面积统计表如下：

表3.9-1 占地面积统计表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **类别** | **单位** | **数量** | **备注** | **占地类型** |
| 临时占地 | m2 | 2000 | 生活区临时占地 | 见表4.1-4 |

临时用地在满足施工作业的情况下，尽量少占地，项目施工完后应及时恢复原地形地貌。

### 3.9.2 土石方平衡分析

本项目不涉及新增占地，生活区板房直接堆放于临时占地内，不涉及开挖、堆土及回填，因此不涉及土石方平衡。

### 3.9.3 拆迁工程

本项目主要依托P204集气站建设，不涉及拆迁工程。

## 3.10 劳动定员、建设进度

### 3.10.1 组织机构

本项目为天然气钻井及试采工程，由中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司管理。

### 3.10.2 定员

本项目站场为无人值守站，依托现有对P204集气站职守工作人员。

### 3.10.3 建设进度

项目站场施工工期约为3个月，项目钻前工程20d，钻井工程30d，完井工程30d，试采2年。

# 4 工程分析

该项目对环境的影响分为施工期和试采期两个阶段。根据钻井及试采工程的特点，钻井施工主要体现在钻井、完井过程中会产生废气、废水、废泥浆、岩屑、噪声、环境风险等以及钻井过程中可能造成地下水的污染。试采期对环境的影响主要表现为返排酸液和管道运营过程中存在的环境风险。

## 4.1 施工期工程分析

### 4.1.1 施工过程分析

站场施工主要进行场地平整，设备安装，清理现场、恢复地貌、恢复植被、绿化，竣工验收后投入使用。

设备安装

场地平整

清理现场、恢复地貌、恢复植被、绿化

竣工验收

投入运营

废气、废水、噪声、扬尘、水土流失

**图4.1-1 扩建站场工艺流程及产污情况**

本项目施工主要为站场施工和钻井施工，施工由装备先进的专业施工队伍完成。

（1）站场施工工艺

本项目站场施工主要为场地平整、安装工艺装置，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，恢复地貌、恢复地表植被，竣工验收。

（2）钻井工艺

钻井工程主要包括钻进、钻进辅助作业、固井等过程。

### 4.1.2 施工工艺流程

**（一）站场工程**

本项目站场位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村。站场建设过程产生扬尘、机械设备噪声、施工队生活污水、混凝土搅拌废水、生活垃圾及建筑垃圾等。

**（二）钻井工程**

钻井工程主要包括钻进、钻进辅助作业、固井等过程。

钻进由起下钻、接单根、钻进等作业组成；钻进辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、中途测试等作业组成；固井由下套管和注固井液两个过程组成；完井作业采用套管完井、洗井等工艺，完井后设备搬迁。钻井过程采用网电。

**1、钻井过程**

P204-2H井侧钻拟采用常规钻井相结合的方式以提高机械钻速，缩短钻井周期。

本项目不涉及导管段、一开、二开钻井段，主要钻进过程如下：

**三开：**

P204-2H井三开采用Ф149.2mm钻头，套管直径Φ114.3mm，井段：5729-6102m。

**侧钻点选择：**侧钻点选择在地层较为稳定的井段，同时要保证原井眼气层的有效封隔。采用液压式坐挂斜向器开窗，开窗侧钻点5729m处井斜78.87°。

本井段为海相地层，地层比较复杂，飞仙关组、长兴组为主要产层，根据地质预测，飞仙关组产层已部分动用，压力系数较低。因此，防喷、防H2S、防气水浸、防卡、防漏是本井段施工的重点。同时本井为水平井，进入大斜度井段，尤其是水平段施工时，应调整好钻井液性能，提高其润滑和携岩性能，增大施工排量，减少岩屑床的产生。施工中钻遇低压层，做好防漏、堵漏预案，同时应立足于一级井控，强化二级井控，杜绝井喷失控。嘉陵江组可能存在盐水层，注意调整钻井液性能。

a加强钻具组合的造斜性能分析，MWD及时跟踪监测，以便及时调整钻井参数和钻具组合，使井眼轨迹较为平滑，确保中靶。

b要求对钻井液进行维护与处理，井场应备有相应的堵漏材料，并按设计储备足量的优质钻井液。

c井眼轨迹的变化范围，加快钻井速度，尽量减少钻井液对井壁的浸泡时间，按照设计要求做好油气层的保护工作。

d起钻和电测期间有专人观察井口液面变化，及时补充钻井液，防止井下复杂情况发生。

e期间有专人观察井口液面变化，及时补充钻井液，防止井下复杂情况的发生。

f应保证排量，以提高井眼清洗效率，增强钻井液的携岩能力。

g斜井段坚持使用加重钻杆，使用螺旋钻铤、斜台肩钻杆，以减小钻具与井壁的接触面积。

h定向钻进下钻时钻具丝扣一定要上紧，避免开泵时因螺杆钻具的反扭矩而导致钻具倒扣，造成钻具落井事故。

i严格控制钻具在井内的静止时间，除测斜外，钻具静止时间不超过3min，且钻具的活动幅度应确保下部钻具能够活动开。钻具在井下，设备因故需长时间检修时，要将钻具起出或提至套管内，防止钻具在裸眼内滞留时间长而造成井下复杂情况。

j根据测斜数据及时作出井身轨迹实钻图，以指导下一步技术决策。

k下钻遇阻不超过50kN，严禁硬压导致卡死。斜井段下钻速度要慢，严禁猛刹﹑猛提﹑猛放。若井下异常应耐心划眼，直到通畅为止；严禁动力钻具长时间划眼。

l钻进及划眼过程中密切注视转盘扭拒变化，防止将钻具蹩断或倒扣掉入井内。

m因钻具中装有止回阀，下钻时应定期向钻具内灌入钻井液，每下200～300m灌满一次，下钻中途需应小排量开泵，至井口返出钻井液为止。

n坚持使用好固控设备，加入适量的润滑剂把钻井液泥饼摩阻系数控制在设计范围内。

o严格深井钻具管理，入井钻具必须认真检查，坚持钻具倒换、错扣检查及探伤，防止钻具事故发生。加强地质录井观察，为钻井提供可信的地层预告。

p注意防喷、防漏、防H2S。在钻井液中提前加入堵漏材料和足量的除硫剂、缓蚀剂，将pH值提高到9.5以上。

q在油气层中钻进和钻过油气层前进行起下钻作业前，应先短起。

r在油气层和已知漏层部位及其以上300m井段必须降低提放钻具的速度，其值应不大于0.5m/s，下钻钻具悬重超过300kN应使用辅助刹车。

s钻井过程中应注意防漏，根据实际情况合理调整钻井液密度，做到既保护气层，又安全钻进。

t电测和下套管前，做好通井工作，同时做好防粘卡试验。

若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系，白油基钻井液维护处理措施如下：

a配制转换油基钻井液之前，需清洁地面循环系统杜绝水基钻井液残余，所有橡胶件必须耐油和耐腐蚀，循环罐上搭防雨棚严禁雨水或污水进入油基钻井液，罐面安装轴流风机防止油气聚集。

b油基钻井液配制，按设计配方或现场试验配方配制钻井液，首先基油、乳化剂、氯化钙盐水混配，地面搅拌、低压循环充分剪切2h，使水相在低粘条件下充分细化分散，补入有机土循环剪切1h形成稳定乳液，再加入降滤失剂氧化钙等材料，循环剪切1h形成稳定基液，最后按设计密度逐步加重，充分搅拌循环2-3h形成稳定加重体系。

c本井替浆转换涉及较长裸眼段，裸眼段前期掉块严重井壁不规则，提高替浆转换效果采用10m3高黏度油基基液做顶替隔离液（漏斗黏度＞80s），高黏度隔离液配方：油基泥浆基液+2-3%有机土+2-3%乳化剂。顶替先泵入10m3隔离液，然后再泵入油基泥浆，顶替过程采用大排量、不停泵确保顶替效率。参考隔离液返排时间和流型变化，加密监测密度与破乳电压，当密度出现U型拐点并且破乳电压50-100V可读时，结束顶替作业。

d油基泥浆转换完后，大排量充分循环2～3个循环周至油基钻井液性能稳定，测定全套性能，符合设计要求后开始定向施工作业。为减少残余水基和水基虚泥饼污染带来的振动筛跑浆以及未溶助剂的损耗，油基钻井液转换及调整性能期间振动筛应首先使用120目筛布，再逐步过渡到200目以上筛布。

e油水比控制，一级固控环节水相蒸发损耗较大，结合油水比、泥浆流变性、破乳电压测试情况，持续稳定的补充氯化钙盐水，控制好油水比，保持钻井液性能稳定。

f乳化稳定性控制，流变性、固相含量、油水比、碱度等均会对破乳电压产生影响，测定分析确认主要影响因素并及时进行调整。保持油水比在设计范围内，及时补充乳化剂、润湿剂，维持钻井液碱度不低于2.0。

g流变性控制，加强固控设备管理保持钻井液清洁，及时补充乳化剂、润湿剂，保持钻井液良好的乳化稳定性和固相润湿性能，通过调整有机土、乳化剂加量和油水比，以及防漏堵漏材料的合理浓度来调整粘切。

h滤失量控制，钻井液乳化稳定性是有效降低滤失量的重要保证，高温高压滤液中不应含自由水，若HTHP滤失量较大或滤液中有自由水，及时补充乳化剂、有机土、降滤失剂等材料，控制高温高压滤失量≤4mL。

i固相控制，充分利用固控设备清除钻井液中的有害固相，振动筛、除砂、除泥器运转率100%，离心机运转率不低于30%，确保密度、固相含量、含砂量控制在设计范围内。接立柱期间和除砂器见到钻屑时要及时检查更换破损筛布，冲洗检查振动筛必须使用基油。正常钻进振动筛易采用200-240目筛布，低钻速钻进及通井拉划井壁时钻屑细小、含砂量高，振动筛易采用240目以上筛布。

泥浆循环系统：首先泥浆泵从泥浆罐中抽取泥浆，通过连接管汇到达钻台立管阀门组，送到井下的钻头处，高压泥浆对井底进行喷冲并且携带固相钻屑，由钻杆和套管中间的环形空间流回井口。携带钻屑的泥浆从井口转盘下部的口部返出，经振动筛、除砂器等设备分离开岩屑与钻井液。岩屑经振动筛输送至清洁化操作平台，钻井液经除砂、除泥、钻井液离心机处理后进入泥浆循环罐循环使用。钻进过程工艺流程及产污环节见图4.1-2。

**图4.1-2 钻井过程工艺流程及产污环节图**

**2、钻井辅助作业**

钻井辅助作业由测井、取心钻进、录井、中途测试等作业组成。

测井是利用电、磁、声、热、核等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。目前中原油田普光分公司测井还未用核元素测井。

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

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

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

**3、固井作业**

固井是在已钻成的井眼内下入套管，再在套管与井壁之间环空内注入水泥将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井作业包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

固井现场施工前根据实际情况要作固井液配方及性能复核试验，若钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

**4、完井作业**

本项目采取套管完井方式。采取油管传输射孔工艺+笼统完井管柱成熟的完井工艺方式。

先采用常规的油管传输射孔工艺打开储层，配套Φ73防硫枪身+89 射孔弹。射孔后下入笼统酸化-生产一体化完井管柱，管鞋下至目的层。永久封隔器坐封于开窗点上部的 7in 普通抗硫套管内。考虑 4.5in 加厚套管的通过性、酸化排量、管柱安全系数，设计采用 Φ88.9mm+Φ73mm 组合油管。

完井工程共分为 6 个工艺，分别为：设备安装、射孔、井筒处理、下完井管柱、酸化压裂、测试放喷。

（1）完井管柱

该井设计采用笼统酸化-生产一体化完井管柱，一趟下入完井。设计将永久封隔器坐封于侧钻点以上的 7in 普通抗硫套管内。管柱结构（自上而下）：井下安全阀+循环滑套+永久式封隔器+剪切球座。初步设计管鞋下深 5800m。

（2）射孔工艺

设计采用油管传输射孔工艺，一次性射开长兴组储层。射孔管柱组合（自上而下）：Φ88.9×6.45mm 110SS 油管×2500m+Φ60.3×4.83mm 110SS 油管×3600m+射孔枪 50m，计算射孔管柱抗拉安全系数为 2.17。

（3）井筒处理

为确保射孔作业及完井管柱顺利下入，射孔前需实施刮削、洗井、通井、替浆等井筒处理作业。设计采用油管实施井筒处理作业。油管组合：Φ88.9×6.45mm110SS 油管 2500m+Φ60.3×4.83mm110SS 油管 3700m，管柱安全系数 2.27。

（4）安装采气树

预测地层压力 58.76MPa，酸化施工泵压最高为 87.17MPa。设计采用 105MPaHH 级采气井口，分体式结构，双翼双阀，单翼生产，主、侧通径 3-1/16″，配套70MPa 单井组地面控制系统。

（5）压裂酸化

本项目采用分段压裂酸化改造，以达到均匀布酸、减少前期作业对储层的污染、沟通近井地带储集空间的目标。酸液采用清洁酸，主要成分为水、盐酸，设计用酸液1000m3（前置酸/清洁酸：20/180m3）。

（6）放喷测试

选用 70MPa～35MPa、EE 级二级降压放喷流程，放喷排液后求产。

放喷分离气体经专用管线引至放喷池燃烧，测试放喷时间一般为4h～6h。

**（三）施工期产污环节分析**

根据项目工艺流程分析可知，站场施工过程中由于土石方开挖等施工活动将不可避免地会对周围环境产生不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在站场施工完成后的一段时间内仍将存在。另一种是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，同时钻井施工过程中主要产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

工程施工期间对环境的影响主要表现在以下几方面：

1、施工中产生的施工扬尘、噪声、固废等“三废”排放对环境的影响；

2、施工期间土石方工程的开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境的破坏；

3、施工中对地表土壤进行扰动，造成新的水土流失，增加区域内的水土流失量，会加剧生态环境的破坏。

### 4.1.3 生态影响及治理措施

**1、工程占地分析**

本项目建设总占地面积13845m2（原有占地11845m2，新增生活区临时占地2000m2。）

**（1）生活区新增临时占地**

①生活区新增临时占地情况

本项目生活区新增临时占地面积约2000m2。将临时占用永久基本农田，符合基本农田保护相关规范及要求。

表4.1-4 项目站场新增临时占地面积统计表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目组成** | **占地类型（m2）** | | | | **合计** | **占地性质** |
| **耕地** | **林地** | **草地** | **其他土地** |
| 生活区 | 2000 | / | / | / | 2000 | 临时占地 |
| 合计 | 2000 | / | / | / | 2000 |  |

②占地影响分析

由于本项目生活区新增临时占用土地类型的面积很小，不会对当地土地利用产生较大影响。

项目建设前，建设单位应向项目所在地区的国土部门提出工程用地申请，得到主管部门的批复后方可动工；建设单位要与地方政府及有关职能部门积极协调，在施工前认真落实地方有关征地补偿手续及其费用，配合地方政府解决工程占地扰动区域内的土地占补平衡问题；同时在施工和运行期间要落实本报告书中的有关环境保护措施，将站场新增临时工程占地对项目所在地区土地利用的影响到最小。

**2、生态环境影响分析**

**（1）生态影响分析**

施工期间工程引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境的破坏。

**（2）拟采取的生态保护措施**

①施工作业应避开暴雨季节，减少降雨引发的水土流失几率。应尽量避开农作物生长季节，减少农业生产的损失。

②妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对河流和土壤的影响。

### **4.1.4 废气产生情况及治理措施**

本项目施工大气污染源包括站场土石方开挖产生的扬尘、裸露地面扬尘、施工运输车辆扬尘、施工机械及运输车辆燃油废气、测试放喷废气。

**1、污染源分析**

**（1）施工扬尘**

裸露地表在工程扰动或风力扰动的情况下会产生一定的扬尘，扬尘的产生量及产生浓度与扰动的严重程度有关，但在去除外界扰动的情况下扬尘会随自身重力降至地面。同时，根据相关经验表明，裸露地表在扰动的情况下所产生的扬尘量及浓度还与地表土壤的湿润程度有很大的联系，地表土壤所含水分越多，越不容易产生扬尘、放空废气。

**（2）运输扬尘**

在对大气环境的影响中，运输车辆引起的扬尘影响最大、时间较长，其影响程度因施工场地内路面破坏、泥土裸露而加重，一般扬尘量与汽车速度、汽车重量、道路表面积尘量成比例关系，据有关方面的研究，当汽车运送土方时，行车道路两侧的扬尘短期浓度可达8~10mg/m3。但是，道路扬尘浓度随距离增加迅速下降，扬尘下风向200米处的浓度几乎接近上风向对照点的浓度。据对同类工程的比较分析，车辆运输产生的二次扬尘对项目周边运输路线二侧居民会造成一定影响。

**（3）运输车辆和施工机械运行过程中排放的尾气**

其主要污染物是未完全燃烧的CmHn和CO、NOx等，其特点是产生量较小，属间歇式、分散式排放。本项目工程量小，施工机械、车辆少，施工车辆尾气很少，本次评价不定量分析。

**2、防治措施**

本项目在施工建设中应严格按照《四川省〈中华人民共和国大气污染防治法〉实施办法》等相关扬尘防治管理规定进行施工建设，最大程度减少大气污染物产生的环境污染。针对本项目特点和区域特征，本项目施工期的具体大气污染物治理措施如下：

①施工期间，大风天禁止施工作业；

②散体材料装卸必须采取防风遮挡等降尘措施；

③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；

④对施工临时堆放的土方，应采取防护措施，如加盖防尘网、喷淋保湿等，防止扬尘污染；

⑤施工场地进行打围和封闭，采取边坡防护等措施；

⑥施工单位应严格落实本环评提出各项降尘措施。

通过采取以上措施后，可有效减少施工扬尘、燃油尾气及放空废气对周围环境的影响。

**3、测试放喷废气**

测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，单井测试放喷时间约1d～2d，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约4h～6h，废气排放属不连续排放。测试放喷的天然气经点火燃烧，其主要污染物为SO2。根据企业提供的资料，预计本项目可能放喷的最大天然气流量为20×104m3/d（9.26m3/s），H2S含量11.54%，排放速率为1.21kg/s，天然气经放喷管线外输至放喷池点燃，燃烧1m3天然气产生烟气量约为13.6m3，则SO2排放速率为2.28kg/s，烟气量45.34×104m3/h。项目预计每天测试放喷1次，每次放喷6h，共放喷2d。

### 4.1.5 废水产生情况及治理措施

井场施工、钻井施工废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、井场施工废水、初期雨水、钻井废水、压裂、洗井废水。

**1、人员生活污水**

站场施工和钻井施工时，施工人员生活污水的主要污染物主要为pH、SS、COD和BOD5等，施工期生活污水量按以下公式计算：

Qs=（k•q1）/1000

式中：

Qs—每人每天生活污水排放量（t/人·d）；

k—生活污水排放系数，一般为0.6～0.9，取k=0.9；

q1—每人每天生活用水量定额，L/（人·d），取q1=80L/（人·d）。

项目施工人员主要为当地劳动力，站场施工人员数量按20人计，则站场施工生活污水产生量约20×80L/（人·d）=1.6m3/d，站场施工期废水产生量约为48m3；钻井及完井工程施工人数按50人计，则钻井及完井施工生活污水产生量约50×80L/（人·d）=4m3/d，钻井及完井施工期废水产生量约为320m3，施工期生活污水共计368m3。

施工期生活污水的水质指标浓度见下表所示：

表4.1-7 施工期生活污水成分及浓度表 单位：mg/L

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **COD** | **BOD5** | **氨氮** | **SS** | **石油类** | **动植物油** |
| 浓度（mg/L） | 300 | 250 | 35 | 200 | 5 | 30 |

项目不设置施工营地，井场施工、钻井施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。

**3、井场施工废水**

井场基础建设产生的施工废水，主要来自砂石骨料加工、混凝土搅拌及养护等过程，废水经沉淀处理后循环使用，不外排。

**4、初期雨水**

初期雨水量按照如下公示计算：

V=q×ψ×F×t×60÷1000

式中：V-初期雨水最大量，m3；

t-降雨历时，min；

ψ-径流系数，取0.85；

F-汇水面积，hm2，本次计算泥浆循环系统区域、油罐区域、井口区域，合计0.5hm2；

q-设计暴雨强度，L/（s·hm2）。

设计暴雨强度采用达州市中心城区的暴雨强度公式，公式如下：



式中：

q-暴雨强度，L/（s·hm2）；

p-设计重现期（年）：本次取值为3年；

t-降雨历时（min）：取15min。

经计算，本项目15min初期雨水产生量为88.9m3。

井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水与钻井废水一同经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注，不外排。

**5、钻井废水**

本项目在钻井阶段采用常规钻井的工艺。选用封堵性聚合物润滑防塌钻井液体系，若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。封堵性聚合物润滑防塌钻井液体系钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井液进入井底协助钻井作业，在钻井液返回地面后，大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入清洁化操作平台，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，剩余废水由罐车拉运至毛开1井回注标准后回注，不外排。

根据普光气田钻井工程的类比分析，每米进尺产生钻井废水量为0.05m3。本项目P204-2H井钻井进尺376m，则产生的钻井废水共为18.8m3。

本项目钻井废水主要污染物浓度根据普光气田钻井工程钻井废水类比，钻井废水水质污染物浓度见表4.1-8。

**表4.1-8 钻井废水综合水质污染物浓度表（单位：mg/L，pH值无量纲）**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **污染物名称** | **pH** | **SS** | **石油类** |
| 浓度 | 8.3～12.5 | ≤7500 | ≤200 |

**6、****压裂、洗井废水**

完井工程产生的作业废水主要是压裂酸化、洗井等施工时产生的废水。本项目洗井采用清水，洗井废水产生约100m3；本项目压裂酸化过程酸液用量约1000m3。根据该区域已完钻钻井工程可知，该区域钻井工程压裂返排液返排率按30%计，则本项目返排液量为300m3，压裂酸化废水和洗井废水部分暂存于废水池。返排酸液不回用，由罐车运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。

根据普光气田钻井工程类比调查，作业废水污染物浓度情况见表4.1-9。

**表 4.1-9 压裂、洗井废水污染物浓度表（单位：mg/L）**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物名称**  **污染物** | **pH** | **COD** | **SS** | **石油类** | **挥发酚** | **氯离子** |
| 洗井废水 | 6~9 | ≤2500 | ≤4500 | ≤50 | / | / |
| 压裂废水 | 4～6 | ≤5000 | ≤7500 | ≤200 | ≤7.0 | ≤4000 |

### 4.1.6 噪声产生情况及治理措施

噪声源主要来站场施工作业机械，如挖掘机、凿岩机等，其强度在85~105dB（A）；钻井施工过程中的噪声主要包括正常生产过程中的机械噪声、作业噪声其产生情况为：

机械噪声：包括钻机、振动筛、泥浆泵、离心机、空压机、增压机以及其他各种机械转动所产生的噪声；

作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声。

同时完井工程中主要噪声为压裂噪声、测试放喷噪声。

表4.1-10 站场工程施工机械噪声强度测试值

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **噪声源** | **噪声强度dB(A)** | **序号** | **噪声源** | **噪声强度dB(A)** |
| 1 | 挖掘机 | 92 | 6 | 混凝土搅拌机 | 95 |
| 2 | 定向钻机 | 90 | 9 | 切割机 | 95 |
| 3 | 推土机 | 90 | 10 | 柴油发电机 | 100 |

**表****4.1-10** **钻井、压裂、测试放喷噪声产生情况一览表**

| **声源名称** | **数量（台）** | **声级dB（A）** | **声源高度（m）** | **运行时段** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 钻机 | 1 | 85～95 | 3 | 常规钻 | 单台声源 |
| 泥浆泵 | 3 | 85～95 | 2 | 常规钻（钻井时间87d） | 单台声源 |
| 振动筛 | 3 | 80～90 | 2 | 常规钻（钻井时间87d） | 单台声源 |
| 离心机 | 1 | 80～90 | 2 | 常规钻（钻井时间87d） | 单台声源 |
| 压裂泵 | 5 | 95～100 | 2 | 压裂 | 单台声源 |
| 测试放喷 | —— | 95～105 | 0.2 | 4h～6h | 临时排放 |

环评要求：项目在施工期间合理安排施工作业时间，合理布局施工现场；夜间原则上禁止施工，若遇特定工艺需连续作业需报相关部门同意后，方可开展夜间施工，同时做好夜间环境保护防护及应急措施；钻井施工采用网电。

### 4.1.7 固体废物产生情况及治理措施

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方、钻井岩屑、废泥浆、废油等。

**1、生活垃圾**

参考普光区域内同类型项目，施工人员生活垃圾排放量约为0.5kg/（人·d）。本项目施工期站场施工人员约20人，钻井施工人员约50人，钻前施工人员生活垃圾排放量约为10kg/d，钻井施工人员生活垃圾排放量约为25kg/d，施工期排放总量约为3.5t。

**治理措施：**施工人员的垃圾经垃圾收集设施收集，统一送环卫部门处理。

**2、土石方**

本项目不涉及土石方开挖，因此无弃方产生。

**3、****钻井岩屑**

若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。根据钻井方式，采用封堵性聚合物润滑防塌钻井液核算出水基岩屑产生量为16.4m3，采用白油基钻井液体系油基岩屑产生量为19.7m3。本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基岩屑袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理，委托有资质单位处理。

**4、****废泥浆**

本项目仅侧钻井段产生废泥浆。若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。根据钻井方式若采用封堵性聚合物润滑防塌钻井液核算出水基泥浆产生量约为24.2m3。根据类比调查，采用白油基钻井液体系产生的油基泥浆在钻井过程中除少量损耗和附着于岩屑外，其余部分可实现全部循环利用。完钻后剩余油基泥浆储存于储备罐内，暂存于清洁生产操作平台，清洁生产操作平台已做重点防渗并设置有围堰，因此满足暂存要求，油基钻井液循环利用率在95%以上，因此油基泥浆产生量约为12.1m3。本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。

**5、废油**

钻井过程中废油的主要来源是：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；清洗、保养产生的废油。P204-2H井钻井期间废油产生量约0.5m3，废油暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并及时清运至企业净化厂危险废物贮存仓库，定期送有资质单位处理。废油属危险废物（《国家危险废物名录》（2021年1月1日）中HW08废矿物油与含矿物油废物），由有危险废物处置资质的单位代为处置。本项目对废油的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的相关规定。

HW08废矿物油与含矿物油废物委托有危险废物处置资质的单位进行处理，可满足本项目废油处置的需求。

本项目钻井工程危险废物产生量见下表。

表4.1-12 钻井工程危险废物汇总表

| **序号** | **废物名称** | **废物类别** | **废物代码** | **性质判断** | **产生量** | **产生工序及装置** | **形态** | **主要成分** | **有害成分** | **产废周期** | **危险特性** | **污染防治措施** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 油基岩屑 | HW08 | 072-001-08 | 危险废物 | 19.7m3 | 三开钻井 | 半固态 | 含油岩屑 | 油类 | 钻井期间 | T | 收集后暂存于危废暂存间，委托有资质单位处 |
| 2 | 油基泥浆 | HW08 | 072-001-08 | 危险废物 | 12.1m3 | 三开钻井 | 半固态 | 含油泥浆 | 油类 | 钻井期间 | T |
| 3 | 废油及其他含油固废 | HW08 | 900-249-08 | 危险废物 | 0.5m3 | 钻井机具 | 液态 | 废润滑油 | 润滑油 | 钻井期间 | T/I | 废油桶收集，暂存于危废暂存间，委托有资质单位处理 |

本项目危险废物暂存场所（设施）基本情况见下表。

表4.2-13 项目危险废物贮存场所（设施）基本情况表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **贮存场所名称** | **危险废物名称** | **危险废物类别** | **危险废物代码** | **位置** | **占地面积（m2）** | **贮存方式** | **贮存周期** |
| 危废暂存间 | 油基岩屑、废油 | HW08  废矿物油与含矿物油废物 | 900-049-08 | 材料房新建危废暂存 | 25 | 专用铁桶盛装 | 钻井期 |

### 4.1.8 施工期“三废”产生情况表

本项目施工期“三废”产生及排放情况见下表。

表4.1-14 施工期主要污染源和污染物统计表

| **污染类型** | **污染源** | | **排放量** | **排放方式** | **主要污染物** | **排放去向** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 废气 | 车辆行驶、地面开挖 | | 少量 | 间断 | 粉尘 | 环境空气 |
| 施工机械、运输车辆尾气 | | 少量 | 间断 | SO2、NO2、CmHn |
| 测试放喷废气 | | SO2排放速率为1.21kg/s，烟气量45.34×104m3/h | 间断 | SO2 |
| 废水 | 施工人员生活污水 | | 368m3 | 间断 | COD、BOD5、氨氮 | 井场、钻井施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。 |
| 井场施工废水 | | \ | 间断 | SS | 经隔油沉淀池收集处理后，洒水降尘 |
| 初期雨水 | | 88.9m3 | 连续 | 石油类 | 井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设环保检测池，初期雨水经清洁化操作平台处理达到毛开1井回注标准后回注。 |
| 钻井废水 | | 18.8m3 | 连续 | SS、石油类 | 钻井废水经清洁化操作平台预处理后达到毛开1井回注标准后，拉运至毛开1井回注。 |
| 压裂、洗井废水 | | 400m3 | 连续 | pH、COD、SS、石油类、挥发酚、氯离子 | 压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。 |
| 固废 | 生活垃圾 | | 3.5t | 间断 | / | 当地环卫部门处理 |
| 三开井段采用白油基钻井液 | 油基岩屑 | 19.7m3 | 连续 | / | 袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。 |
| 油基泥浆 | 12.1m3 | 连续 | / |
| 废油 | | 0.5m3 | 间断 | HW08废矿物油 | 暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并及时清运至企业净化厂危险废物贮存仓库，定期委托有资质单位进行处理。 |
| 噪声 | 施工机械、运输车辆 | | 85～105dB（A） | 间断 | 噪声 | 合理安排施工作业时间，合理布局施工现场；夜间原则上禁止施工，若遇特定工艺需连续作业需报相关部门同意后，方可开展夜间施工，同时做好夜间环境保护防护及应急措施。 |
| 钻井、压裂、测试放喷 | | 85～105dB（A） | 连续 | 噪声 | 钻井施工采用网电 |

## 4.2 试采期工程分析

### 4.2.1 试采期工艺流程

图4.2-1 本项目试采期工艺流程及产污节点图

**工艺流程描述：**

在P204集气站站内新建P204-2H井采气井口、二级节流阀至站内已建流程，新建井口镍基合金采气管道。对已建乙二醇加注撬及燃料气分离橇进行改造，实现P204-2H井口进行注醇及燃料气吹扫。

井口来气经采气树节流阀二级节流后，生产初期进入水套加热炉两级节流、两次加热后进入计量分离器进行气液分离计量后外输，分离后的天然气通过已建流程进入普光1#集输干线。P204-2H3井依托站内已建临时分酸分液器、水套加热炉、计量分离器、外输、酸液回收、放空、燃料气吹扫等流程及设施。

**防止水合物形成工艺：**

（1）概述

当天然气处于饱和或过饱和含水状态时将有游离水析出，同时在一定的温度、压力条件下，当气体压力波动或流向、流态发生突变时，天然气与水会形成一种白色结晶状固体，其外观类似松散的冰或致密的雪，此即为水合物。研究表明，水合物也有可能在未饱和的天然气中形成，但其条件是温度极低，且诱导期很长，而在天然气采输过程的工况条件下，形成稳定水合物的前提则是必须有液相水存在。

（2）天然气水合物形成温度预测

根据普光分公司提供的气质参数，通过HYSYS软件计算出不同压力下天然气水物的形成温度，P204-2H井试采过程中天然气水合物可能形成的温度在23.2～23.3℃之间。

（3）防止水合物形成的工艺比选

从井口采出的含水天然气当其温度降低至某一值后，就会形成固体水合物，堵塞管道和设备。为了防止高压天然气在节流和输送过程中形成水合物，必须采取防止水合物形成的措施，通常采用的措施有加热、加抑制剂（注醇）和脱水三种方法。

①加热方法

目前国内外常用的加热设备主要为水套加热炉和电热带。水套加热炉适用于热负荷波动范围较大的场合，且易于操作和控制，使用也比较安全，因而通常用于井口加热和长输管道加热输送。电热带则常用于集输系统的辅助加热，优点是热效率高、发热均匀、温度控制准确、可实现远控及遥控、易于实现自动化管理、管理费用低、投资少。其缺点是功率小、电热丝寿命短、加热量偏小、不适用于大输量的野外埋地管道加热。

经分离后的天然气进入加热炉加热，在压力和水含量不变的情况下，加热后的天然气中的水含量将处于不饱和状态，亦即天然气温度高于其露点温度，因而可以防止水合物的形成。输气管线采用保温处理，从而保证天然气输送管道温度高于水合物形成温度。

正常生产时，气田采用水套加热炉加热防止水合物的形成；事故工况和开停工状况采用注抑制剂方式防止水合物形成。

②抑制剂方法

加注水合物抑制剂是防止水合物形成的重要措施和有效方法，它能减轻水套炉热负荷，降低能耗。目前使用最广泛的热力学抑剂是乙二醇，它通过改变水合物相的化学位，使水合物形成条件向较低温度和较高压力的范围移动，从而达到抑制水合物形成的目的。

③脱水方法

由于P204-1T井接入P204集气站已建流程最终进入普光气田已建管网，区域内各井均采用“全湿气加热保温混输”工艺，故不再单独对P204-2H井进行脱水。

（4）加热节流工艺

根据总体试采方案要求，集气站出站设计压力取12.5MPa，结合天然气组成、井口温度、压力条件以及外输温度要求，采用Hysys模拟计算，考虑一定的设计余量后，确定本项目集气站内采用一次加热节流模式，即通过采气树二级节流至外输压力，通过计算，P204-2H井总共所需要的热负荷为437kW。已建1000kW加热炉满足使用要求。

（5）计量工艺

为了解气井生产动态及向气藏管理者提供可靠依据，在生产过程中需要对气井的产量进行计量。

而已建加热炉自带计量功能，可对P204-2H井来气计量。

（6）分离工艺

因采气酸化压裂作业，开井前期采出气中含返排酸液，需建设井口临时分酸分离器进行分离，分离出的酸液部分暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注；本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

### 4.2.2 废气产生情况及治理措施

**1、正常工况**

根据本项目所提供的设计资料，本项目正常生产时，天然气处于完全密闭系统内，无废气产生和排放。本项目不设置水套加热炉，气体加热依托P204集气站已建水套加热炉，该水套炉所使用的天然气来源于现有燃气返输管线输送的净化厂净化后天然气，不含硫化氢，主要成分为甲烷，燃烧后其废气中主要污染物为NOX，经水套炉自带8m高排气筒排放。

**2、非正常工况**

项目装置检修时为保证检修过程的安全，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《工业污染源产排污系数手册》，废气量产生系数为12.31万m3/万m3天然气，本项目放空废气量分别为369.3m3；天然气燃烧NOx产污系数为18.71kg/104m3计算，NOx产生量分别为0.056kg；天然气中不含硫化氢。

根据项目设计资料，本项目每次放空持续时间约1h，放空废气通过P204集气站放空火炬燃烧后排放，燃烧排放主要污染物为氮氧化物和硫化氢，根据《工业污染源产排污系数手册》（2010年修订版），废气量产生系数为12.31万m3/万m3天然气，本项目放空废气量分别为1.6万m3；本项目天然气中N2含量为0.532mol/mol%，根据计算，N2的质量分数为0.7%，天然气密度按常规计算，则1h放空的天然气中N2的质量为0.04t，按照理想状态下经放空燃烧后NOx产生量为0.086t；天然气中H2S含量15.16mol/mol%，根据计算，H2S的质量分数为24.3%，天然气密度按常规计算，则1h放空天然气中H2S的质量为1.45t，按照理想状态下经放空燃烧排放的二氧化硫总量约为2.73t。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。

### 4.2.3 废水产生情况及治理措施

开井前期采出气中含返排酸液，通过建设井口临时分酸分离器进行分离，分离出的酸液进入污水缓冲罐，拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注，此部分污水已在施工期进行了分析，因此试采期不再进行核算和分析。

本项目依托的集气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中集气管道不会产生废水。本项目站场为无人值守站，人员依托P204集气站，故本项目试采期间无生活污水产生。

类比区域内普光气田工程实际情况，本项目气田水产生量为1m3/d，本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。气田水水质情况参考2021年12月31日P203集气站酸液缓冲罐监测数据，详见下表。

**表 4.2-1 气田水水质情况一览表 单位：mg/L**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目 | pH值 | 溶解氧 | 硫化物 | 含油量 | SS | 二价铁含量 | 总铁含量 | 悬浮物颗粒直径中值 |
| 浓度 | 7.0 | 0.20 | 0.0 | 2.3 | 1.0 | / | / | 1.6 |

### 4.2.4 噪声产生情况及治理措施

本项目依托的集气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中集气管道不会产生噪声污染。站场噪声正常工况下主要产生于水套炉、节流阀等设备运行噪声和气流声；非正常工况下，站场噪声主要来源的于检修、事故时所产生的放空噪声。站场主要产噪设备及源强统计见下表。

表4.2-2 站场产噪设备及源强统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **井站** | **主要发声设备** | **型号** | **空间相对位置** | | | **声源源强**  **（声压级/距声源距离）/（dB(A)/m）** | **数量（台/套）** | **声源控制措施** |
| **X** | **Y** | **Z** |
| P204集气站 | 分离计量器 | / | 20 | -14 | 1.5 | 62/1 | 1 | 正常生产 |
| 水套炉 | / | -16 | 32 | 1.5 | 67/1 | 1 |
| 节流阀 | / | -17 | 35 | 1.5 | 68/1 | 1 |
| 放空系统 | / | -78 | -56 | 1.5 | 90/1 | 1 | 放空作业 |
| 注：以P204-2H井井口为中心。 | | | | | | | | |

### 4.2.5 固体废物产生情况及治理措施

本项目依托的集气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中集气管道不会产生固体废物。

本项目站场为无人值守站，人员依托P204集气站，试采期无生活垃圾产生。

## 4.3 项目清洁生产分析

### 4.3.1 清洁生产概述

本项目输送介质—天然气，本身就是一种清洁的能源，作为能源使用所产生的温室气体CO2的排放量比煤炭、原油、燃料油等少很多，对环境所产生的影响也相对较小，因而采用管道输送天然气，可以达到从源头上减轻环境污染的作用，符合国家节能减排的要求。

输气管道运输的能耗和成本远小于铁路、公路运输，且不受地形、气候、运力紧张、季节的影响；损耗和成本、输送产品的质量也更有保证，同样符合国家清洁生产的相关要求。

### 4.3.2 本项目清洁生产概况

作为清洁燃料，天然气广泛用于民用燃料、工业燃料和发电。与煤相比，天然气不含灰份，其燃烧后产生的NOx仅为煤的19.2%，产生的CO2仅为煤的42.1%，极大地降低了对环境空气的污染。

在输送工艺方面，优化工艺方案，减小能源消耗；采用节能设施，减少能耗；采用合理的防腐方式，保证管道运输的安全性；采用管道完整性管理，提高整体运营水平。

在生产设备和设施方面，使用世界上较为先进的SCADA自动控制系统，使输送介质的工艺条件实现由计算机自动控制，减少了由于人工控制而产生的生产损耗，可最大限度地减少由于事故引发的环境污染事故，减少事故停运及天然气损失，提高生产技术水平、操作效率和经济效率。

在施工期，采取加强施工管理，规范施工过程，实施环境监理；确定合理的施工带宽度，减少临时占地对环境的破坏；采用先进、合理的施工方式，减少对环境的污染和破坏；采取必要措施减少施工期扬尘对周围居民的影响；减少施工营地建设，减少污染物排放；作好生态恢复，水土保持等工作。

在试采期，做好废气、噪声、固废的达标排放工作，尽可能选择低噪声设备，满足清洁生产的要求。

本项目的清洁生产目标，除在设计、施工、运营环节中通过实施一系列清洁生产技术措施实现外，在运营管理中，也将通过采取一系列的相关措施和制度，实现持续的清洁生产。

### 4.3.3 建议

本项目要提高清洁生产的水平，除了采取先进艺、技术和设备外，还应从以下几个方面进行改：

①建立健全的清洁生产管理机构；

②从源头抓起，注意工艺流程的各个环节；

③提高管理水平，加强环保知识宣传与培训；

④加强与外部的联系。

## 4.4 总量控制

本项目正常运行时天然气处于密闭输送状态，一般无气体污染物外排；本项目不设置水套炉，正常工况条件下，无废气排放；试采期不产生生产废水和生活污水。因此本次评价建议不设总量控制指标。

# 5 环境质量现状调查与评价

## 5.1 自然环境概况

### 5.1.1 地理位置

宣汉县介于东经107°22′至108°32′和北纬31°06′～31°49′之间。东北与城口接壤，东与开县相邻，南连开江，西接达川、通川和平昌，北与万源交界，是北通陕西、东达湖北的要口。境内地形地貌复杂、山势逶迤，由东北向西南倾斜绵延，呈“七山一水两分田”总体地貌。县境东西最长110.6km，南北最78.8km，边界线总长590.6km。

本项目位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村。项目地理位置见附图1。

### 5.1.2 地貌类型

宣汉县按地形、地貌形态可分为3区：一、丘陵河谷区，约占县境内四川地貌区划中属米仓山大巴山中山区和盆北低山区、盆东平行岭谷区的一部分，以低山和低中山为主。低山、中山面积占全县总幅员的90.2%；二、低山区，约占25%；三、低中山区，约占65.2%，可分为平坝、台地或高阶台地、浅丘陵、深丘陵、低山。

### 5.1.3 气候气象

境内气象属中亚热带湿润季风气候区，由于地处四川盆地东北缘，北有秦岭、大巴山的天然屏障，因此气候温和，热量丰富，四季分明，雨量充沛，季风气候明显，立体气候突出。冬季属大陆性气候，常受西北冷空气影响，气候干冷；夏季属海洋性季风气候，常受东南及西南暖湿空气影响，湿热多雷雨。受海拔高度影响区内立体气候明显，海拔500m以下地区春早夏热，雨水集中，旱涝交错，多风雹，秋雨，冬暖霜雪少，属四川盆地亚热带气候；海拔800m以上地区春迟秋早，夏短冬长，具有盆缘同地温带气候特征。低山、高丘云雾较多，日照较浅丘平坝少。

灾害性天气主要有干旱，暴雨山洪，雷电，低温冷害，冰雹及大风等，其中暴雨山洪、大风等对管道及集气站建设构成一定危害。

宣汉县多年平均降水量1132.69mm，多年平均气温16.8℃，相对湿度75%，每年5~10月份为多雨季，降水量占全年总降水量约80%，3月份为旱季，降水量约占全年降水量8~12%，无霜期长达10个月，冬季多雾，雨季多暴雨，雨后往往形成洪流。

宣汉县主要气象要素见下表：

表5.1-1 宣汉县主要气象资料一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **气象要素** | | **单位** | **数值** |
| 气温 | 年平均气温 | ℃ | 16.8 |
| 极端最高气温 | ℃ | 41.3 |
| 极端最低气温 | ℃ | -2.3 |
| 年降水量 | 平均 | mm | 1132.69 |
| 最大 | mm | 1698 |
| 最小 | mm | 865.9 |
| 风速 | 平均 | m/s | 1.5 |
| 最大 | m/s | 32 |
| 主导风向 | m/s | NE |
| 多年平均地温 | 地面 | ℃ | 18.1 |
| -0.2m | ℃ | 20.2 |
| 年平均日照时数 | | h | 1596.3 |
| 年平均蒸发量 | | mm | 1215.9 |
| 年均无霜期 | | d | 296 |
| 相对湿度 | | % | 77 |

### 5.1.4 水文与地质

**1、地表水**

达州市河流主要属长江支流的嘉陵江水系，发源于大巴山，由北而南呈树枝状分布。前河、中河、后河汇成州河后与巴河在渠县三汇镇汇合成渠江，南流300km入长江。境内流域面积在100km2以上的河流有53条，1000km2以上的干流有15条。共有通航河流9条，分别是渠江、州河、巴河、前河、后河、中河、铁溪河、清溪河、林岗溪，基本形成以渠江、州河、巴河这主干流的水路运输网络，流域覆盖达州市四个县（市）。各河流可通航里程不等，运载量在100t以下。本项目所在区域水系的后河、中河、白沙河均属渠江水系。

后河：后河在达州市境内，流程约25公里，流域面积263平方公里。河床平均宽约250米。平均枯水位270米，最低水位269.56米，平均含沙量1277.67克/立方米。最大洪水位为1902年，水位达286.71米，流量为13700立方米/秒。其次为1982年7月16日，水位达285.99米（实测），流量为13000立方米/秒。其中，东林站（14点）水位为313.2.米，流量为11800立方米/秒。东林站洪水一般约3小时到达城区，最快约2.5小时。市境多年平均流量火石岭入口处为165.7立方米/秒。达城锅厂梁断面年均流量201.4立方米/秒。阁溪桥出口处为211立方米/秒。天然落差8米，从北外乡起至大中坝止，有滩21处，河心有坝4处。水温，上游东林站多年的平均水温为15.7℃，最高水温为26.2℃，最低水温为5℃。

2、地下水

本项目建设区域内地下水类型可划分为两类：第四系松散堆积层孔隙水和基岩裂隙水。主要分布于剥蚀平台和沟谷-斜坡地带，含水层为侏罗系中统上沙溪庙组（J2s）风化泥质粉砂岩、细砂岩，水文地质条件较简单，地下水以风化带网状裂隙赋存、运移，地层富水性差、水量较小，水位埋深一般大于10m。

### 5.1.5 地质构造与地震

**1、地质构造**

宣汉县内地质构造的展布轮廓清楚，具有一定的方向和方位。断层走向和褶皱轴呈弧形展布，从西南向东北岩层倾角渐增，褶皱渐趋紧密，卷入地层渐老，褶皱的规模也由小到大，一般轴向长几公里至几十公里，并且多以复背斜形式出现。宣汉县境东北部的北西向构造有八台山-大宁厂向斜，渔沙-建楼冲断复背斜，满月冲断向斜，石塘坝-添子城复背斜，斜水园背斜等，这些构造的规模都较大，县境内只是其局部地段。其复背斜轴部最老地层为志留系徐家坪组砂岩、砂质页岩，两翼为二迭系和三迭系灰岩、白云质灰岩；向斜核部最新地层为三迭系嘉陵江组灰岩，褶皱紧闭，并伴随逆冲断层产生。县境西部的北西向构造规模最小，一般都在10公里以内。

根据钻井揭示及地表露头，普光地区下古生界地层较完整，仅缺失志留系上统。上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部，仅残留中石炭统黄龙组，二叠系保留较全。中生界三叠系、侏罗系保留较全，白垩系仅局部有少量残留，新生界基本缺失。

**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。**

### 5.1.6 土壤

线路所经地面以冲洪积砂质粘土夹砾岩为主，次为残坡积和崩坡积之砂质粘土夹碎块石，局部有小卵石混杂其中。区内土壤多由灰岩和砂页岩发育而成的砾石土、砾质土为主。土壤质地与母岩和地形关系密切，一般由砂岩发育的多为沙质土；由砂页岩互层发育的多为壤质土；泥岩和灰岩发育的多为粘质土，陡坡地和二迭系以前母岩发育的多为砾石土和砾质土。土壤剖面各发生层的质地上下变化较小，仅少数土壤剖面物粘含量有随深度增加而增加的趋势。

土壤以中性和微酸性为主，其次是微碱性，少数酸性。pH值在4.5～5.4之间的占6.4%；5.5～6.4之间的占34%；6.5～7.5之间的占34.2%；7.6～8.5之间的占25.3%。

工程区域地层岩性较为单一，上部主要为第四系松散覆盖层，包括残坡积层、崩坡积层，下伏基岩为侏罗系中统沙溪庙组（J2S）。出露地层由上至下分别为：

1）第四系残坡积层：

主要为砂土、砂质粘土、粘土，干燥，松散，分布很广。坡体及坡体上覆盖层厚度很薄，一般0.2～0.5m。沟谷中为砂质粘土、粘土。厚度较大，一般为1.0～2.5m左右，为可塑状。

2）第四系崩坡积层：

主要分布于陡坡下部，为含碎块石土，厚度一般为1.0～3.0m。碎块石成分主要为砂岩碎块石，另外可见巨大孤石。

3）基岩

侏罗系中统沙溪庙组为含钙质结核的紫红色砂质泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩与黄灰色块状长石岩屑石英砂岩不等厚互层。砂岩坚硬性脆，常形成陡坎陡崖，泥岩易风化剥落，多形成缓坡。

### 5.1.7 自然资源

**1、植物资源**

宣汉县自然地带性植物为亚热带常绿阔叶林，自然植被分布较为广泛，其群落结构和优势树种依山形地和土地利用现状而有所不同。境内有乔木、灌木、藤木、草木等各种植物700多种，乔木以马尾松为主，分布在县境内三低山区，杉木、柏木、栎类等马尾松林类散生分布，浅丘、平坝多为桉树、千丈、桤木、泡桐等，初步查清乔木树种有38个科、63个属、223个种；灌木主要有马桑、黄刺、杜鹊、水红子等14个种；竹类主要有慈竹、白夹竹、水竹、楠竹、斑竹等50多个竹种；草本有艾蒿、茅草、芭茅、苔藓、蕨类等；还有菌类低等植物。稀有植物有银杏、红豆、香樟、楠木、水杉等。

宣汉县截至2019年末，现有林业用地面积380万亩，森林面积350万亩，活立木储蓄量1267万立方米；宣汉县境内植被多样，野生植物3000余种，桫椤、崖柏、银杏、黄连、天麻、杜仲等国家重点保护植物达10余种。2016年完成造林面积800公顷，年末森林面积256797公顷，森林覆盖率达60.1%。

**据调查，评价区域内无需特殊保护的珍稀濒危野生动植物及名木古树。**

**2、动物资源**

宣汉县野生动物较多，兽类有麂、刺猬、果子狸、狐狸、水獭、黄鼠狼、野兔、松鼠等；鸟类有鹭鸶、鹰、鹧鸪、燕子、野鸡、斑鸠、猫头鹰、喜鹊等；蛇虫类有乌梢蛇、螳螂、蜻蜓、蜜蜂、蝴蝶、蜘蛛、蚂蚁等；水生动物有鱼、虾、蚌、蟹、蛙等。

经现场踏勘，本项目评价范围内未发现国家保护的珍稀植物分布。本项目附近的野生动物主要是适合栖息于农田、居民点周边的种类，如农田常见的啮齿类、两栖类、爬行类和画眉、麻雀等常见鸟类，无大型陆生野生动物，也无国家保护的陆生珍稀野生动物。经调查访问和沿途观察，本项目所在区域的自然植被受人为活动影响不复存在，区域内无需保护的珍稀动、植物及古树名木。

### 5.1.8 矿产资源

截至2018年，宣汉县共探测到的资源达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3000-6000亿立方米，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。

## 5.2 生态环境调查与评价

生态现状调查是生态现状评价、影响预测的基础和依据，本次工程生态现状调查的主要内容包括：生态功能区划、主要生态问题、土地利用现状、基本农田现状、植被分布现状、土壤侵蚀现状、评价区野生动植物和所在地生态敏感区分布等生态背景和生态问题。区域的主要生态问题为水土流失问题。调查查明了水土流失的成因、空间分布和发生特点。

本项目生态影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）中关于评价范围的划分原则和本项目现场踏勘调查实际情况，确定本评价范围如下：

站场及放喷池周边200m，面积38.9hm2。

### 5.2.1 生态系统类型及主要生态环境问题

本项目位于宣汉县，根据《四川省生态功能区划》（2010版），管线穿越地区的生态功能区划见下表。

表5.2-1 管线穿越的生态功能区

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **生态区** | **生态亚区** | **生态功能区** | **主要环境问题** | **服务功能** | **保护与发展** |
| 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 | 多洪灾，滑坡崩塌强烈发育，水土流失严重 | 水源涵养功能，土壤保持功能 | 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 |

本项目位于四川盆地亚热带湿润气候生态区，属于大巴山水源涵养与土壤保持生态功能区（I-3-2），该生态功能区的主导功能是水源涵养功能，土壤保持功能。面临的主要环境问题是多洪灾，滑坡崩塌强烈发育，水土流失严重。

### 5.2.2生态环境现状调查方法

**1、基础资料收集**

收集整理项目涉及区域现有生物资料，包括市志、统计年鉴以及林业、环保、水利、农业、国土资源等部门提供的相关资料，并且参考《中国植物志》《中国高等植物图鉴》《四川植物志》和《四川资源动物志》系列等专著。

**2、生物资源调查方法**

**（1）野外生态信息数据的采集与处理**

野外生态信息数据的采集主要借助HOLUXM-241蓝牙GPS记录器获取及尼康单反数码相机。HOLUXM-241蓝牙GPS纪录器可以记录高达13万个位置，每个位置都含有经度、纬度、时间和高度资料；野外生态考察中开机让记录器始终处于运行状态，每5秒自动存储一个GPS点位，以保证野外考察中生态信息采集的完整性，同时于不同生态系统及重要生态考察点上采集照片。

将野外采集的GPS轨迹及照片导入电脑，运用GPicSync软件将航迹文件中各个记录点的时间信息与照片中exif信息中的时间信息进行匹配，当某个记录点的时间与某张照片中的时间匹配时（匹配的精度可以任意设置，软件默认300秒），即认为航迹文件中这个点的坐标即为照片拍摄地点的坐标，并将这个坐标写入照片的exif信息中并形成kml格式文件。最后可在ArcGIS及Google earth中调取相应生态考察点照片并结合卫片判读考察点生态现状，同时也为土地利用、水土流失、植被类型等生态图件的编绘提供依据并校正相应图件。

**（2）GPS地面类型及植被调查取样**

GPS样点是卫星遥感影像判读各种景观类型的基础，根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，并对每个GPS取样点作如下记录：

1）GPS读出测点的海拔值和经纬度；

2）记录样点植被类型，以群系或群丛为单位，同时记录样点坡向、坡度；

3）记录样点优势植物以及观察动物活动的情况；

4）拍摄典型植被外貌与结构特征。

**（3）陆生植被调查**

在调查过程中，确定评价范围内的植物种类及资源状况、经济植物种类及资源状况、珍稀濒危植物的种类及生存状况等。实地调查采取路线调查与重点调查相结合的方法，对于没有原生植被的区域采取路线调查，在项目占地范围以及植被状况良好的区域实行重点调查；重点调查采取样方调查方法，记录评价范围内的常见植物种类，同时记录坡向、坡度、土壤、岩石类型等环境特征，拍摄典型植被外貌与结构特征；对保护植物、古树名木调查采取现场调查和民间查访相结合的方法进行；对有疑问的植物和珍稀濒危植物采集凭证标本并拍摄照片。

样方布点原则：

植被调查取样的目的是要通过样地的研究准确地推测评价范围植被的总体情况，所选取的样地要具有代表性，能通过尽可能少的抽样获得较为准确的评价范围内植被总体的特征。按照如下原则：①尽量在对生态影响较大区域内设置样地，并考虑评价范围内布点的均匀性、不同植被类型的全面性等特点；②样方设置避免对同一种植被类型进行重复设点，特别是对植物变化较大的地段进行增加设点。

样方调查方法：

根据评价范围内不同植被类型设置调查样地，并对典型样地进行拍照，对评价范围植被类型、农业生态环境、野生动植物资源进行较为详细的勘察。

乔木林样地面积为20×20m，灌草丛样地为5×5m，草丛样方设置为1×1m，根据实际情况可以略有改变。乔木林对乔木层进行全面调查，再设置小样方调查灌木层和草本层；灌草丛和草丛对样地内植物进行全面调查。本次调查共设置样地9个，涵盖乔灌草多种地类，布点情况详见表5.2-2。

**表5.2-2 项目评价范围内植被群系样方调查点分布情况**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 样方面积 | 经纬度 | 群落名称 | 关键种、建群种 | 优势种 |
| 1 | 20m×20m |  | 马尾松、柏木混交林群落 | 马尾松 | 马尾松 |
| 2 | 20m×20m |  | 马尾松、柏木混交林群落 | 柏木 | 柏木 |
| 3 | 20m×20m |  | 马尾松群落 | 麻栎 | 麻栎、青冈、栓皮栎 |
| 4 | 5×5m |  | 马桑、槲栎灌丛群落 | 槲栎 | 槲栎、毛黄栌 |
| 5 | 5×5m |  | 马桑灌丛群落 | 马桑 | 马桑 |
| 6 | 5×5m |  | 马桑、黄荆、火棘群落 | 马桑 | 马桑、黄荆、火棘 |
| 7 | 1×1m |  | 白茅草丛群落 | 白茅 | 白茅 |
| 8 | 1×1m |  | 白茅、五节芒、野古草、斑茅群落 | 白茅 | 白茅、五节芒、野古草、斑茅 |
| 9 | 1×1m |  | 芒、蕨、芒萁群落 | 芒 | 芒、蕨、芒萁 |

**（4）景观生态和生态系统类型调查**

以能够获得的近期卫星影像图为工作用图，采用路线调查法和主要景观地段重点观测相结合，区划记录评价范围不同自然景观类型、范围、特征及生态系统类型，以此分析生态系统服务功能。

**（5）陆生野生动物调查**

野生动物调查采用野外实地调查、访问、查阅相关文献资料等三种方式进行，记录到种。

资料检索法：主要收集、查阅项目区域相关科学研究和野外调查资料以及其它专家、学者发表的涉及项目区域的学术论文。应用这些文献资料时，尤其是在动物物种多样性方面，属当时调查获得的资料，直接引用或应用；属查阅资料获得的信息，如有其他文献资料佐证的也应用，否则，不应用。

访谈法：通过对当地林业及野生动物保护工作者、有野外经验的农民等进行访问和调查，与当地林业部门和林场的管理人员的有关同志进行交谈，了解当地动物的种类分布、数量情况。访谈时，先让访谈对象列举在当地见过哪些动物，再请其初步描述动物的形态特征和生活习性，最后提供动物图片供其辨认以确定具体种类。访谈时，调查人员避免诱导性提问，尽可能获得客观信息。调查人员对访谈对象提供的信息进行综合分析，确定物种的有无情况。访谈法可以快速了解野生动物在调查范围内的种类、分布情况及大致数量等信息，是对野外调查的重要补充，有利于了解整个评价区的动物资源状况。

野外实地调查方法：主要为样线法，辅以样方法进行，具体如下：

1）兽类

在评价区及项目周边内采用样线法进行调查，现场记录遇见的动物，并对粪便、毛发、脚印和其它痕迹进行采样及识别。小型兽类调查采用设置样方法，并在样方内用铗日法进行调查；调查主要哺乳动物的种类时，则以现地调查结合座谈访问为主，并参考《四川兽类原色图鉴》进行确认，同时结合文献资料进行整理和分析。

2）鸟类

在评价区及项目周边内用样线法统计调查鸟类鸣声、羽毛和个体等行经，同时结合文献资料确定其种类组成及其种群数量。此外对珍稀鸟类或大型鸟类则进行访问调查，并参考《四川鸟类原色图鉴》进行确认，同时结合文献资料进行整理和分析。

3）两栖、爬行类

两栖、爬行动物行动慢，活动范围小，对水环境的依赖性强，采用沿评价区及项目周边附近溪河布设样线，辅以足够数量的样方于傍晚进行调查，依据看到的动物实体或痕迹并结合访问、文献资料进行分析整理，并参考《四川两栖类原色图鉴》《四川爬行类动物原色图鉴》确定其种类。

本项目陆生野生动物调查主要采用资料检索法，综合实地调查、访问调查和资料查阅，通过分析归纳和总结，得出项目区及其周边地区动物物种、种群数量和分布资料，为评价和保护提供科学依据。

**3、生态制图**

在现场调查和群系样地调查的基础上，采用GPS、RS和GIS相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，统计评价范围内各植被类型、面积、土地利用现状类型及数量。完成数字化的植被类型图和土地利用现状图及土壤侵蚀图，进行景观质量和生态环境质量的定性和定量评价。

本次研究选用国产资源卫星zy-3卫片，融合后地面精度为2.1m，采用地表植被特征的“近红外、红外、绿”三个波段，其中植被影响主要反映为红色。植被类型不同，色彩和色调都发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型以及农田、居民用地等地面类型。同时也参考了美国wordview卫片作为参考，分辨率1.24米能较好地满足调查需求，但是，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不能单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合路线调查记录和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

评价范围内植被概况见表5.2-3及《附图 评价区植被类型图》。

**表5.2-3 评价范围内主要植被类型面积统计表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 植被类型 | （面积hm2） | 百分比（%） |
| 以马尾松、柏木为主的针叶林植被 | 8.2 | 20.96 |
| 以麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨等为主的阔叶林植被 | 13.0 | 33.5 |
| 以槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木为主的灌丛植被 | 1.9 | 4.84 |
| 以白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等为主的草丛植被 | 2.3 | 5.89 |
| 水稻为主的水田作物植被 | 1.5 | 3.95 |
| 玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主的旱地作物植被 | 8.3 | 21.4 |
| 无植被 | 3.7 | 9.46 |
| 合计 | 38.9 | 100 |

由表5.2-3可看出，本次评价范围内以麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨等为主的阔叶林植被占比最大，占评价面积的33.5%，其次为玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主的旱地作物植被，占评价面积的21.4%，以马尾松、杉木、柏木为主的针叶林植被，占评价面积的20.96%，其余类均低于10%，综上，本项目评价范围植被类型主要以阔叶林植被、旱地植被占优。

**（2）评价范围土地利用现状**

评价范围内土地利用概况见表5.2-4及《附图 评价区土地利用现状图》。

**表5.2-4 本次评价范围内土地利用现状情况**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 土地利用类型 | （面积hm2） | 百分比（%） |
| 水田 | 0.8 | 2.01 |
| 旱地 | 8.6 | 22.17 |
| 乔木林地 | 24.5 | 62.96 |
| 灌木林地 | 0.8 | 1.97 |
| 其他草地 | 0.4 | 1.08 |
| 坑塘水面 | 1.5 | 3.98 |
| 住宅用地 | 0.6 | 1.43 |
| 公路用地 | 0.3 | 0.83 |
| 工业用地 | 1.4 | 3.57 |
| 合计 | 38.9 | 100 |

由表2.2-4看出，本次评价范围内乔木林地24.5hm2，占评价范围的62.96%，旱地8.6hm2，占评价范围的22.17%，其余地类均低于5%。综上，本次评价范围内土地类型以乔木林地和旱地为主。

**（3）****评价范围土壤侵蚀特点**

1）土壤侵蚀强度分类与遥感影像特征

参照《生态环境状况评价技术规范》（HJ192-2015，2015-03-13）、《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007，2008-01-04）中侵蚀强度分级参考指标（表5.2-5），以气候、地表物质组成、植被覆盖度、土地利用现状、水土保持措施及地形因素中的沟谷密度、坡度等因素为划分依据，将评价范围内土壤侵蚀划分为4个等级。评价范围土壤侵蚀现状见表5.2-6及《附图 评价区土壤侵蚀图》。

**表5.2-5 土壤侵蚀强度分级指标**

|  |  |
| --- | --- |
| **侵蚀等级** | **侵蚀模数（t/km2.a）** |
| 微度侵蚀 | ＜500 |
| 轻度侵蚀 | 500～2500 |
| 中度侵蚀 | 2500～5000 |
| 强度侵蚀 | 5000～8000 |
| 极强度侵蚀 | 8000～15000 |
| 剧烈侵蚀 | ＞15000 |

**表5.2-6 评价范围内土壤侵蚀状况表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **土壤侵蚀强度** | **面积（hm2）** | **百分比（%）** |
| 微度侵蚀 | 28.3 | 72.83 |
| 轻度侵蚀 | 8.3 | 21.24 |
| 中度侵蚀 | 0.9 | 2.29 |
| 强烈侵蚀 | 0.2 | 0.44 |
| 合计 | 38.9 | 100 |

从表5.2-6可看出，本次评价范围内以微度侵蚀为主，其次为轻度侵蚀及中度侵蚀。

评价范围内土壤侵蚀主要原因包含自然因素和人为因素，其中：

1）自然因素

造成水土流失的自然因素主要有降雨、地形地貌、植被、地质、土壤等因素。

降雨：降雨历时短，强度大，年平均降水量1132.69mm。

地形地貌：评价范围周围以中低山为主，坡面长，地面径流汇集速度快，冲刷力强，加剧水土流失。

2）人为因素

由于种种历史原因，一些群众对水土保持工作认识不足，只顾眼前经济利益，不顾长远生态效益，毁林开荒、乱砍滥伐等现象依然存在，重开发、轻治理，在开发建设和生产活动中无论是单位或个人都忽视水土保持措施，造成新的水土流失和破坏。

1. **植被覆盖度分布特征**

根据遥感解译结果，参照《生态环境状况评价技术规范》（HJ192-2015，2015-03-13）、《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007，2008-01-04），评价区及项目周边植被覆盖度划分为高覆盖度（>70%）、中高覆盖度（50%～70%）、中覆盖度（30%～50%）三个级别，栽培植被不分等级，植被覆盖度分布特征及解译结果见下表。

**表5.2-7 植被覆盖度分布面积统计表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 植被覆盖度类型 | 评价区范围 | |
| 面积（hm2） | 占比（%） |
| 高覆盖度植被 | 21.2 | 54.46 |
| 中高覆盖度植被 | 1.9 | 4.84 |
| 中覆盖度植被 | 2.3 | 5.89 |
| 栽培植被 | 9.9 | 25.35 |
| 无植被 | 3.7 | 9.46 |
| 总计 | 38.9 | 100.00 |

项目区属中亚热带湿润季风气候区，植被区划处于亚热带常绿阔叶林区域，水热条件较好，植被总体覆盖度较高。从解译结果看，评价区及项目周边范围内，高覆盖度植被主要分布在针叶林及阔叶林区，群落多为乔灌草三层，综合覆盖度较高；中高覆盖度植被主要为稀疏乔木林及灌丛植被分布区，群落结构多为灌草两层；中覆盖度多为草丛植被分布区。

### 5.2.3项目区域植被概况

项目区域位于四川省达州市宣汉县。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，海拔高度一般为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℃，1月平均温5~6℃，比川中方山丘陵区气温低，而年温差较大。年降水量在1000毫米以上，比川中方山丘陵区多，但季节分配不均匀，雾日较少，无霜期约为290天，有春早秋千、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项，由麻栎、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，早地以玉米、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。

**（2）维管束植物组成情况**

经过查阅相关资料及野外调查，结合标本鉴定和历史资料的查阅，项目区域内维管植物有139科524属925种：其中蕨类植物9科18属31种，裸子植物5科7属9种，被子植物125科499属885种（蕨类植物采用秦仁昌1978系统，裸子植物采用郑万均1961系统，被子植物采用克朗奎斯特1981系统）。

**表5.2-8 评价区维管植物科属种统计表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 门类 | | 科数 | 占比(%) | 属数 | 占比(%) | 种数 | 占比(%) |
| 蕨类植物 | | 9 | 6.47 | 18 | 3.44 | 31 | 3.35 |
| 种子  植物 | 裸子植物 | 5 | 3.60 | 7 | 1.34 | 9 | 0.97 |
| 被子植物 | 125 | 89.93 | 499 | 95.22 | 885 | 95.68 |
| 合计 | | 139 | 100.0 | 524 | 100.0 | 925 | 100.0 |

项目区域维管植物组成以被子植物为优势，分别占评价区及项目周边维管植物科属种总数的89.93%、95.22%和95.68%。常见的优势物种有马尾松*P.massoniana*、杉木Cunninghamia *lanceolata* *(Lamb.)Hook.*、柏木*Cupressus* *funebris* *Endl.、*蔷薇*Rosa* *sp.*、白茅*mperata* *cylindric*等。

**（3）种子植物按属分类**

根据吴征镒对中国种子植物属的分布区类型划分方案，对项目区域种子植物属进行归类统计，见表5.2-9。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 分布区类型及其变型 | 属数 | 所占比例%（\*） |
| 1.世界分布 | 43 | 8.55 |
| 2.泛热带 | 80 | 15.81 |
| 3.热带亚洲和热带美洲间断分布 | 18 | 3.58 |
| 4.旧世界热带分布 | 18 | 3.56 |
| 5.热带亚洲至热带大洋洲分布 | 14 | 2.77 |
| 6.热带亚洲至热带非洲分布 | 25 | 3.89 |
| 7.热带亚洲（印度-马来西亚） | 44 | 7.51 |
| 8.北温带 | 98 | 19.37 |
| 9.东亚和北美洲间断分布 | 33 | 6.52 |
| 10.旧世界温带 | 37 | 7.31 |
| 11.温带亚洲分布 | 9 | 1.87 |
| 12.地中海区、西亚至中亚分布 | 7 | 1.38 |
| 13.中亚分布 | 1 | 0.16 |
| 14.东亚分布 | 72 | 14.23 |
| 15.中国特有 | 6 | 1.19 |
| 合计 | 506 | 100 |

注：“\*”不含世界广布类型

上表的统计结果来看，项目区域热带分布区类型属（2-7）含有199属，占项目区域非世界分布种子植物总属数的39.35%，具有代表性的属有冬青属*Ilex*、柃木属*Eurya*、凤仙花属*Impatiens*、醉鱼草属*Buddleja*等；温带分布区类型（8-14）含有257属，占评价区及项目周边非世界分布种子植物总属数的50.84%，具有代表性的有胡颓子属*Elaeagnus*、胡桃属*Juglans*、报春花属*Primula*、杜鹃属*Rhododendron*、胡枝子属*Lespedeza*、接骨木属*Sambucus*、楤木属*Aralia*、马桑属*Coriaria*、荚蒾属*Viburnum*、栎属*Quercus*、蔷薇属*Rosa*、忍冬属*Lonicera*、香青属*Anaphalis*等；中国特有植物属6属，占1.19%，分别是喜树属*Camptotheca*、杉木属*Cunninghamia*、银杏属*Ginkgo*、水杉属*Metasequoia*、慈竹属*Neosinocalamus*、通脱木属*Tetrapanax*。从属的分布区类型来看，区域内种子植物区系成分以北温带分布、东亚分布、泛热带分布、东亚和北美洲间断分布、旧世界温带所代表的温带成分为主，同时热带成分也有近四分之一的比例，反映出项目区域种子植物在属级水平上区系性质的复杂性，种子植物温带分布属显著多于其他区系成分，因此项目区域种子植物带有极其明显的温带成分性质，这与项目区域所处的“亚热带常绿阔叶林区域—川东盆地及川西南山地常绿阔叶林地带（东部常绿阔叶林亚区域）—川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带—盆边北部中山植被地区（北亚热带常绿、落叶阔叶混交林地带）—大巴山植被小区（秦、巴山地丘陵，栎类林、巴山松、马尾松林区）”气候条件相符。

### 5.2.4评价范围陆生植被现状调查

**1、评价范围内植被概况**

现场调查情况，评价区及项目周边地带性植物为亚热带常绿阔叶林，植被覆盖度较高，亚热带针叶林、阔叶林植被，亚热带灌丛、热性草丛植被较常见，有明显的热带特征，评价区及项目周边内天然植被和人工栽植植被均广泛分布。

**2、植物群落结构及演替规律**

评价区及项目周边植物群落主要为乔木、灌木、草本为主的结构特征，其中乔木群落结构多为乔灌草三层植被，灌木群落结构多为灌草双层植被，草本群落则多为草丛单层植被。群落自然演替规律总体呈现草本-灌丛-乔木方向演替。同时，随着近年退耕还林等人为活动影响，还存在草本-园地、草本-乔木、灌丛-乔木、旱地-园地、旱地-乔木等结构演替，总之，项目区植物群落总体朝向生物多样性更加复杂、生产力和生物量更加丰富、生态系统结构更加稳定的方向演变。

**3、项目评价范围内主要植被类型**

采用查阅区域相关资料与实地踏勘对评价区及周边植被进行调查。重点采用样方调查对评价范围内植被进行实地调查，结合卫星影像解译成果，参考现有的资料和文献，根据各类群落的特征，按照吴征镒等《中国植物志》《四川植物志》中对四川的自然、人工植被的分类系统，划分出评价区及项目周边域内不同的植被类型，形成植被分类系统。评价区及项目周边自然植被涉及3种植被型组，5种植被型和9种群系，自然植被分类见表5.2-10。

**表5.2-10 工程评价区及项目周边植被分类系统**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 自然植被 | 植被型组 | 植被型 | 群系 | 群系拉丁名 |
| 针叶林 | 暖性针叶林 | 马尾松林 | Form. *Pinus* *massoniana* |
| 柏木林 | Form.*Cupressusfunebris* |
| 阔叶林 | 落叶阔叶林 | 麻栎、青冈、栓皮栎群系 | Form.*Quercus acutissima Carruth.+TCyclobalanopsis glauca*(Thunb.) Oerst*.+Quercus variabilis* Bl. |
| 灌丛和灌 草丛 | 阔叶灌丛 | 槲栎灌丛群系 | Form.*Quercus aliena* |
| 马桑灌丛群系 | Form.*Coriaria nepalensis* |
| 马桑、黄荆、火棘灌丛群系 | Form.*Coriaria nepalensis+Vitex negundo+Pyracantha fortuneana* |
| 草丛 | 白茅草丛群系 | Form. *Imperata cylindric* |
| 白茅、五节芒、野古草、斑茅草丛群系 | Form.*Imperata cylindrica.+ Miscanthus floridulus+Arundinella anomala+Saccharum arundinaceum* |
| 芒、蕨、芒萁草丛群系 | Form.*Miscanthus sinensis+P.Aquilinum+Dicranopteris dichotoma*(Thunb.)Bernh. |
| 人工植被 | 1、一年两熟水田作物组合型 | | | |
| 2、一年两熟旱地作物组合型 | | | |
| 3、经果林植被（苹果、川梨、枇杷、桃、木瓜、樱桃、李、核桃、柑橘、柚子等） | | | |

**Ⅰ森林植被**

①马尾松林(Form.*P.massoniana*)

评价区及项目周边的马尾松(*P.massoniana*)林为人工起源，多呈块状或片状分布在评价区及项目周边所在山体中、上部砂页岩发育的黄壤地段上，在评价区及项目周边广泛分布。群落外貌呈翠绿色，林冠整齐，层次分明。主要以纯林为主，乔灌层次分明。乔木层较少，主要有杉木、板栗(*Castanea* *mollissima*)、江南桤木、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柏木林(Form.*Cupressus funebris* Endl.)

柏木对土壤的适应性较强，喜肥沃、湿润、深厚、排水良好的土壤，能耐干旱瘠薄，亦能稍耐水湿。中性、微酸性及钙质土均能生长。特别在土层浅薄的钙质紫色土和黑色石灰土上其它乔木不易生长的地区，柏木却生长良好。在土壤瘠簿干旱和基岩裸露地区，常呈疏林状态，酸性黄壤及红壤上虽能生长，但生长极缓慢。

该类型在评价区及项目周边广泛分布，多为人工栽种的用材林，柏木群落外貌整齐，生境岩石多有裸露，风化较为严重。乔木层主要为柏树，高7～9m不等，胸径8～25cm。除柏木外，乔木层中常混生有枫香、响叶杨等阔叶树种，但其优势程度低于柏木，且多为幼树。灌木、草本层种类不多，有化香、黄连木、黄荆、牡荆、马桑、铁仔、短柄枹栎、火棘、悬钩子、八角金盘、山胡椒等，草本有以黄茅、白茅、香茅为主的亚热带草丛。

③麻栎、青冈、栓皮栎群系(Form.*Quercus acutissima* Carruth.*+TCyclobalanopsis glauca*(Thunb.)Oerst.*+Quercus variabilis* Bl.)

该植被类型是评价区及周边房前屋后分布较广的植被类型，多为人工栽培，是一个生态幅度较大的森林类型，在不同气候类型的影响下，该植被类型生长发育都较好，表现出较强的适应性。这种较强的适应性，也表现在对林地的地形、岩石及土壤等环境无严格的选择上，常有慈竹混生，林内平均胸径25厘米，树高介于10-20米。常受到人类活动地影响，林下灌木极少。林下灌木主要为烟管荚蓬、火棘、蔷薇、盐肤木、映山红、铁仔、毛黄栌等分布。

草本植物稍多，主要种类有狗牙根（*Cynodon dactylon*）、马唐（*Digitaria sanguinalis*）、酢浆草（*Oxalis corniculata*）、堇菜（*Viola spp.*）、车前（*Plantgo asiatica*）、欧夏枯草（*Prunella vulgaris*）、龙牙草（*Agrimonia pilosa*）、蕺菜（*Houttuynia cordata*）、紫花地丁(*Viola philippica*)、风轮菜(*Clinopodium chinensis*)、茅叶荩草(*Arthraxon lanceoltus*)、阿拉伯婆婆纳(*Veronica persica*)、日本金星蕨(*Parathelypteris japonica*)、问荆(*Equisetum arvense*)、马鞭草(*Verbena officinalis*)、狗牙根(*Cynodondactylon*)、稗(*Echinochloa crusgalli*)、球米草(*Oplismehus compositus*)、蜈蚣草(*Pteris vittata*)、三叶鬼针草(*Bidens pilosa*)、野艾蒿(*Artemisia lavandulaefolia*)等。

**Ⅱ 灌丛植被**

①槲栎灌丛（Form.*Quercus aliena*）

槲栎灌丛在评价区及项目周边内分布于青冈麻栎林向灌草丛过渡的地带，其中以槲栎（*Quercus aliena*）和毛黄栌（*Cotinus coggygria var.pubescens*）分布量居多、盖度居大，该灌丛平均高度为2m-3m，灌丛下草本层生长稀疏，盖度通常低于10%，数量较多的草本植物有栗褐苔草（*Carex brunnea Thunb.*）、披针叶苔草（*Carex lanceolata Boott*）、黄茅（*Heteropogon contortus*）、画眉草（*Eragrostis pilosa(L.)Beauv.*）等。

②马桑灌丛（Form.*Coriaria nepalensis*）

主要分布于评价区及项目周边山体下部地带和河岸地带。群落外貌呈绿色，丛状，参差不齐。盖度30%~50%，也有达70%的，除马桑外，主要由黄荆、火棘、盐肤木（*Rhus chinensis*）、金山荚蒾（*Viburnum chinshanense*）等，也常在灌丛中占一定数量。

草本层植物一般种类较少，盖度20%~40%。主要优势种有垂穗鹅观草（*Roegneria nutans*）、早熟禾（*Poa annua*）、芒草等禾草构成。

④马桑、黄荆、火棘群系（Form.*Coriaria nepalensis+Vitex negundo+Pyracantha fortuneana*）

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、火棘灌丛在评价区及项目周边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、火棘为优势种，平均高度2.5m。其他灌木种类有盐肤木、野桐（*Mallotus japonicus var. floccosus*）、川莓、山合欢、多种悬钩子、美丽胡枝子（*Lespedeza formosa*）、山胡椒（*Lindera sp.*）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。狗哇花（*Heteropappus hispidus*）、千里光（*Senecio scandens* Buch.-Ham. ex D.Don）、糙苏（*Phlomis umbros*a）、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）、草莓（*Fragaria ananassa* Duch.）、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。

**Ⅲ草丛植被**

①白茅草丛(Form. *Imperata* *cylindric*)

该群落分布于路旁河谷、山坡上，生境向阳、比较干旱，受人为影响较强。

群落外貌高低不齐，总盖度约50％，除优势种白茅、五节芒外，其它草本植物尚有金发草芒萁、蕨、香青、荩草、野古草、蔗茅(*Erianthus* *rufipilus*)、狗牙根(*Cynodon* *dactylon*)、糯米团(*Memorialis* *hirta*)、苦买菜(*Ixeris* *spp.*)、风轮菜(*Clamintha* *chinensis*)、菝葜。

②白茅、五节芒、野古草、斑茅群系（*Form.Imperata cylindrica.+Miscanthus floridulus+Arundinella anomala+Saccharum arundinaceum*）

白茅占优势所组成的灌草丛，在我国分布范围较广，主要在热带和亚热带，向北可以分布到华北地区，这是一类最常见的阳性禾草，常布满于撂荒地及火烧后的林地。

白茅灌草丛可出现在河谷、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。由于白茅的生活力很强，因而可以在不同的生境条件下出现。白茅对土壤的酸碱度要求亦不大严格，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。

评价范围及周边白茅草本层的高度为60-80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、蛇含委陵草、鸡眼草、芒、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、肖梵天花及麻栎、白栎幼树等。

③芒、蕨、芒萁群系（*Form.Miscanthus sinensis+P.Aquilinum+Dicranopteris dichotoma(Thunb.)Bernh.*）

本灌草丛在评价区及项目周边内分布广泛，在大部分酸性土地区均有分布，本群落为植被受到严重破坏，乔木、灌木很难恢复的情况下形成的一类灌草丛，尤其是在强度火烧山后出现。群落的特征主要由蕨类和禾本草为主的草本植物组成，灌木稀少。常见的草本植物有芒、蕨、铁芒萁、牛尾蒿、狗脊、荩草、石松等种类，禾本草主要有四脉金茅、野古草、白茅、雀稗、芒、荻等。其他草本植物有珍珠菜，毛果一枝黄花、三脉紫菀、鸡眼草及野棉花等。

**Ⅳ栽培植被**

栽培植被指人类在自然环境中，根据人类生产、生活的需要，通过人为的经营、管理措施而培育形成的植被类型。在评价区及项目周边域，栽培植被主要为以农业技术措施为主培育形成的农田植被以及具有一定经济效益的经济林木。现分别就各类栽培植被分析如下：

（1）农田植被

①一年两熟水稻作物

属于草本类型大田农作物型水田作物亚型，此类型对水利灌溉要求较高，主要分布在丘谷、河流两旁等地区。在水利条件好的地区水稻收割后可种植一季油菜、豆类等，而在部分地区，由于灌溉达不到要求只种植一季水稻。

②一年两作为主的蔬菜组合

属于草本类型蔬菜作物型旱地作物亚型，本组合型广泛分布于亚热带范围内，对灌溉要求不是很严格，本地组成蔬菜作物的建群种，有白菜、卷心菜、花椰菜、芥菜等白菜类，大头菜、萝卜、胡萝卜、洋葱、蒜、姜等根茎类、鳞茎类蔬菜，韭菜、葱、蒜、苋菜、芹菜、菠菜、莴笋等绿叶蔬菜，马铃薯、芋头等薯类，茄子、辣椒等茄果类，黄瓜、菜瓜、冬瓜、南瓜、葫芦、苦瓜、丝瓜等瓜类，豇豆、豌豆、蚕豆、大豆、菜豆等豆类，以及花生、油菜等油料作物。

③以玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主的作物组合

属于草本类型大田农作物型旱地作物亚型，广泛分布于四川盆地边缘的丘陵地区。小春作物以小麦、豌豆为主，深丘上部种有马铃薯，多为一年两熟类型，调查区域内局部灌溉条件较差的地方实行这种作物组合。

（2）经济林木

常见种植的种类有苹果(*Malus pumila*)、川梨(*Pyrus* *pashia*)、枇杷(*Eriobotryajaponica*)、桃(*Amygdalus* *persica*)、木瓜(*ChaenomelessinensisKoehne*)、樱桃(*Cerasus pseudocerasus*)、李(*Prunus salicina*)、核桃(*Juglans regia*)、柑橘(*Citrus reticulata*)、柚子(*Citrus grandis*)等经济果树。

与栽培植被共存的还有各种农田杂草及田间灌草丛，它们在农闲，轮作间歇期，或者农田管理不善时，成为栽培植被的主要替代者，此时即为杂草丛生的农田外貌，杂草以禾本科、菊科、莎草科、豆科、蓼科、唇形科植物为主。常见种类有蜈蚣草、三叶鬼针草、艾蒿、土牛膝、打破碗花花、猪殃殃、反枝苋、问荆、繁缕、蒲公英、土牛膝、毛茛、雀稗、光头稗、狗牙根、牛鞭草、空心莲子草、白花碎米荠、醴肠等。

项目评价范围陆生植被调查及样方现场照片见图4.3-1。

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

评价范围陆生植被样方记录表如下：

**样方1 马尾松、柏木混交林群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 917 | 土壤类型 | 壤土 | 坡度 | 5 | 坡向 | SW |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 乔木层 | 马尾松（*Pinus massoniana*） | 15 | | | 24 | 13 | | 4\*3 | 盛 |
| 柏木（*Form. Cupressus funebris*） | 8 | | | 15 | 12 | | 2\*2 | 盛 |
| 灌木层 | 铁仔（*Myrsine africana*） | 1.5 | | | 14 | 1.4 | |  | 盛 |
| 小果蔷薇（*Rosa cymosa*） | 1.0 | | | 10 | 1.4 | |  | 盛 |
| 乌泡子（*Rubus parkeri*） | 1.2 | | | 8 | 1.0 | |  | 盛 |
| 金山荚蒾（*Viburnum chinshanense*） | 1.4 | | | 4 | 1.2 | |  | 中 |
| 草本层 | 白茅*Imperata cylindrica.* | 0.6 | | | Soc |  | |  |  |
| 五节芒*Miscanthus floridulus* | 0.40 | | | Cop1 |  | |  |  |
| 芒*Miscanthus sinensis* | 0.25 | | | Sp. |  | |  |  |

**样方2 青冈、柏木、马尾松混交林群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 905 | 土壤类型 | 碱性土 | 坡度 | 10 | 坡向 | SW |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 乔木层 | 马尾松（*Pinus massoniana*） | 12 | | | 15 | 13 | | 3\*3 | 盛 |
| 柏木（*Form. Cupressus funebris*） | 8 | | | 15 | 12 | | 2\*2 | 盛 |
| 青冈（*TCyclobalanopsis glauca(Thunb.)Oerst*.*）* | 7 | | | 2 | 8 | | 2\*3 | 盛 |
| 灌木层 | 白栎（*Quercus fabri*） | 1.4 | | | 9 |  | |  | 盛 |
| 盐肤木（*Rhus chinensis*） | 7 | | | 7 | 1.5 | |  | 盛 |
| 马桑（*Coriaria nepalensis*） | 1.2 | | | 8 | 1.0 | |  | 盛 |
| 胡枝子*（Lespedeza bicolour*） | 1.2 | | | 8 | 2.0 | |  | 中 |
| 铁仔（*Myrsine africana*） | 1.2 | | | 3 | 1.5 | |  | 盛 |
| 草本层 | 黄花蒿（*Artemisia annua*） | 0.95 | | | Soc |  | |  |  |
| 白茅*Imperata cylindrica.* | 0.55 | | | Soc |  | |  |  |
| 五节芒*Miscanthus floridulus* | 0.45 | | | Cop1 |  | |  |  |
| 芒*Miscanthus sinensis* | 0.25 | | | Sp. |  | |  |  |
| 三褶脉紫菀（*Aster ageratoides*） | 0.6 | | | Sp |  | |  |  |

**样方3 马尾松、青冈、栓皮栎混交林群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 918 | 土壤类型 | 壤土 | 坡度 | 6 | 坡向 | W |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 乔木层 | 马尾松（*Pinus massoniana*） | 10 | | | 6 | 7 | | 2\*1 | 盛 |
| 麻栎（*Quercus acutissima*） | 7 | | | 12 | 11 | | 4\*4 | 盛 |
| 青冈（*TCyclobalanopsis glauca(Thunb.)Oerst*.*）* | 12 | | | 4 | 10 | | 3\*4 | 盛 |
| 栓皮栎（*Quercus variabilis Bl.*） | 13 | | | 3 | 9 | | 2\*3 | 盛 |
| 灌木层 | 马桑(*Coriaria nepalensis*)、 | 1.2 | | | 10 |  | |  | 盛 |
| 豪猪刺(*Berberis julianae*) | 1.2 | | | 7 | 1.5 | |  | 盛 |
| 盐肤木（*Rhus chinensis*） | 1.4 | | | 8 | 1.5 | |  | 中 |
| 刺红珠(*Berberis dictyophylla*) | 1.2 | | | 3 | 2.0 | |  | 盛 |
| 胡颓子（*Elaeagnus pungens Thunb.*） | 1.2 | | | 3 | 1.5 | |  | 盛 |
| 草本层 | 蒿（*Artemisia*） | 0.95 | | | Cop2 |  | |  |  |
| 白茅（*Imperata cylindrica (L.) Beauv.*） | 0.85 | | | Cop2 |  | |  |  |
| 芒萁(*Dicranopteris dichotoma*) | 0.4 | | | Cop1 |  | |  |  |
| 聚花过路黄*Lysimachia congestiflora Hemsl.* | 0.25 | | | Sol. |  | |  |  |
| 蕺菜*Houttuynia cordata Thunb* | 0.6 | | | Un. |  | |  |  |
| 荩草（*Gramineae*） | 1.2 | | | Un. |  | |  |  |
| 层外 | 托柄菝葜(*Smilax discotis*)、鞘柄菝葜(Smilax stans)、三叶木通(*Akebia trifoliata*)、三裂蛇葡萄(*Ampelopsis delavayana*)、爬山虎(*Parthenocissus tricuspidata*) | | | | | | | | |

**样方4 槲栎灌丛群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  |  | 920 | 土壤类型 | 酸性土 | 坡度 | 5 | 坡向 | WS |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 灌木层 | 槲栎（*Quercus aliena*） | 1.4 | | | 16 | 2.7 | |  | 盛 |
| 毛黄栌（*Cotinus coggygria var.pubescens*） | 2.0 | | | 8 | 1.9 | |  | 中 |
| 草本层 | 栗褐苔草（*Carex brunnea Thunb.*） | 0.95 | | | Soc |  | |  |  |
| 披针叶苔草（*Carex lanceolata Boott*） | 0.85 | | | Cop2 |  | |  |  |
| 黄茅（*Heteropogon contortus*） | 1.2 | | | Sp |  | |  |  |
| 画眉草（*Eragrostis pilosa(L.)Beauv.*） | 0.5 | | | Sol. |  | |  |  |

**样方5 马桑灌丛群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 924 | 土壤类型 | 碱性土 | 坡度 | 7 | 坡向 | W |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 灌木层 | 马桑（*Coriaria nepalensis*） | 1.4 | | | 11 | 1.4 | |  | 中 |
| 黄荆（*Vitex negundo L.*） | 1.3 | | | 4 | 1.0 | |  | 中 |
| 火棘（*Pyracantha fortuneana (Maxim.) Li*） | 1.2 | | | 3 | 2.0 | |  | 盛 |
| 盐肤木（*Rhus chinensis*） | 1.4 | | | 2 | 1.5 | |  | 中 |
| 金山荚蒾（*Viburnum chinshanense*） | 1.3 | | | 4 | 1.0 | |  | 中 |
| 草本层 | 垂穗鹅观草（*Roegneria nutans*） | 0.95 | | | Soc |  | |  |  |
| 早熟禾（*Poa annua*） | 0.85 | | | Sp |  | |  |  |
| 芒草（Miscanthus） | 0.4 | | | Sp |  | |  |  |

**样方6 马桑、黄荆、火棘群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  |  | 975 | 土壤类型 | 壤土 | 坡度 | 5 | 坡向 | EN |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 灌木层 | 火棘*Pyracantha fortuneana* | 1.3 | | | 8 | 1.5 | |  | 盛 |
| 黄荆*Vitex negundo* | 1.5 | | | 10 | 1.0 | |  |  |
| 马桑*Coriaria nepalensis* | 1.2 | | | 19 | 1.0 | |  | 中 |
| 美丽胡枝子*Lespedeza formosa* | 1.2 | | | 3 | 2.0 | |  | 盛 |
| 山胡椒*Lindera sp.* | 1.1 | | | 4 | 1.0 | |  | 中 |
| 草本层 | 聚花过路黄*Lysimachia congestiflora Hemsl.* | 0.25 | | | Sol. |  | |  |  |
| 蕺菜*Houttuynia cordata Thunb* | 0.6 | | | Un. |  | |  |  |
| 草莓*Fragaria ananassa Duch.* | 0.4 | | | Un. |  | |  |  |
| 葎草*Humulus scandens* | 0.4 | | | Un. |  | |  |  |
| 毛蕨*Cyclosorus interruptus (Willd.) H. Ito* | 0.25 | | | Un. |  | |  |  |
| 铁角蕨*Asplenium trichomanes* | 0.6 | | | Un. |  | |  |  |

**样方7 白茅草丛群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 934 | 土壤类型 | 酸性土 | 坡度 | 10 | 坡向 | S |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 草本层 | 白茅（*Imperata cylindrical var. major*） | 0.95 | | | Soc |  | |  |  |
| 蜈蚣草（*Eremochloa ciliaris (Linn. ) Merr.*） | 0.85 | | | Cop1 |  | |  |  |
| 凤尾蕨（*Pteris cretica L. var. nervosa (Thunb.) Ching et S. H. Wu*） | 0.4 | | | Sp |  | |  |  |
| 看麦娘（*Alopecurus aequalis Sobol.*） | 0.8 | | | Sp |  | |  |  |
| 问荆（*Equisetum arvense L.*） | 0.6 | | | Sp |  | |  |  |

**样方8 白茅、五节芒、野古草、斑茅群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 916 | 土壤类型 | 壤土 | 坡度 | 25 | 坡向 | WS |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 草本层 | 白茅*Imperata cylindrica.* | 0.55 | | | Soc |  | |  |  |
| 五节芒*Miscanthus floridulus* | 0.45 | | | Cop1 |  | |  |  |
| 芒*Miscanthus sinensis* | 0.25 | | | Sp. |  | |  |  |
| 黄背草*Themeda triandra Forsk. Var. Japonica* | 0.25 | | | Sol. |  | |  |  |
| 聚花过路黄*Lysimachia congestiflora Hemsl.* | 0.25 | | | Sol. |  | |  |  |
| 蕺菜*Houttuynia cordata Thunb* | 0.6 | | | Un. |  | |  |  |
| 野古草*Arundinella anomala* | 0.6 | | | Un. |  | |  |  |
| 斑茅*Saccharum arundinaceum* | 0.45 | | | Un. |  | |  |  |

**样方9 芒、蕨、芒萁群落样方表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 坐标 |  | 海拔（m） | 949 | 土壤类型 | 壤土 | 坡度 | 5 | 坡向 | ES |
|  | 中文名（拉丁名） | 平均高度m | | | 株数/多度 | 平均胸径cm | | 平均  冠幅 | 茂盛  度 |
| 草本层 | 芒*Miscanthus sinensis* | 0.85 | | | Cop1 |  | |  |  |
| 蕨*P.Aquilinum* | 0.55 | | | Sp. |  | |  |  |
| 牛尾蒿*Artemisia dubia Wall. ex Bess.* | 0.4 | | | Sol. |  | |  |  |
| 芒萁*Dicranopteris dichotoma(Thunb.)Bernh.* | 0.4 | | | Sol. |  | |  |  |
| 荩草*Arthraxon hispidus (Thunb.) Makino* | 0.25 | | | Sol. |  | |  |  |

**4、项目评价范围植被的基本特征**

根据对评价范围进行的植被考察和若干重点地区代表类型的样方调查，可知区域内植被具有以下特征：

（1）植被次生性明显

评价范围在植被带谱上应为常绿阔叶林类型，但现有的常绿阔叶林面积很少，只有在人烟稀少、田头地角有残存的常绿阔叶林。评价区及项目周边山体中上部经过近年来的人工造林和封山育林等工程，许多地方已经蔚然成林，多为山地针叶林带或者针叶阔叶混交林带，主要是以马尾松、杉木、柏木为主的针叶林植被，以麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、桤木、响叶杨等为主的阔叶林植被带，其群落结构大多具备有乔木、灌木、草本、地衣层，覆盖度基本保持在70%左右。次生灌丛则以盐肤木、黄荆、火棘、马桑、胡枝子、荚蒾、杨桐、蛇莓、算盘子、南天竹为主要的优势群落，草本优势种群主要是白茅、五节芒、野古草、斑茅、婆婆针、飞蓬、蛇莓、夏枯草、蛇含委陵草、鸡眼草、芒萁、车轴草。在评价区及项目周边海拔400m以下、坡度较缓的地带均已毁林开荒种植粮食作物，导致水土流失，自然条件发生变化，农业植被或者荒芜逐渐代替自然植被。

地带性常绿阔叶林的消失，使蕴藏其中的大部分珍稀动植物失去生存繁衍的环境，同时，植被的明显次生性，大面积人工种植的针叶林、落叶阔叶林以及次生的灌丛及灌草丛在评价区及项目周边域的广泛分布，致使区内植被的生态效应的有效性、生物物种的多样性及植被生物量的丰富程度都受到一定的影响。

（2）森林植被覆盖率较低，质量欠佳且分布不均

评价范围的森林植被分布较为广泛，但多为人工培育中幼龄林，因此森林蓄积量较低，森林群落的结构简单，郁闭度相对较低，生物量及生产力亦较低，因此，森林植被的生态效应较差。项目建设过程中，施工方应千方百计注意保护现有森林植被，并在项目开发的同时，采取有效措施促进森林植被的恢复，加强人工封闭或人工促进措施，做好封山育林工作，使灌丛植被尽快地向森林植被演替。

（3）人工植被分布广泛，尤其旱地植被占明显优势

评价范围地处川西中低山区域，土地负荷极大。农田植被对于解决区内人口的粮食、蔬菜等起到了重要作用，但是由于不少旱地是在河谷斜坡和丘陵山地的斜坡面上开垦出来的，这种坡耕旱地在人类长期的翻耕种植下，会加速土壤的侵蚀，使山区生态环境进一步退化。

### 5.2.5评价范围植被生产力和生物量分析

**（1）土地自然生产力估算**

采用H.lieth生物生产力经验公式计算项目区域土地自然生产力：





式中：Y1——根据年均温度（t）估算的热量生产力（g/m2·a）；

*Y*2——根据年降水量（*p*，mm）估算的水分生产力（g/m2·a）。

评价范围地貌类型以中低山为主，区内气候在垂直及水平方向的变化都较小，土地自然生产力计算结果如下表所示：

**表5.2-11 评价范围土地自然生产力计算表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 区域 | 多年平均气温（℃） | 多年平均降水量（mm） | 热量生产力（g/m2·a） | 水分生产力（g/m2·a） |
| 宣汉县 | 16.8 | 1132.69 | 1994.03 | 1585.88 |

从表5.2-11可以看出，项目区域热量条件充足，水分条件不足，土地自然生产力受水分条件限制，根据项目区域降水量计算得出土地自然生产力为1585.88gc/m2·a。

**（2）植被生产力现状评价**

植被既是重要的自然资源，又是自然条件（如地质、地貌、气候、土壤等）和人类开发利用资源状况的综合反映，植被作为陆地生物圈的主体，在生态系统中的作用也日益受到重视，尤其是对生态系统变化及稳定起决定性作用。植被净初级生产力（NPP）指绿色植物在单位时间和单位面积上所积累的有机干物质总量，它不仅是表征植物活动的重要变量，而且是判定生态系统碳汇和调节生态过程的主要因子，它直接反映植物群落在自然环境条件下的生产能力，也是生态现状质量评价的重要参数。在对评价区及项目周边进行自然体系生产力评价中，数据主要来源于卫片解译，实地勘察、收集的现状资料（包括项目所在区域生态环境调查成果，各类环境信息图件及统计资料等），并采用了国内关于自然生态系统生产力和植被生物量的研究成果进行分析。

评价范围植调查是通过实地勘察、卫片解译并结合收集的资料经综合分析而完成。卫片信息的提取过程如下：对选取的卫片数据，利用3S技术进行解译，并经几何精校正、图像增强、进行融合，根据各类环境信息数据及相关图像处理软件进行综合分析，得到评价区及项目周边内生态环境研究所需的相关数据和生态图件。

根据调查和卫片解译，结合生态评价范围地表植被覆盖现状和植被立地情况，可将评价范围植被类型划分为以下5类：

①针叶林植被：主要是马尾松、柏木为主的针叶植被，评价范围内此植被类型广泛分布，南部和西部成片分布，面积为263.2hm2，占评价范围面积的20.96%，平均净初级生产力（常绿针叶林）为367.1gC/（m2.a）。

②阔叶林植被：主要有麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨等阔叶树种，此植被类型在评价范围中部、北部成片分布，面积420.8hm2，占评价范围面积的33.5%，平均净初级生产力（落叶阔叶林）642.9gC/（m2.a）。

③灌丛植被：代表植物有槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木等。主要分布在林下、林缘、山脚、路边、农田两旁，对保护农田和水土保持起到很重要的作用，此植被类型面积为60.8hm2，占评价范围总面积的4.84%，平均净初级生产力为（灌木）367.7gC/（m2.a）。

④草丛植被：代表植物有白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等。主要分布在分布的林下、林缘、路边、农田两旁，此植被类型面积为74hm2，占评价范围总面积的5.89%，平均净初级生产力（坡面草地）为507.4gC/(m2.a)。

⑤农作物植被：该地区的农作物主要有水稻、玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆等，主要分布在山谷、河谷两侧等低海拔区；农作物植被面积318.4hm2，占评价范围面积的35.35%，平均净初级生产力426.5gC/（m2.a）。

评价范围内各植被类型净生产力情况见下表。

**表5.2-12 评价范围植被自然生产力情况表**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 植被  类型 | 代表植物 | 面积（hm2） | 占评价范围（%） | 平均净生产力[gC/（m2.a）] | 总生产力[tC/（a）] | 生产力比重  （%） |
| 针叶林植被 | 马尾松、柏木 | 8.2 | 20.96 | 367.1 | 96.8 | 17.2 |
| 阔叶林植被 | 麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨 | 13.0 | 33.5 | 642.9 | 270.4 | 48.05 |
| 灌丛植被 | 槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木 | 1.9 | 4.84 | 367.7 | 22.4 | 3.98 |
| 草丛植被 | 白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨 | 2.3 | 5.89 | 507.4 | 37.6 | 6.68 |
| 农作物植被 | 水稻、玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆 | 1.5 | 35.35 | 426.5 | 135.6 | 24.09 |
| 无植被 | - | 8.3 | 9.46 | - | 0 | 0 |
| 合计 | - | 38.9 | 100 | - | 562.8 | 100 |
| 平均 | - | - | - | 514.5 |  |  |
| 参考标准 | - | - | - | 684 | - | - |

注：表中平均生产力值来源于《中国陆地植被净初级生产力遥感估算》等文献，参考标准采用全国1989-1993中国陆地生态系统平均NPP值

从表5.2-12中可以看出，评价范围总生产力562.8tC/（a），平均净生产514.5gC/（m2.a），比中国陆地生态系统平均值低169.5gC/（m2.a），远不及评价范围土地自然生产力1585.88t/hm2/a，主要是由于评价范围内平均净生产力水平较高的地带性常绿阔叶林植被，因为人为干扰，已经基本不复存在，取而代之的是平均净生产力水平较低的常绿针叶林和落叶阔叶林植被及耕地植被。

**（3）评价范围植被生物量现状评价**

植被的生物量是指一定地段面积内植物群落在某一时期生存着的活有机物质之重量，以t/hm2表示。群落类型不同，其生物量测定的方法也有所不同。

**1、森林群落生物量**

森林生物量目前常用材积推算法来估算，用此方法估算出的生物量被称为材积源生物量。由于在作材积分析时需要对森林群落样地的林木进行砍伐取样，在实际操作中要涉及取样木砍伐的审批手续及样木赔偿付费等问题，因此，本次森林生物量的估算采取借用中国科学院生态环境研究中心专家建立的我国森林生物量的基本参数，以79.2t/hm2作为本次森林生物量估算的基础。考虑到上述参数未将森林群落的林下灌木、草本之生物量计入，因此，又借用中山大学学者在我国南方地区（广州林区）所进行的森林生物量测定中增加的灌木草本层生物量之补充，即在材积源生物量中增加10t/hm2，即以（79.2＋10）t/hm2来作为本评价区及项目周边域森林群落生物量的基数。

**2、灌丛和灌草丛生物量**

灌丛和灌草丛生物量采用收获法测定。本次野外实地调查中，选择不同灌丛和灌草丛类型，进行了典型样方生物量测定，考虑到不同灌丛类型其生物量有很大的差异，故分别对本区内两种类型的灌丛进行生物量的测定。灌丛共作3个5×5m的生物量样方，在每个样方内均匀取样4m2的生物量（鲜重），并将部分鲜样称重后带回实验室内恒温箱中80℃烘干至恒重，计算含水量及干物质重量，将生物量鲜重换算成干重，得到灌丛地上部分平均生物量为16.28t/hm2；灌草丛取3个1×1m的生物量样方，在每个样方内均匀取样1m2的生物量（鲜重），并将部分鲜样称重后带回实验室内恒温箱中80℃烘干至恒重，计算含水量及干物质重量，将生物量鲜重换算成干重，得到灌草丛地上部分平均生物量为4.52t/hm2。由于现场测定仅作了灌丛和灌草丛的地上部分生物量的测定，地下部分生物量则利用已有的生物量资料中地上部分（T）与地下部分（R）之比例系数（T/R）为1.44的系数来推算出本评价范围内灌丛和灌草丛生物量的地下部分（屠玉麟，贵州中部喀斯特灌丛群落生物量研究，《中国岩溶》．Vol.14.No.3.1995）。因此，灌丛的生物量即为地上部分与地下部分之和：（16.28＋16.28/1.44）=27.58t/hm2，灌草丛的生物量即为地上部分与地下部分之和：（4.52＋4.52/1.44）=7.66t/hm2。

**3、农田植被的生物量**

农田植被生物量由三部分组成，即作物籽粒、秸秆和根茬。由于目前尚无宣汉县农田的秸秆、根茬单位面积产量数据，农田植被生物量基数参考四川省已有案例。

**表5.2-13 评价范围内的植被生物量现状值**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 植被类型 | 项目评价范围 | | |  |
| 面积（hm2） | 基数（t/hm²） | 生物量（t） | 百分比（%） |
| 水田植被 | 1.7 | 10.51 | 17.83 | 0.78 |
| 旱地植被 | 8.6 | 10.31 | 88.45 | 3.9 |
| 森林植被 | 23.4 | 89.2 | 2087.05 | 91.94 |
| 灌丛植被 | 2.1 | 27.58 | 57.36 | 2.53 |
| 灌草丛植被 | 2.5 | 7.66 | 19.39 | 0.86 |
| 合计 | 35.2 |  | 2270.2 | 100 |

由表5.2-13可知，在评价范围内植物总生物量中，森林植被生物量所占比重最大，达到91.94%，可见森林植被对区域生物量的贡献之大，同时也表明森林植被是本评价区及项目周边域最重要的生态系统，森林生态效益不可忽视，在维持区域生态平衡方面有绝对的意义。

### 5.2.6景观生态体系现状调查

景观（Landscape）的定义有多种表述，但大部分都是反映内陆地形、地貌或景色的，或是反映某一地理区域的综合地形特征。而景观生态学（LandscapeEcology）将景观定义为：“一个空间异质性的区域，由相互作用的拼块（patch）或生态系统组成，以相似的形式重复出现的生态体系”。为了深入认识评价范围内的环境特征，下面用景观生态学的原理和方法来研究生态体系的组成、特征、生产力及其稳定性。

**1、景观生态体系组成与特征**

按照生态学中景观的概念描述可知，景观生态体系的组成即生态系统或土地利用类型组成，因而可以用评价范围内的主要土地利用类型——森林、灌丛、灌草丛、耕地、河流水面、建设用地等生态系统作为景观体系的基本单元——拼块来进行景观分析。

（1）马尾松、柏木、麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨及乔木经济树种等为主的森林拼块属于人工栽培或干预后经过一段时间自然生长发育形成，具有一定人工性，属于环境资源拼块。该拼块成片分布，连通程度较高。该拼块面积为24.5hm²，约占评价区域总面积的62.96%，是评价区内较最重要的景观拼块，对评价区内生态起着绝对作用。

（2）槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木及灌木经济树种等为主的灌丛拼块属于人类活动影响下形成的干扰拼块，多分布在林地边缘地带或荒坡田坎，由于人类活动频繁，受干扰程度高，水土流失和生物多样性受损较严重。该拼块面积为0.8hm²，占评价区域总面积的1.97%，是评价区内重要的拼块之一。

（3）白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等为主的灌草丛拼块

属于人类活动影响下形成的干扰拼块，分布广泛，由于人类活动频繁，受干扰程度高，水土流失和生物多样性受损较严重。该拼块面积为0.4hm²，占评价区总面积的1.08%。

（4）以水稻、玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主的耕地植被拼块

属于人工引进的种植拼块。该拼块的生境、外貌及结构与水田均有明显区别，其生境一般比较干燥，地面具有一定坡度，作物种类比较多样化，并形成多种组合。

（5）以河流水面等为主的水面拼块

为自然或人工形成的水生生态系统，含河流水面、坑塘水面，属环境资源拼块。水面拼块总面积为1.5hm²，占评价区面积的3.98%。

（6）建设用地为主的人工生态系统拼块

该拼块是人工建造引进的拼块，为人类的聚居地，是拼块中受人类干扰最明显的组分之一，表现在拼块外貌和结构上不再具有自然属性，更具社会性，该拼块在区内分布比较局限，在村寨所在地有成片分布。

以上拼块类型构成了本区景观生态体系，它们之间既相互联系又相互制约。

以马尾松、柏木、麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨及乔木经济树种的森林拼块，以槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木及灌木经济树种为主的灌丛拼块等陆地生态系统决定了以河流水面为主的水生生态系统状况，同时对以水稻、玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主的耕地植被的生产力水平有着重要影响。环境资源拼块自然生产能力和稳定性的维护是决定本区生态环境质量的主导性因素，该类型拼块的总面积为35.4hm2，占所有拼块总面积的90.19%；人为活动影响产生的拼块总面积为3.8hm2，占所有拼块总面积的9.81%。

评价范围内以上各景观拼块相应特征见表5.2-14。

**表5.2-14 评价区域拼块类型、数量及面积表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 拼块类型 | 面积（hm2） | 百分比（%） |
| 森林拼块 | 24.5 | 62.96 |
| 灌丛拼块 | 0.8 | 1.97 |
| 灌草丛拼块 | 0.4 | 1.08 |
| 耕地植被拼块 | 9.4 | 24.18 |
| 河流水面拼块 | 1.5 | 3.98 |
| 人工生态系统拼块 | 2.3 | 5.83 |
| 总计 | 38.9 | 100 |

**2、景观生态体系现状质量评价**

景观稳定性是景观的各种参数的长期变化呈水平状态，或是在水平线上下摆动的幅度和周期性具有统计特征（Format，1990），它的稳定性本质上是景观各组分，即气候、地貌、岩石、土壤、植被、水文等稳定性的综合体现，它们之间既有一定联系，又有一定区别。因此，在评价景观的稳定性时应考虑到景观组分间的相互联系与相互作用，在实际中评价景观的稳定性时，主要考虑的是植被组分的变化。

评价区域环境是一个以自然环境为主、受人类活动干扰强烈的区域环境，其环境质量状况是由区内自然环境各个因子与人类社会之间的相互作用来决定的。根据景观生态学中景观生态结构与功能相匹配的原理，景观结构的合理性将决定区域净功能状况的优劣，即决定景观生态体系的质量状况。因此，采取区内景观生态体系空间结构合理程度地方法，来判断区内景观生态体系的稳定性。具体方法采用优势度计算法，各参数计算公式如下：

密度Rd=I拼块的数目/拼块的总数×100﹪；

频率Rf=拼块I出现的小样方数/小样方总数×100﹪；

景观比例Lp＝拼块I的面积/样地总面积×100﹪；

景观优势度Do＝12[（Rd+Rf）/2＋Lp]×100﹪。

在景观频率的评判中，采取在微机上的土地利用图上取样的方法，共选取200个小样方。统计各类拼块出现的小样方数，得出各个拼块的频度，计算出主要拼块的优势度，结果见表5.2-15。

**表5.2-15 评价范围各拼块优势度值**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 拼块类型 | 密度Rd（%） | 频率Rf（%） | 景观比例Lp（%） | 优势度Do（%） |
| 森林 | 51.95 | 74.38 | 67.04 | 65.1 |
| 灌丛 | 5.25 | 2.31 | 2.18 | 2.98 |
| 灌草丛 | 3.2 | 1.3 | 1.14 | 1.7 |
| 耕地 | 22.74 | 28.61 | 21.62 | 23.65 |
| 河流水面 | 5.28 | 6.68 | 5.02 | 5.5 |
| 人工生态系统 | 11.58 | 3.99 | 3 | 5.39 |

### 5.2.7生态系统类型调查与评价

根据地形地貌、土地利用类型以及植被类型的不同，将评价范围内生态系统划分为不同的类型。调查显示，评价范围内生态系统类型主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、灌草丛生态系统、耕地生态系统、河流水面生态系统、人工生态系统。生态系统整体开发强度大，区域内森林多为人工林，少量为次生林。

根据现场调查，评价范围内的森林生态系统占绝对优势，面积790.8hm2，占比62.96%。森林生态系统是以乔木为主的生物群落以及其非生物环境综合组成的陆地生态系统，生态系统中的植物以乔木为主，也有少量灌木和草本植物，还有不同种类的动物资源。森林生态系统生态服务功能高，在涵养水源、净化空气、保持水土、吸烟滞尘、改变区域水热状况等方面有着突出的作用。

评价区生态系统类型分布特征及解译结果见下表。

**表5.2-16 生态系统类型面积统计表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 生态系统类型 | 评价区范围 | |
| 面积（hm2） | 占比（%） |
| 森林生态系统 | 24.5 | 62.96 |
| 灌丛生态系统 | 0.8 | 1.97 |
| 灌草丛生态系统 | 0.4 | 1.08 |
| 耕地生态系统 | 9.4 | 24.18 |
| 河流水面生态系统 | 1.5 | 3.98 |
| 人工生态系统 | 2.3 | 5.83 |
| 总计 | 38.9 | 100 |

### 5.2.8生态系统服务功能评价

（1）生物多样性保护功能

森林、灌丛、灌草丛生态系统，为周边野生动物提供了一定的生存繁衍空间，对野生动物物种多样性保护发挥着重要作用。

（2）维持区域生态平衡功能

森林、灌丛、灌草丛生态系统在维持区域生态平衡中也具有良好的作用，有助于保持区域水平衡的稳定性。

（3）生态安全保障功能

森林、灌丛、灌草丛生态系统是野生动物必要的栖息地，也是维护评价区及项目周边生态安全的重要屏障。

### 5.2.9陆生野生动物现状调查

**1、项目评价范围内陆生野生脊椎动物现状和特点**

动物调查采用资料检索法及访谈法，辅以样线法。本项目野生动物调查设置调查样线3条，样线长为1-3km，单侧观察宽度为50m，样线分别设置在乔木林、灌草丛、耕地，涵盖不用的生境条件，尽量在评价区及周边区域分布。由于项目评价范围现有土地开发利用程度较高，人类活动对当地野生动物影响较大，野生动物组成比较简单，种类较少，多为鸟类和小型啮齿类动物，鸟类繁殖期多在食物资源丰富的春夏季，啮齿类动物多无固定繁殖期，蛇类越冬期主要在11月至次年4月，本次评价以项目所在区域宣汉县陆生野生动物分布情况为准。

**表5.2-17 野生动物野外调查样线分布表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 样带编号 | 设置区域概况 | 主要野生动物类型 |
| 1 | 乔木林 | 鸟类、两栖类、爬行类 |
| 2 | 灌丛 | 鸟类、两栖类、爬行类 |
| 3 | 耕地 | 鸟类、两栖类、爬行类 |

**2、物种组成**

根据现场调查、访问并参考相关资料，评价区及周边不完全统计有野生脊椎动物19目35科65种，其中两栖类1目3科5种，爬行类1目2科6种，哺乳类6目9科15种，鸟类11目21科39种。

**表5.2-18 评价区野生脊椎动物物种组成**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 类别 | 目数 | 科数 | 物种数 | 国家Ⅰ级 | 国家Ⅱ级 | 省级 |
| 两栖类 | 1 | 3 | 5 | / | / | / |
| 爬行类 | 1 | 2 | 6 | / | / | / |
| 鸟类 | 11 | 21 | 39 | / | / | / |
| 兽类 | 6 | 9 | 15 | / | / | / |
| 合计 | 19 | 35 | 65 | / | / | / |

**A、兽类的组成及分布**

根据野外调查和文献资料核实，评价区共有兽类6目9科12属15种，即食虫目2科2属2种、翼手目1科1属1种、食肉目1科1属1种、啮齿目5科7属10种、兔形目1科1属1种。从目一级水平看，啮齿目优势明显。由于人类活动影响，评价区的兽类主要以常见的小型兽类为主，基本难以寻觅大、中型兽类的痕迹，本次调查未发现保护兽类动物的踪迹。

（1）区系分析

区内有分布的15种兽类中，东洋界种类有5种，占该区域实际调查到有分布的兽类总种数的33.33%；古北界种类有3种，占20.00%，广布种有7种，占46.67%。

（2）生态分布

根据该区域的环境特征和兽类的生活特性，该区域兽类主要分为如下几种生态类型：

溪流区兽类：指生活在评价区内溪流和沿岸的物种，主要包括：黄鼬、草兔、社鼠等。

林区兽类：主要是指生活在森林环境的物种，森林环境在该区域主要分布于坡地中上部。为该区最广的生境类型，主要分布的兽类有社鼠等。

灌草丛区兽类：该区域的生境类型主要包括灌丛、草丛和农耕地等，分布海拔相对较低，生活于其中的兽类主要包括：黄鼬、草兔、社鼠等，其中的优势种类为草兔、社鼠等。

（3）保护物种

评价区内未发现国家级重点保护动物，同时评价区的相关资料也未记载相关国家级重点保护动物。

**B、鸟类的组成及分布**

根据文献查阅及现场调研，评价范围内共有鸟类39种，隶11目21科34属。其中，从类群构成看，雀形目鸟类17种，占评价区鸟类总种数的43.59%。

（1）区系分析

评价区内鸟类中属古北界的有11种，占评价区内鸟类总数的28.21%；属东洋界的有9种，占评价区内鸟类总数的23.08%；属广布种的有19种，占评价区内鸟类总数的48.72%。调查评价区内鸟类以广布种占优势。

（2）居留类型

评价区内有留鸟24种，占鸟类总数的61.54%；夏候鸟13种，约占33.33%；冬候鸟1种，各占2.56%。调查评价区内鸟类以留鸟为主。

（3）生态分布

根据评价区植被分布的特点，将评价区鸟类分布的生境划分为以下几种类型：

森林区鸟类：森林环境在该区域较广泛。生活于该区的鸟类较多，主要为雉科、鸦科、雀科等。优势种类有雉鸡、山斑鸠、大杜鹃、树麻雀、噪鹃等。

草灌丛、农区鸟类：该类生境在评价区内分布较狭窄。该区段生活的鸟类主要是鸡形目及雀形目的部分鸟类。其中的优势种类主要有家燕、毛脚燕、普通翠鸟等。

（4）保护物种

据调查和访问，评价区无重点保护鸟类。同时评价区的相关资料也未记载相关国家级重点保护动物。

**C、爬行动物的组成及分布**

根据野外调查和相关资料，确认评价区域内共分布有爬行动物6种，分属1目2科，分别为游蛇科5属5种，蝰蛇科1属1种。评价范围内生境较广泛，主要有翠青蛇、赤链蛇、乌梢蛇、王锦蛇等种类。从物种的目级组成看，评价区的爬行类均为有鳞目蛇亚目的种类。从科级组成看，评价区爬行类以游蛇科种类占优势。

（1）区系分布

评价范围分布的6种爬行动物东洋界物种有3种，古北种1种，广布种2种。

（2）生态分布

评价区的爬行动物大多栖息在灌草丛中。

（3）保护物种

调查中未发现属于国家级保护和四川省级保护的爬行类物种。

**D、两栖动物的组成及分布**

据不完全统计，评价区域内分布有两栖动物5种，隶属于1目3科，分别为蟾蜍科1属2种，蛙科2属2种，叉舌蛙科1属1种。

（1）区系分析

评价区内的两栖类以东洋界为主，仅有1个古北种和1个广布种。

（2）生态分布

黑眶蟾蜍等生活在河沟两侧或其附近环境植被较为茂密、阴湿的灌草丛区域；花臭蛙主要生活在大小溪两岸潮湿的岩石上；泽陆蛙主要在水域地区。

（3）保护物种

调查中未发现属于国家级保护和省级保护的两栖类物种。

### 5.2.10重要物种、迁徙物种、重要生境调查

**1、项目评价范围内重点保护野生植物和古树名木**

根据现场调查及相关文献资料查阅，本次评价范围内的林地主要为人工林，区域植物种类主要为杉木、柏木、马尾松、竹类及其他常见灌草植物和经济林木等。按照现行的《中华人民共和国野生植物保护条例（1999）》《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局农业农村部公告2021年第15号)、《全国古树名木普查建档技术规定（2001）》以及相关科考资料，评价区无重点保护野生植物和古树名木等重要物种分布。后续应加强评价范围内保护植物的跟踪调查，对及时发现的重点保护植物采取就地保护措施，对发现的名木古树采取挂牌保护。

**2、项目评价范围内重点保护野生动物**

根据实际调查及现场复核，参照现行《中华人民共和国野生动物保护法（2004）》《国家重点保护野生动物名录》及相关科考资料，在项目评价范围，无迁徙物种和重要生境分布。

### 5.2.11物种多样性分析

项目用地范围植被类型主要有马尾松、柏木等针叶林植被和麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨等阔叶林植被以及槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木、白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等为主的灌草丛植被，群落结构和组成相对复杂，且均为当地常见类型，分布较广。人类活动对当地野生动物影响较大，野生动物组成比较简单，种类较少，多为鸟类和小型啮齿类动物，物种多样性较简单。

## 5.3 环境空气质量现状与评价

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各工艺站场的具体情况，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。本评价对本项目站场所在地进行大气环境质量现状监测数据以及《达州市2022年环境空气质量状况》环境空气质量公报数据。

**1、达标判断**

本项目位于达州市宣汉县，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 总纲》（HJ2.1-2016）与《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，评价采用达州市生态环境局发布（https://sthjj.dazhou.gov.cn/news-show-15720.html）的《达州市2022年环境空气质量状况》中的数据进行评价：

**表5.3-1 2022年达州市宣汉县空气主要污染物评价 单位：μg/m³**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染物 | 年评价指标 | 评价标准 | 现状浓度 | 占标率 | 达标情况 |
| PM10 | 年平均质量浓度 | 70 | 50 | 71.4% | 达标 |
| PM2.5 | 年平均质量浓度 | 35 | 27 | 77.1% | 达标 |
| SO2 | 年平均质量浓度 | 60 | 5 | 8.3% | 达标 |
| NO2 | 年平均质量浓度 | 40 | 19 | 47.5% | 达标 |
| CO | 95%百分位数24小时平均 | 4mg/m³ | 1.1mg/m³ | 27.5% | 达标 |
| O3 | 90%百分位数日最大8小时滑动平均 | 160 | 99 | 61.9% | 达标 |

综上可知，项目所在区SO2、NO2、PM10、CO、O3、PM2.5均达标，因此项目所在区判定为达标区。

**2、特征污染物**

（1）监测点布设

本次大气特征污染物利用《普光气田P203-1井侧钻及试采工程项目环境影响报告书》中监测数据进行评价，普光气田P203-1井侧钻及试采工程项目选址为宣汉县普光镇千河村，两个地址直线距离约2km，根据“普光气田P203-1井侧钻及试采工程”监测情况，共布设1个大气环境监测点，HG1位于P203集气站所在地（位于本项目站场西北侧2000m）。

（2）监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测频次：连续采样7天。

（4）采样及分析方法

采样及分析方法按国家有关规定进行。

（5）评价标准

本次非甲烷总烃环境质量现状评价，执行标准采用《大气污染物综合排放标准详解》浓度限值2.0mg/m3；硫化氢环境质量现状评价，执行标准采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D浓度限值10μg/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：

Pi——为第i个污染物的最大监测浓度占标率，%；

Ci——为第i个污染因子的最大实测浓度（mg/m3）；

Coi——为第i个污染物相对应的评价标准（mg/m3）。

根据HJ2.2-2018，现状监测结果以列表的方式给出各监测点大气污染物的不同取值时间的变化范围，并给出各取值时间最大浓度值占相应标准浓度限值的百分比和超标率，并评价达标情况。

（7）监测结果及评价结论

表5.3-1 环境空气质量现状监测结果 单位：mg/m3

| **监测点位** | **监测日期** | **项目** | **监测结果** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **第一次** | **第二次** | **第三次** | **第四次** |
| 集气站所在地HG1（位于本项目站场西北侧2000m） | 4.9 | 非甲烷总烃 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.20 |
| 4.10 | 0.15 | 0.16 | 0.18 | 0.16 |
| 4.11 | 0.16 | 0.28 | 0.16 | 0.13 |
| 4.12 | 0.18 | 0.13 | 0.16 | 0.17 |
| 4.13 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.26 |
| 4.14 | 0.16 | 0.20 | 0.14 | 0.15 |
| 4.15 | 0.19 | 0.18 | 0.29 | 0.22 |

表5.3-2 环境空气质量现状监测结果 单位：mg/m3

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测点位** | **监测日期** | **项目** | **第一次** | **第二次** | **第三次** | **第四次** |
| 集气站所在地HG1（位于本项目站场西北侧2000m） | 4.9 | 硫化氢 | 0.004 | 0.007 | 0.006 | 0.007 |
| 4.10 | 0.004 | 0.007 | 0.007 | 0.008 |
| 4.11 | 0.004 | 0.007 | 0.006 | 0.007 |
| 4.12 | 0.003 | 0.006 | 0.006 | 0.006 |
| 4.13 | 0.005 | 0.007 | 0.008 | 0.008 |
| 4.14 | 0.004 | 0.007 | 0.007 | 0.007 |
| 4.15 | 0.004 | 0.007 | 0.007 | 0.007 |
| 备注：ND表示检测结果低于方法检出限或未检出。 | | | | | | |

表5.3-3 环境空气质量现状及评价 单位：mg/m3

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测点位** | **采样时间** | **监测项目** | **采样个数** | **浓度范围**  **mg/m3** | **最大浓度占标率Pi** | **超标率** | **达标**  **情况** |
| 集气站所在地HG1（位于本项目站场西北侧2000m） | 2022.4.9~4.15 | 非甲烷总烃 | 28 | 0.14~0.26 | 13% | 0 | 达标 |
| 硫化氢 | 28 | 0.003~0.008 | 80% | 0 | 达标 |

评价结论：本项目拟建地环境空气中特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》浓度限值，硫化氢现状监测值均低于《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D标准限值。

## 5.4 地表水环境质量现状与评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，水环境质量现状调查应优先采用生态环境保护主管部门统一发布的水环境质量状况信息。2023年7月达州市35个河流断面中，优（Ⅰ～Ⅱ类）良（Ⅲ类）水质断面35个，占比100%，其中优（Ⅰ～Ⅱ类）水质断面占比45.7%。本次区域地表水质量现状引用达州市生态环境局发布的《2023年7月达州市地表水水质月报》，详见下表。

表5.4-1 2023年7月达州市州河河流水质评价结果表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 河流名称 | | 监测断面 | 交界情况 | 断面性质 | 上年同期 | 上月类别 | 本月类别 | 本月主要污染指标 |
| 1 | 州河水系 | 中河 | 普光 | 入河口（入后河） | 省控趋 势科研 | Ⅱ | Ⅲ | Ⅱ | / |

根据现状调查，本项目所在地地表水为后河，属于Ⅲ类水域。由州市生态环境局发布的《2023年7月达州市地表水水质月报》可知，本项目所在区域普光检测断面满足Ⅲ类水质标准，项目所在区域水环境质量较好。

## 5.5 地下水环境质量现状与评价

**5.5.1常规监测**

本次地下水环境质量评价委托四川省允诺信检测技术有限公司于2023年9月2日对项目所在地地下水环境质量现状进行了监测。

**1、监测断面布设**

根据工程情况，本次评价对项目所在地周边10个地下水监测点位进行了现在监测，具体位置见监测布点图。

1#项目东北侧场界外居民水井（上游）；

2#项目东侧场界外居民水井（上游）；

3#项目东侧场界外居民水井（两侧）；

4#项目东南侧场界外居民水井（下游）；

5#项目东南侧场界外居民水井（下游）。

**1#~5#为水质监测点；1#~10#为水位监测点。**

**2、监测项目**

K+、Na+、Ca2+、Mg2+、CO32-、HCO3-、Cl-、SO42-；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。

**3、监测频次**

监测1天，每天采样1次。

**4、采样及分析方法**

采样及分析方法按国家有关规定进行。

**5、评价标准**

地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，其中石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

**6、评价方法**

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境质量现状评价方法采用标准指数法，除pH值外，其它水质参数的单项标准指数Si为：

Si=Ci/C0i

式中：Ci——第i种污染物实测浓度值，mg/L；

C0i——第i种污染物在GB/T14848-2017中III类分类指标值，mg/L；

pH的标准指数SpH为：

当pH≤7.0

SpH=（7.0-pH）/（7.0-pHsd）

当pH≥7.0

SpH=（pH-7.0）/（pHsw-7.0）

式中：pH——实测的pH值；

pHsd——地表水质量标准中规定的pH值下限；

pHsw——地表水质量标准中规定的pH值上限。

**7、监测结果及评价结论**

地下水质量现状监测与评价结果见表5.5-1~表5.5-3。

**表5.5-1 水样水化学常量组分监测结果（单位：mg/L，HCO3-：mmol/L）**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 指标 编号 | 监测点  类型 | pH | K+ | Na+ | Ca2+ | Mg2+ | Cl- | SO42- | 重碳酸根 | HCO3- | 水化学类型 |
| 1# | 井水 | 7.2 | 1.18 | 9.28 | 33 | 40.1 | 2.12 | 0.338 | 0 | 6.04 | HCO3-Mg-Ca |
| 2# | 井水 | 7.2 | 0.7 | 9.2 | 33 | 41 | 1.61 | 0.34 | 0 | 5.89 | HCO3-Mg-Ca |
| 3# | 井水 | 7.1 | 1.06 | 9.64 | 33 | 41 | 2.13 | 0.357 | 0 | 6.13 | HCO3-Mg-Ca |
| 4# | 井水 | 7.1 | 1.58 | 9.01 | 32.9 | 40.4 | 1.6 | 0.356 | 0 | 6.15 | HCO3-Mg-Ca |
| 5# | 井水 | 7.3 | 1.01 | 9.03 | 33 | 40.5 | 2.11 | 0.38 | 0 | 6.23 | HCO3-Mg-Ca |

根据各水样水化学宏量组分监测结果（表5.5-1），评价区地下水矿化度≤1g/L，总硬度189～346mg/L，属于极软～中硬的低矿化度淡水，pH介于7.1～7.3，呈弱碱性。地下水主要阳离子为Ca2+和Mg2+，主要阴离子为HCO3-，水化学类型以HCO3-Mg-Ca为主。

表5.5-1 地下水环境质量现状监测结果

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目** | **单位** | **监测值** | | | | | **Ⅲ类** |
| **1#** | **2#** | **3#** | **4#** | **5#** |
| pH | 无量纲 | 7.2 | 7.2 | 7.1 | 7.1 | 7.3 | 6.5-8.5 |
| 总硬度（以CaCO3计） | （mg/L） | 250 | 255 | 257 | 252 | 266 | ≤450 |
| 溶解性总固体 | （mg/L） | 272 | 275 | 280 | 273 | 278 | ≤1000 |
| 氯化物 | （mg/L） | 2.12 | 1.61 | 2.13 | 1.60 | 2.11 | ≤250 |
| 铁（Fe） | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤0.3 |
| 锰（Mn） | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤0.1 |
| 挥发酚 | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤0.002 |
| 耗氧量 | （mg/L） | 2.5 | 2.8 | 3.0 | 3.0 | 2.5 | ≤3 |
| 硝酸盐（以N计） | （mg/L） | 0.861 | 0.614 | 0.844 | 0.621 | 0.872 | ≤20 |
| 亚硝酸盐（以N计） | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤1 |
| 硫酸盐 | （mg/L） | 0.338 | 0.340 | 0.357 | 0.356 | 0.380 | ≤250 |
| 总大肠菌群 | MPN/100ml | ＜2 | ＜2 | ＜2 | ＜2 | ＜2 | ≤3.0 |
| 菌落总数 | CFU/ml | 21 | 17 | 25 | 14 | 18 | ≤100 |
| 氨氮 | （mg/L） | 0.334 | 0.253 | 0.417 | 0.353 | 0.304 | ≤0.5 |
| 氟化物 | （mg/L） | 0.041 | 0.042 | 0.048 | 0.043 | 0.042 | ≤1 |
| 氰化物 | （mg/L） | <0.002 | <0.002 | <0.002 | <0.002 | <0.002 | ≤0.05 |
| 汞（Hg） | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤0.001 |
| 砷（As） | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤0.01 |
| 镉（Cd） | （mg/L） | 0.2 | <0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.1 | ≤0.005 |
| 铬（六价）（Cr6+） | （mg/L） | <0.004 | <0.004 | <0.004 | <0.004 | <0.004 | ≤0.05 |
| 铅（Pb） | （mg/L） | <1 | <1 | <1 | <1 | <1 | ≤0.01 |
| 硫化物 | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | - |
| 石油类 | （mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | ≤0.05 |
| 备注：ND表示检测结果低于方法检出限或未检出。 | | | | | | | |

**表5.5-2 地下水环境质量现状评价结果**

| **项目** | **评价值** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1#** | **2#** | **3#** | **4#** | **5#** |
| pH | 0.13 | 0.13 | 0.07 | 0.07 | 0.2 |
| 总硬度（以CaCO3计） | 0.56 | 0.57 | 0.57 | 0.56 | 0.59 |
| 溶解性总固体 | 0.27 | 0.28 | 0.28 | 0.27 | 0.28 |
| 氯化物 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 |
| 铁（Fe） | / | / | / | / | / |
| 锰（Mn） | / | / | / | / | / |
| 挥发酚 | / | / | / | / | / |
| 耗氧量 | 0.83 | 0.93 | 1.00 | 1.00 | 0.83 |
| 硝酸盐（以N计） | 0.04 | 0.03 | 0.04 | 0.03 | 0.04 |
| 亚硝酸盐（以N计） | / | / | / | / | / |
| 硫酸盐 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 总大肠菌群 | / | / | / | / | / |
| 菌落总数 | 0.21 | 0.17 | 0.25 | 0.14 | 0.18 |
| 氨氮 | 0.07 | 0.05 | 0.08 | 0.07 | 0.06 |
| 氟化物 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.04 | 0.04 |
| 氰化物 | / | / | / | / | / |
| 汞（Hg） | / | / | / | / | / |
| 砷（As） | / | / | / | / | / |
| 镉（Cd） | 0.04 | / | 0.02 | 0.04 | 0.02 |
| 铬（六价）（Cr6+） | / | / | / | / | / |
| 铅（Pb） | / | / | / | / | / |
| 硫化物 | / | / | / | / | / |
| 石油类 | / | / | / | / | / |

表5.5-3 地下水水位调查结果

| 序号 | 检测点位信息 | 坐标 | 水位（m） | 高程（m） |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 1#项目东北侧场界外居民水井 | 东经107.806056，北纬31.501338 | 7.76 | 964 |
| 2 | 2#项目东侧场界外居民水井 | 东经107.804724，北纬31.499108 | 6.81 | 945 |
| 3 | 3#项目东侧场界外居民水井 | 东经107.808907，北纬31.495620 | 11.28 | 950 |
| 4 | 4#项目东南侧场界外居民水井 | 东经107.804793，北纬31.499130 | 6.66 | 947 |
| 5 | 5#项目东南侧场界外居民水井 | 东经107.807881，北纬31.494569 | 15.74 | 951 |
| 6 | 6#项目东南侧场界外居民水井 | 东经107.812732，北纬31.491206 | 8.29 | 940 |
| 7 | 7#项目东侧场界外居民水井 | 东经107.816069，北纬31.496731 | 17.44 | 1027 |
| 8 | 8#项目东北侧场界外居民水井 | 东经107.811552，北纬31.497079 | 14.16 | 1035 |
| 9 | 9#项目东南侧场界外居民水井 | 东经107.814728，北纬31.493273 | 5.26 | 944 |
| 10 | 10#项目东南侧场界外居民水井 | 东经107.816627，北纬31.492249 | 9.33 | 915 |
| 备注：“水位”为地面到水面的距离。 | | | | |

根据地下水监测统计结果可知，项目所在地各地下水监测点各监测因子标准指数均小于1，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

**5.5.2包气带监测**

为了解本项目所在区域包气带污染现状，本次评价委对P204集气站包气带现状进行了监测。监测布点见附图5。

①监测布点

共布设2个监测点，P204集气站外上游设1个背景样对照点、平台下游设1个监测点，开展包气带污染现状调查，20cm埋深范围取一个样品，进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。

②监测因子

pH、氯化物、氨氮、挥发酚、石油类、铬（六价）、硫化物。

③监测时间与频率

2023年8月26日，监测一次。

④监测结果及评价

本项目所在地周边包气带监测及评价结果见表5.3-12。

**表5.3-12 包气带现状监测与评价表**

| 序号 | 检测点位信息 | 检测项目 | 单位 | 检测结果（0~0.5m） |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 7#废水池上游距项目地约3m处 | pH | 无量纲 | 7.2 |
| 2 | 氯化物 | mg/L | 1.62 |
| 3 | 氨氮 | mg/L | 0.242 |
| 4 | 挥发酚 | mg/L | 未检出 |
| 5 | 石油类 | mg/L | 未检出 |
| 6 | 铬（六价） | mg/L | <0.004 |
| 7 | 硫化物 | mg/L | 未检出 |
| 1 | 8#废水池下游距项目地约3m处 | pH | 无量纲 | 7.4 |
| 2 | 氯化物 | mg/L | 1.71 |
| 3 | 氨氮 | mg/L | 0.364 |
| 4 | 挥发酚 | mg/L | 未检出 |
| 5 | 石油类 | mg/L | 未检出 |
| 6 | 铬（六价） | mg/L | <0.004 |
| 7 | 硫化物 | mg/L | 未检出 |

由表5.3-12可知，根据平台上下游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。

## 5.6 声环境质量现状与评价

根据项目工程特点的具体情况，本次评价对项目场站可能造成声环境影响的附近敏感点及其场界进行声环境质量现状监测。本次评价委托四川省允诺信检测技术有限公司于2023年9月2日~3日，对项目区域声环境质量进行的现状监测进行评价，布设3个点位。

**1、监测布点**

根据本项目工况、评价范围内环境保护目标分布情况及区域环境状况，对其场站附近敏感点布点监测，共计噪声监测点位3个。

1#——项目南侧场界外1m处；

2#——项目东侧场界外1m处；

3#——项目东南侧居民点窗外1m处。

2**、监测项目**

昼夜等效连续A声级。

**3、监测频次**

每个监测点位连续监测2天，监测时间为昼夜各一次。

**4、采样及分析方法**

采样及分析方法按国家有关规定进行。

**5、评价标准**

管线经过区域和场站声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

**6、监测结果**

声环境质量现状值监测结果见表5.6-1。

表5.6-1 声环境质量现状监测及评价结果

| **点位编号** | **点位名称** | **监测时间** | **昼间**  **dB(A)** | **夜间**  **dB(A)** | **达标**  **情况** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1# | 项目南侧场界外1m处 | 2023.9.2 | 52 | 47 | 达标 |
| 2023.9.3 | 52 | 44 |
| 2# | 项目东侧场界外1m处 | 2023.9.2 | 54 | 46 | 达标 |
| 2023.9.3 | 54 | 42 |
| 3# | 项目东南侧居民点窗外1m处 | 2023.9.2 | 53 | 44 | 达标 |
| 2023.9.3 | 53 | 42 |

从监测结果可知，本项目所在地声环境质量良好，监测点位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类环境噪声限值要求。

## 5.7 土壤环境质量现状与评价

为了解项目所在地土壤环境质量现状，本次评价委托四川省允诺信检测技术有限公司于2023年8月26日对项目所在地土壤环境质量进行了现状监测。

**（1）监测方案**

本项目土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型二级评价要求在占地范围内布置3个柱状图点，1个表层样点，占地范围外布置2个表层样点。又根据生态环境部2020年8月10日《关于土壤破坏性监测问题的回复》：“根据建设项目实际情况，如果项目场地已经做了防腐防渗（包括硬化）处理无法取样，可不取样监测，但需要详细说明无法取样原因”。由于P204集气站站场内已进行了场地地面全部硬化，无土壤监测的条件（现场照片详见图2.1-1P204 集气站井场现状）。因此，本次不对项目所在地块土壤环境现状进行采样分析，仅对站场外土壤进行采样分析。本项目占地范围及周边土壤类型均为酸性紫色土，只有1种土壤类型，且调查时项目占地范围及周边无土壤环境已存在污染风险的情况，故本次评价设置1个表层样监测点监测基本因子和特征因子符合导则要求；本次评价现状监测点本次土壤环境质量现状评价在占地范围内及周边布设2个土壤环境监测点，监测点位数量符合导则要求。

本项目土壤监测布点一览表见表5.7-1。

表5.7-1 项目土壤监测布点一览表

| **编号** | **检测点位** | **用地性质** | **检测项目** | **检测频次** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| T1 | 位于本项目站场所在地北侧50m处 | 农用地 | pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、铬、锌 | 1次/日，  检测1日 |
| T2 | 位于本项目站场所在地南侧50m处 | 农用地 | 1次/日，  检测1日 |

**（2）评价标准与方法**

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。

土壤环境质量现状监测结果统计及评价见表5.7-2。

**表5.7-2 土壤环境质量现状监测统计表（T1~T2）**

| **监测结果**  **监测项目** | | **单位** | **监测结果（6.5<pH≤7.5）** | **标准值** | **Si，j** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1#井场占地范围外西北侧距厂界约13m处 | | | | | |
| 1 | pH | 无量纲 | 7.69 | / | / |
| 2 | 氯离子 | mg/kg | 0.08 | / | / |
| 3 | 硫化物 | mg/kg | 0.88 | / | / |
| 4 | 石油烃（C10-C40） | mg/kg | 276 | 4500 | 0.06 |
| 2#井场占地范围外北侧距厂界约30m处 | | | | | |
| 1 | pH | 无量纲 | 7.93 | 6.5<pH≤7.5 | / |
| 2 | 氯离子 | mg/kg | 0.03 | / | / |
| 3 | 硫化物 | mg/kg | 0.81 | / | / |
| 4 | 石油烃（C10-C40） | mg/kg | 296 | 4500 | 0.07 |
| 5 | 镉 | mg/kg | 0.32 | 0.3 | 1.07 |
| 6 | 汞 | mg/kg | 1.18 | 2.4 | 0.49 |
| 7 | 砷 | mg/kg | 2.15 | 30 | 0.07 |
| 8 | 铅 | mg/kg | 42 | 120 | 0.35 |
| 9 | 铜 | mg/kg | 39 | 100 | 0.39 |
| 10 | 镍 | mg/kg | 56 | 100 | 0.56 |
| 11 | 铬 | mg/kg | 34 | 200 | 0.17 |
| 12 | 锌 | mg/kg | 161 | 250 | 0.64 |

监测结果表明：站场场周边耕地土壤环境质量良好，各因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB-15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值。土壤环境质量良好。

# 6 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。

## 6.1 施工期环境影响预测及评价

### 6.1.1 施工期生态影响分析

**6.1.1.1工程影响源分析**

项目对陆生生态的影响主要是新增占地对地表植被和景观生态的直接影响，占地造成的植被破坏以及可能的水土流失等。另外，施工噪声对陆生动物、粉尘对周边植被的影响等。根据可研报告，本项目在施工期、运营期和退役期对生态的影响源强各有侧重。各个阶段相应的生态环境影响因素识别见表6.1-1。

**表 6.1-1 陆生生态环境影响因素分析**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 施工行为 | 环境资源 | 陆地植被 | 陆地动物 | 景观生态 |
| 施工期 | 工程临时占地 | ■ | ● | ■ |
| 工程弃渣与建筑垃圾 | ■ | ● | ● |
| 施工噪声与粉尘 | ● | ■ | / |
| 生产与生活废弃物 | ■ | ● | ● |
| 试采期 | 工程弃渣与建筑垃圾 | ■ | ● | ● |
| 施工噪声与粉尘 | ● | ■ | / |
| 临时设施拆除 | □ | 〇 | 〇 |
| 退役期 | 绿化 | □ | □ | □ |
| 拆除建筑物 | □ | 〇 | □ |

注：■代表强不利影响，●代表弱不利影响，□代表强有利影响，〇代表弱有利影响

**6.1.1.2对土地利用类型的影响**

**1、对地类变化的影响分析**

由于项目建设运营将会直接改变土地利用方式，减少地表植被。新增占地主要为生活区临时占地，占地以灌草丛植被类型为主，这些占地将使占用的地表植被被剥离、占压，很长一段时间内自然植被难以得到有效恢复，在一定范围内改变土地利用的类型，增大工业用地在土地利用中的比重，但相对整个宣汉县所占比例很小，综合来看，整体上不会改变评价区内现有的土地利用类型的基本格局。

**6.1.1.3 对植被及生物量的影响**

（1）项目占地

项目占地主要包括站场（井场区、站场装置区、辅助生产站控室区、放空火炬区等）等，均为临时占地，新增生活区占地0.08hm2，新增占地主要占用灌草地，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。

工程占地施工损毁的植被类型属于评价范围内普遍分布的类型，主要有槲栎、马桑、荚蒾、白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等灌草丛植被，其物区系组成成分不会发生变化，损失的只是局部群落及部分生产力和生物量，工程占地损失总生产力 0.67tc/a，损失总生物量为3.32t，占评价区总生产力和总生物量的比例为 0.009%和 0.004%，占比极低，主要因为项目占地面积小，且占地为生态效能较低的灌草丛。损失植被类型及生物量见表6.1-2。

**表 6.1-2 工程新增占地影响植被类型及生物量统计表**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称 | 占地面积 | 损失生产力（tC/（a）） | 损失生物量（t） | 受影响的植被类型 |
| 1 | 灌丛植被 | 0.08 | 0.39 | 2.90 | 栎、马桑、荚蒾、白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨 |
| 合计 | | 0.08 | 0.39 | 2.90 |  |

（2）人员进驻及施工活动

在工程建设运营期间，大量人员和车辆、机械的进场和建设活动将给施工区的生态环境造成一定的影响。施工人员的活动等都会对生活在本区域内的植被产生影响，主要表现在施工人员活动产生的废水、废渣、废气等废弃物对生态环境的影响等方面。废水处理设施等施工活动对生态环境的影响最大，但是由于施工不是长久的，在工程退役后随着临时工程拆除及植被更新恢复措施的实施，其影响会得到逐步恢复的。

综上所诉，项目施工新增占地0.08hm2，使得在栖息在这片土上的生物资源受到影响，灌草丛植被因生境发生改变而死亡，以此为栖息地的其他动物、微生物则失去原栖息场所，导致动、植物资源量减少，生物量受到一定影响。但项目占地相对整个宣汉县比例则极小，不会对该地区造成较大影响，同时，退役后，随着临时设施拆除、封井及植被恢复措施的实施及植被自然演替更新，占地影响也将逐渐消失。

本次评价仍然建议，在项目实施过程中通过优化施工布置，最大程度减少工程建设造成的植被资源损失，尽量减少对评价区灌草丛生态系统的影响。

**6.1.1.4 对陆生野生动物的影响分析**

①施工占地

本工程新增占地类型主要为灌草丛。生活在这类土地的动物均为常见种，如鸟、兔、鼠类等，施工占地等会改变周边小生境，对其生存环境有短暂影响，对于依赖灌草丛为栖息、活动、隐蔽场所的野生动物来说，其生境在某种程度上会受到一定的影响，但在非施工区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，工程退役后这类动物还可迁回。对于迁移能力弱的动物，因占地面积较少，损失只局限于少数个体，不会对种群数量产生影响。

②施工人员非法捕猎

由于施工人员进入，可能有非法捕猎，直接杀死动物、鸟类。可通过加强教育宣传来杜绝此类行为。

③施工活动

工程施工可直接破坏一些分布在施工区域内动物的生存环境，如一些蛇类、蛙类和鼠类等的栖息洞穴；工程施工还可直接杀死一些生活在施工区域内的动物，这些动物主要是无迁移能力或迁移能力较弱的幼体及在施工时还栖息在洞穴内的部分蛇类、蛙类和鼠类等。由于施工区的范围有限，上述两种情况不会对动物组成和多度产生较大影响。工程施工对其它动物的影响主要还是间接影响，即施工噪声迫使绝大多数动物的成体通过迁移方式远离施工区，但当施工结束后，施工区域内或施工区附近的植被逐渐恢复，这些动物又会逐渐返回。

**6.1.1.5 对景观生态的影响分析**

（1）对自然生态体系稳定性的影响

①恢复稳定性影响分析

对景观生态体系稳定状况的影响可以从恢复稳定性和阻抗稳定性两方面进行分析。恢复稳定性的度量通常采取对植被生物量进行度量的方法进行度量。项目建设会使评价区内自然生态体系的植被生物总量减少，评价范围域内景观生态体系有一定影响，退役后，随着临时设施拆除、植被恢复措施的实施及植被自然演替更新等，将会使项目占地区生态环境质量得到较大改善，植被会朝着正向演替方向发展，逐步恢复景观稳定性。

②阻抗稳定性影响分析

占地损失的物种槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木、白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等群系均属广布种，对物种种类没有影响，仅损失部分生物量。在景观异质性影响方面，本评价范围的各类拼块在项目实施后所发生的变化主要是拼块面积的变化，而在拼块数量（密度）、拼块频率等要素特征上发生变化较小，随着临时设施拆除、植被恢复措施的实施及植被自然演替更新等，评价范围内森林植被还将是当地的模地，模地不会动摇，景观的异质性不会发生质的变化。

（2）自然景观协调性分析

工程施工在视觉上会对项目区产生一定的影响，占据一定的数据空间及景观节点，尤其是与周边绿色植被环境形成明显的视觉异质性；进场道路等线性工程会形成景观廊道，将不可避免的改变沿线传统的视觉环境。本项目施工对周边原本连续的自然景观环境形成切割，对其空间连续性造成一定的破坏。切割山坡、植被，使绿色的背景呈现出明显的人工印迹。建议在项目退役后及时拆除临时建 筑设施，恢复植被，尽量采用以当地乡土灌草先锋物种种植为首选的临时植被恢复工程，增加与周围自然景观的协调性。

**6.1.1.6 对生态系统结构稳定性分析**

项目建设新增占地主要为储备罐临时存放区临时占地，约0.08hm2，占评价范围总面积的0.01%，不会对该区域植被分布情况和森林植物群落结构造成大的改变，项目对评价区内的森林、灌丛和草地等自然生态系统的类型完整性和结构稳定性影响较小，随着退役后临时占地的设施拆除和植被恢复措施的实施，评价区内各生态系统（尤其是灌丛和草地）面积、结构和功能会得到进一步恢复；各类生态系统的结构与功能完整性以及生态服务功能的完整性并不会受到工程运营的直接影响，依然具有维持良性发展的潜力。

**6.1.1.7 对生态系统完整性的影响**

1、对生态效能的影响

项目施工占用的植被均属于当地常见的物种，项目建设虽然会对该区域的生态环境和生态效能产生一定影响，但是局部植被资源的减少对区域生态效能影响不大。同时，项目在设计与施工各个环节中采取多种水土保持措施，项目退役后 通过地形地貌及植被更新恢复，可保持较稳定的生态系统，因此项目建设对生态效能的影响可忽略不计。

2、对景观风貌的影响

工程建设会影响土体的结构，降低原来地表的固土保水能力，改变其结构特征，自然景观受到一定影响，但在项目退役后，随着临时设施拆除及植被自然恢复，工程区范围内的动、植物的繁衍条件将得以恢复，景观风貌也会逐步恢复。

3、对环境质量的影响

项目建设过程中将造成一定的地表植被破坏，加剧水土流失；占地区运输、堆放等过程产生的扬尘和粉尘，造成小部分空气环境污染；施工中产生的废水、生活污水可能引起周边水质暂时的污染。但其不利影响是短暂的，项 目建设和运营过程中采取的技术措施可最大程度减少负面影响，项目建设对环境质量的影响很小。

4、对物种多样性的影响

项目用地范围植被类型主要有槲栎、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、盐肤木、白茅、五节芒、芒、芒萁、野古草、斑茅、蕨等为主的灌草丛植被，群落结构和组成相对简单，且均为当地常见类型，分布较广，施工期对生物群落多样性、生态系统多样性及完整性的影响较小，项目占地不会对用地范围物种多样性和生态功能产生较大影响。

综上所述，项目建设对项目区及周边区域生态效能、景观风貌、环境质量、物种多样性等生态因子影响很小，项目建设不会对区域生态完整性产生影响。

**6.1.1.8 对生态系统服务功能的影响**

（1）水土流失与水源涵养功能的影响

评价区地表植被覆盖度高，但由于地形地貌的特殊性和降水量较大等特点使得水力侵蚀过程明显。项目建设对评价区水土流失的影响主要集中在工程建设期施工占地，如果不能及时采取相应的防护措施处理或治理，会造成新的水土流失。在工程施工过程中要尽量减少了对周边区域地表植被的破坏，并对填挖高度进行严格的控制。

森林和灌丛草地等在评价区内发挥着较为重要的水源涵养功能，因此在施工结束及运营阶段应特别注重林草种植和植被恢复，通过增加植被覆盖，促进土壤蓄渗降水；而灌木的枯枝落叶层吸收水分等方式对水资源进行充分利用，尽量选择乡土阔叶植物作为恢复树种，注意因地制宜和加强管理。

（2）对其它生态服务功能的影响

评价区内陆生生态资源除具有防止水土流失和水源涵养功能外，还具有保育土壤功能、净化大气环境、固碳释放以及积累营养物质等多种生态服务功能。其中保育土壤主要是指森林中活地被物和凋落物层层截留降水，降低对地表径流的侵蚀作用；同时林木根系固持土壤，防止土壤崩塌泻溜，减少土壤肥力损失以及改善土壤结构的功能，这就要求施工和运营期间的闲置土地及裸地应及时种植植被，以减少土壤养分的流失。本工程建设尽管占用了部分灌草丛等自然生态系统，部分改变了土地利用类型，但对评价区内自然生态系统肩负的维持生物多样性、净化空气、调节小气候等生态服务功能的影响还是非常间接和有限的。

综上所述，本项目的建设对评价区域生态环境会有一定的影响，但不会显著改变评价区域的植物物种多样性状况、植被组成类型、动物多样性和种群结构组成。工程建设对景观生态系统的影响范围有限，评价区域内各类拼块构成、廊道类型和基质特点、各类环境资源拼块优势度等景观格局和动态不会发生明显变化；森林生态系统、灌丛和草地生态系统和河流生态系统的稳定性和景观完整性没有显著影响。在采取植被恢复、水土流失防治措施、野生动植物保护等措施的情况下，本工程造成的生态影响可得到有效减缓，生态系统的稳定性尚好。

**6.1.1.9 测试放喷对生态环境的影响分析**

钻井测试放喷对生态环境的影响主要是放喷产生的热辐射和SO2对生态的影响。

钻井过程中需要进行测试放喷。测试放喷是指在钻井后期为测定气井的天然气产量而人为进行的天然气放喷。天然气燃烧产生的热辐射影响，可能灼伤放喷点周围20~50m范围的植被。天然气测试放喷在专门的燃烧池中点火放喷，燃烧池是由三面5m高的砖墙组成，采用燃烧池放喷，可以有效减小放喷天然气燃烧产生的热辐射对测试区周围的土壤和植被的灼伤。

含硫天然气点火燃烧产生SO2一定程度上影响植被生长，尤其是对农作物影响明显，影响一季度农作物。若SO2浓度过高，与水反应生成亚硫酸盐的速度超过植物细胞将其氧化成硫酸盐的速度，就会引起植物的急性伤害，造成植物枯死。

在雨天高浓度的SO2还可能形成酸雨，对植物造成更大的危害。但这种影响是可逆的，事故得到控制后能够恢复生产。同时项目区域无自然保护区、风景区等敏感生态区域，为农业生态环境，事故对生态环境的影响是可恢复的。

综上，该工程项目占地较小，施工时间较短，工程完工后临时用地迅速恢复，因此该项目对当地生态环境的影响是有限的、可接受的，对当地农民生活质量影响同样是可接受的。

**6.1.1.10 水土流失影响分析**

本项目在建设过程中新增水土流失主要是由于人为扰动地表、构筑人工再塑地貌等活动，在侵蚀应力的作用下产生的，其形成包括自然因素和人为因素两种。

（1）自然因素

自然因素包括地形地貌、降雨、土壤等因素，其中降雨是形成土壤侵蚀的自然动力因素。

①地貌：在自然状况下，水土流失随地表坡度的增大而增大。在工程施工等外营力作用下，地表坡度加大对水土流失的作用随之大幅度加大，水土流失强度成倍增加。

②降雨：降雨是造成水土流失的主要动力因素，项目区降雨量集中在5～9月份，在人工地表扰动条件下，降雨对水土流失的影响将随之加大，成为项目区影响工程施工新增水土流失的主要自然因素。

③土壤：土壤为沉积性沙质土，土质松散，土壤抗蚀性较弱，在人工扰动下极易产生水土流失。

土壤侵蚀是在地貌、土壤、降雨等多种因素作用的结果，在自然状况下，项目区所在的地区水土流失类型主要是水力侵蚀，以轻度侵蚀为主，在工程施工等扰动作用下，削弱甚至破坏了土地的水土保持功能，水土流失随之大幅度加大，水土流失强度成倍增加。

（2）人为因素

由于人为因素损毁原有地貌和地表结皮，改变了侵蚀营力与土体抵抗力之间形成的自然相对平衡，破坏了土地的水土保持功能，使潜在的自然因素在人为因素的诱发下发挥作用，导致原地面水土流失加剧。

### 6.1.2 施工期环境空气影响分析

1、钻前工程废气影响分析

钻前工程施工期产生的空气污染主要是：施工过程中建筑材料运输、装卸过程产生的扬尘使周边大气环境中的TSP浓度增加，施工现场周围粉尘浓度与源强大小及源强距离有关；施工期间使用的各种动力机械（如载重汽车、铲车等）产生的尾气也使大气环境受到污染，尾气中所含的有害物质主要有CO、THC、NO2等。

由于累计施工工时不长，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响。总体看来，钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响。

2、钻井工程废气影响分析

拟建项目属气田建设的施工期，废气主要为钻井阶段备用柴油机产生的废气、测试放喷废气及少量机械作业废气。

拟建项目钻井用柴油机为烟气达标的合格产品，使用的燃料为合格的轻质柴油成品，此类柴油燃烧主要污染因子为NOx、CO和少量烟尘等，通过设备自带排气筒排放，燃油充分燃烧后NOx、颗粒物等污染物浓度低，结合以往钻井项目从未发生过柴油机大气污染事故类比资料判定，由于备用柴油发电机组烟气释放到环境空气中后将很快被稀释，加之其持续时间较短，钻井期间的大气污物将随钻井工程的结束而消除，钻井工程的实施不会对环境空气造成长期明显不利影响，不会改变区域的环境功能，对区域内各分散居民点环境空气影响程度在可接受范围内。

3、测试放喷废气影响分析

测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，单井测试放喷时间约1d～2d，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约4h～6h，废气排放属不连续排放。测试放喷的天然气经点火燃烧，其主要污染物为SO2。根据企业提供的资料，预计本项目可能放喷的最大天然气流量为20×104m3/d（9.26m3/s），H2S含量11.54%，排放速率为1.21kg/s，天然气经放喷管线外输至放喷池点燃，燃烧1m3天然气产生烟气量约为13.6m3，则SO2排放速率为2.28kg/s，烟气量45.34×104m3/h。项目预计每天测试放喷1次，每次放喷6h，共放喷2d。

本项目测试放喷废气排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），能够实现达标排放，测试放喷之前，须临时较近范围内的居民，本项目的建设对评价区域大气环境影响较小，环境可接受。

本项目测试放喷通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火燃烧，放喷池周围设置3面挡墙，高度3.5m，可有效减小热辐射对测试区周围植被的灼伤。放喷池周边植被主要为农作物及少量的杂草，均为常见植被，周围地势空旷便于燃烧热值扩散，一般情况下，放喷对植被的影响可自行恢复。测试放喷对放喷口周围植被产生的灼烧影响是暂时的，可逆的，测试完后一定时间内可恢复。并且在放喷测试前已对放喷池周围植被进行清理，因此测试放喷热污染不会影响到清理范围外的植被。

本项目测试放喷在昼间进行，且时间较短（类比同类钻井，一般测试时间为1d～2d，每次4h～6h），燃烧后主要污染物为SO2。测试放喷所产生的污染物产生量较小，并将随测试放喷的结束而消除，故对环境空气影响较小。

### 6.1.3 施工期地表水影响分析

**1、施工方式对地表水的影响分析**

站场施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、井场施工废水、初期雨水、钻井废水、压裂、洗井废水。

（1）生活污水

根据以往施工经验，施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，井场施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。因此，只要控制不让生活污水进入河道，一般不会造成水体污染。

（2）钻井废水

本项目在钻井阶段采用常规钻井工艺。钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井液进入井底协助钻井作业，在钻井液返回地面后，大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，剩余废水经预处理后由罐车拉运至毛开1井回注站回注，不外排。

（3）初期雨水

井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设监控池，场内初期雨水收集进入清洁化操作平台，与钻井废水一同经清洁化操作平台预处理后装车拉运至毛开1井回注站回注。

（4）压裂、洗井作业废水

压裂、洗井作业废水于废水池临时储存，由罐车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。

建设单位针对钻井废水、压裂、洗井作业储存采取了以下管理措施：

①不得乱排乱放废水。

②现场人员应定期对清洁化操作平台渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。

③暴雨等特殊气象条件下，井场应及时转运废水，以防止暴雨进入放喷池，避免引起废水外溢从而导致环境污染。

④完井期间及时拉运处理作业废水。

废水转运采取的具体管理措施如下：

①制定科学合理的车辆运输路线，根据车辆运输的特性实施相应的管理。

②废水承运单位在开展运输工作之前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移废水。

③废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场。

④废水转运时采取罐车密闭输送。

⑤尽量避免在雨天和大雾天转运。

⑥建设单位应当加强对废水承运单位的监管和沟通，督促其严格监管废水转运车辆，以防废水承运人员半途随意倾倒废水造成环境污染。

⑦建设单位对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

⑧过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

**2、施工期其它因素对地表水环境影响分析**

（1）施工物料如堆放管理不严，受雨水冲刷进入附近水体，对水域造成影响。

（2）施工弃渣和施工人员的生活垃圾如不妥善处理，随意堆放，受雨水冲刷进入附近水体，将对其水质造成影响。

**3、施工期地表水环境影响分析小结**

通过以上分析，通过对施工弃土、施工人员生活垃圾妥善处置；对施工材料堆放严格管理。

由地表水环境质量现状调查与评价可知，项目所在地地表水环境质量现状较好，如加强施工期间的环境管理，因此，施工期对地表水产生的影响较小。

### 6.1.4 施工期地下水环境影响分析

1、评价工作等级

根据现场调查和资料收集，地下水评价范围内有11口农户水井。因此，评价区地下水环境敏感程度可定为“较敏感”。

根据II类建设项目工作等级划分依据，应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中评价工作等级的划分应根据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，具体情况下见表。

**表6.1-1 地下水环境敏感程度分级表**

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

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表6.1-2。

**表6.1-2 地下水环境影响评价工作等级分级表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 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 |

综合以上“项目类别”和“地下水环境敏感程度分级”结果，查询《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）建设项目评价工作等级分级表，确定本项目评价工作等级为“二级”。

2、项目区水文地质条件

（1）地下水类型及补给、径流和排泄

普光气田开发区主要位于北东向的黄金口背斜处，由背斜轴部向翼部，地层由老到新，呈条带状依次展布包括侏罗系中统千佛崖组、沙溪庙组，上统遂宁组、蓬莱镇组及白垩系。普光气田区含有地下水的层位主要有侏罗系蓬莱镇组、遂宁组和上沙溪庙组，地形不同、地表出露地层不同，其主要含有地下水的层位也不同。

普光气田开发区内地下水类型包括松散堆积层孔隙水、碎屑岩裂隙孔隙水和基岩裂隙水，其中本项目所在区域以基岩裂隙水为主。沟谷地段为地下水的排泄区。岩性变化地段和结构松散的卸荷岩体具有较强的透水性能，岩体的透水性具有随着深度的增加、卸荷的减弱而递减的一般规律。

1）松散堆积层孔隙水松散堆积层孔隙潜水主要赋存于河流阶地的细砂层中，基岩为相对隔水层，零星分布在赵家坝、清溪镇等地，即中河、后河、清溪河宽谷地带，含水层为第四系全新统，以冲积、冲洪积砂质粘土夹砾石为主，次为残坡积和崩坡积之砂质粘土，粘质砂土夹杂碎石块。泉流量一般小于0.1L/s，钻孔涌水量小于50m3/d。分布零星，面积窄小，厚度薄（0～20m），地下水较为贫乏，不具有供水意义。一般属HCO3-Ca（Na+K）水，矿化度0.356～0.392g/L，总硬度13～15德度，pH值5～6。

2）碎屑岩裂隙孔隙水分布于黄金口背斜中段一带，主要由沙溪庙组地层组成，但在其中段核部有两处出露了千佛崖组地层，形成构造窗。其中南面的一处位于普光镇西北，长15km左右，宽1～2km；北面一处位于黄金口边，长10km，宽1～4km。由于该背斜穿插于北西向构造之中，并受到强烈的挤压，因而两翼岩层产状较陡，倾角达20°～50°。但向外围很快变缓，节理裂隙发育。在地貌上形成背斜山，千佛崖组地层裸露于轴部附近山岭一带，补给区位置较高，对于翼部地下水的补给、运移和富集有利，因而黄金口背斜翼部地下水比较丰富，特别是在千佛崖组和沙溪庙组接触带附近，有较丰富的层间承压水，泉水流量大于11m3/d，单井涌水量可达100～500m3/d，含水层顶板埋深50～100m。由于含水层主要出露于山岭地带，补给区所处位置较高，地下水以接受大气降水的渗入补给为主，补给后地下水主要通过构造裂隙和层间裂隙沿岩层倾斜方向作垂向（倾向）运动。一部分地下水在地表侵蚀基准面之上以下降泉的形式排泄，一部分向深部运移、贮集，并作水平（走向）运动。在含水层被沟谷切割的地段，可以接受地表水的补给，地下水运动的总趋势是由北西向南东方向径流。地下水化学类型为重碳酸钙镁型和重碳酸硫酸钙镁型，矿化度0.2g/L左右，总硬度0.8～6.5德度，pH值6～7。

3）基岩裂隙水此类型在气田区广泛分布，本项目区也属于此类型，按裂隙性质，地下水的富存条件可分为构造裂隙水和风化带网状裂隙水两大亚类。

A、构造裂隙水主要分布在侏罗系蓬莱镇组（J3p2）、下白垩统苍溪组（K1c）、白龙组（K1b），岩性主要是紫红色泥岩、粉砂质泥岩与厚至块状细粒长石、石英砂岩互层，上侏罗统蓬莱镇组上段和的砂岩和泥岩之不等厚互层组成，一般以砂岩为主要含水层，且为双层结构（即上部以浅层潜水为主，下部以承压水为主）的含水特征，以碎屑岩裂隙孔隙水－层间承压水为主。地下水位埋深一般小于20m，含水层顶板埋深一般小于50m。地下径流模数0.5～1L/（s·km2），钻孔涌水量一般可达100～500m3/d，属于中等富水地带。

水质以重碳酸钠型和重碳酸钙型为主，矿化度0.1～0.5g/L，总硬度为0.5～10德度，pH值为7.5～9。泉流量一般在0.1～1L/s之间。

B、风化带网状裂隙水主要分布于普光气田区西部、西南部，地下水为潜水，主要赋存于沙溪庙组和遂宁组地层中浅部风化网状裂隙发育地带。普光气田区西部、西南相对高差较小，故侵蚀作用较弱，对风化带发育比较有利，风化带发育深度一般为0～10m。由于风化带厚度较薄并因发育不均匀呈断续分布，一般不能形成连续分布的统一含水层，其地下水的补给条件和赋存条件比较差，表现为富水性弱和水量一般较为贫乏。泉流量一般在0.01～0.1L/s，地下径流模数0.1～0.5L/（s·km2），钻孔涌水量多小于50m3/d。因此，虽然通常可供分散的独家小户居民用水之需，但遇干旱季节，则常有枯竭之忧。

水质一般为重碳酸钙型或重碳酸钙镁型水，矿化度0.1～0.3g/L，总硬度在8～13德度，pH值6.5～7.5。普光气田区的基岩裂隙水由于地质、地貌条件不利于大气降水渗入补给，故该地区地下水属于就地补给就近排泄的浅层潜水。泉水多出露在砂岩底部与泥岩接触面附近，说明各含水层之间，一般不发生水力联系。

1. 地下水赋存特征及补径排关系

基岩裂隙水广泛分布全区，地表出露普遍，井、泉众多，为当地居民之饮用水源，一般埋深较浅（10～200m），几乎都产出在风化带影响范围之内。含水层的埋藏特点以及补给、径流、排泄条件，决定区内地下水的水质、水量。地下水主要赋存特征如下：

1. 风化带网状裂隙水分布十分广泛

根据地下水储水性质及埋藏条件，本区基岩裂隙水皆埋藏于浅部砂、泥岩之风化带中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储集为主，孔隙储集次之，局部地区兼有溶蚀孔隙裂隙储水。多属潜水类型，部分微具承压。其分布相当广泛，无论是田边地角、丘陵谷旁，凡有汇水条件的地方均可见及，但主要还是位于河谷与丘间汇水面积较大之洼地，并形成相对富集带。

B、各地段富水性一般较差，水量极不均匀

据1：20万区域水文地质普查报告统计，在广大红层丘陵区，60%以上的泉水流量在0.05L/s以下，超过0.1L/s的大泉仅占16%，其中最大的只达0.15L/s左右。80%以上的地区单孔涌水量在100t/d以下，其中单孔涌水量小于30t/d的地区30%左右。这种不均匀性在区域上的表现通常是贫中有富，即在广大贫水地区存在着一些相对富水地段。而这些富水地段的泉水流量一般为0.105～0.15L/s，钻孔涌水量100～1000t/d，其面积一般只占基岩裂隙水地区的10%～15%。另外，这种不均匀性还表现在同一局部地区或同一含水层富水性的悬殊上，这大概正是基岩风化裂隙水的特点。由此可见，富水地段并非井井富水，贫水地段并非井井贫水，水量多少实际上与具体井位的选择有很大关系；即使在同一含水层中，由于岩性、裂隙发育程度地变化，其含水性在不同的井、孔中也可能相差十分悬殊。

1. 地下水位高，埋深浅，淡水带厚度通常较薄本区基岩裂隙水一般为潜水，其埋深80%以上的在0～5m之间，尤以0～3m为多。但在上沙溪庙组分布的丘陵区，也有水位较深者。另外，在裂隙潜水广泛分布的背景下，亦有时可见局部承压水出现。究其原因主要是与覆盖层性质有关，即在以遂宁组泥岩为含水层的宽谷丘陵区，不仅覆盖层以第四系粘性土为主，而且基岩顶部强风化层在地下水作用下也多强烈泥化，而具有隔水性。这种由二者所共同组成沟谷中的隔水层，势必会使浅层地下水具有一定的承压性质。另一种原因则可能与局部构造因素有关，即它们或许正处于背斜倾角由陡变缓的倾末端或转折端。

D、地下水补给、径流、排泄条件良好，动态不稳定浅层地下水是可供饮用和灌溉的优良淡矿化水，其淡水带深度一般不大，风化裂隙带发育深度一般在20～30m，地下水位埋深在沟谷地带一般为3～5m，丘坡下部一般6～9m，井深20m左右一般可揭露主要潜水含水层。因向下部多迅速转为微咸水、咸水，以至盐卤水所接替。淡水带深度，即咸、淡水界面埋藏深度，因受地下水径流条件控制，表现出周边深，盆内浅的规律。盆地腹心，以沙溪庙组（J2s）、遂宁组（J2sn）为主，组成的浅丘区，地下水交替条件差，咸淡水界面埋深一般50m左右，甚或小于50m。向外围低山丘陵区，随着径流条件变化，渐增至50～100m，100～200m。接近盆缘地区，深度大于200m。本项目区可利用地下水淡水深度在0~100m。

**3、地下水开发利用现状**

经调查，评价区内无集中地下水水源地，评价区内有11口水，均为浅层地下水，水井深度在5~35m。

**4、环境水文地质调查**

按照地下水环境影响评价导则，针对本项目特征，本次调查包括：

①原生水文地质问题调查；

②地下水污染源分布及类型调查。

（1）原生水文地质问题调查

根据评价区下水水质监测结果，本项目区地下水属于低矿化度淡水，水质情况尚可；根据相关资料及调查访问，评价区未出现地方病等与地下水相关的环境问题。

（2）地下水污染源调查

根据现场调查，评价范围内主要地下水污染源为：分散居民农业生产及生活污水对地下水水质的扰动。

**5、地下水环境功能与环境保护目标**

（1）地下水功能划分

确定评价区地下水环境的主要功能是分析地下水环境影响、布置工作重点的重要工作之一。地下水系统是一个具有综合服务功能的开放系统，是维持社会经济发展的重要供水水源，也是维持生态环境系统稳定的重要因素。本研究确定工程区地下水环境功能从两个方面进行：依据《全国地下水功能区划分技术大纲》的要求和规定、根据实地调查的本项目工程区的地下水环境状况。

1）地下水功能及其划分

地下水功能是指地下水的水质和水量及其在空间和时间上的变化对人类社会和环境所产生的作用或效应，它由地下水的资源功能、生态环境功能和地质环境功能组成。

①地下水的资源功能是指具备一定的补给、储存和更新条件的地下水资源供给保障作用或效应。为了保持地下水的资源供给功能，首先在水量上，地下水要得到可持续的稳定补给，这样才能保障可持续开发。

②地下水的生态功能是指地下水系统对陆表植被或湖泊、湿地或土地质量良性维持的作用或效应，如果地下水系统发生变化，则生态环境出现相应的改变。地表水生态系统（河道基流、湿地、泉水等）和陆地非地带性植被都需要地下水的补给和调节。地下水位下降和水质的恶化对地表生态系统会带来严重影响。

③地下水的地质环境功能是指地下水的地质安全保障功能，是指地下水系统对其所赋存的地质环境稳定性所具有支撑和保护的作用或效应，如果地下水系统发生变化，则地质环境出现相应的改变。

2）地下水环境调查

通过对项目区地下水、地表水、居民用水及环境状况调查，本项目位于宣汉县老君乡铁尖村（原P204集气站），评价区内分布有11口居民水井。

综上，根据《全国地下水功能区划分技术大纲》的要求和实地调查评价区地下水环境状况，本项目评价区地下水功能为供水水源资源功能。

（2）地下水环境保护目标

根据外环境调查，结合项目场地所处水文地质条件，区域地下水总体流向为东至西，排泄至后河。项目施工可能受影响的含水层为基岩裂隙水。本项目地下水环境保护目标见前文“1.9.3 外环境关系”。

6、地下水评价因子及识别

（1）地下水环境现状评价因子

地下水环境：K +、Na+、Ca2+、Mg2+、CO3 2-、HCO3-、Cl-、SO4 2-、pH、氨氮、 硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐。

（2）地下水环境影响评价因子

鉴于本项目废水具有氯化物、悬浮物含量高，含石油类、有机物，且变化范围大，水质复杂的特点，类比同类项目，本项目产生废水水质主要含有有机物、石油类、氯离子、无机盐等。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），预测因子识别应对项目污染物进行分类后（重金属、持久性污染物和其他类别进行分类），对每一类中各项因子采用标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子；如该项目属于技改项目，将选择技改后继续产生的特征因子，改扩建后新增加的特征因子作为预测因子；污染场地已经查明的主要污染物作为预测因子。

根据监测资料，P204集气站附近潜水含水层地下水水质良好，所有指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值要求。基于本项目废水的水质特征，选择无机离子中等标污染负荷最大的氯离子，持久性污染物中等标污染负荷最大的 CODCr，特征污染因子石油类作为本次评价的预测因子。

**7、水文地质参数识别**

本次评价参考结合《水文地质手册（第二版）》（中国地质调查局，2002年）经验数值。

**8、工程建设对地下水的影响**

（1）正常情况下对地下水的影响分析

施工期对地下水污染源主要来自于钻井工程。正常状况下，施工过程中产生的废水等污染物储存于污水池中，在严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀的隔离下，施工过程中产生的废水不会对场地周围的地下水产生很大影响。本项目按照《中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定》（2011年8月9日）采取污染防治措施，正常状况下不会发生污水泄漏渗入地下的情况，不会对浅层地下水造成污染。

（2）非正常情况下对地下水的影响分析

1）预测原则

考虑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，预测评价将为各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

预测的范围、时段和内容根据评价等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求来确定，以应急池渗漏污染地下水水质问题为重点，同时给出渗漏状况的预测结果。

2）预测方法及范围

该项目地下水预测分析主要进行饱和带污染物迁移预测，评价等级属二级，本次进行预测时，采用解析法计算。污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染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。

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为潜水含水层。

3）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，服务年限或能反应特征因子迁移规律的其他重要时间节点。本项目为油气开发井钻采项目，对地下水的影响主要在项目的施工期，生产运行和服务期满后两个阶段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100天、365天、1000天。

4）预测情景设定及源强

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）：一般情况下，建设项目须对正常状况和非正常状况的情景分别进行预测。已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可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几中情景。

**表 6.1-3 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 | 钻井过程，井漏、井喷，造成钻井液和钻井泥浆从渗漏进入地下水含水层 | 钻井 | 钻井平台设有泥浆泄漏量监控系统，可以及时发现井漏，并采取堵漏措施，持续时间通常不会超过1d | 浅层采用水基泥浆钻井，表层套管下深50m，提高固井质量等措施 |
| 情景2 | 钻井废水储存期间，防渗失效发生渗漏进入地下水 | 污水罐 | 污水池设有液位报警仪，可以及时发现渗漏并采取措施，持续时间通常不超过1d | 污水灌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 |
| 情景3 | 洗井废水储存期间，防渗失效发生渗漏进入地下水 | 放喷池 | 放喷池设有液位报警仪，可以及时发现渗漏并采取措施，持续时间通常不超过1d | 放喷池按照重点污染防治区进行防渗处理，加强液位观测，及时转运 |
| 情景4 | 酸化压裂废水储存期间，防渗失效发生渗漏进入地下水 | 放喷池 | 放喷池设有液位报警仪，可以及时发现渗漏并采取措施，持续时间通常不超过1d | 放喷池按照重点污染防治区进行防渗处理，加强液位观测，及时转运 |
| 情景5 | 井场柴油罐的泄漏 | 柴油罐 | 柴油罐位于地面以上，泄漏易于被发现，持续时间通常不会超过1小时 | 柴油罐区设置围堰，围堰按GB/T50934-2013进行防渗处理，日常加强罐区泄漏巡查 |
| 情景6 | 池底泄露 | 污水池 | 污水池池底破裂，较难发现，持续时间较长。 | 日常加强池体泄漏巡查 |

施工期非正常工况对地下水的影响包括污水池、放喷池、柴油罐泄漏、泥浆循环罐泄漏、压裂液泄漏等。由于柴油、泥浆采用储罐储存，且储罐区域进行了硬化防渗漏处理，一旦泄漏可及时发现并进行处理，对地下水的影响较小；测试放喷池内废水暂存时间短，出现事故的泄漏量少，对地下水的影响也是有限的。而污水池暂存钻井废水，储存周期长，且为下陷型，底部出现渗漏不易被发现，事故对地下水的影响周期长。因本项目钻井过程中及时进行固，不存在压裂液泄漏风险，故本项目不对压裂过程中井筒破裂进行预测分析。因此，由于地面储存废水发生渗漏易于被发现，钻井过程井漏由于地质条件复杂多变具有不确定性，且钻井液水质相对较复杂，同时其他情景容易预防及发现，不作为预测重点，本次评价主要对情景六污水池泄漏进行预测。

当钻井井场污水池发生泄漏后，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

①池体泄漏

污水池假定其池底产生裂缝，废水通过裂缝渗漏到地下水含水层，污染地下水。排放形式可概化为点源，排放规律可简化为非连续恒定排放。本次模拟根据应急池中物质对地下水的影响途径来设定主要污染源的分布位置，选定优先控制的污染物，预测事故工况下污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和浓度变化。

根据工程设计，污水池有效容积1000m3 (16m×15m×4.2m)。假定由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，污水池检修时发现池底出现一定面积的渗漏，面积约为池底面积的1%（2.4m2）。废水渗透地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

式中：Q—为渗入到地下水的污水量（m3/d）；

A—为池体的泄漏面积（m2），本次取2.4m2。

K—为地面垂向渗透系数（m/d），根据《水文地质手册（第二版）》（中国地质调查局，2002年）经验数值，项目区域包气带渗透系数取值0.1m/d；

J—水力梯度，根据计算，项目区域水力梯度取0.052

根据达西公式计算，本项目泄漏废水量为0.012m3/d。要求建设单位定期对池体防渗层完整性进行检查，若池体泄漏能及时发现，从而减少对地下水环境的影响，本次设置应急池持继泄漏时间为15d。污染物预测源强见表3-1所示。

②柴油罐泄漏

本项目设置有20m3柴油罐，柴油的密度为835kg/m3，单个柴油罐最大质量为16700kg，柴油罐四周设置围堰，并且柴油罐地面已进行防渗。非正常状况下，假设柴油罐发生泄漏，柴油大部分暂存于围堰中，少部分经围堰破损直接渗入外环境中。根据川渝地区钻井统计资料，柴油罐泄漏情况发生概率极低，且柴油极易被土壤包气带吸附，因此排放形式概化点源瞬时排放。假设进入含水层的废水量为单罐总体积的0.01%，为1.67kg。

**表6.1-4 污染物预测源强**

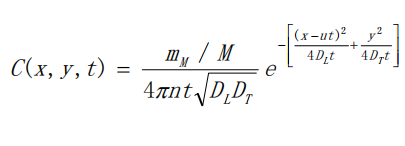
|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **渗漏情景** | **渗漏位置** | **特征污染物** | **浓度(mg/L)** | **渗漏量(kg)** | **泄漏时间（d）** | **渗漏污水量** |
| 非正常状况下 | 应急池池底破裂 | 氯化物 | 4000 | 0.78 | 15 | 0.013m3/d |
| COD | 1660 | 0.32 | 15 |
| 石油类 | 200 | 0.04 | 15 |
| 柴油罐及围堰破损导致柴油外泄 | 石油类 | / | 1.67 | / | / |
| 注：1、各污染物取值均参照区域《P203-2T 井产能建设项目环境影响报告表》《大湾4井探井工程地下水环境影响评价专题报告》及类别区域钻井废水各污染物浓度确定。 | | | | | | |

⑥预测模型概化

（1）水文地质条件及污染源概化

根据实际调查研究及水文地质资料，项目场地周边地区含水岩组为蓬莱镇组，地下水的储存介质主要为风化裂隙水含构造裂隙水。因此，本次研究的主要含水层为风化孔隙裂隙水。

含有污染物的废水将以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。建设场地地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可概化为瞬时注入示踪剂（平面瞬时点源）的一维稳定流动二维水动力弥散问题，当取平行地下水流动的方向为x轴正方向时，则污染物浓度分布模型如下。



式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；π为圆周率；

C（x，y，t）—t时刻点x，y处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

ne—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m2/d；

DT—横向y方向的弥散系数，m2/d；

参数选取：

a.含水层厚度 M：根据对项目区地下水赋存情况的调查，结合当地已有的水文地质勘查资料及《P203-2T井产能建设项目环境影响报告表》《大湾4井探井工程地下水环境影响评价专题报告》成果，项目区潜水含水层厚度为20~40m。结合场区含水层的厚度根据本次野外调查情况和水文地质资料共同确定为30m。

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量见表6.1-4。

c.含水层的平均有效孔隙度n：结合《水文地质手册（第二版）》（中国地质调查局，2002年）经验数值，参照《P203-2T井产能建设项目环境影响报告表》以及类比普光地区的水文地质勘察成果资料，本次综合有效孔隙度取值0.13。

d.水流速度u：u=KI/n式中I为地下水水力梯度，根据计算为0.052；

含水层主要为基岩风化带裂隙水，渗透系数取经验值0.1m/d，因此地下水渗流速度u=0.04m/d。

e.纵向 x 方向的弥散系数 DL：根据经验值取值 6.9m。

f.横向 y 方向的弥散系数 DT：根据经验值取值 0.06。

表6.1-5列出了场区所在地的水文地质条件参数。

**表6.1-5 场地处水文地质参数取值**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 渗漏位置 | 外泄污染物质量（kg） | | 污染物浓度标准限值  (mg/L) | 含水层厚度M(m) | 地下水  流速u(m/d) | 纵向弥散系数（m2/d） | 横向弥散系数（m2/d） | 有效孔隙度n |
| 应急池破裂 | 石油类 | 0.04 | 0.05 | 30 | 0.04 | 6.9 | 0.06 | 0.13 |
| COD | 0.32 | 20 |
| 氯化物 | 0.78 | 250 |
| 柴油罐泄漏 | 石油类 | 1.67 | 0.05 |

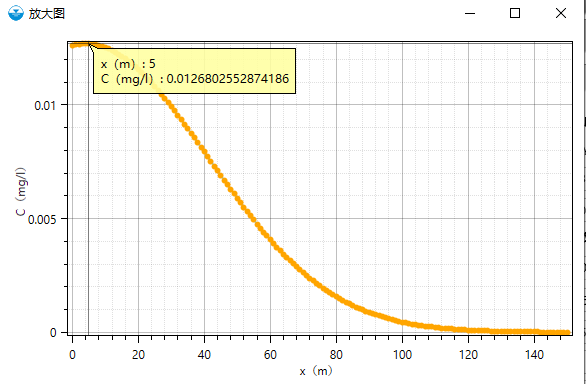
⑦预测结果

（1）应急池破裂情况

①地下水污染特征因子石油类的影响范围及距离计算结果见表6.1-6。

**表6.1-6 地下水中石油类超标及影响范围**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染源总量(kg) | 模拟时间(天） | 最大超标距离(m) | 中心迁移距离(m) | 最远影响距离（m） | 中心点处浓度(mg/L) | 背景值(mg/L) |
| 0.04 | 100 | / | 5 | 29 | 0.013 | / |
| 1000 | / | / | / | / |
| 3650 | / | / | / | / |

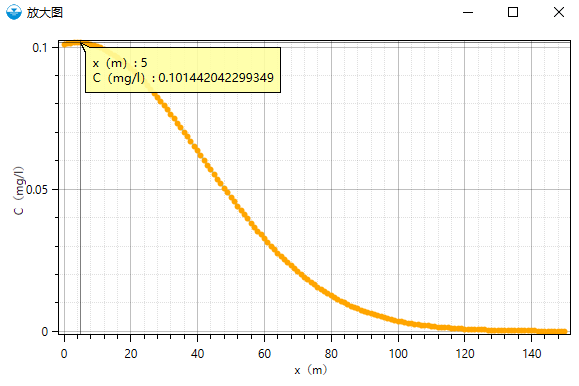


**图6.1-1 污染后100天水流下游轴向石油类污染物浓度变化趋势图**

②地下水污染特征因子COD的影响范围及距离计算结果见表6.1-7。

**表6.1-7 地下水中COD超标及影响范围**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染源总量(kg) | 模拟时间(天） | 最大超标距离(m) | 中心迁移距离(m) | 最远影响距离（m） | 中心点处浓度(mg/L) | 背景值(mg/L) |
| 0.32 | 100 | / | 5 | 48 | 0.1 | / |
| 1000 | / | / | / | / |
| 3650 | / | / | / | / |

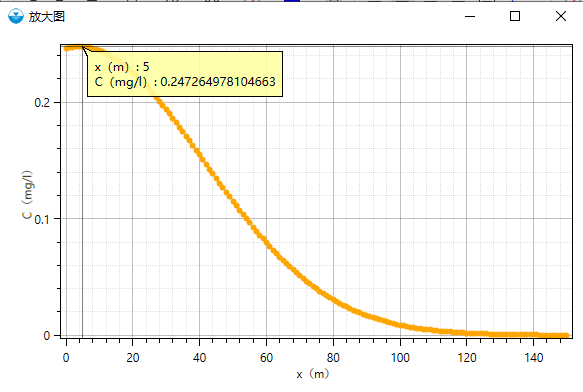


**图6.1-2污染后100天水流下游轴向COD污染物浓度变化趋势图**

③地下水污染特征因子氯化物的影响范围及距离计算结果见表3-5。

**表6.1-8 地下水中氯化物超标及影响范围**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染源总量(kg) | 模拟时间(天） | 最大超标距离(m) | 中心迁移距离(m) | 最远影响距离（m） | 中心点处浓度(mg/L) | 背景值(mg/L) |
| 0.78 | 100 | / | 5 | 102 | 0.247 | / |
| 1000 | / | / | / | / |
| 3650 | / | / | / | / |

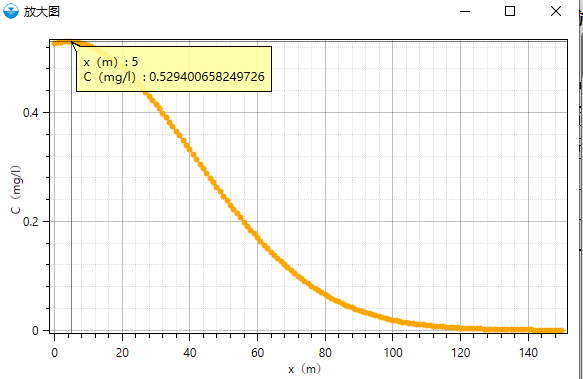


**图6.1-3污染后100天水流下游轴向氯化物污染物浓度变化趋势图**

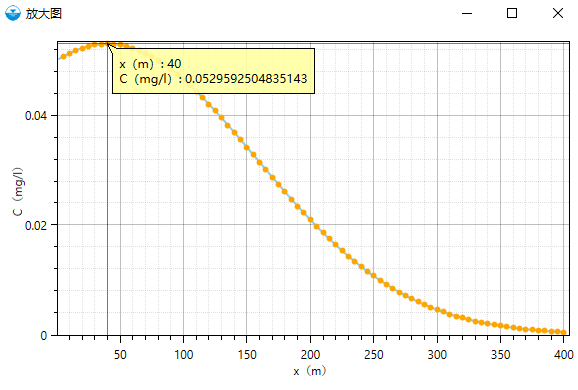
（2）柴油罐泄漏

**表 6.1-9 地下水中石油类超标及影响范围**

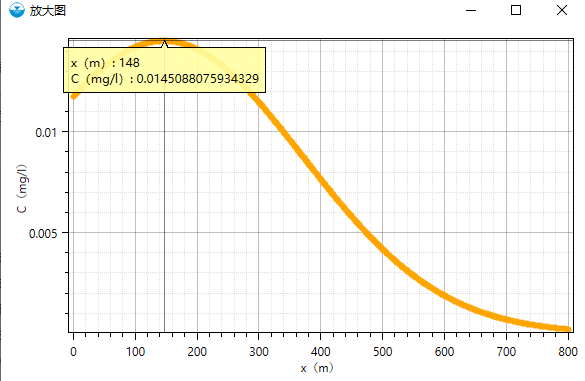
|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染源总量(kg) | 模拟时间(天） | 最大超标距离(m) | 中心迁移距离(m) | 最远影响距离（m） | 中心点处浓度(mg/L) | 背景值(mg/L) |
| 1.67 | 100 | 85 | 5 | 102 | 0.529 | / |
| 1000 | 77 | 40 | 253 | 0.053 |
| 3650 | / | 148 | 340 | 0.015 |



**图6.1-4污染后100天水流下游轴向石油类污染物浓度变化趋势图**



**图6.1-5污染后1000天水流下游轴向石油类污染物浓度变化趋势图**



**图6.1-8污染后3650天水流下游轴向石油类污染物浓度变化趋势图**

⑧地下水污染影响评价

COD预测结果：泄漏100天后，COD下游最大为0.247mg/L，影响距离最远为下游102m。下游影响范围内无居民水井分布，不在污染物扩散影响范围内。

石油类预测结果：泄漏100天后，石油类下游最大为0.1mg/L，影响距离最远为下游48m。下游超标范围和影响范围内无居民水井分布，不在污染物扩散影响范围内。

氯化物预测结果：泄漏100天后，氯化物下游最大为0.247mg/L，影响距离最远为下游102m。下游影响范围内无居民水井分布，不在污染物扩散影响范围内。

当柴油罐泄露后预测结果：泄露100天后，石油类污染物下游最大为0.529mg/L，最大超标距离为85m，最远影响距离为102m；泄露1000天后，石油类污染物下游最大为0.053mg/L，最大超标距离为77m，最远影响距离为253m，当泄露3650天后，石油类污染物下游最大为0.015mg/L，已无超标现象，根据现场调查，下游影响范围内无居民水井分布，不在污染物扩散影响范围内。对下游地下水环境影响较小。

根据现场调查，下游最近水井距离本项目约1169m，评价范围内水井均不在污染物扩散影响范围内。

根据各预测因子的影响范围，以及当地的水文地质条件，发生泄漏后，应急池底破裂造成的地下水污染对地下水影响较小。

### 6.1.5 施工期声环境影响预测

**6.1.5.1钻前施工**

**1、施工噪声源**

本项目不涉及新建井场，钻前施工仅为搬迁设备等，项目所在地主要为丘陵山区，经工程分析，施工对声环境的影响中主要是由施工机械和运输车辆造成。钻前施工均为白天作业，根据施工内容交替使用施工机械。

根据类比调查和现场踏勘监测以及项目初步设计中提供的主要设备选型等有关资料分析，设备高达85dB（A）以上的噪声源施工机械有：挖掘机、推土机等，具体见表6.1-10。

表6.1-10 主要施工机械噪声值 单位：dB（A）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **噪声源** | **噪声强度** |
| 1 | 挖掘机 | 92 |
| 2 | 推土机 | 90 |
| 3 | 柴油发电机 | 95 |

**2、施工期噪声影响评价**

（1）噪声预测公式的选用

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

L2＝L1－20lg（r2/r1）

式中：r2、r1——距声源的距离（m）；

L1、L2——声源相距r1、r2处的噪声声级dB(A)。

（2）预测结果及评价

通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同。施工噪声随距离衰减后的预测值见表6.1-11。

表6.1-11 施工噪声随距离的衰减情况 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **距离（m）** | **10** | **20** | **40** | **80** | **100** | **200** |
| 挖掘机 | 72 | 66 | 60 | 54 | 52 | 46 |
| 推土机 | 70 | 64 | 58 | 52 | 50 | 44 |
| 柴油发电机 | 80 | 74 | 68 | 62 | 60 | 54 |

在钻前施工中，运输设备工作时间较长，噪声强度较高，持续时间较长，而其它施工机械等一般间歇使用，且施工时间较短，故挖掘机施工噪声基本反映了钻前施工噪声的影响水平。

从计算结果可以看出：主要机械在40m以外均不超过建筑物施工场界昼间噪声限值75dB（A），而在夜间若不超过55dB（A）的标准，其距离要远到200m以上，且不适用产噪较大的设备。

由于站场所在地敏感目标主要是农村居住区。对于采用机械施工的地段，预测参照《声环境质量噪声标准》进行评价。

本项目的施工机械柴油发电机基本在站场施工时使用，使用频率低，运输设备、挖掘机使用频率最高，因此，以挖掘机为代表说明本项目施工期噪声影响，计算结果可知，本项目施工期设备噪声声级值以站场向外逐渐减弱，距声源200m以外挖掘机的噪声声级值已低于54dB（A）。根据调查，站场周围200m内，自然村分布较少，这些敏感点的声环境在施工期会受到施工噪声的影响，噪声水平有不同程度地增加；距站场较近的村庄噪声值会超过标准限值。但是，施工噪声是短暂的且具有分散性，一般在白天施工，不会对夜间声环境产生影响。因此，一般施工噪声对周围居民的生活影响不是很大。

（3）施工期噪声对敏感点影响分析

由于本项目施工期较短，施工机械使用较少，同时，项目施工噪声是暂时的，将随着施工期的结束而消失，在采取限值车辆行驶速度、合理安排作业时间、采用低噪声设备等措施后，目施工不会对评价范围内声环境造成明显不利影响。

**6.1.5.2钻井施工**

**1、预测评价方法**

本项目选址区域声环境功能区划为2类区，根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中关于工作等级划分的要求，声环境影响预测按二级进行评价，评价范围为井场边界外200m。

评价各噪声源通过噪声衰减模式计算对不同预测点的噪声贡献值，再将各自预测点的噪声贡献值叠加即得到本项目对各预测点的噪声贡献值，最后与监测点的噪声现状值叠加，得到各预测值，绘制等声级线图，并进行达标分析。

**2、预测模式**

根据《环境影响评价技术导则·声环境》中工业噪声预测模式中室外点声源模式：

LA（r）=LA（r0）-A=LA（r0）－Adiv－Aatm－Agr－Abar－Amisc

式中：LA（r）——距声源r处的A声级

LA（r0）——参考位置r0处的A声级

Adiv——声波几何发散引起的倍频带衰减量

Aatm——空气吸收引起的倍频带衰减量

Agr ——地面效应引起的倍频带衰减量

Abar——屏障引起的倍频带衰减量

Amisc——其他多方面效应引起的倍频带衰减量

A——选择对A声级影响最大的倍频带计算，一边选择中心频率500HZ的倍频带计算。

本项目以几何发散衰减为主：Adiv＝201g（r/r0）

由于钻井噪声较大，声源的地势较空旷，评价周边居民远，地势高差对噪声影响为保守起见，可忽略，同时考虑属于施工期短期影响，评价主要以几何发散衰减计算，同时考虑井场围墙及设备用房的衰减，与井场间有山丘相隔的居民考虑屏障引起衰减量，距离200m以上的考虑地面效应衰减。

**3、常规钻钻井阶段噪声环境影响预测及分析**

（1）正常工况

正常工况（网电工况）下本项目优先使用网电，网电钻井期间同时作业的设施有钻机1台、钻井泵2台、振动筛3台、离心机1台，以及设备棚内的泥浆处理装置若干。根据各噪声设备的噪声级和布置，噪声源主要分布在井场井口周边20m内，在预测敏感点的噪声值时，将各噪声源简化为1个噪声源点。根据噪声叠加模式计算各主要噪声设备近似点源的噪声值为101.9dB(A)。

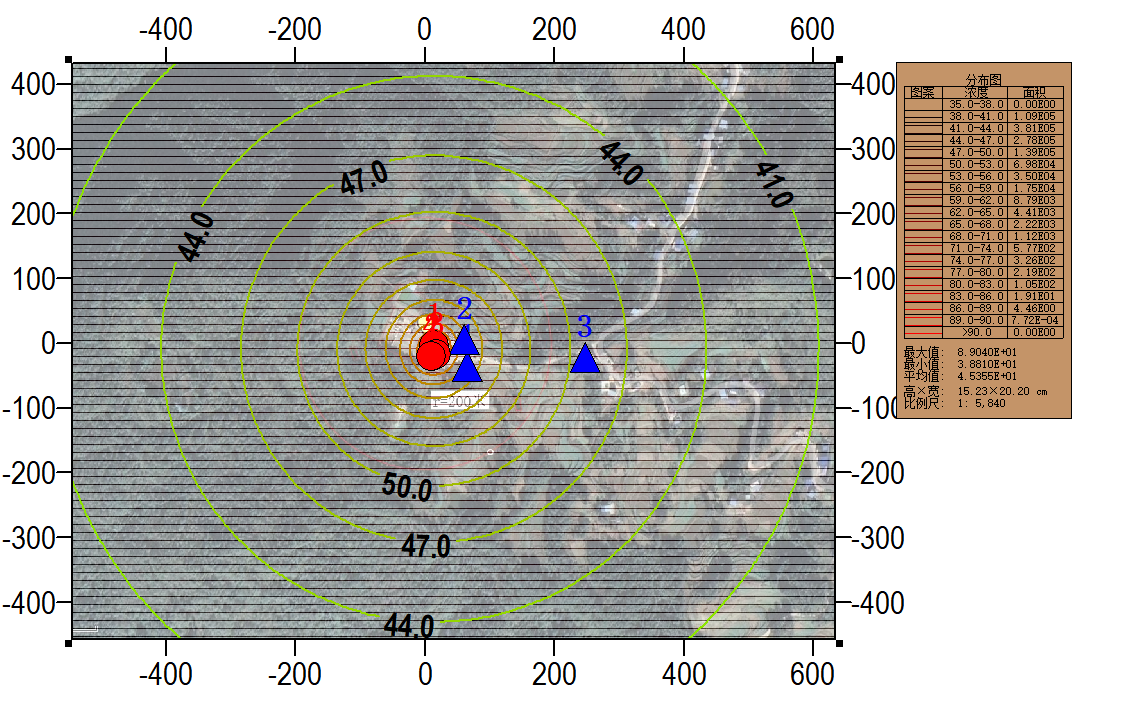
**表6.1-12 常规钻钻井作业过程中采取降噪措施后的噪声源强**

| **序号** | **声源名称** | **数量（台）** | **型号** | **空间相对位置** | | | **声压级/距声源距离（dB（A）/m）** | **声源控制措施** | **运行时段** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **X** | **Y** | **Z** |
| 1 | 钻机 | 1 | / | 22 | -14 | 15 | 95/1 | 加强设备维护，选取低噪声设备 | 钻井期间 |
| 2 | 泥浆泵 | 3 | / | 24 | -24 | 2 | 80/1 | 加强设备维护，基础减震 | 钻井期间 |
| 3 | 振动筛 | 3 | / | 27 | -12 | 2 | 80/1 | 加强设备维护，基础减震 | 钻井期间 |
| 4 | 离心机 | 1 | / | 25 | -14 | 2 | 80/1 | 加强设备维护，基础减震 | 钻井期间 |
| 注：以P204-2H井井口中心为原点（0,0,0）。 | | | | | | | | | |

根据平面布置，主要噪声设备位于井口及后场，厂界距离井口约20m～80m，略地面效应和山体树林隔挡，考虑地面及设备用房的衰减量为2dB(A)，预测结果如下。

**表6.1-13 钻井工程噪声预测（常规钻） 单位：dB(A)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **噪声源** | **源强** | **在各厂界噪声贡献值** | | | | **达标情况** |
| **东厂界** | **南厂界** | **西厂界** | **北厂界** |
| 钻机 | 85 | 47.9 | 51.0 | 47.2 | 50.7 | 达标 |
| 泥浆泵 | 80 | 42.6 | 46.0 | 42.7 | 44.9 |
| 振动筛 | 80 | 42.3 | 46.0 | 42.4 | 45.4 |
| 离心机 | 75 | 37.5 | 41.0 | 37.2 | 40.7 |
| 叠加值 | | 50.1 | 53.4 | 49.7 | 52.9 |



**图6.1-1** **常规钻井过程噪声贡献值等声级线图**

由于昼夜连续作业，昼夜噪声变化不大，正常工况下昼夜场界噪声均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的标准。根据现场调查，本项目最近居民位于井口西南侧约252m，故不进一步进行敏感点噪声影响预测。

2）非正常情况（柴油机工况）

网电无法使用的非正常工况下，钻井期间同时作业的设施有柴油发电机1台、钻机1台、钻井泵2台、振动筛3台、离心机1台，以及设备棚内的泥浆处理装置若干。根据各噪声设备的噪声级和布置，其中主要噪声源为柴油机组和钻机，其他噪声源主要分布在井场井口周边20m内，在预测敏感点的噪声值时，将各噪声源简化为1个噪声源点。位置为井口位置。根据噪声叠加模式计算各主要噪声设备近似点源的噪声值为102.6dB(A)。

根据平面布置，主要噪声设备位于井口及后场，厂界距离井口约60m，忽略地面效应和山体树林隔挡，考虑地面及设备用房的衰减量为 2dB(A)，预测结果如下。

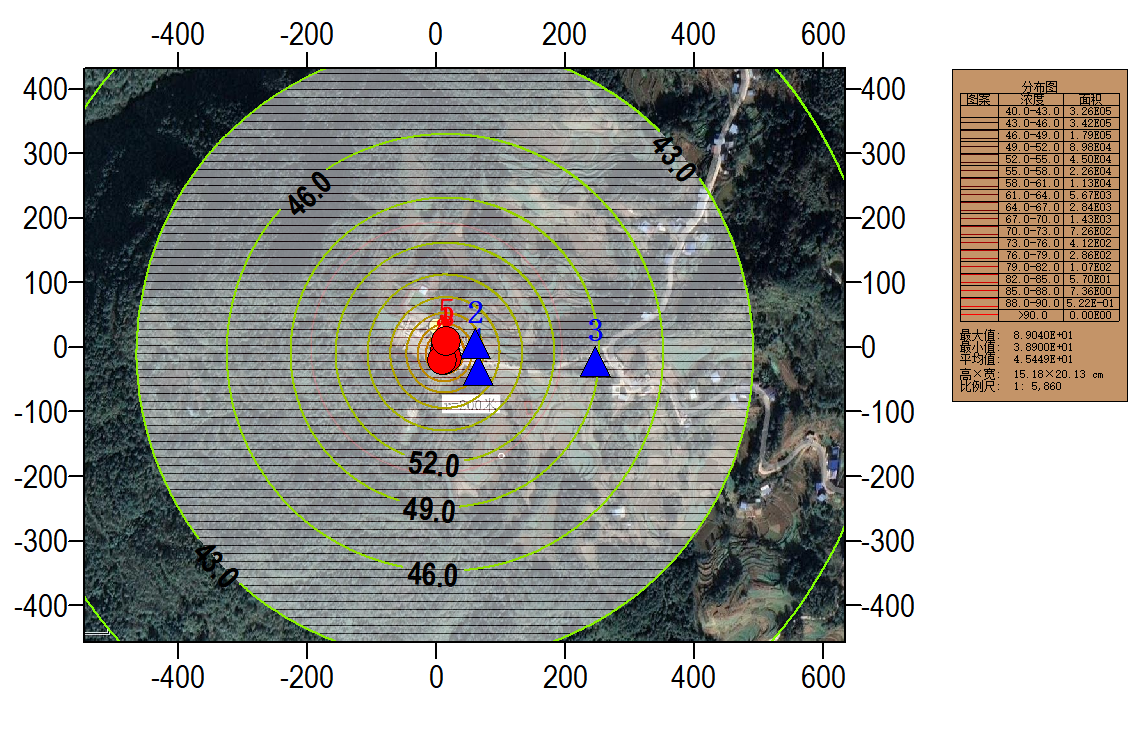
**表6.1-14 非正常工况钻井作业过程中采取降噪措施后的噪声源强**

| **序号** | **声源名称** | **数量（台）** | **型号** | **空间相对位置** | | | **声压级/距声源距离（dB（A）/m）** | **声源控制措施** | **运行时段** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **X** | **Y** | **Z** |
| 1 | 钻机 | 1 | / | 18 | -15 | 15 | 85/1 | 加强设备维护，选取低噪声设备 | 钻井期间 |
| 2 | 泥浆泵 | 3 | / | 11 | -19 | 2 | 80/1 | 基础减震 | 钻井期间 |
| 3 | 振动筛 | 3 | / | 13 | -18 | 2 | 80/1 | 基础减震 | 钻井期间 |
| 4 | 离心机 | 1 | / | 24 | -32 | 2 | 75/1 | 基础减震 | 钻井期间 |
| 5 | 柴油发电机 | 1 | / | -13 | 21 | 2 | 85/1 | 设置密闭隔声房间，并采取基础降噪 | 短时 |
| 注：以P204-2H井井口中心为原点（0,0,0）。 | | | | | | | | | |

非正常工况下井场四周环境噪声预测结果见表6.1-15。

**表6.1-15 钻井工程噪声预测 单位：dB(A)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **噪声源** | **源强** | **在各厂界噪声贡献值** | | | | **达标情况** |
| **东厂界** | **南厂界** | **西厂界** | **北厂界** |
| 钻机 | 85 | 47.9 | 51.0 | 47.2 | 50.7 | 达标 |
| 泥浆泵 | 80 | 42.6 | 46.0 | 42.7 | 44.9 |
| 振动筛 | 80 | 42.3 | 46.0 | 42.4 | 45.4 |
| 离心机 | 75 | 37.5 | 41.0 | 37.2 | 40.7 |
| 柴油发电机 | 85 | 41.7 | 46.0 | 41.6 | 46.7 |
| 叠加值 | | 50.7 | 54.1 | 50.3 | 53.8 |



**图6.1-2** **非正常工况钻井过程噪声贡献值等声级线图**

预测结果表明：气体钻钻井过程中井场边界噪声贡献值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）（昼间70dB（A），夜间55dB（A））。

施工期需采取的降噪措施：项目施工过程中采取合理安排施工时间、选用低噪声设备，优先采用网电钻井、加强施工管理和设备维护、控制汽车鸣笛等降噪措施。

**4、完井阶段噪声环境影响预测及分析**

1）压裂噪声环境影响预测及分析

①噪声源强

压裂作业时产生的噪声主要有压裂泵噪声。主要噪声源的噪声值见表6.1-16。

**表6.1-16 压裂作业过程中采取降噪措施后的噪声源强**

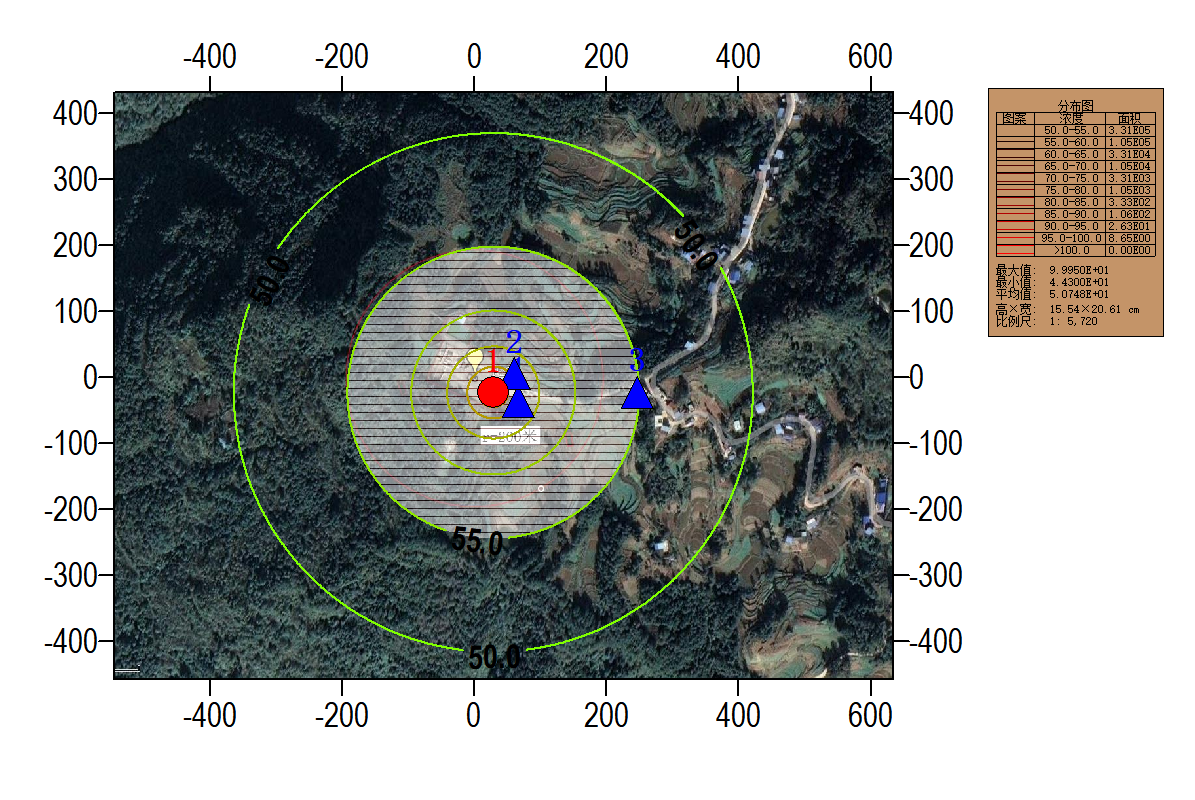
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **声源名称** | **数量（台）** | **型号** | **空间相对位置** | | | **声压级/距声源距离（dB（A）/m）** | **降噪措施** | **运行时段** |
| **X** | **Y** | **Z** |
| 压裂泵 | 5 | / | -13 | -16 | 2 | 95/1 | 基础减震 | 压裂期间 |
| 注：以P204-2H井井口中心为原点（0,0,0）。 | | | | | | | | |

②预测结果

压裂作业过程井场边界四周环境噪声预测结果见表6.1-17。

**表6.1-17 压裂作业过程噪声预测 单位：dB（A）**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **噪声源** | **源强** | **在各厂界噪声贡献值** | | | | **达标情况** |
| **东厂界** | **南厂界** | **西厂界** | **北厂界** |
| 压裂泵 | 95 | 65.7 | 63.4 | 67.7 | 66.7 | 达标 |



**图6.1-3** **压裂过程噪声贡献值等声级线图**

预测结果表明：压裂作业过程中井场东、南、西、北边界噪声贡献值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）（昼间70dB（A）），夜间不进行压裂作业，减少夜间施工对周围声环境的影响。

2）测试放喷噪声环境影响预测及分析

①噪声源强

测试放喷时产生的噪声主要有放喷气流噪声。主要噪声源的噪声值见表6.1-18。

**表6.1-18 测试放喷时噪声源强**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **声源名称** | **数量（台）** | **降噪前声级**  **（dB（A））** | **声源高度（m）** | **降噪措施** | **降噪后声级**  **（dB（A））** |
| 1 | 测试放喷 | 1 | 95～105 | 0.2 | 无 | 95～105 |

②预测结果

本项目放喷池声评价范围内无声环境敏感点，因此，不进行敏感点噪声预测，根据相关规定，测试放喷之前，须临时疏散较近范围内的居民，且测试放喷时间较短，一般只有4h～6h。因此，测试放喷对周围居民影响较小。

3）影响人群分析

钻井作业期间无超标人群；放喷池测试放喷期间无超标人群。本项目影响范围内影响人群情况见表6.1-19。

**表6.1-19 噪声影响范围内影响人群情况**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目** | **钻井作业** | | **压裂作业** | | **测试放喷（主）** | | **测试放喷（副）** | |
| **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** |
| 受影响人群 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 标准值（dB（A）） | 60 | 50 | 60 | 50 | 60 | 50 | 60 | 50 |

测试放喷均应尽可能避开夜间施工。

### 6.1.6 施工期产生固体废物的影响

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方、钻井岩屑、废泥浆、废油等。

**1、生活垃圾**

施工人员垃圾经垃圾收集设施收集，统一送环卫部门处理。因此，施工期施工人员生活垃圾不会对当地环境造成影响。

**2、土石方**

项目无弃方产生。

**3、钻井岩屑**

若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基岩屑袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。

**4、废泥浆**

若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。

**5、废油**

钻井过程中废油暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并及时清运至企业净化厂危险废物贮存仓库，定期送有资质单位处理。废油属危险废物（《国家危险废物名录》（2021年1月1日）中HW08废矿物油与含矿物油废物），由有危险废物处置资质的单位代为处置。本项目对废油的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的相关规定，建设单位做好钻井固废转移记录。

### 6.1.7 对基础设施影响分析

本项目站场施工车辆进出施工场地会增加区域的道路交通量，提高交通噪声影响值，给周边居民的出行带来不便。本项目施工期较短，尽量减小对站场周围道路交通的影响。建设单位制定好施工方案和计划，减少对交通的影响，并提前向社会公布，对于出入施工场地的车辆，实施清洁工作，避免影响周边环境。施工期合理安排施工时间，把施工对居民的生活和出行造成的影响降到最低程度。

### 6.1.8施工期土壤环境影响分析

1、土壤环境影响分析

（1）大气污染途径

天然气开发过程中主要的大气污染物有甲烷、硫化氢、SO2、NOx、CO、颗粒物及挥发性有机物等，主要来源于场地施工机械、柴油发电机、压裂车、放喷燃烧等。大气污染物通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。

根据对已建天然气项目的调查，通过施工单位严格施工管理，天然气开发过程中周边大气中一般不会出现重金属、挥发性有机物以及SO2等酸性氧化物超标的情况，通过大气污染土壤的可能性较小。

（2）水污染途径

本项目井场建设期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

①地面漫流

对于泥浆不落地装置区及泥浆循环系统、泥浆料台区、油罐区、柴油机组区、放喷池等区域，在事故情况和降雨情况下产生的废水会发生地面漫流，进一步污染土壤。

建设单位对泥浆不落地装置区及泥浆循环系统、泥浆料台区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，危废暂存间、放电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置0.5m高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置0.15m高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

在全面落实污染防控措施的情况下，污染物的地面漫流对土壤影响较小。

②垂直入渗

对于泥浆不落地装置区及井口区域、泥浆循环系统区域、泥浆储备罐区、柴油罐区泥浆循环系统、泥浆料台区、油罐区、放喷池、方井周边、危废暂存间区、发电机房、柴油机组区等区域，在事故情况下会造成污染物的泄露，通过垂直入渗途径污染土壤。

本项目井场采取分区防渗措施，场地内方井、泥浆不落地系统、泥浆循环系统区域、泥浆储备罐区、柴油罐区、放喷池、污水池的区域采取重点防渗措施；井架基础、发电机房、高压房、材料棚、雨、污分流等区域采取一般防渗措施；办公区进行简单防渗（一般地面硬化）。在全面落实分区防渗措施的情况下，污染物的垂直入渗对土壤影响较小。

③钻井液漏失进入土壤

钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺，钻井工程利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，导管段已进行套管，井场采取分区防渗和加强污染监控后，钻井期间发生污染地下水的可能性较小，可有效避免地下水污染。

2、土壤环境影响预测与评价

本项目钻井工程利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，不新增永久占地。项目施工期时间短、工程量小，施工占地范围小，对土壤环境的扰动范围很小。本次土壤环境影响评价根据土壤现状监测结果进行分析。

根据P204集气站站外土壤现状监测获悉，站场周边农田土壤环境质量良好，各因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值第一类用地标准。由此可见，同一井场内已投产的P204-2H井侧钻的建设和运营未对土壤环境造成污染。P204集气站周边土壤环境良好。

根据调查和资料收集，普光气田的钻井及钻采项目，在施工期均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气开采项目施工期对土壤环境的影响是很小的。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，类比水基钻井阶段，原辅料和污染物在井场存在时间短，更难以泄漏污染土壤环境，因此项目建设对土壤环境的影响很小，可接受。本项目除采取上述土壤污染防治措施外，还应将土壤污染防治措施和地下水污染防治、生态环境治理措施相结合，综合做好土壤环境、地下水环境和生态环境的保护；完钻后对钻井期临时占地进行污染治理后恢复，并进行生态修复，临时占地还耕前进行土壤监测，确保无污染后再用作农用地复耕。

## 6.2 试采期环境影响预测及评价

### 6.2.1 试采期生态影响分析

**1、对站场周围景观生态环境的影响**

本项目施工结束后，站场周围扰动区内的农田可恢复农业生产。

总体而言，本项目运营后站场工程扰动区域内的原有人工植被及自然植被逐渐恢复，对站场周围区域景观生态环境影响相对较小。

**2、对站场周围动植物的影响**

试采期对动植物的影响从景观生态功能和生态关系角度分析，站场工程扰动区域地表及其周围一定范围区域造成一定的景观隔离；但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于对土壤微生物及以根系作为传播途径的植物的影响，对以花粉、种子为传播途径的植物以及动物的生态隔离影响较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于建设过程持续时间较短，项目在区域总面积中所占比重较小，其影响较小。因此项目的建设对站场周围的动植物影响较小。

**3、对生态系统结构完整性和功能连续性的影响分析**

站场周围区域主要植被类型为林地和农田植被。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。项目建设过程不会造成项目所在区域植被类型分布状况和植物群落结构的改变。

对于森林植被而言，施工作业不会阻隔植物的散布。植物通过花粉流仍能进行基因交流，种子生产和种子库更新等过程也不会被打断，因此，现有植物群落的物种组成不会因此发生改变，生物多样性也不会受较大的影响。由不同植物群落组成的生态系统结构也不会发生改变，生态系统的物质循环和能量流动及其中的生态关系仍能延续。

对于农田生态系统而言，玉米、马铃薯及蔬菜等农作物均为常见的物种，因此不会改变农田生态系统的结构和功能，因此，农田生态系统的持续生产能力不会下降，系统的运行连续性不会破坏。

综上所述，本区域内绝大部分的植被面积和植被类型没有发生变化，亦即对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，生境的异质性没有发生大的改变，因此，项目建设不会改变现有生态系统的完整性和功能的连续性。

### 6.2.2 环境空气影响分析

**1、正常工况**

由于本项目依托的输气管道敷设在地下，进行密闭输送，管道进行了防腐处理，在正常情况下，不会有废气排放，不会对大气环境造成不利影响。本项目依托P204集气站的水套加热炉，试采期本项目正常工况无废气排放。

**2、非正常工况**

非正常工况，在事故或检修放空期间会产生放空废气，本项目天然气中含硫，少量的天然气通过放空管燃烧后在放空区会产生氮氧化物和SO2，但由于事故及检修频率低，每次外排氮氧化物和SO2较少，通过放空区放空管高空排放，且放空区位于地势开阔的空旷地带，大气扩散条件良好，放空时疏散附近的居民，放空废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。

### 6.2.3 地表水环境影响分析

**1、评价等级判定**

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于项目评价等级与评价范围的规定及工程分析。本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。因此，本项目地表水环境影响评价等级定为水污染影响型三级B。

根据建设项目水文要素影响分析，项目依托管道不涉及河流或沟渠穿越，故不涉及水文要素影响。

**2、环境影响分析**

本项目试采期分离的酸液经酸液缓冲罐收集后定期由密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

### 6.2.4 地下水环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于项目评价等级与评价范围的规定及工程分析。因本项目建设内容不涉及污水储存设施、污水处理构筑物新建，同时在发生管道破裂泄漏时，天然气将通过包气带土壤孔隙逸出进入大气，不会对地下水产生影响，天然气中所含少量的气田水为气态，如果发生上述泄漏，管道监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的气田水微乎其微，且同天然气一同扩散到大气中。

同时根据建设单位提供P204集气站介质组份数据和类比区域内其他井气田水产生情况分析，来气水含量极低，开发配产天然气设计规模为15×104m3/d，产生气田水量约5m3/d。因事故管道破裂泄漏时间较短，最多10min紧急切断装置启动切断输气，泄漏天然气占比日采气规模量极低，泄漏携带的水量极低。在高压状态，天然气中水以饱和水蒸气状态存在，结合前文工艺介绍，在P204-2H井来气经二级节流后进入P204集气站已建工艺流程，已建工艺流程不在本项目评价范围内。故发生管道破裂泄漏时，天然气中所含少量的气田水，同天然气一同扩散到大气中，不会渗入地下水环境，故无相关地下水污染情景存在，无法进行情景设置、无法获取预测源强，导致预测模型概化无法实现，故不予开展相关预测评价。

试采期，正常工况下，由于拟建工程站内输气管线是全封闭系统，采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，对地下水不会造成影响。在发生管道破裂泄漏时，天然气将通过包气带土壤孔隙逸出进入大气，不会对地下水产生影响，天然气中所含少量的气田水为气态，如果发生上述泄漏，井场监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的气田水微乎其微，且同天然气一同扩散到大气中，因此对水环境基本无影响。

### 6.2.5 声环境影响分析

**1、站场正常生产噪声**

本项目正常生产时站场内设备（分离器、水套加热炉、节流阀等）运行产生连续噪声，设备主要置于站场工艺装置区内，其噪声值约62~68dB（A）；在工艺设计中考虑了减少工艺管线的弯头、三通等管件，并选用低噪声设备，经过隔声、吸声、减振措施后，其噪声值降至55dB（A）以下。在不考虑空气吸收、声波反射，而只考虑声能随距离衰减的情况下，其噪声衰减公式如下：

——距离声源为r米处预测受声点噪声预测值，dB（A）；

——距离声源为r0米处声源的总声级值，dB（A）；

——预测受声点距离声源的预测距离，m；

——噪声受点r0处与噪声源的距离，m。

本项目依托的P204集气站内设置有水套炉等产噪设备，本次评价对P204集气站进行噪声预测，厂界噪声预测情况见表6.2-1。

表6.2-1 P204集气站厂界噪声预测情况 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **预测点位** | **距离（m）** | **贡献值** | **背景值** | | **预测值** | | **评价结果** | |
| **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** |
| 东侧 | 25 | 42 | / | / | 42 | 42 | 达标 | 达标 |
| 南侧 | 100 | 30.1 | / | / | 30.1 | 30.1 | 达标 | 达标 |
| 西侧 | 30 | 40.5 | / | / | 40.5 | 40.5 | 达标 | 达标 |
| 北侧 | 15 | 46.5 | / | / | 46.5 | 46.5 | 达标 | 达标 |

由表6.2-15结果可见，P204集气站厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

**2、放空噪声**

此外，在事故或检修情况将对设备和管道内的天然气进行点火放空，此过程将产生放空噪声，放空噪声值约为90dB（A）；但放空噪声一年出现2~5次，属于偶发噪声，不属于正常工况下的噪声。P204集气站在检修和事故状态下，放空噪声对最近敏感点的预测结果见下表。

表6.2-2 非正常工况下敏感目标噪声预测

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **敏感点** | **距离放空系统距离** | **贡献值** | **背景值** | | **预测值** | | **评价结果** | |
| **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** |
| 放空系统东南侧农户 | 350 | 39.1 | 52 | 45 | 52.1 | 46.1 | 达标 | 达标 |

由表6.2-16预测结果可知，放空期间最近敏感点处噪声能够达标，放空噪声在昼夜间均不会对周围居民造成噪声扰民影响。且由于检修或事故放空是偶然发生的，频次很低，且持续时间很短，一旦点火放空结束，噪声对环境的影响立即消失，放空时及时疏散附近居民，不会对该范围内的居民生活造成长期影响。

### 6.2.6 固体废物影响分析

由于依托的输气管道敷设在地下，进行密闭输送，管道进行了防腐处理，在正常情况下，不会有固体废物产生。

本项目站场为无人值守站，人员依托P204集气站，试采期无生活垃圾产生。

### 6.2.7 土壤环境影响分析

**1、土壤环境影响识别**

（1）土壤环境影响类型与影响途径识别

本项目属于钻井工程和试采工程，土壤环境影响较小。项目站场对土壤环境影响最突出的主要体现事故状态下污水缓冲罐发生泄漏进入周边土壤环境，对土壤造成污染。污水缓冲罐为地上设置，主要污染影响型为地面漫流和垂直入渗。

项目土壤环境影响类型与途径见下表。

表6.2-3 土壤环境影响类型与影响途径表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **不同时段** | **污染影响型** | | | |
| **大气沉降** | **地面漫流** | **垂直入渗** | **其他** |
| 建设期 | **—** | √ | √ | **—** |
| 试采期 | **—** | √ | √ | **—** |
| 服务期满后 | **—** | **—** | **—** | **—** |

（2）土壤环境影响源及影响因子识别

建设项目土壤环境影响源及影响因子见下表。

表6.2-4 土壤环境影响源及影响因子识别表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染源** | **工艺流程/节点** | **污染途径** | **全部污染物指标a** | **特征因子** | **备注b** |
| 污水缓冲罐 | 储存 | 地面漫流 | COD、SS、石油烃、氯化物等 | 石油烃 | 事故 |
| a.根据工程分析结果填写  b.应描述污染源特征，如连续、间断、正常、事故等；设计大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤敏感目标 | | | | | |

**2、土壤环境影响评价项目类别**

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目主要建设内容为钻井工程和试采工程，因此参照附录A中的“采矿业、天然气开采”类别，为Ⅱ类污染影响型建设项目。

**3、污染影响型土壤评价等级**

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“将建设项目占地规模分为大型（≥50hm2）、中型（5-50hm2）、小型（≤5hm2），建设项目占地主要为临时占地”。本项目站场占地面积约为7520m2（其中新增占地500m2），小于5hm2，因此占地规模为小型。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），由于本项目周边存在耕地，建设项目所在地土壤环境敏感程度为敏感，因此，建设项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

（1）土壤调查评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）“表5现状调查范围”，根据评价工作等级为二级的污染影响型项目，调查范围为场界外扩200m。

（2）土壤环境敏感目标

本项目站场位于四川省达州市宣汉县老君乡铁尖村，根据现场勘察，项目调查评价范围内主要分布为旱地，本次土壤环境敏感目标见表1.9-3。

**4、项目所在地土壤分类**

根据国家土壤信息服务平台公布的数据，并结合现场踏勘情况可知，拟建地土壤属酸性紫色土。

**5、土壤环境影响分析**

（1）大气沉降影响分析

本项目水套炉采用返输净化后天然气（不含硫）作为燃料，依托燃气返输管线返输，产生的废气中主要污染因子为氮氧化物，排放量少，由于NOX扩散能力较强，且比重较小，基本不会通过大气沉降对土壤环境造成影响。

（2）地表漫流影响分析

本项目正常情况下，压裂、洗井废水直接通过管道进入密闭的污水缓冲罐内，因此，正常情况下不会外溢或泄漏至外环境中产生地面漫流情况。通过站场四周设置了雨水排水沟，井场内雨水可及时排入周边，雨水漫流不会带走站场内的污染物，对周边土壤的影响也很小。

（3）垂直入渗影响分析

①预测评价范围、时段和情景设置

对于本项目主要考虑在非正常工况下，污水缓冲罐泄漏，通过垂直入渗途径污染土壤。本次评价情景设置为污水缓冲罐泄漏，产生渗透，直接污染周边土壤。

②预测因子及源强

根据工程分析及环境影响识别结果，本项目垂直入渗途径对土壤的影响主要考虑污染因子为石油烃。

本项目采取了有效的防渗措施，根据土壤环境影响识别可知，正常工况下基本不会对土壤造成影响，主要考虑污水缓冲罐破裂，引起事故泄漏形成垂直入渗，造成土壤污染的情况。

废水渗透地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：



式中：Q—为渗入到地下水的污水量（m3/d）；

K—为地面垂向渗透系数（m/d），根据《水文地质手册（第二版）》（中国地质调查局，2002年）经验数值，项目区域包气带渗透系数取值0.1m/d。

H—为水深（m），根据设计，本次取4m；

D—为地下水埋深（m），本次取10m；

A—为污水缓冲罐的泄漏面积（m2），本次取2.54m2。

可计算污水缓冲罐渗漏至土壤废水量0.356m3/d，本次按照污水缓冲罐全部泄漏考虑（污水缓冲罐容积约25.12m3），即泄漏量为25.476m3。

污水缓冲罐暂存的废水为压裂、洗井废水，结合本报告预测的废水中石油类浓度约200mg/L，本报告取值200mg/L，可计算非正常工况下渗漏的石油类量=25.476m3×200mg/L=5.095kg。

③预测模式

本次预测采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》中E.1.3中预测方法进行计算。

a、单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：



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。

b、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：



式中：Sb——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

参数选取：

a、单位年份表层土壤中某种物质的输入量*I*S

根据预测，取值2kg；

b、土壤容重

采用地理科学第3期第29卷中《成渝经济区的耕地土壤质量特点及保护对策》中提出的耕层土壤容重>1350kg/m3，评价取值1350kg/m3。

c、评价范围

以污水缓冲罐罐底面积=3.14×1m×1m=3.14m2。

预测**ΔS**值：采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》中E.1.3中预测方法及选取的参数，可计算：

土层中石油类增量*ΔS*石油类=5.095kg/（1350kg/m3×3.14m2×0.2m）=0.006g/kg；

预测值**S**值：根据本次评价阶段的土壤监测数据，石油类（石油烃）最大浓度为0.026g/kg，土层中石油类预测值*S*为0.032g/kg。满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

**6、小结**

本项目正常工况下基本不会对土壤造成影响，主要考虑污水缓冲罐破裂，引起事故泄漏形成垂直入渗，有可能对土壤环境产生污染影响。因此，环评要求建设单位须做好管道的防腐防渗措施，定期检修污水缓冲罐，及时发现并修护泄漏破损问题。

根据调查，川渝地区实施的试采项目，在采取了妥善防范措施的情况下，均未发现对土壤产生明显污染影响的情况，也没有接到关于土壤污染环保投诉的试采项目，也印证了采取防范措施的情况下站场运行过程中没有对土壤环境质量产生明显的负面影响。

# 7 环境风险分析

## 7.1 评价依据

本环评按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《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，对本项目环境风险进行分析评价。

## 7.2 一般性原则

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价是以突发性事故导致的危险物质环境及损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

## 7.3 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，建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，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。根据本项目工程特点和周围的环境状况，确定把风险带来的环境影响问题作为风险评价工作重点。

根据本项目特点，本报告主要针对普光气田P204-2H侧井钻井及试采工程井喷过程天然气泄漏及泄漏引发的火灾事故、压裂、洗井废水泄漏引发的水环境污染事故、爆炸事故燃烧过程中产生的伴生/次生污染物对环境的影响进行评价。

## 7.4 风险调查

### 7.4.1 风险源

本项目是天然气钻井及试采工程，本项目输送的介质为含硫化氢天然气，同时本项目涉及柴油储存，项目涉及的主要危险有害物质为甲烷、硫化氢、柴油。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B，本项目重点关注的危险物质主要为甲烷临界量为10t；硫化氢临临界量为2.5t；柴油临界量为2500t。由于压裂、洗井废水不属于《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，根据分析压裂、洗井废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。

### 7.4.2 环境敏感目标

通过现场踏勘，对管道主要环境风险敏感点进行调查，调查结果见章节——**1.9.2环境保护目标**。本项目在选址选线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扩建P204-2H井场5km范围内的居住户、社会关注点等。

## 7.5环境风险潜势判定

根据建设项目涉及的物质及工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境硬性途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按下表确定环境风险潜势。

**表7.4-1 建设项目风险潜势的划分**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **环境敏感程度（E）** | **危险物质及工艺系统危险性（P）** | | | |
| **极高危害（P1）** | **高度危害（P2）** | **中度危害（P3）** | **轻度危害（P4）** |
| 环境高度敏感区（E1） | Ⅳ+ | Ⅳ | Ⅲ | Ⅲ |
| 环境中度敏感区（E2） | Ⅳ | Ⅲ | Ⅲ | Ⅱ |
| 环境低度敏感区（E3） | Ⅲ | Ⅲ | Ⅱ | Ⅰ |
| 注：Ⅳ+为极高环境风险。 | | | | |

**（1）P的分级确定**

危险物质及工艺系统危险性（P）等级通过定量分析危险物质数量与临近量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），再对照HJ169-2018附录C中表C.2，由Q和M两项因子确定P。

**（2）危险物质数量与临近量的比值（Q）**

本项目大气环境危险物质主要涉及甲烷（CH4）、硫化氢（H2S）和油类（柴油、废油）三类物质。根据普光分公司提供的相关资料以及气藏地质和气藏工程可行性研究报告获悉，无阻流量一般为设计配产的5倍，因此酸化前无阻流量为100×104m3/d，15min井喷天然气量为10417m3，按照环境风险管理规定，事故状态下在不超过15min内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。H2S含量为15.16mol％，根据“表3.3-1 原料天然气气体组分表”估算H2S质量分数为24.3%，因此15min井喷H2S量为1.81t；CH4含量为75.52mol％，根据“表3.3-1 原料天然气气体组分表”估算CH4质量分数为56.9%，即15min井喷天然气中CH4量为4.25t。

施工期：本项目事故时CH4泄露量为4.25t，小于其临界量10t；硫化氢泄露量为1.81t，小于其临界量2.5t。钻井阶段现场柴油储存、使用量最大为4t；废油最大存在量为0.1t，远小于油类物质临界量为2500t。

试采期：根据工程设计获悉，P204集气站内新建P204-2H井采气井口、二级节流阀，不设置在线量工艺设备，站内链接管线长度较短、管径较小，在线天然可忽略不计，故拟建工程内容不涉及风险物质在线。

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，本项目井喷泄漏的天然气和酸气管线输送的介质为含硫天然气，燃气管线输送的介质为净化后天然气，项目涉及的主要危险有害物质为甲烷、硫化氢和压裂、洗井废水。由于压裂、洗井废水不属于《建设项目风险评价技术导则》（HJ169-2018），附录B中重点关注的危险物质，根据分析压裂、洗井废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。

表7.4-2 本项目评价单元危险物质最大存在量

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **名称** | **临界量t** | **最大储存量t** | **qn/Qn** |
| 1 | CH4 | 10 | 4.25 | 0.41 |
| 2 | H2S | 2.5 | 1.81 | 0.544 |
| 3 | 柴油 | 2500 | 4 | 0.0016 |
| 4 | 废油 | 2500 | 0.1 | 0.00004 |

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（*Q*）：

式中：*q1、q2…qn*——每种危险物质的最大存在总量，t；

*Q1、Q2…Qn*——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*＞1时，将*Q*值划分为：（1）1≤*Q*＜10；（2）10≤*Q*＜100；（3）*Q*≥100

综上所述，根据《建设项目风险评价技术导则》（HJ169-2018），附录C进行Q值计算，本项目危险物质最大存在量Q=0.425+0.724+0.0016+0.00004=1.15064，Q值划分为1≤Q＜10。

**（2）行业及生产工艺特点（M）**

拟建项目属于石油天然气行业，且涉及危险物质（柴油、凝析油）储存，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C中表C.1计算结果，本项目行业及生产工艺M为15，属于（2）10＜M≤20（以M2表示）。

**表7.4-3 建设项目M值确定表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **工艺单元名称** | **生产工艺** | **M分值** |
| 1 | 石油天然气 | 石油、天然气、页岩气开采（含净化）、气库（不含加气站的气库）、油库（不含加气站的油库）、油气管线（不含城镇燃气管线） | 10 |
| 2 | 其他 | 涉及危险物质使用、储存的项目 | 5 |
| **M总** | | | 15 |

备注：M值划分为（1）M>20，（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以M1、M2、M3和M4表示。

综上，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C中表C.2判断危险物质及工艺系统危险性（P）分级。

表7.4-4 危险物质及工艺系统危险性等级（P）判定

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **危险物质数量与临界值比值（Q）** | **行业及生产工艺（M）** | | | |
| **M1** | **M2** | **M3** | **M4** |
| Q≥100 | P1 | P1 | P2 | P3 |
| 10≤Q＜100 | P1 | P2 | P3 | P4 |
| 1≤Q＜10 | P2 | P3**（本项目分级）** | P4 | P4 |

注：当Q＜1时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

**2、E的分级确定**

①大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见下表。

**表7.4-5 大气环境敏感程度分级**

|  |  |
| --- | --- |
| 分级 | 大气环境敏感性 |
| E1 | 周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人，或其他需要特殊保护区域；或周边500m范围内人口总数大于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于200人。 |
| E2 | 周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人，小于5万人；或周边500m范围内人口总数大于500人，小于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于100人，小于200人。 |
| E3 | 周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人；或周边500m范围内人口总数小于500人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小于100人。 |

项目周边500m人数约65人，周边5km人数约7652人，确定项目大气环境敏感程度分级为E3。

②地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见下表。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见下表。

**表7.4-6 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（√） |

**表7.4-7 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7.4-8 环境敏感目标分级**

|  |  |
| --- | --- |
| 分级 | 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）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。 |

项目钻井废水、压裂废水和生活污水均不外排，井场西侧1120m为后河，项目采用不落地随钻处理系统，正常工况下，能够实现钻井废水、泥浆、岩屑不落地收集处理，不会排放废水，若生产过程中一旦油罐发生重大泄漏事故，首先进入隔油池，若大量泄漏应将隔油池内柴油通过管道引入应急池；将泄漏废水控制在场区内作为一级应急处理措施；若应急池泄漏或量装满，泄漏到外环境，将周边的农田、鱼塘等可作为二级应急处理措施（并及时转运泄漏废油、废水），可避免废水、废油流入外环境。且建设项目所在地地势较低，属于地势低洼处，泄漏废油、废水不会外排到后河。整体而言，地表水环境影响程度风险值较低，不会出现高度危害。确定项目地表水功能敏感性分区F3，环境敏感目标分级为S3，地表水环境敏感程度分级为E3。

③地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见下表。当同一建设项目涉及两个G分区或D分级及以上时，取相对高值。

**表7.4-9 地下水环境敏感程度分级**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 包气带防污性能 | 地下设功能敏感性 | | |
| G1 | G2 | G3 |
| D1 | E1 | E1 | E2 |
| D2 | E1 | E2 | E3（√） |
| D3 | E2 | E3 | E3 |

**表7.4-10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。 |
| 低敏感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。 | |

**表7.4-11 包气带防污性能分级**

|  |  |
| --- | --- |
| 分级 | 包气带岩土的渗透性能 |
| D3 | Mb≥1.0m，K≤1.0×10-6cm/s，且分布连续、稳定 |
| D2 | 0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10-6cm/s，且分布连续、稳定  Mb≥1.0m，1.0×10-6cm/s＜K≤1.0×10-4cm/s，且分布连续、稳定。 |
| D1 | 岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件 |

项目周边无集中式饮用水源等敏感目标，确定为低敏感G3，包气带防污性能为D2，地下水环境敏感程度分级为E3。

**3、风险潜势的划分**

综上，本项目危险物质及工艺系统危险性等级（P）划分为P3，大气环境敏感程度为E3，地表水环境敏感程度为E2，地下水环境敏感程度为E3。根据表7.4-1，各环境要素环境敏感程度分级及根据导则要求的环境潜势划分情况见下表。

**表7.4-12 项目各环境要素环境敏感程度分级及环境潜势划分情况**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **环境要素** | **大气环境** | **地表水环境** | **地下水环境** | **本项目环境风险潜势综合等级（取各要素等级相对高值）** |
| 敏感度分级 | E3 | E3 | E3 |
| 环境潜势 | Ⅱ | Ⅱ | Ⅱ | **Ⅱ** |

## 7.6 评价等级及评价范围

### 7.6.1 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。

表7.5-1 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 |

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Ⅱ，确定本项目环境风险评价等级为三级评价。同时考虑到本项目涉及高含硫天然气，硫化氢毒性较大，一旦发生井喷事故后对外环境影响较大，因此本次评价重点针对井喷事故风险情景预测分析。

### 7.6.2 环境风险评价范围

风险评价范围为依托沿管线两侧各200m的带状区域和扩建井场周边5km区域。

## 7.7 风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险识别内容包括生产过程中涉及的物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别。

### 7.7.1 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井喷及输送的天然气所含的甲烷、H2S以及柴油、压裂、洗井废水。

**1、甲烷**

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、受热后迅速汽化，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。主要物质甲烷的物理化学特性如表7.6-1。

表7.7-1 甲烷物化性质表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 标识 | 中文名：甲烷 | 英文名：Methane | |
| 分子式：CH4 | 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 | | |
| 熔点（℃）：-182.5 | 溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚 | |
| 沸点（℃）：-161.5 | 相对密度（水=1）：0.42/-164℃ | |
| 饱和蒸气压（KPa）：53.32/-168.8 | 相对密度（空气=1）：0.55 | |
| 临界温度（℃）：-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 | |
| 燃烧爆炸危险性 | 燃烧性：易燃气体 | 燃烧分解产物：CO、CO2、H2O | |
| 闪点（℃）：＜-50 | 聚合危害：不会出现 | |
| 爆炸极限（V％）：5.3～15 | 稳定性：稳定 | |
| 自燃温度（℃）：538 | 禁忌物：强氧化剂、卤素 | |
| 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、三氟化氮及其它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。  灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 | | |
| 毒性 | 接触限值：中国：未制定苏联MAC：300mg/m3美国TWA（ACGIH）：窒息性气体 | | |
| 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。 | | |
| 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。 | | |

甲烷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，在空气中只要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℃、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症。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。甲烷特性见下表：

表7.7-2 甲烷的危险特性

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 临界温度℃ | | -79.48 | 燃烧热j/kmol | 884768.6 |
| 临界压力bar | | 46.5 | LEF（%V/V） | 4.56 |
| 标准沸点℃ | | -161.5 | UFL（%V/V） | 19.13 |
| 熔点℃ | | -182.5 | 分子量kg/kmol | 16.98 |
| 最大辐射能kw/m2 | | 200.28 | 最大燃烧率kg/m2·s | 0.13 |
| 爆炸极限%（v） | 上限 | 5.0 | 燃烧爆炸危险度 | 0.13 |
| 下限 | 14.0 | 危险性类别 | 1.8 |
| 密度kg/m3 | | 0.72（标准状态下） | | |

**2、硫化氢**

本项目天然气为含硫气，可能对环境造成危害的物质为硫化氢。硫化氢为强烈的神经性毒物，对黏膜有强烈的刺激作用。硫化氢对人的生理影响及危害见表7.7-3。

表7.7-3 硫化氢物化性质表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 标识 | 中文名 | 硫化氢 | 英文名 | Hydrogen Sulfide | | |
| 分子式 | H2S | 危险货物：UN编号 | | 21006:1053 | |
| 沸点 | -60.4℃ | 临界温度 | | 100.4℃ | |
| 相对密度  （水=1） | / | 相对密度  （空气=1） | | 1.19 | |
| 外观性状 | 无色、有恶臭的气体 | | | | |
| 溶解性 | 溶于水、乙醇 | | | | |
| 外观与性状：无色无臭气体 | | | | | |
| 危险性参数 | 闪点 | / | 爆炸上限 | | | 46%(V/V) |
| 引燃温度 | 260℃ | 爆炸下限 | | | 4%(V/V) |
| 危险特性 | 易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 | | | | |
| 燃烧产物 | 二氧化硫 | | | | |
| 灭火 | 灭火剂 | 雾状水、抗溶性泡沫、干粉。 | | | | |
| 灭火方法 | 消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 | | | | |
| 毒性及健康危害 | 毒性 | LC50：618mg/m3(大鼠吸入) | | | | |
| 健康危害 | 本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m3以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。 | | | | |
| 应急处理处置方法 | 泄漏应急处理 | 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。 | | | | |
| 眼睛接触 | 立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少15分钟。就医。 | | | | |
| 吸入 | 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 | | | | |

表7.7-4 硫化氢对人的生理影响及危害

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **空气中H2S浓度（mg/m3）** | **接触时间** | **生理影响及危害** |
| 0.04 | / | 感到臭味 |
| 0.5 | / | 感到明显臭味 |
| 5.0 | / | 有强烈臭味 |
| 7.5 | / | 有不快感 |
| 15 | / | 刺激眼睛 |
| 35～45 | / | 强烈刺激黏膜 |
| 75～150 | / | 刺激呼吸道 |
| 150～300 | 15min | 嗅觉麻痹 |
| 300 | / | 暴露时间长有中毒症状 |
| 300～450 | 1h | 引起亚急性中毒 |
| 375～525 | 4～8h | 有生命危险 |
| 525～600 | 1～4h | 有生命危险 |
| 900 | 30min | 引起致命性中毒 |
| 1500 | / | 引起呼吸道麻痹、有生命危险 |
| 1500～2250 | 数分钟 | 死亡 |

**3、CO 理化性质及危险性**

**表7.7-5 CO 理化性质及危险性一览表**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 品名 | 一氧化碳 | 别名 | - | - | 英文名 | Carbon monoxide |
| 理化性质 | 分子式 | CO | 分子量 | 28.01 | 危险标识 | 4（易燃气体） |
| 沸点 | -191.4 | 闪点 | ＜-50 | | |
| 熔点 | 199.1 | 密度 | - | | |
| 外观气味 | 无色无臭气体 | | | | |
| 溶解性 | 微溶于水，溶于乙醇、苯等多种有机溶剂 | | | | |
| 危险性 | 健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。燃烧（分解）产物：二氧化碳。 | | | | | |
| 毒理学资料和健康危害 | 毒性：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力。中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷。重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加，频繁抽搐、大小便失禁等。深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。急性毒性：LC502069mg/m3，4小时（大鼠吸入） | | | | | |
| 安全防护措施 | 呼吸系统防护 | 空气中浓度超标时，佩戴自吸过渡式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。 | | | | |
| 眼睛防护 | 一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜 | | | | |
| 身体防护 | 穿防静电工作服 | | | | |
| 手防护 | 戴一般作业防护手套。 | | | | |
| 其他 | 工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体验。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。 | | | | |
| 泄露应急处理 | 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导致炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。 | | | | | |
| 急救措施 | 吸入 | 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。 | | | | |
| 灭火方法 | 切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 | | | | |

**4、柴油**

柴油为稍有粘性的棕色液体，有气味。不溶于水，溶于有机溶剂。皮肤接触可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性座疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激性症状，头晕及头痛。

毒性：LD50、LC50无资料。柴油的毒性与煤油相似，但由于添加剂如硫化酯类的影响，毒性可以比煤油略大些。主要有麻醉和刺激作用。

危险特性：易燃，具刺激性。遇明火、高热源或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

**表7.7-6 柴油理化性质及危险特性**

| **项目** | **内容** |
| --- | --- |
| 标识 | |
| 中文名称 | 柴油 |
| 英文名称 | Diesel Oil；Diesel Fuel |
| 分子式 | 复杂[烃类](http://baike.baidu.com/view/2278558.htm" \t "_blank)（碳原子数约10～22）[混合物](http://baike.baidu.com/view/62511.htm" \t "_blank) |
| 分子量 | / |
| CAS号 | / |
| 危险性类别 | / |
| 性状与用途 | |
| 外观与性状 | 稍有粘性的棕色液体 |
| 主要用途 | 用作柴油机的燃料 |
| 理化性质 | |
| 熔点（℃） | -18 |
| 沸点（℃） | 282-338 |
| 相对密度  （水=1） | 0.87-0.9 |
| 相对蒸汽密度  （空气=1） | 无资料 |
| 溶解性 | 不溶于水，易溶于醇和其他稀释剂 |
| 健康危害 | |
| 侵入途径 | 吸入、食入、经皮吸收 |
| 健康危害 | 皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害，可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎，能经胎盘进入胎儿血中；废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛 |
| 环境资料 | |
| 对环境有危害，对水体和大气可造成污染 | |
| 燃爆特性与消防要求 | |
| 燃爆危险 | 本品易燃，具刺激性 |
| 危险特性 | 遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 |
| 灭火方法 | 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火，尽可能将容器从火场移至空旷处；喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束，处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离；灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土 |
| 稳定性和反应活性 | |
| 稳定性 | 稳定 |
| 禁配物 | 强氧化剂、卤素 |
| 避免接触  的条件 | 高温、明火 |
| 聚合危害 | 不聚合 |
| 燃烧（分解）产物 | 一氧化碳、二氧化碳 |
| 储运注意事项 | |
| 储存于阴凉、干燥、通风仓间内；远离火种、热源，防止阳光直射，保持容器密封；应与碱类、金属粉末等分开存放；露天储罐夏季要有降温措施；分装和搬运作业要注意个人防护；搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏；运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留 | |
| 急救措施 | |
| 皮肤接触 | 立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤；就医 |
| 眼睛接触 | 提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗；就医 |
| 吸入 | 迅速脱离现场至空气新鲜处；保持呼吸道通畅；如呼吸困难，给输氧；如呼吸停止，立即进行人工呼吸；就医 |
| 食入 | 尽快彻底洗胃，就医 |
| 防护措施 | |
| 工程控制 | 密闭操作，注意通风 |
| 呼吸系统防护 | 空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器 |
| 眼睛防护 | 戴化学安全防护眼镜 |
| 身体防护 | 穿一般作业防护服 |
| 手防护 | 戴橡胶耐油手套 |
| 其他要求 | 工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触 |
| 泄漏应急处置 | |
| 迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入；建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防酸碱工作服；不要直接接触泄漏物，尽可能切断泄漏源；防止进入下水道、排洪沟等限制性空间；小量泄漏：用砂土或其它惰性材料吸收，也可用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统；大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泵转移至槽车或专用收集器内，回收 | |

**5、压裂、洗井废水**

压裂、洗井废水中包含有大量的离子及微量元素，阳离子主要为K+、Na+、Ca2+、Mg2+、Ba2+、Sr2+，阴离子主要为Cl-、Br-等，压裂、洗井废水为淡青色、酸性，具有一定的腐蚀能力，从环境方面压裂、洗井废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。

### 7.7.2 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。本项目通过管线涉及站场划分危险单元，共划分为3个危险单元，分别为：

①本项目站场；

②柴油储罐；

③污水缓冲罐。

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。

### 7.7.3 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。本项目主要环境风险物质为CH4、硫化氢和柴油，还要考虑井喷或天然气管道泄漏后的火灾事故中未完全燃烧产生的伴生污染物CO，以及火灾事故时产生的消防废水和事故后维修作业废水，此外还需考虑柴油储罐泄漏、压裂、洗井废水泄漏，导致柴油、压裂、洗井废水进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。本项目涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见下表。

表7.7-7 本项目环境风险识别表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **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** |
| 井喷泄漏的天然气 | 泄漏 | 大气 | 井喷事故导致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，致使居民甲烷窒息或硫化氢中毒。 |
| 火灾 | 大气 | 井喷事故导致天然气泄漏，经点燃后伴生污染物CO、SO2等进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。 |
| 地表水 | 井喷事故后维修作业对地表水环境造成影响。 |
| 爆炸 | 大气 | 井喷事故导致天然气泄漏发生爆炸事故，引发伴生污染物CO、SO2等进入大气环境，对项目周围环境造成危害。 |
| 地表水 | 井喷事故导致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。 |
| 柴油 | 泄漏 | 地表水、土壤、地下水 | 柴油罐发生泄漏，导致柴油进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。 |
| 火灾 | 大气 | 柴油泄漏发生火灾事故，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。 |
| 地表水 | 柴油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。 |
| 压裂、洗井废水 | 泄漏 | 地表水、土壤、地下水 | 污水缓冲罐发生泄漏，导致压裂、洗井废水进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。 |

### 7.7.4 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7.7-8 本项目环境风险识别表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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 | 本项目站场 | 钻、完成过程 | 井喷泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放 | CH4  硫化氢 | 大气、地表水 | 周边居民、受纳水体 |
| 2 | 柴油储罐 | 储罐 | 泄漏、火灾引发的伴生/次生污染物排放 | 柴油 | 大气、地表水、土壤、地下水 | 周边居民、地表水、土壤、地下水 |
| 3 | 污水缓冲罐 | 储罐 | 泄漏 | 压裂、洗井废水 | 地表水、土壤、地下水 | 地表水、土壤、地下水 |

## 7.8 风险事故情形分析

### 7.8.1 危险因素分析

**1、井喷事故原因**

通过对国内钻井过程进行事故统计和原因分析可以看出，井喷事故原因主要有以下几类：

（1）钻井过程中地层压力不准，致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，易造成井喷事故。

（2）井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用，易造成井喷事故。

（3）放喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效，易造成井喷事故。

（4）司钻控制下放速度不当或操作不平稳，易造成井喷事故。

（5）下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井，易造成井喷事故。

（6）节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效，易造成井喷事故。

（7）阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故。

（8）未及时发现溢流显示或发现后处理不当等造成井喷事故。

（9）换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控。

（10）安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控。

**2、典型井喷事故案例**

1976年赵1井井喷事故：发生于钻进过程，3人死亡，6人中毒。事故原因：无井控制度、无防喷设备、未储备重型泥浆材料、无H2S防护装备。

1992年龙会2井井喷事故：发生于钻进过程。事故原因：对地层高压认识不足而钻井液密度偏低、发现溢流不及时、井控装置质量不合格（设计压力35MPa ，防喷器半封闸板芯子在套压28MPa 时损坏且无备用件）。

1994年赵48井井喷事故：发生于射孔过程，井喷时间18h 20min，6人死亡，24人中度中毒。事故原因：该井为预探井，未预见气藏含H2S，井下工具不抗硫。

1995年渡1井井喷事故：发生于钻进过程，天然气H2S含量231.93g/m3。发生多位员工中毒，但未造成抢险人员及周围村民死亡。事故原因：钻井液密度低于设计值、关井处置措施不当、储备的加重钻井液粘切过高、回压阀堵塞（无内防喷工具）、防喷器与防喷闸门压力等级不匹配（防喷器70MPa，上四通缩内控闸门35MPa）。

2003年罗家16H井井喷事故：发生于起、下钻过程，H2S含量约9.46%，（134.4g/m3），人员伤亡严重。事故原因：坐岗制度不落实未及时发现气侵和溢流、起钻时未按井控要求及时灌注钻井液、未按要求安装回压阀无法实现内防喷、无剪切闸板防喷器而全封防喷器不能剪断钻杆控制井口，高含硫天然气喷出且未点火，持续了约18h。造成严重的人员伤亡。

2006年罗家2井复杂井漏事故：发生于修井作业过程，通过放喷点火卸压，及时疏散人群，未造成人员伤亡。事故主要原因：固井质量缺陷。

2019年12月13日罗家16井井喷事故：发生于钻井过程，人员伤亡严重。事故原因：有关人员对罗家16井的特高出气量估计不足；起钻过程违章操作，违章卸掉钻柱上的回压阀；未及时发现溢流征兆；没有及时采取放喷管线点火措施。

**3、扩散途径风险识别**

本项目涉及的风险物质扩散途径主要包括以下几个方面：

大气扩散：井喷或套管破裂事故，H2S 泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，或者经点燃后伴生污染物进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成 危害。

水环境扩散：本项目井场排污池、放喷池遇暴雨或山洪等自然灾害溢流，汇入周边地表水体，对地表水环境造成影响；废水运输车辆途径地表水体时发生泄漏，污染物进入水体，对水质产生污染。

土壤扩散：本项目液态危险物质泄漏后聚积于地面，通过地面渗透进入土壤/地下含水层，对土壤环境/地下水环境造成污染。

### 7.8.2 风险事故情形

**1、井喷事故**

在钻井过程中，若出现井喷失控，气藏内的天然气在地层压力作用下，将以极高的动能速度从井口喷出，若释放的含硫天然气立即被点火燃烧排放，对环境空气的影响主要是SO2；若释放的含硫天然气自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成H2S毒性云团，将造成严重的人员中毒伤亡，并对周围环境造成严重的污染，井喷事故事件树见图7‑1。

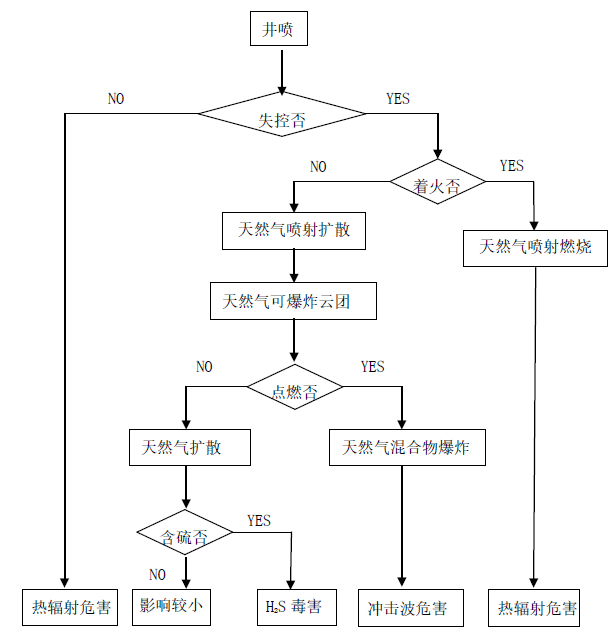


图7‑1 井喷事故事件树

据不完全统计，在油气勘探开发的40年间（1950年～1990年），累计发生井喷失控事故230次，占完井总数的2.41‰，其中，井喷失控着火78次，占井喷失控总数的34%，因此，井喷失控的事故率约为0.603×10-4次/年，其中井喷失控着火的事故率约为0.203×10-4次/年，未着火的事故率约为0.4×10-4次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

**2、柴油泄漏、火灾**

柴油在储存过程中，若管理不善或操作失误，以及罐体不佳或腐蚀，导致柴油泄漏、火灾，影响大气、地表水环境、土壤和地下水环境。

**3、压裂、洗井废水泄漏**

压裂、洗井废水在储存过程中，若管理不善或操作失误，以及罐体不佳或腐蚀，导致压裂、洗井废水泄漏，影响地表水环境、土壤和地下水环境。

综合考虑本项目涉及有毒有害物质中可能发生的事故及产生的影响，本次评价确定的最大可信事故主要为：井喷失控造成含硫化氢天然气释放。

### 7.8.3 源项分析

（1）井喷过程

发生井喷的过程主要是泥浆溢流→井涌→井喷。根据建设单位提供资料，在钻井过程中，井下监控发现井内泥浆溢流量达1m3时报警，达到2m3时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。由此看出，井喷不是突如其来的，由发生溢流开始一直到天然气从井口喷出，这段时间大约在20min～60min。在发生井涌开始，井下阀门自动关断时间大约在一分半至三分钟左右，因此可以说，在工程上，天然气从井口喷出后即可通过井场的自动点火装置立即点火，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火，从井涌至井喷至少要20min，足够井场工作人员安全撤离并且做好远距离点火准备。在工程技术看，天然气从井口喷出15min内，完全可以实现点火成功。

天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于井的最大无阻流量。项目概况3.3中输送介质情况，天然气甲烷含量75.52%，硫化氢含量15.16%。

根据企业提供的资料，预计本项目可能放喷的最大天然气流量为100×104m3/d（11.57m3/s），根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ 2016-2008），含H2S天然气井发生井喷，至少应在15min内实施井口点火。类比普光气田现有管理规定，按照井喷后15min点火。

本项目井喷点火前释放的甲烷和H2S源强见表7.8-1。

**表7.8-1 井喷污染物源强**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **时段** | **污染物名称** | **气量（m3/s）** | **排放速率（kg/s）** | **排气筒内径（m）** |
| 井喷15min | 甲烷 | 11.57（天然气） | 4.72 | 0.178 |
| H2S | 11.57（天然气） | 2.02 | 0.178 |

（2）次生污染物

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），H2S燃烧产生的SO2及甲烷燃烧产生的CO量可按下式进行估算：

G二氧化硫=2BS

式中：G二氧化硫——二氧化硫排放速率，kg/h

B——物质燃烧量，kg/h

S——物质中硫的含量，%

GCO= 2330qCQ

式中：GCO—一氧化碳的产生量，kg/s；

C—物质中碳的质量百分比含量，%，取75%；

q—化学不完全燃烧值，%，取2%；

Q—参与燃烧的物质量t/s。

本项目位于空旷地带，发生泄漏后大部分随着空气流动被稀释，少量的天然气聚集后遇明火发生火灾；天然气爆炸极限5%~14%（V/V），即天然气与空气混合在一定比例范围内，才有可能发生爆炸，由于本项目天然气存在于地层之间，仅井喷过程产生的天然气释放于空气中，因此发生爆炸的可能性较小，主要考虑泄漏后遇明火产生CO。综合考虑天然气长输管线的运行特征，经计算SO2产生速率为0.03kg/s，CO产生速率为0.16kg/s.

## 7.9 环境风险分析

### 7.9.1 井喷事故环境风险预测

**（1）预测模型选取**

①泄漏气体排放方式判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），判定连续排放还是瞬时排放，可以通过排放时间Td和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间T确定。

T=2X/U

式中：X—事故发生地与计算点的距离，本次天然气取泄漏发生地到网格点的距离100m；

Ur—10m高处风速。假设风速和风向在T时段内保持不变。本次取风速为1.5m/s。

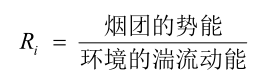
当Td＞T时，可被认为是连续排放的；当Td≤T时，可被认为是瞬时排放的。

通过计算得出T=133.3s。

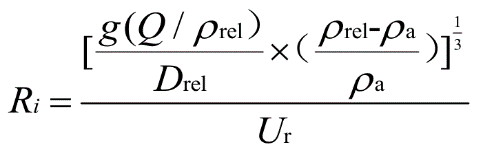
而本次评价确定天然气取泄漏事故排放时间为900s，因此，Td＞T，为连续排放。

②轻质/重质气体的判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数（Ri）作为标准进行判断，Ri的概念公示为：



连续排放的公式为：



式中：ρrel—排放物质进入大气的初始密度，kg/m3，天然气取0.7012；

ρa—环境空气密度，kg/m3，取1.29；

Q—连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

Drel—初始的烟团宽度，即源直径，m；

Ur—10m高处风速，m/s，取1.5m/s；

根据AERMOD风险源强估算模式计算得出：CH4、CO、SO2预测模式选用AFTOX模式，H2S预测模式选用SLAB 模式。

**表7.9-1 预测模型筛选确定表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 物质 | CH4 | H2S | CO | SO2 |
| 理查德森数（Ri） | 烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数。扩散计算建议采用AFTOX模式 | 理查德森数Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。 | AERMOD风险源强估算模式中无相关参数，参照AFTOX模式计算 | 理查德森数Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。 |
| 模型选择 | AFTOX模式 | SLAB 模式 | 参照AFTOX模式 | SLAB 模式 |

**（2）预测范围与计算点、预测时段**

预测范围5km。特殊计算点为5km内大气环境敏感目标，一般计算点设置100m间距。

预测时段：[0，3600s]60s，预测时间1小时，间隔60秒。

**（3）气象参数**

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中二级评价要求，需选取最不利气象条件进行后果预测。最不利气象条件取F类稳定度，1.5m/s风速，温度25 ℃，相对湿度50%。

**表7.9-2 大气风险预测模型筛选参数**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **参数类型** | **选型** | **参数** |
| 基本情况 | 事故物质 | 甲烷、硫化氢 |
| 事故源类型 | 泄漏 |
| 气象参数 | 气象条件类型 | 最不利气象 |
| 风速（m/s） | 1.5 |
| 环境温度/℃ | 25 |
| 相对湿度/% | 50 |
| 稳定度 | F |
| 其他参数 | 地表粗糙度/m | 0.2 |
| 是否考虑地形 | 是 |
| 地形数据精度/m | 90 |

**（4）大气毒性终点浓度值选取**

甲烷、硫化氢的大气毒性终点浓度见表7.9-3。

**表7.9-3 甲烷的大气毒性终点浓度表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **污染物名称** | **CAS号** | **毒性终点浓度-1/（mg/m3）** | **毒性终点浓度-2/（mg/m3）** |
| 1 | 甲烷 | 74-82-8 | 260000 | 150000 |
| 2 | 硫化氢 | 7783-06-4 | 70 | 38 |
| 3 | 一氧化碳 | 630-08-0 | 380 | 95 |
| 4 | 二氧化硫 | 7446-09-5 | 79 | 2 |

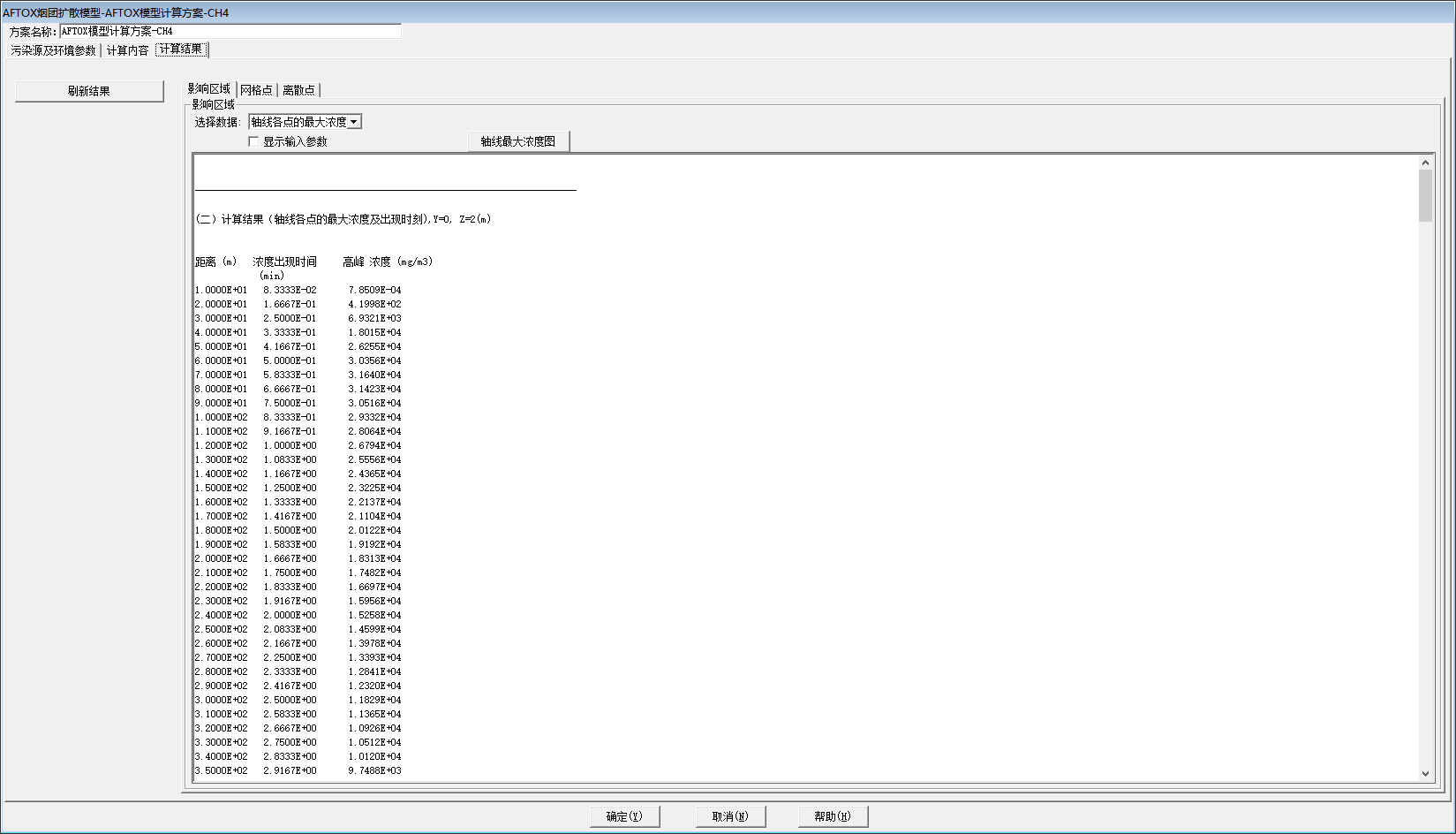
**（5）计算结果**

评价选取最不利气象状况下，计算下风向甲烷和硫化氢的最大浓度。预测结果见表7.9-4~6。

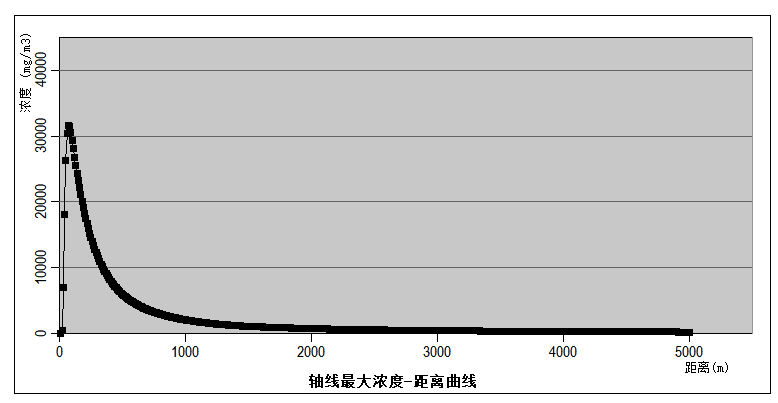
**表7.9-4 甲烷泄漏时下风向浓度分布表 单位：mg/m3**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **下风向距离（m）** | **浓度出现时间（min）** | **高峰浓度（mg/m3）** |
| 10 | 0.08 | 0.00 |
| 20 | 0.17 | 419.98 |
| 30 | 0.25 | 6932.10 |
| 40 | 0.33 | 18015.00 |
| 50 | 0.42 | 26255.00 |
| 60 | 0.50 | 30356.00 |
| 70 | 0.58 | 31640.00 |
| 80 | 0.67 | 31423.00 |
| 90 | 0.75 | 30516.00 |
| 100 | 0.83 | 29332.00 |
| 200 | 1.67 | 18313.00 |
| 300 | 2.50 | 11829.00 |
| 400 | 3.33 | 8164.40 |
| 500 | 4.17 | 5968.70 |
| 600 | 5.00 | 4563.10 |
| 700 | 5.83 | 3611.30 |
| 800 | 6.67 | 2936.80 |
| 900 | 7.50 | 2440.80 |
| 1000 | 8.33 | 2064.90 |
| 2000 | 18.67 | 746.17 |
| 3000 | 27.00 | 437.32 |
| 4000 | 36.33 | 298.87 |
| 5000 | 44.67 | 222.31 |

甲烷泄漏时下风向浓度分布计算结果见图7.8-1。



**图7.9-1 甲烷泄漏时下风向浓度分布计算结果**



**图7.9-2 甲烷泄漏时下风向轴线最大浓度曲线**

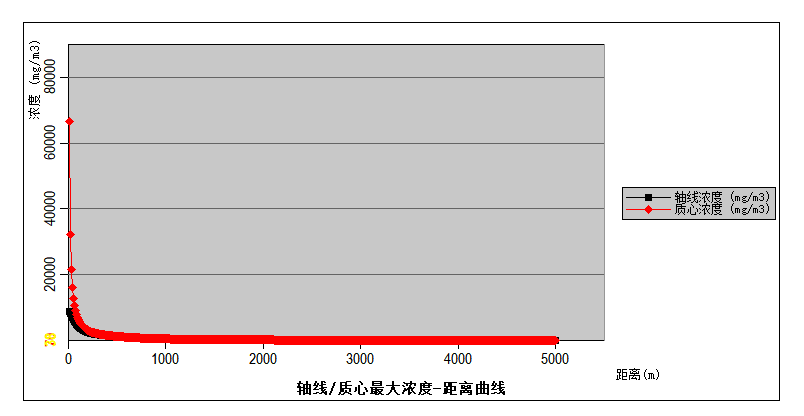
**表7.9-5 硫化氢泄漏时下风向浓度分布表 单位：mg/m3**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **下风向距离（m）** | **浓度出现时间（min）** | **高峰浓度（mg/m3）** |
| 10 | 5.169 | 8871.800 |
| 20 | 5.358 | 8267.200 |
| 30 | 5.546 | 7677.000 |
| 40 | 5.734 | 7002.700 |
| 50 | 5.922 | 6387.600 |
| 60 | 6.110 | 5844.000 |
| 70 | 6.298 | 5353.900 |
| 80 | 6.486 | 4942.100 |
| 90 | 6.675 | 4600.100 |
| 100 | 6.863 | 4278.500 |
| 200 | 8.744 | 2513.300 |
| 300 | 10.522 | 1804.100 |
| 400 | 11.944 | 1431.300 |
| 500 | 12.270 | 1174.800 |
| 600 | 13.522 | 963.080 |
| 700 | 14.719 | 799.350 |
| 800 | 15.871 | 671.040 |
| 900 | 16.986 | 568.610 |
| 1000 | 18.072 | 487.990 |
| 2000 | 28.858 | 165.460 |
| 3000 | 37.548 | 83.345 |
| 3400 | 40.839 | 66.594 |
| 4000 | 45.628 | 49.861 |
| 4700 | 51.034 | 37.325 |
| 5000 | 53.301 | 33.184 |

硫化氢泄漏时下风向浓度分布计算结果见图7.8-2。



**图7.9-3 硫化氢泄漏时下风向浓度分布计算结果**

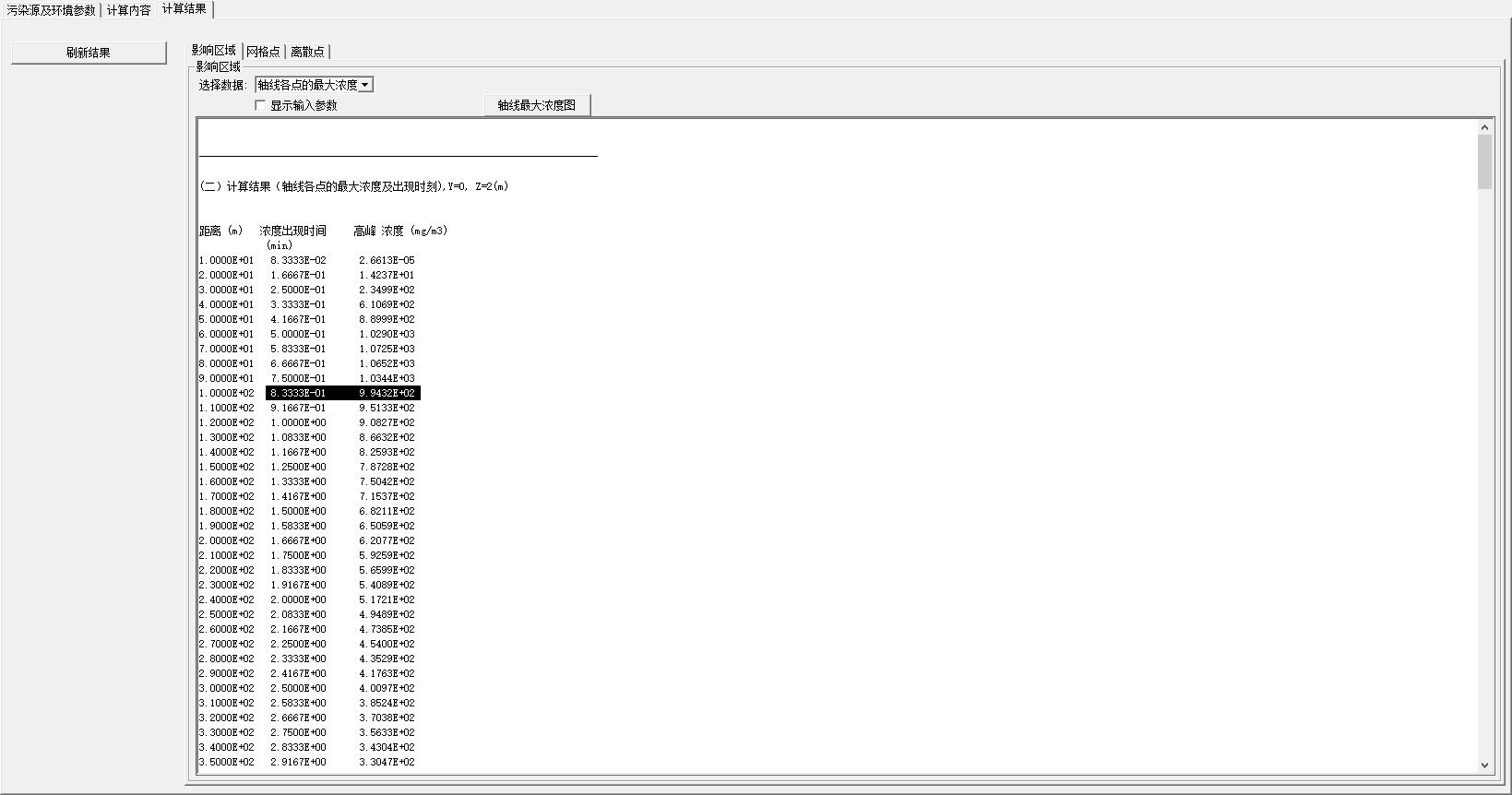


**图7.9-4 硫化氢泄漏时下风向轴线最大浓度曲线**

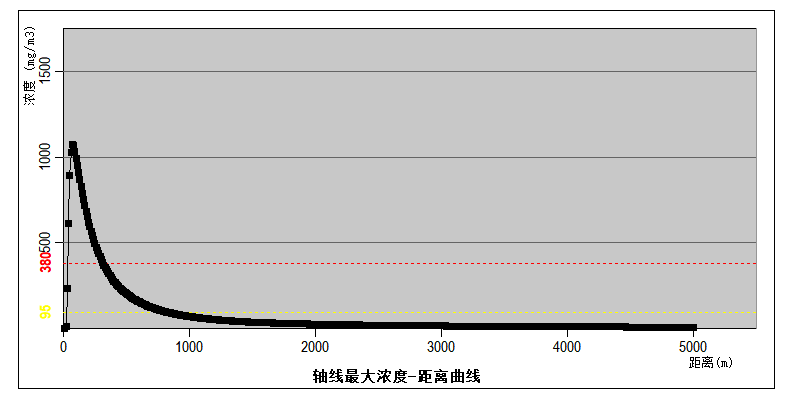
**表7.9-6 一氧化碳泄漏时下风向浓度分布表 单位：mg/m3**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **下风向距离（m）** | **浓度出现时间（min）** | **高峰浓度（mg/m3）** |
| 10 | 0.08 | 0.00 |
| 20 | 0.17 | 14.24 |
| 30 | 0.25 | 234.99 |
| 40 | 0.33 | 610.69 |
| 50 | 0.42 | 889.99 |
| 60 | 0.50 | 1029.00 |
| 70 | 0.58 | 1072.50 |
| 80 | 0.67 | 1065.20 |
| 90 | 0.75 | 1034.40 |
| 100 | 0.83 | 994.32 |
| 200 | 1.67 | 620.77 |
| 300 | 2.50 | 400.97 |
| 320 | 2.67 | 370.38 |
| 400 | 3.33 | 276.76 |
| 500 | 4.17 | 202.33 |
| 600 | 5.00 | 154.68 |
| 700 | 5.83 | 122.42 |
| 800 | 6.67 | 99.55 |
| 830 | 6.92 | 93.98 |
| 900 | 7.50 | 82.74 |
| 1000 | 8.33 | 70.00 |
| 2000 | 18.67 | 25.29 |
| 3000 | 27.00 | 14.82 |
| 4000 | 36.33 | 10.13 |
| 5000 | 44.67 | 7.54 |

一氧化碳泄漏时下风向浓度分布计算结果见图7.8-2。



**图7.9-5 一氧化碳泄漏时下风向浓度分布计算结果**

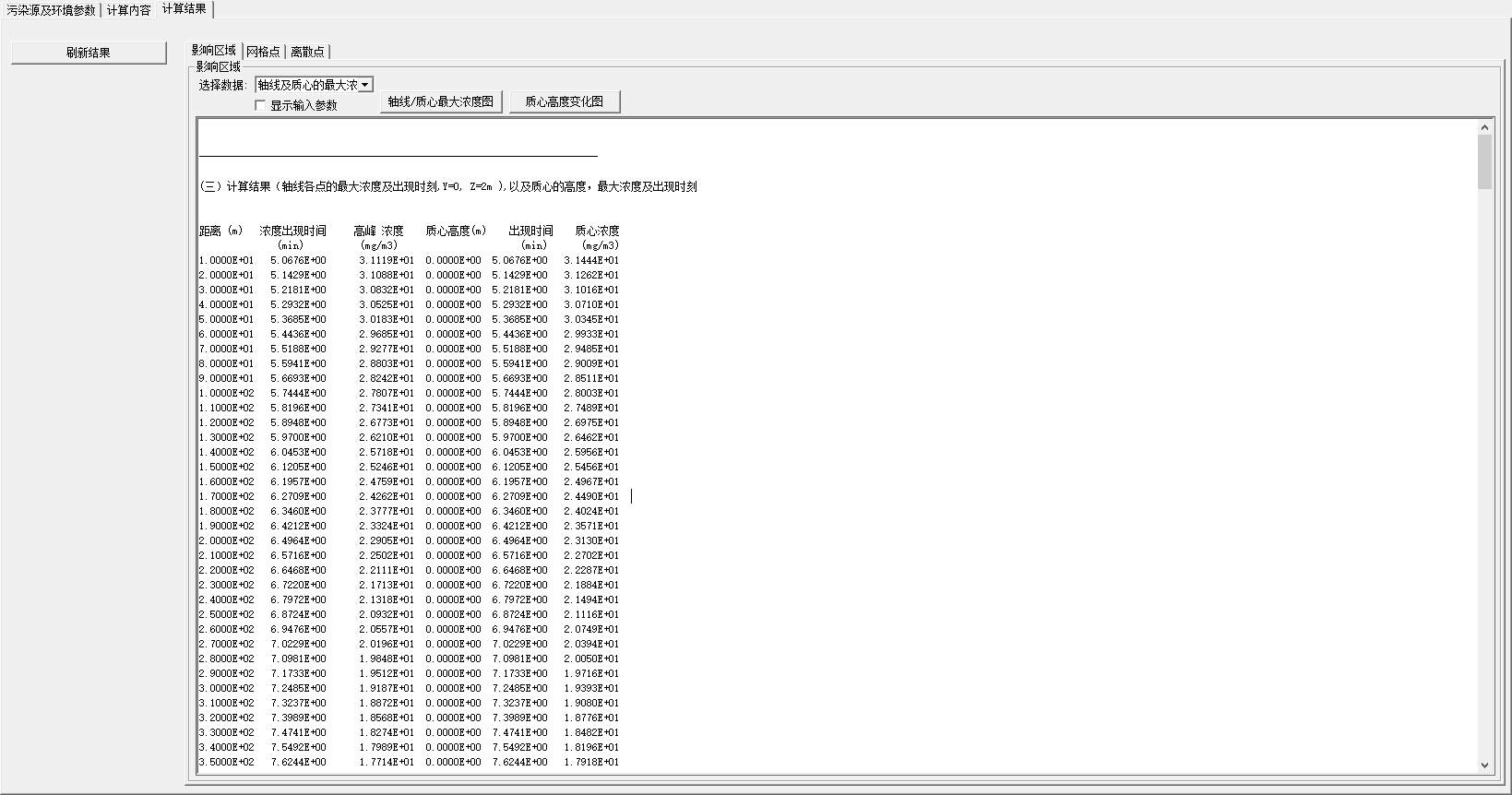


**图7.9-6 一氧化碳泄漏时下风向轴线最大浓度曲线**

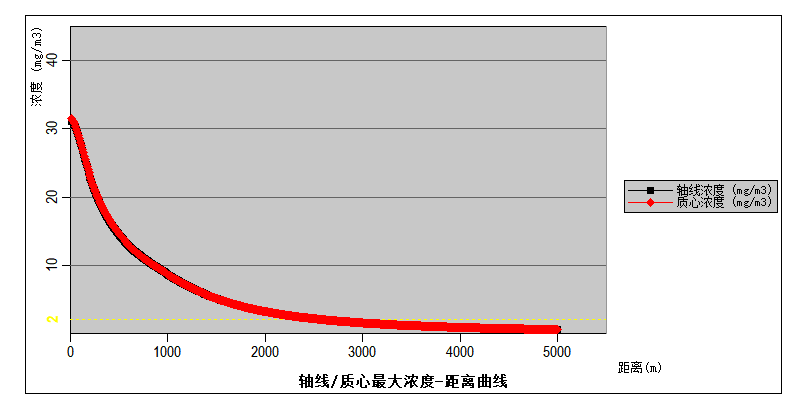
**表7.9-7 二氧化硫泄漏时下风向浓度分布表 单位：mg/m3**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **下风向距离（m）** | **浓度出现时间（min）** | **高峰浓度（mg/m3）** |
| 10 | 5.07 | 31.12 |
| 20 | 5.14 | 31.09 |
| 30 | 5.22 | 30.83 |
| 40 | 5.29 | 30.53 |
| 50 | 5.37 | 30.18 |
| 60 | 5.44 | 29.69 |
| 70 | 5.52 | 29.28 |
| 80 | 5.59 | 28.80 |
| 90 | 5.67 | 28.24 |
| 100 | 5.74 | 27.81 |
| 200 | 6.50 | 22.91 |
| 300 | 7.25 | 19.19 |
| 400 | 8.00 | 16.47 |
| 500 | 8.75 | 14.42 |
| 600 | 9.50 | 12.84 |
| 700 | 10.29 | 11.63 |
| 800 | 11.19 | 10.54 |
| 900 | 12.07 | 9.56 |
| 1000 | 12.96 | 8.65 |
| 2000 | 21.55 | 3.21 |
| 2700 | 27.25 | 1.88 |
| 3000 | 29.62 | 1.55 |
| 4000 | 37.27 | 0.89 |
| 5000 | 44.60 | 0.57 |

二氧化硫泄漏时下风向浓度分布计算结果见图7.8-2。



**图7.9-7 二氧化硫泄漏时下风向浓度分布计算结果**



**图7.9-8 二氧化硫泄漏时下风向轴线最大浓度曲线**

（6）后果分析

甲烷泄漏后果分析见表7.9-8，硫化氢泄漏后果分析见表7.9-9，一氧化碳泄漏后果分析见表7.9-10，二氧化硫泄漏后果分析见表7.9-10。

表7.9-8 甲烷泄漏事故后果分析

|  |  |
| --- | --- |
| 浓度 | 最不利气象 |
| 毒性终点浓度-1/（260000mg/m3） | ～0m |
| 毒性终点浓度-2/（150000mg/m3） | ～0m |

表7.9-9 硫化氢泄漏事故后果分析

|  |  |
| --- | --- |
| 浓度 | 最不利气象 |
| 毒性终点浓度-1/（70mg/m3） | ～3400m |
| 毒性终点浓度-2/（38mg/m3） | ～3700m |

表7.9-10 一氧化碳泄漏事故后果分析

|  |  |
| --- | --- |
| 浓度 | 最不利气象 |
| 毒性终点浓度-1/（380mg/m3） | ～320m |
| 毒性终点浓度-2/（95mg/m3） | ～830m |

表7.9-11 二氧化硫泄漏事故后果分析

|  |  |
| --- | --- |
| 浓度 | 最不利气象 |
| 毒性终点浓度-1/（79mg/m3） | ～0m |
| 毒性终点浓度-2/（2mg/m3） | ～2700m |

最不利气象状况下，甲烷泄漏，超过毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2的距离均为0m，下风向的最大浓度均远低于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2；最不利气象状况下，硫化氢泄漏，超过毒性终点浓度-1的距离范围为3400m，其下风向影响范围内约有175人；超过毒性终点浓度-2的距离范围为3700m，其影响范围内有349人，最不利气象状况下，一氧化碳泄漏，超过毒性终点浓度-1的距离范围为320m，其影响范围内有28人；超过毒性终点浓度-2的距离范围为830m，其影响范围内有75人，次生污染物二氧化硫泄漏，超过毒性终点浓度-1的距离范围为0m；超过毒性终点浓度-2的距离范围为2700m，因此，若发生井喷事故，应对井场周边的居民采取紧急疏散措施，同时井喷失控事故发生后及时进行点火，以减轻事故风险对环境的影响。

### 7.9.2 天然气泄漏后果分析

天然气管道泄漏后，在泄漏口立即燃烧，形成喷射火焰；泄漏后推迟燃烧，形成闪烁火焰或爆炸；泄漏后不立即燃烧也不推迟燃烧，形成环境污染。

**1、火灾或爆炸事故次生污染物对环境的影响**

在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，天然气燃烧生成的主要产物为CO2、H2O和SO2，仅在事故刚发生时有少量甲烷、乙烷、硫化氢等释放，且很快就能扩散，不会长期影响空气质量。

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。若引发大面积火灾时会产生一定的消防水，但该类消防水不含有有毒有害物质，对项目拟建地周围环境不会造成较大污染。

**2、事故燃烧生成CO、NO2、SO2对环境的影响**

项目天然气主要成分为甲烷，天然气燃烧将伴生CO、NO2、SO2等污染物，将对周围环境空气产生影响。

CO可能会使周围含氧量降低，导致植物光合作用效率降低，影响动植物生长，甚至死亡。但这种影响是可逆的，事故得到控制后能够恢复生产。同时项目区域无自然保护区、风景区等敏感生态区域，为农业生态环境，事故对生态环境的影响是可恢复的。

就农业生态环境而言，事故发生后对生态环境的影响是可恢复的。事故发生后的区域农作物及植被不会出现大范围的影响，主要在事故附近区域出现植被受损，事故后生态环境基本能恢复到原来的状态。

项目依托天然气泄漏事故发生时（如管道穿孔、管道断裂），井站内部截断阀自动关闭，依托管道内天然气通过点火火炬放空。项目风险可控，对环境空气影响较小。

### 7.9.3柴油泄漏后果分析

本项目柴油主要储存于柴油储罐，主要考虑罐体破损引起的柴油泄漏、火灾事故，进而进入大气、地下水、土壤环境，降低大气、地下水水质及土壤质量，影响植被生长。

本项目柴油采用符合标准的储罐进行密闭储存，柴油储罐四周设置围堰，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几率很小，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，柴油发生泄漏进入周边环境的概率极低，影响较小。

### 7.9.4压裂、洗井废水泄漏后果分析

本项目压裂、洗井废水主要储存于污水缓冲罐，主要考虑罐体破损引起的污水泄漏事故，进而进入地下水、土壤环境，降低地下水水质及土壤质量，影响植被生长。

本项目压裂、洗井废水储罐采用符合标准的污水缓冲罐进行密闭储存，污水缓冲罐四周设置围堰，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几率很小，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，压裂、洗井废水发生泄漏进入周边环境的概率极低，影响较小。

### 7.9.5 环境风险事故对生态环境影响分析

如果在处理泄漏事故时，由于误操作引发火灾、爆炸，发生火灾的地方为林场、森林一类的植被茂密地区，在一定的气象条件下还可能引发森林大火，这会给当地的生态环境造成极大的破坏。在管道经过林区段，分别依据《中华人民共和国森林法》《森林防火条例》及省、市森林防火条例，采取营造生物防火带、加强瞭望、巡视等措施，严格规范管道维修、维护操作规程等措施，防止事故或处理事故时引起森林火灾。由于环境风险具有突发性和破坏性（有时甚至为灾难性）的特点，所以必须采取措施加以防范，加强控制和管理是杜绝、减轻和避免环境风险的有效办法。项目所在区域要加大力度进行《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传，强化“保护管道安全就是保护沿线群众自身安全”的教育，并密切与地方有关部门共同协调保护管道，以法律来约束管道保护中的违规行为，做到有法可依，有法必依，严惩罪犯，确保管道长期安全稳定运行。管道建设管理方还应与沿线各级地方政府、各基础设施所属管辖单位协调配合，进行事故应急演练，通过宣传、教育、演练等手段加强沿线居民、相关企事业单位、相关人员的事故防范意识和能力，正确采取各种应急措施的能力，以将事故损失降低到最小。事故状态下，主要影响是天然气泄漏，伴生或次生火灾爆炸事故。由于天然气属于易燃易爆危险物品，其管线的泄漏环境为开放环境，不易形成爆炸性蒸气云，多数形成火灾，会对保护区内的人员和周围环境产生破坏性的影响。主要影响表现在：

（1）直接伤害保护区内的生物资源，包括动物、植物、微生物等。

（2）改变土壤的温度、结构、理化性质、肥力、土壤微生物含量等。

（3）改变野生动物的栖息环境、食源、种间竞争关系、野生动物之间的捕食与被捕食关系等。

（4）对植物的影响表现为直接伤害、促进、引起植物种群和群落的变化。根据国际国内的类比调查，同类天然气输送管路工程运行阶段发生泄漏引起爆炸、火灾的几率非常低。尽管如此，在该工程的运行阶段，对其发生的风险应给于足够的重视，采取必要的防范、防护措施，主要从施工阶段和运行阶段采取防护措施。事故产生的影响一般在半径200m范围内，影响时间相对较短，从项目所在植被分布图来看，该区域基本为栽培植被和草地植被，另有小面积的灌木林地，有林地相对较少，因此对植被造成的破坏损失量较小。

因此，在依托管道经过林区段，应依据《中华人民共和国森林法》《森林防火条例》等采取营造制定森林防火预案、增加巡线频次，发现隐患及时处理，防患于未然，防止林区火灾发生，杜绝破坏林区生态系统的事故发生。

## 7.10 环境风险管理

### 7.10.1 工程前期及设计阶段的风险防范措施

**1、管道风险防范措施**

①选择线路走向时，尽可能避开居民区以及复杂地质段，以减少由于不良地质造成管道泄漏事故，以及天然气泄漏引起的火灾、爆炸事故对居民危害经济损失；

②依托管道沿线人口密集、房屋距管线较近等敏感地区，提高设计系数，增加管线壁厚，以及其它保护管道的措施，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力；

③据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2003）的要求，依托输气管道通过的地区，应按沿线居民户数和建筑物的密集程度，划分地区等级，并依据地区等级作出相应的管道设计。

**2、线路用管选择**

①选择符合国家标准《石油天然气工业输送钢管交货技术条件》（GB/T9711.1-1997）的钢管。

②压裂、洗井废水管线采用增强型塑料复合管，是一种由高分子复合材料制成的具有一定高强度、高压力、耐腐蚀、耐结垢、摩阻系数小、保温性好、柔性好、寿命长的石油天然气工业用管件，该类管道在污水输送管中被大规模的使用，技术成熟可靠。

**3、防腐蚀措施**

①外防腐

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

依托燃料气管线采用机械强度高，耐磨耐冲击，耐化学介质腐蚀，抗植物根茎穿透，吸水性低，使用寿命长，电绝缘性好，使用寿命长的加强级三层PE防腐层，管道补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

②阴极保护

为保证防腐工作的可靠性，采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式。对管线采用以强制电流为主，牲牺阳极为辅的阴极保护方法。

在杂散电流流出点安装成组的锌阳极，以达到排流的目的，减轻干扰。

③外部干预消除

近年来，随着国家经济发展，外部干扰（第三方破坏）导致天然气管道环境风险事故的情况持续上升。针对这一情况，建设单位制定了一系列的宣传、保护措施。依托管道敷设完毕后，建设单位在依托管道沿线设置明显的标志桩，组织站场、管道沿线居民学习《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，强化“保护管道安全就是保护沿线群众自身安全”的教育，并密切与地方有关部门共同协调保护管道，以法律来约束管道保护中的违规行为，确保管道安全运行。

**4、管道抗震防范措施**

①依托管线与活动断裂平行时，依托管线设在其外200m；与管线交叉时，选择合适的交角，或采取管线水平弯曲补偿形式敷设。

②增加交叉段管壁厚度。

③尽量采取弹性敷设来处理管道转角。

④对可能发生崩塌和沙土液化地区，采取排水，支挡、削坡等。

⑤采用外壁摩阻较小的外防腐涂层。

### 7.10.2 施工阶段的事故防范措施

**1、风险管理措施**

（1）人员防护

①培训要求

按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）及其他相关规范的要求对人员进行培训。在钻井作业前，应进行含H2S井喷演习，包括佩戴防护器具进行井控作业及人员救护等工作。

②H2S监测及防护要求

按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）及其他相关规范的要求配备相关监测设备及人身防护设施。

（2）防止井筒渗漏

钻井的过程中应注意考虑地质构造、钻井工艺，以及井与河流的相对位置等方面的问题，避免出现地层渗漏或者串层等污染事故。

如果发生地层渗漏或者串层等事故时，需及时采取措施，采用泡沫、稻草设立隔离带对石油类污染物进行拦截，污水采用净水剂净化，用活性炭进行吸附，并及时联合其他各相关部门统一行动，尽可能减少事故带来的环境影响。

（3）配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据中国石化要求，普光气田在发生井喷失控（当封井器关闭后，井口仍有气体喷出）时起，平台经理15min内下令实施点火。

（4）钻井进入含硫气层和中途测试对居民的临时撤离

根据行业标准及井喷事故风险预测结果，在即将钻进含硫气层和中途测试前应临时撤离周边1310m居民至作业完成。

（5）对周边居民的风险应急培训、演练、应急撤离设施

施工单位应主动联系当地政府，对撤离区居民、学校通过发放宣传册普及安全知识，向居民普及H2S毒性知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。

钻井井场及周边已在明显位置设置风向标，以便及时有效通知周边居民。远处居民在预案中确定有应急组织机构组织撤离。

（6）钻井风险监控、报警措施

钻井施工单位应严格按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）、《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规定》（SY 6277-2005）中的相关规定，配备H2S安全防护设施及装置。

井场钻开气层前通知宣汉县人民医院、消防队各方面救援保障力量以及钻井队主管部门及应急救援单位。进入含硫油气层前，应落实和当地政府和医院、消防部门取得联系；一旦发生井涌、井喷，出现H2S溢出井口的危险情况及时报警。与各单位、部门的报警联系主要采用值班专用通信电话和手机。

**2、预防井漏风险防范措施**

（1）根据设计和地层预告，钻遇可能井漏层井段前，做好预防和处理井漏时的思想、组织、物资准备，备有足够的钻井液（密度与钻井泥浆同）、水、堵漏、配浆材料、处理剂，及相应配、供浆设施，保证防爆、灵活好用、功能齐全、使用可靠（包括灌浆管线，配浆泵等）。

（2）在钻进过程中，调整好钻井液性能，钻井液密度应尽可能控制在设计下限，采用平衡压力钻井技术，以防止或减少井漏的发生。

（3）钻遇漏失井段前，要提前准备好随钻堵漏材料，按设计要求处理好钻井液性能，并准备随时加入堵漏材料。

（4）在能满足井眼净化前提下，尽量采用小排量钻进，以降低环空循环压耗，减少或减轻井漏。

（5）下钻要控制速度，井深超过500m以后要启动辅助刹车系统，每下一柱不能少于30s，防止下钻速度快产生激动压力过大压漏地层。下钻过程中要分段循环钻井液，切不可一次下钻到底再开泵循环。开泵要缓慢，长时间静止后注意分段循环，在套管鞋以下每下10立柱钻具应开泵循环钻井液10min～15min。开泵循环钻井液时，应采用“先转动后开泵”的操作程序，以避免因瞬时激动压力过大而引起井漏。

（6）坐岗观察及时发现井漏并能准确提供漏失情况和漏失量大小并确定明确的井漏报警信号。

（7）非目的层及油层套管固井前，钻井中发生井漏，有条件应起钻完，先下入光钻杆堵漏；起钻、下钻、注水泥后皆应反灌钻井液，平衡地层压力，防止井喷。

（8）钻井中发生井漏，根据正循环漏速及反灌钻井液漏速（即反灌与正循环漏速相同、漏速减小、不漏），分别采取处理措施，应考虑井喷、钻具安全。

**3、井涌、井喷防范措施**

任何情况下，只要发现溢流，立即关井；关井采用硬关井的方式；压井采用司钻压井法压井，当探测到高浓度H2S时，首选硬推法进行井控。

（1）加强地质分析，及时提出可靠的地层预报，尤其是对高压层上部盖层的预报，打开高压气层前100m，做好设备工具、人员思想、技术安全措施、井口装置、队伍组织和器材设施的配套检查落实。

（2）全井坐岗观察循环罐液面，及时发现溢流并汇报，确保在钻井全过程中不发生井喷。

（3）钻井液密度在地层压力的基础上按标准附加。

（4）配置、安装、试压、使用、维护、保养好井控装备。根据地质预报或邻井资料，在进入预计高压油气层前，对地面设备、循环系统、钻井液枪、混合漏斗、搅拌器等进行全面检查，保证运转正常。

（5）落实井队班组井控岗位分工，明确职责。

（6）井场必须按设计储备重钻井液和加重材料，重浆储备罐上安装搅拌器、钻井液枪，并挂牌明示，定期搅拌，保证性能稳定。

（7）根据地层承压能力实验，确定允许最大关井压力及当量钻井液密度。确定压井时，根据关井压力确定压井钻井液密度，用保护油气层加重剂压井，要防止压漏。开启除气器、搅拌机、钻井液枪排气。达到停泵后井口不外溢，起钻灌好钻井液，下钻进行分段循环，观察油气上窜速度。

（8）经施工单位的上级主管部门验收合格后报业主方验收，接到开钻通知书后方可钻开主要油气层。钻开产层前100m，必须更换胶心及易老化的密封件，对防喷器试压一次，如气层中钻井作业较长，每隔30d试压一次，严格执行油气层“五不打开”原则（上部地层承压能力不足不能打开，压井液密度与数量、储备加重剂未满足设计要求不得打开，井口装置不执行设计、试压不合格不得打开，井控十二项制度不落实、防H2S措施不到位不得打开，钻开油气层前检查验收未整改合格不得打开）。

（9）钻开油气层期间，坚持24h必须有井队干部值班，定岗、定人认真观察钻进、起下钻和其他作业时的钻井液出口及钻井液池液面的变化情况，取全取准资料，发现异常情况立即报告司钻和值班干部并立即采取必要的措施。

（10）油气层钻井作业中，应采取低速起钻，下钻时下放速度不宜过快，以减少抽吸和压力激动，每起1柱钻杆，必须灌满钻井液一次，钻井液工做好记录，及时校对，保证灌满井眼，下钻时，应认真记录返出量，发现异常，立即报告司钻和值班干部，查明原因，正确处理。

（11）检修设备应安排在下钻到套管鞋时进行，并在钻柱上装钻具回压阀。

（12）电测前井下情况必须正常、稳定，电测时应准备1柱带钻具回压阀的钻杆，以备井内异常时强行下入控制井口。

（13）在油气层中钻进时 ，坚持使用液面报警器，钻井、钻井液、录井三岗联座观察液面，每15min记录钻井液池液面一次，若遇特殊情况应3min～5min观察一次出口钻井液池液面变化，发现溢流及时汇报，严格控制溢流量，关井按照“四∙七”动作要求组织实施。关井后观察立管和套管压力，及时报告队长和钻井技术员，采取正确方法压井，待井内恢复正常后，才可恢复钻进。

（14）钻开油气层前，坚持每只钻头、每天作低泵速试验，记录井深、密度、泵压、排量。

（15）钻开主要产层遇有井漏，井漏显示的当只钻头，以及特殊作业之前均应短程起下钻，以10～15立柱为宜；如果气侵严重，可调整钻井液密度平衡地层压力。

（16）油气水层钻进中，应用大水眼钻头并使用旁通阀，不可以使用动力钻具，以利于加重钻井液，压井和堵漏等工艺的实施。

（17）任何时候发现溢流应按井控“四∙七”动作控制井口，根据关井压力确定压井液密度，尽快按压井程序压井。严禁循环观察、钻进观察、静止观察等违章现象发生。

（18）避免长时间关井，在等候加重或在加重过程中，要间断注高密度钻井液，同时，用节流管汇控制回压，保持井底压力略大于地层压力状态下排放钻井液。若等候时间长，则应及时实施司钻法第一步，排除污染，防止井口压力过高。井口压力过高时应特别注意这项工作。

（19）油气井钻井作业中应密切注意十五种显示。做到及时发现，迅速关井。

（20）控制住井口后，应对井控装置主体及节流压井管汇、远程控制台等部位详细检查，如井口压力接近或达到井控装置、套管、地层破裂压力三者中压力最低的极限值，应放喷泄压，放喷天然气须烧掉，防止与空气混合发生爆炸。

（21）确定明确的井喷报警信号。

（22）加重压井作业不得在钻进过程中实施。

（23）起钻前必须采取措施证实井已压稳、有安全的起下钻时间。

（24）在排气口、放喷口设置自动和手动点火装置，先点火、后放气，在可能放气期间在排气口应设置长明火；钻开油气层前，应进行点火演练。

（25）除气器排气管线必须接出井场，出口置于安全区域。

（26）P204-2H井可能出现超出设计预计之外的异常情况，对此施工单位应进行充分的准备，应建立应对各种复杂情况的应急预案并落实，负责进行控制和处理。

**4、钻井过程风险防范措施**

应按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T 6610-2017）、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T 6610-2017）、《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）、《套管柱试压规范》（SY/T 5467-2007）、《关于印发<中国石化石油与天然气井井控管理规定>的通知》（中国石化安[2011]907号）、《川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范》（Q/SH 0033-2009）等的相关要求进行钻井施工。

**5、完井作业风险防范措施**

严格按照《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T 6610-2017）、《川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范》（Q/SH 0033-2009）等标准规范进行完井与修井作业。

**6、测试放喷过程风险防范措施**

本项目测试放喷过程属于风险较高的施工环节，试气作业前按《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125-2013）等相关标准要求进行试气设计。

**7、废水转运风险防范措施**

（1）废水、钻井固废转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄漏。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、钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

（3）废水、钻井固废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。

（4）尽量避免雨天和大雾天运转废水。

（5）本工程废水、钻井固废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、钻井固废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、钻井固废运输 车辆位置和行驶路线，确保废水、钻井固废转运至相应的目的地。

（7）废水、钻井固废运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

（8）废水、钻井固废转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水、钻井固废运输应急预案，每次废水、钻井固废运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

（9）废水、钻井固废产生单位和废水、钻井固废转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水、钻井固废产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。在发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水、钻井固废泄漏。

（10）转运路线避开饮用水水源地保护区。

**8、油类使用、储运过程中的风险防范措施**

（1）提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

（2）加强对柴油和废油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油气的产生和积聚。油罐区均设置有围堰，可防止油罐破损泄露的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布（沥青、玻璃纤维布）作防渗处理。油桶选择完好无损的油桶，置于防渗区，保持盖子紧盖，及时综合利用。

（3）按照危险物品贮存场地相关要求，对柴油和废油储存和使用场所设置标识标牌。

（4）柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。加强油罐、油桶的管理及安全检查，防止发生结构安全事故引起重大泄露。

（5）建设方将柴油和废油储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

### 7.10.3 运营阶段的事故防范措施

**1、常规环境风险防范措施**

（1）对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（2）制定应急操作规程，在规程中应说明发生事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与操作人员有关的安全问题。

（3）操作人员每周应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

（4）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。

**2、硫化氢泄漏的相关措施**

①制定应急救援预案并定期演练，出现事故后必须立即向当地政府报告，同时通知事故影响范围内的厂矿企业和居民立即撤离，并组织和协助当地政府作好事故影响范围内居民的疏散工作。根据当地情况，应立即组织周边居民向管道上风向方向进行撤离。考虑风向、地形、人口密度、受影响程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

②确保项目的紧急切断装置保持正常状态，确保在事故状态下能够做到立即进行放空作业，以减缓硫化氢对周边环境造成的影响。

③发生泄漏后，应在泄漏点下风向立即设置临时观察点，定时取样，监测（大气/空气）中的（天然气、硫化氢和二氧化碳含量/有毒有害气体（如H2S）的浓度），划分安全范围，并根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

④迅速成立现场抢险领导小组，根据失控状况制定抢险方案，统一指挥、组织和协调抢险工作。抢险方案制定及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

**3、柴油泄漏风险防范措施**

①柴油储罐四周设置围堰，并进行防渗处理，避免泄漏物料进入环境。

②做好日常安全检查，定期检测罐体的完好情况，避免柴油泄漏导致环境风险事故。定期对储罐进行维护检修。

③站场内按要求储备灭火毯、干沙等消防用品，可用作泄漏时吸收之用。

④在发现柴油储罐泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。

**4、压裂、洗井废水泄漏风险防范措施**

①污水缓冲罐四周设置围堰，并进行防渗处理，避免泄漏物料进入环境。

②做好日常安全检查，定期检测罐体的完好情况，避免压裂、洗井废水泄漏导致环境风险事故。定期检查污水缓冲罐安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道在超压时能够得到安全处理。

③站场内按要求储备灭火毯、干沙等消防用品，可用作泄漏时吸收之用。

④在发现污水缓冲罐泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。

## 7.11 事故应急预案

### 7.11.1 普光分公司应急预案体系介绍

**1、备案情况**

中原油田普光分公司编制有《中原油田普光分公司环境应急预案（2021年6月》，2021年6月6日，达州市环保局同意备案（备案号：511722-2021-012-L），详见附件。

**2、应急预案体系**

**（1）体系介绍**

普光分公司应急预案体系见图7.10-1。

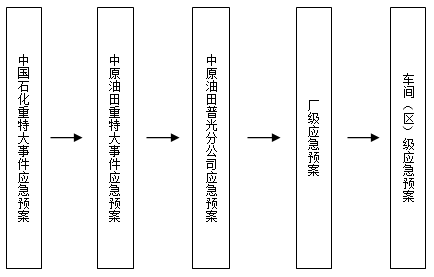


图7.11‑1 普光分公司应急预案体系图

专项应急预案包括高含H2S泄漏环境应急预案、火灾爆炸环境应急预案、水体环境污染应急预案、大气环境污染应急预案等。此外，普光分公司应急救援中心还编制了水体污染事件环境应急监测预案和H2S泄漏应急监测预案。

**（2）普光分公司应急预案**

普光分公司综合应急预案框架见图7.10‑2，普光分公司专项应急预案框架见图7.10‑3。

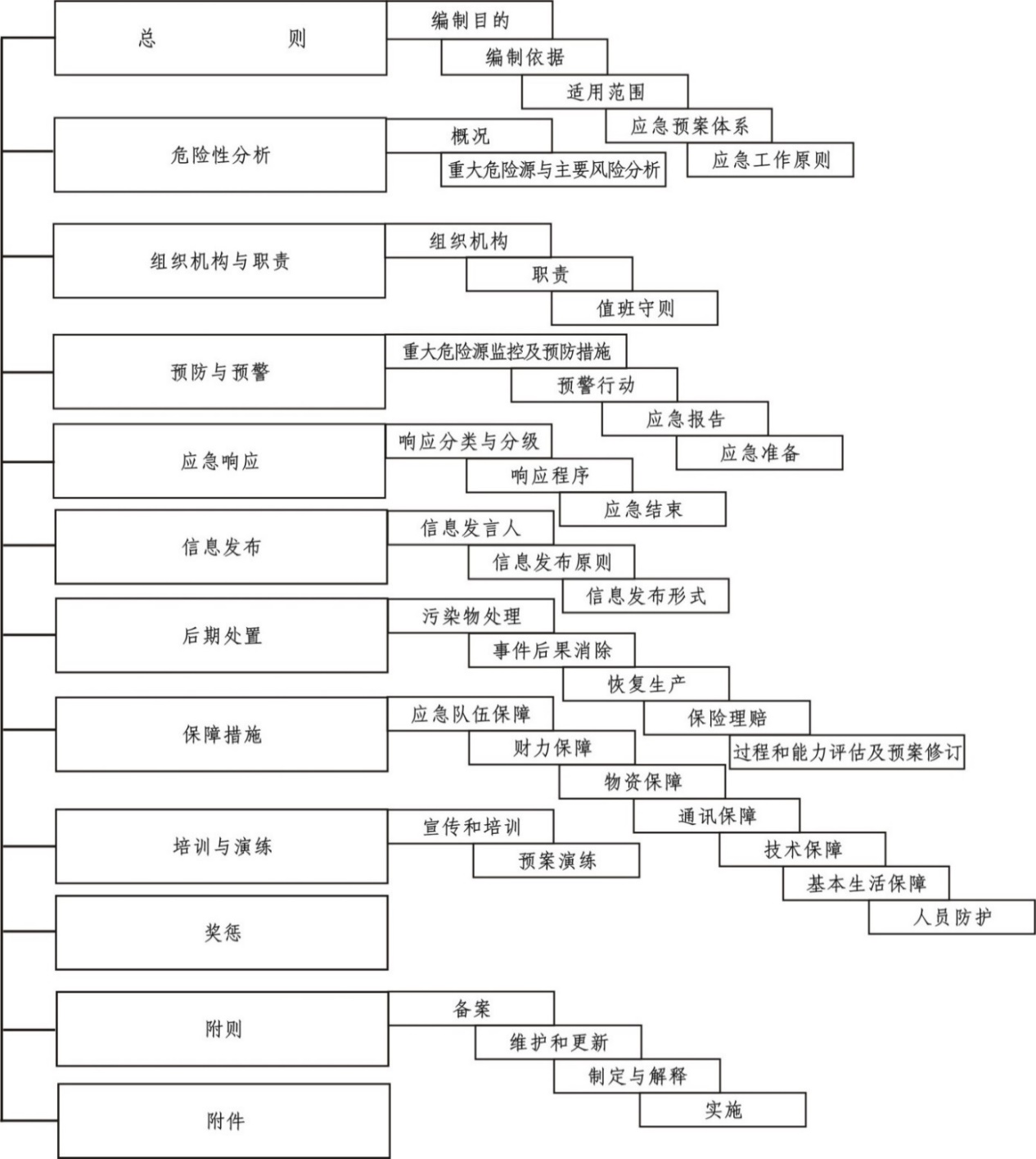


图7.11‑2 普光分公司综合应急预案框架图

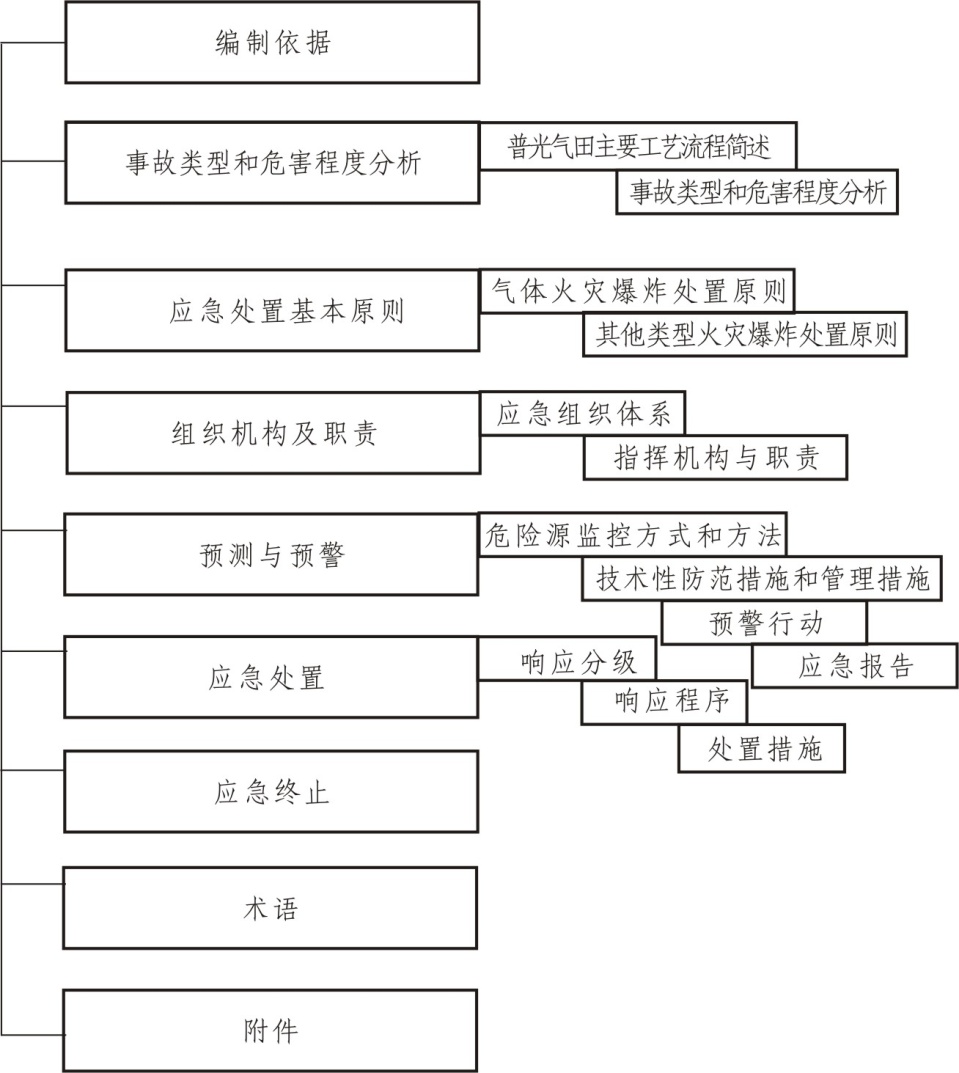


图7.11‑3 普光分公司专项应急预案框架图

**3、普光分公司应急组织机构**

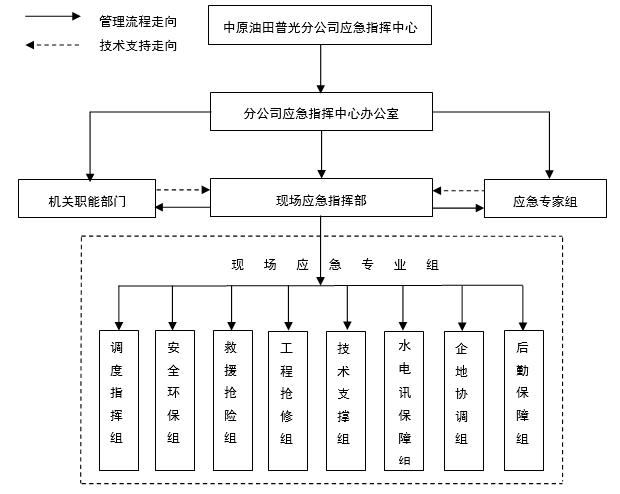


图7.11‑4 应急管理组织机构框图

**4、应急响应**

（1）分类与分级

①分类

分公司各所属单位应根据应急事件的发生过程、性质和机理，按照工业生产事件、公共卫生事件、自然灾害事件和社会安全事件的类别，经危害识别、风险评估，确定单位内可能发生或易发生的应急事件。

②分级

为了有效处置各类突发事件，按照突发事件的性质、危害程度、可控性、影响范围、人员伤亡和财产损失等因素，并依据机构设置情况，由高到低分为五个级别：Ⅰ（中国石化）级、Ⅱ（中原油田）级、Ⅲ（分公司）级、Ⅳ（厂）级、Ⅴ（车间、区）级等。

（2）响应程序

①应急启动条件

符合以下条件之一时，应启动本预案：

a）中原油田要求分公司启动应急预案时；

b）市、县级人民政府要求分公司启动应急预案时；

c）发生Ⅲ（分公司）级及Ⅲ级以上事件时；

d）所属单位请求时。

②应急指令

发生突发事件时，应急指令下达程序见下图。

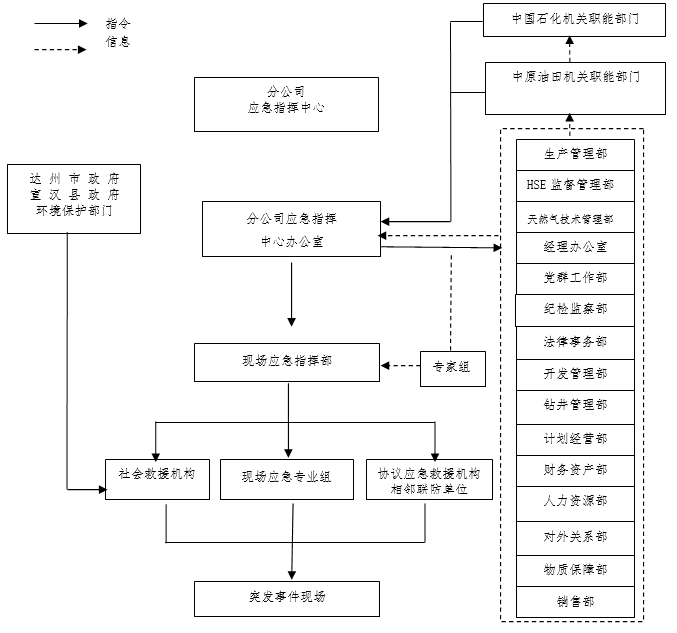


图7.11-5 普光分公司应急指令下达程序框图

③应急处置

当符合应急预案启动条件时，分公司应急指挥中心应立即下达启动本预案的指令，并按照本预案中相应专项应急预案的要求实施应急处置。

当事件难以控制时，分公司应急指挥中心应请求启动相应的应急预案，并向市级政府应急管理办公室报告，请求支援。

**5、应急结束**

经应急处置后，现场应急指挥部确认满足专项应急预案终止条件时，向分公司应急指挥中心报告，分公司应急指挥中心可下达应急终止指令。

应急终止后，现场应急指挥部负责编写应急总结，应急指挥中心办公室负责对现场应急指挥部的应急总结、值班记录等资料进行汇总、归档，经理办公室负责起草分公司应急指挥中心的应急总结上报材料。现场应急指挥部向事件调查组移交相关材料。分公司应急指挥中心负责向中原油田上报应急总结。

**6、应急保障**

（1）应急队伍保障

分公司应急救援队伍由采气厂、净化厂、应急救援中心和社会应急资源组成。应急队伍配备必要的人员、装备等，平时加强应急队伍的业务培训和应急演练，提高应急人员业务水平；与社会应急资源签订互助协议，提供应急期间的消气防、医疗卫生、治安保卫、交通维护和运输等应急救援力量的保障。

（2）财力保障

事件处置过程中的费用，由计划财务部门负责保障；事件应急处置结束后，各级应急指挥中心办公室对应急处置费用进行整理汇总，计划财务部给予核销。

（3）物资保障

分公司应急物资由物资保障部应急物资、应急救援中心应急物资、所属单位应急物资和社会救援物资组成。为满足应急处置的需求，同社会救援物资单位签订协议，在应急状态下，由分公司应急指挥中心统一调配使用。

（4）通信保障

生产服务中心负责建立、完善应急通讯网络系统，在应急工作中确保应急通信畅通。

（5）技术保障

天然气技术管理部负责建立由各专业领域技术、经验丰富的人员组成技术专家组，结合事故发生厂所属技术力量，为事故的应急处置提供技术支持。

（6）基本生活保障

分公司应急指挥中心应会同当地人民政府做好抢险队伍、受灾员工和疏散群众的基本生活保障工作。

（7）人员防护

按照国家法律法规、标准、规范的要求，应急救援人员配备安全职业防护装备，严格按照救援程序开展应急救援工作，确保人员安全。在生产区域内岗位人员配备安全职业防护装备，建立紧急集合点。

**7、培训与演练**

1）宣传和培训

党群工作部会同相关职能部门，通过各种宣传手段，对分公司员工和周边公众广泛宣传应急法律法规和应急常识。

HSE监督管理部应组织编制对各类专业应急人员、企业员工的年度培训计划，由人力资源部负责组织实施。

2）预案演练

普光分公司预案演练每年不少于一次。应急指挥中心办公室应做好演练方案的策划。演练结束后做好总结。

### 7.11.2 本项目环境风险应急预案

根据前述环境风险事故分析，本次评价将针对本项目钻井作业的特点，结合企业制定的应急预案，提出环境风险事故应急预案编制要求，供企业及有关部门参考。见表7.10‑1。

**表7.11‑1 应急预案主要内容一览表**

| **序号** | **项目** | **内容及要求** |
| --- | --- | --- |
| 1 | 应急计划区 | 危险目标：钻井地层  环境保护目标：当发生井喷失控时，一般撤离范围可根据监测情况决定。 |
| 2 | 应急组织机构、人员 | 组织机构为中原油田普光分公司，钻井队及其管理单位、当地政府。  关键依靠钻井队、当地政府。  充分、重点发挥地方镇乡、村级政府的组织能力，纳入应急组织机构中。 |
| 3 | 预案分级  响应条件 | 规定预案的级别及分级响应程序：  把重大环境污染事故定为三级，定性为一般，涉及组织单位为中原油田普光分公司、钻井队和当地环保部门。  井喷及井喷失控定为一级。涉及组织单位为中原油田普光分公司、钻井队及其管理单位、当地政府。响应程度依次增强。 |
| 4 | 应急救援  保障 | 应急设施，设备与器材等：  井场配备H2S测试、防毒、医疗、消防、疏散等应急设施。  钻开气层前通知当地医院、消防队等方面救援保障力量以及钻井队主管部门、普光分公司的应急救援单位。 |
| 5 | 报警、通讯联络方式 | 规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制：  协调井队通过广播系统和电话通知。至少在1个小组设2个电话联络点。小组通知人员应指定4人负责通知本小组内的居民。并电话通知当地交警队负责交通保障、管制，不允许非救援车辆进入危险井口周边区域。 |
| 6 | 应急环境监测、抢险、救援及控制  措施 | 环境应急监测可组织协调当地环境监测中心站。  抢险、救援组织协调当地消防队、医院和钻井主管部门及普光分公司的应急队伍。  控制措施主要由钻井队和其管理部门、普光分公司等部门共同协商控制。  井喷失控的关键控制措施：应立即组织撤离井口周边居民。同时保证井喷失控在15min内点火，燃烧泄漏天然气。 |
| 7 | 应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材 | 应急检测、防护采用井队配备的设备和消防队伍的设备，必要可增加普光分公司、钻井队主管部门的检测防护设备。清除泄漏必要时可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。 |
| 8 | 人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划 | 紧急撤离区：设置紧急撤离区。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向或侧风向远离事故源方向撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。  一般撤离区：当发生井喷失控时，一般撤离范围可根据监测情况决定。在发生事故时应自发和在应急组织机构的带领下及时撤离。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向或侧风向方向远离事故源方向撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知到小组，各组至少设立2个联络点。小组负责人指定4人负责通知小组内的居民。 |
| 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  （1）井喷失控得到控制，伤亡人员得到全部救援和安置，危险区域的居民全部撤离。  （2）恢复措施：对事故伤亡情况进行统计，应做好详细的记录并存档。行政领导组应尽快协调各部做好医疗救护工作，包括医疗经费的提供、受伤人员的住院安排与护理以及善后赔偿等；钻井队主管单位配合相关部门人员对受损设备尽快安排修复并投入生产使用。钻井队主管部门、普光分公司、当地政府成立事故调查小组，调查原因并按“四不放过”的原则进行事故处理；做出事故调查报告，同时总结事件教训，实行安全事故的教育培训，杜绝类似事件的再次发生。 |
| 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：  着重在钻含气层前的演练，把井口周边居民纳入培训、演练队伍。井队安全监督要对井队全体员工进行应急救援培训，提高员工的应急救援能力。加强对组织人员向井场附近居民宣传H2S和井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。 |
| 11 | 公众教育和信息 | 对井场邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息：  安全距离内居民进行公众教育，发宣传册。钻井工程前，要向可能危及居民安全范围内进行H2S安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育，提出紧急情况下的安全撤离要求。  施工单位应主动联系当地政府，对紧急撤离区范围内的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。同时应在进入含硫气层前对周边居民进行应急演练一次。对一般撤离区范围居民发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。 |
| 12 | 夜间特别管理机制 | 井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边较近距离的居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。  井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后应立即穿少量衣服，及时保证人员撤离。 |
| 13 | 备案 | 将本项目应急预案报送地方环保部门备案。 |

**1、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。

作业区向分公司报告，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、区、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。借助天然气救险车的扩音设备，巡回告知。

**2、应急响应**

（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（考虑该工程管道据居民房屋近的特点，还应组织附近居民的疏散）；

（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；

（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。

（7）站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）

（8）站场值班人员在站控室按下装置ESD按钮，实行全站ESD紧急关断，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；

（9）应急指挥下令启动事故应急预案，在控制室向现场下达应急指令；

（10）通讯联络组迅速打电话报警，向中原油田普光分公司、中国石油化工股份有限公司汇报现场情况，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；

（11）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；

（12）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；

（13）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；

（14）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；

（15）后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；

（16）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、事故应急处理措施**

**3.1井喷及井喷失控应急措施**

井喷时立即启动应急预案，根据事态发展变化情况，事故现场抢险指挥部根据应急领导小组的指令并充分考虑专家和有关意见的基础上，依法采取紧急措施，并注意做好以下工作：

1）井喷失控后严防着火和爆炸。应立即停钻机、机房柴油机，切断井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和用电设备的电源，熄灭一切火源，需要时打开专用探照灯，并组织警戒。

2）立即向当地政府报告，协助当地政府作好井口周围较近居民的疏散工作，同时通报普光分公司应急指挥中心办公室。

3）设置观察点，定时取样，监测（大气/空气）中的（天然气、H2S和二氧化碳含量/有毒有害气体（如H2S）的浓度），划分安全范围。

4）迅速成立现场抢险领导小组，根据失控状况制定抢险方案，统一指挥、组织和协调抢险工作。抢险方案制定及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

5）继续监测污染区有毒有害气体的浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

6）当空气中H2S浓度达到15mg/m3（10ppm）的阈限值时，现场应：

（1）安排专人观察风向、风速确定危险区。

（2）切断危险区不防爆电器的电源。

（3）安排专人佩戴正压式空气呼吸器到危险区检测泄漏点。

（4）非作业人员撤入安全区。

（5）继续监测空气中H2S浓度（进行监测）。

7）当空气中H2S浓度达到30mg/m3（20ppm）的安全临界浓度时，应：

（1）启动报警音响，戴上正压式空气呼吸器。

（2）实施井控程序，控制H2S泄漏源。

（3）切断作业现场所有可能的着火源。

（4）立即向上级部门报告。

（5）指派专人在井口100m、500m和1000m处进行H2S监测，需要时监测点可适当加密。

（6）设立警戒区，任何人未经许可不得入内。

（7）撤离现场的非应急处置人员。

（8）清点现场人员。

（9）通知救援机构，救护人员进入戒备状态。

8）当井喷失控时，应采取如下措施：

（1）立即通知并协助当地政府疏散井口周边的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

（2）关停生产设施。

（3）请求援助。

9）当井喷失控、空气中H2S浓度达到150mg/m3（100ppm）的危险临界浓度时，现场作业人员应按预案立即撤离井场，通知当地政府和其他有关机构，同时向上级主管部门报告。

10）在确保人员安全前提下，将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区。

11）点火条件及点火时间

（1）含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作；

（2）井喷失控后，在15min内完成井口点火燃烧泄漏天然气，将H2S燃烧转化为SO2和H2O。

12）含硫气井井口点火程序：

（1）含硫气井井喷或井喷失控事故发生后，应防止着火和爆炸。

（2）发生井喷后应采取措施控制井喷，若井口压力有可能超过允许关井压力，需点火放喷时，井场应先点火后放喷。

（3）井喷失控后，在人员的生命受到巨大威胁、人员撤离无望、失控井无希望得到控制的情况下，作为最后手段应按抢险作业程序对油气井井口实施点火。

（4）气井点火程序的相关内容应在应急预案中予以明确。油气井点火决策人宜由建设单位代表或其授权的现场负责人来担任，并列入应急预案中。

（5）井场应配备自动点火装置，并备用手动点火器具。点火人员佩戴防护器具，在上风方向，尽量远离井口使用移动点火器具点火；其他人员集中到上风方向的安全区。

（6）点火后应对下风方向尤其是井场生活区、周围集中居住区、医院、学校等人员聚集场所的二氧化硫的浓度进行监测。

13）井喷发生后，及时安排消防车、救护车、医护人员和技安人员到现场。

14）在邻近江河、湖泊、环境敏感区以及交通干线等地区，要在进行处置井喷事故的同时，充分考虑到事故和次生事故对环境可能造成的威胁，要严密制定并采取对环境敏感区和易受损资源的保护措施，防止事态扩大和引发次生灾害。

15）在事故处理结束后，确认作业现场及其周边环境安全的情况下，和地方政府商定撤离群众的返回时间。

**3.2井喷H2S中毒应急救援预案**

1）在钻井作业中严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）的规定；在可能存在H2S的场所设立H2S中毒的警示标志和风向标，作业人员尽可能在上风口位置作业；为避免H2S外溢造成人、牲畜伤亡，在即将钻入含H2S地层时，实施现场警戒施工当天应提前疏散村民及牲口，疏散的范围由应急领导小组确定，提前24小时通知当地村社干部。

2）在井场按规定配置H2S检测仪，并保证其灵敏可靠；在可能产生H2S的场所工作的员工每人配备防毒面具和空（氧）气呼吸器，并保证有效使用；

3）向周围居民进行井喷和防H2S中毒的防护知识的宣传，并调查了解附近居民的分布情况，掌握其最有效的联系方式；

4）听到H2S报警信号后立即戴上防毒面具或氧气呼吸器；

5）发出警报信号（鸣喇叭），全队处于应急状态；当班人员按“四七”动作控制井口；非当班人员立即赶到井场作救护准备；卫生员准备担架、氧气袋和急救箱到井场；HSE监督（安全员）检查空气呼吸器并搬出备用；

6）救护人员戴好空气呼吸器到岗位检查井口是否控制住，有无人员中毒；若发现有人员中毒立即抬至空气流通处施行现场急救，同时与挂钩医院联系；

7）由队长和钻井技术员组织处理消除井内的H2S外逸工作。

**3.3井喷应急疏散预案**

当井喷失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口周边的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。经现场调查，P204集气站及周边已建立疏散路线及通道，本项目不新建疏散路线及通道

1、疏散方向原则

总体原则为远离泄漏源。

1. 首先向远离泄漏源的方向撤离；
2. 其次向上风向或侧风向撤离；
3. 向高处撤离；
4. 向交通方便处撤离。

2、考虑高程情况下应急撤离路径选择原则

（1）首先确保应急撤离路径为远离泄漏源的路径；

（2）选择与泄漏源同一高程或高程增加的应急撤离路径；

（3）选择交通方便的主要应急撤离路径。

3、井场人员撤离方式方法

指挥小组根据对事故发展的预测，撤离警报发出后，调度组将井场两处出口通道开至最大，指挥井场内人员及车辆离开，并禁止再次进入，同时指挥外部救援车辆有序进入场区进行事故抢险。

岗位操作人员，根据当班调度的指令，采取控制事故扩大的措施进行紧急工艺处理（含紧急停车）。非事故岗位人员按照要求关闭电器设备后，并根据当时风向撤离井场前后两集合点。并根据毒物扩散情况，适时撤离到安全地点。撤离时全体人员带上应急自救器材，发现有人受伤时，应先判断环境的安全性再进行救助。人员清点，由后勤保障组长或安全环保组组长指定人员统计应到人数，并及时报告领导小组，以便及时了解是否存在员工滞留在事故区。全体人员在指定的安全点停留，直到警报解除。

4、周边区域的单位、村居人员的疏散方式方法

指挥小组根据事故发展趋势的预测，通过警报器向周边单位、村居民发出疏散警报，警报一声表示井场发生严重事故；连续警报不停，告知周边单位、村居人员要进行疏散。对外联系组立即通过电话报告老君乡、宣汉县政府等行政主管部门，申请联动应急救援，同时通知周边单位，村居负责人。周边单位、村居负责人立即组织本单位、村居人员，根据自己所处的位置，徒步有序地疏散到老君乡设定的安全集合点。疏散人员要带上湿毛巾衣物，当闻到臭鸡蛋气味时将口鼻捂住。疏散时HSE管理组、后勤保障组、对外关系组应全力配合老君乡政府的疏散工作。

周边居民安全须知和硫化氢泄漏逃生方向示意图见图7.10‑6，静风条件下硫化氢泄漏逃生方向示意图见图7.11‑7。

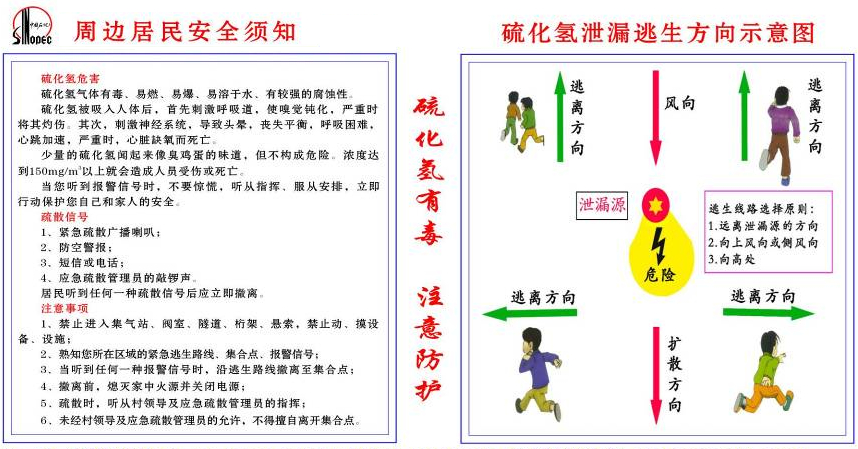


图7.11‑6 周边居民安全须知和硫化氢泄漏逃生方向示意图

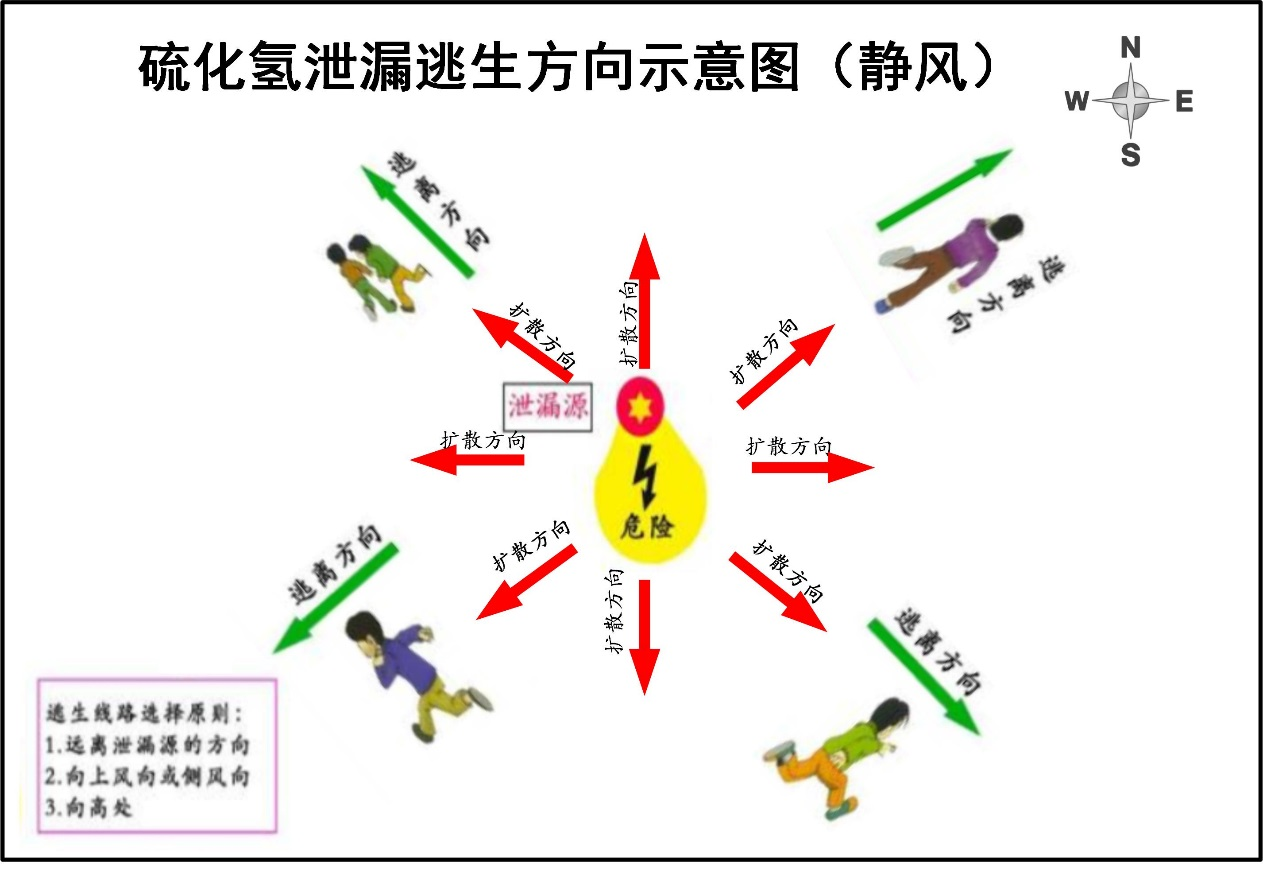


图7.11‑7 静风条件下硫化氢泄漏逃生方向示意图

**3.4天然气管道风险事故应急措施**

当项目依托天然气管道发生泄漏时，项目总负责人或其指定人员应向当地政府报告，协助当地政府立即疏散管线周围的居民，并立即组织对项目周边社会关注点的撤离。

（1）天然气管道风险事故应急措施

①依托天然气管道发生泄漏时：应关闭其进出口阀，截断站场气源，尽量控制、减少天然气的泄漏量。

②依托天然气管线、设备的焊缝、甩头、仪表短接因腐蚀而引起的泄漏：应将手动打开装置前天然气压力调节阀、联锁阀，将天然气排放至放空系统；同时向调度室汇报，通知停止供气。

③发生中毒事故：立即报告并调度就近救护车立即进入生产区，同时抢救人员戴好防毒面具，把中毒者救出现场，移至通风良好处，对呼吸及心跳停止者，立刻做人工呼吸，直至恢复正常或救护车到来。

④根据事故可能危害的范围设置警戒，人员疏散路线朝泄漏处上风向，逃生时要注意风向，要沿上风（逆风）方向（东北侧）逃生，若所处位置沿上风方向（东北侧）逃生时的近道要经过甲烷严重污染区，则横向绕道避开管线吹来的下风，到达非污染区后，再沿上风方向（东北侧）逃生（离管线越远越好）；若所处位置在管线下风方向的较远处，且风速较小，不能沿上风方向（东北侧）逃生而又无横向逃生小道时，可以最快捷的方式顺风逃生到有横向绕道的地方，再横向逃生避开污染区后向上风方向及沿着地面上的高点方向逃生。

⑤通知消防队，监护泄漏区域，防止引起火灾、爆炸。

⑥时间就是生命，紧急逃生时，不要因收贵重物品等事宜延误时间，并且要轻装撤离逃生。

⑦当所处位置离管线很远时，则只要偏离风向往离管线越来越远的方向逃生即可。

（2）硫化氢泄漏应急疏散预案

当硫化氢气体泄漏时，应立即通知并协助当地政府疏站场周围周边内居民，应急疏散线路图见附图8，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

为了在紧急突发事件情况下防止H2S中毒，保障每位员工和站场周围群众的生命安全，应按上风方向和高处撤离，每位接到撤离通知的员工和群众应按下列程序撤离：

①群众由当地政府组织撤离，集气站员工由集气站组织撤离；

②集气站操作人员戴上正压式空气呼吸器撤离逃生；

③无正压式空气呼吸器者用干净湿毛巾捂住口鼻逃生；

④逃生时要注意风向，一要沿上风（逆风）方向（东北侧）逃生，二要沿着地面上的高处跑，不要接触低凹处的水源。若所处位置沿上风方向（东北侧）逃生时的近道要经过H2S严重污染区，则横向绕道避开站场吹来的下风，到达非污染区后，再沿上风方向（东北侧）逃生（离站场越远越好）；若所处位置在站场下风方向的较远处，且风速较小，不能沿上风方向（东北侧）逃生而又无横向逃生小道时，可以最快捷的方式顺风逃生到有横向绕道的地方，再横向逃生避开污染区后向上风方向及沿着地面上的高点方向逃生。

⑤时间就是生命，紧急逃生时，不要因收贵重物品等事宜延误时间，并且要轻装撤离逃生。

⑥当所处位置离站场很远时，则只要偏离风向往离站场越来越远的方向逃生即可。

（3）硫化氢中毒应急救援预案

①集气站内需设置硫化氢气体泄漏检测报警系统，对站场天然气泄漏进行检测及报警。硫化氢气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。工艺设备区及井口安装固定式硫化氢探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，控制器接收到超标信号，传送至配套喇叭进行报警。RTU的数据上传至集气站控制室、脱硫净化厂中控室。硫化氢气体检测报警1级报警值10mg，2级报警值20mg，工作人员应根据报警值采取相应处理措施。同时在站内设置便携式硫化氢气体检测报警仪1套，对天然气泄漏进行定期巡检。在可能产生硫化氢的场所工作的员工每人配备防毒面具和空（氧）气呼吸器，并保证有效使用；

②向周围居民进行防硫化氢中毒的防护知识的宣传，并调查了解附近居民的分布情况，掌握其最有效的联系方式；

③听到硫化氢报警信号后立即戴上防毒面具或氧气呼吸器；

④发出警报信号（鸣喇叭），全队处于应急状态；工作人员需立即赶往现场，按“四七”动作控制井口至脱硫塔前区域；做好站场救护准备；卫生员准备担架、氧气袋和急救箱到站场；HSE监督（安全员）检查空气呼吸器并搬出备用；

⑤救护人员戴好空气呼吸器到岗位检查井口区域是否控制住，有无人员中毒；若发现有人员中毒立即抬至空气流通处施行现场急救，同时与挂钩医院联系；

⑥由技术员组织处理消除井内的H2S外逸工作。

**4、应急监测**

应急监测的项目：非甲烷总烃、硫化氢、SO2。监测地点：出现事故地点

监测要求：主导风向结合敏感点进行布设。

**5、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。

**6、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、存在问题等项内容。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并进行居民疏散演练。

（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。

## 7.12 环境风险评价结论与建议

最不利气象状况下，甲烷泄漏，超过毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2的距离均为0m，下风向的最大浓度均远低于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2；最不利气象状况下，硫化氢泄漏，超过毒性终点浓度-1的距离范围为3400m，其下风向影响范围内约有175人；超过毒性终点浓度-2的距离范围为3700m，其影响范围内有349人，最不利气象状况下，一氧化碳泄漏，超过毒性终点浓度-1的距离范围为320m，其影响范围内有28人；超过毒性终点浓度-2的距离范围为830m，其影响范围内有75人，次生污染物二氧化硫泄漏，超过毒性终点浓度-1的距离范围为0m；超过毒性终点浓度-2的距离范围为2700m，因此，若发生井喷事故，应对井场周边的居民采取紧急疏散措施，同时井喷失控事故发生后及时进行点火，以减轻事故风险对环境的影响。

与工程地层情况类似的相邻井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后在15min内点火、撤离居民等关键措施。制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理（HSE），该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求和环评要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险几率和风险影响降低，本项目环境风险可控。

本项目的其他风险防范措施：本项目为天然气开采工程，工程在原址上建设，项目周边无人口密集区和不良地质区。依托站场均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，不会对当地环境造成重大不良影响。此外，柴油储罐和污水缓冲罐四周设置围堰，并进行防渗处理，加强管道、储罐的巡检。

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，项目环境风险几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。

# 8 环保措施及其经济技术论证

## 8.1 施工期的环境保护措施

### 8.1.1 施工期环境保护管理措施

**1、建立高效、务实的环境保护管理体系**

（1）建设单位成立项目安全环保管理机构，制定相应的环境管理办法。

①根据环境影响评价成果，制定系统的、分阶段环境管理目标、方针，确定与项目建设有关单位的环境保护义务、职责和管理办法。

②确定环境管理措施实施效果的监督体系，制定激励和奖惩措施。

③开展施工期的环境保护知识普及和宣教活动。

④监控、评价和改进施工期环境保护管理办法。

（2）委托有资质的环境监测单位进行施工期污染监测，落实施工期污染控制措施，建立完善的监测报告编制、上报制度。

（4）促使施工期建设管理与环境管理的有机结合，为实现工程的环境管理目标提供充足的资源保证，包括合格的环境管理人员、管理和治理资金的到位等。

（5）充分利用工程支付的调节手段，将工程的环境保护工作落到实处。

（6）做好工程施工期环境保护工作文档管理工作。

**2、加强招、投标工作的管理**

（1）招标阶段

①招标文件编制应体现工程的环境影响评价成果，明确制定在每一标段中的环境保护目标，明确工程承包商对国土、生物多样性、水等环境资源保护以及生态环境保护、水土保持、人群健康和环境整治的责任和义务。

②对各标段的施工组织计划提出具体的环境保护要求，要求编制环境保护实施计划，并配备相应的环境管理人员和环保设施。

③规范标底的编制和审定工作，保证工程承包商的合理利润，使其能够实施其环境保护计划。

（2）投标阶段

①投标文件必须响应招标文件有关环境保护问题的要求，制定符合环境保护要求的施工组织计划和实施措施，配备相应的环保管理人员和相应的设施。

②投标文件报价应根据标段的具体环境保护要求，合理地制定其实施环境保护管理和对策所需的投资费用预算。

③工程承包商要承诺其环境保护责任和义务，不得发生层层转包、层层提取管理费的现象，自愿接受建设单位和地方环保单位的监督。

（3）评标阶段

①建立高素质的评标专家队伍，注意引进高素质的环保专家参与评标。

③加强投标单位的资质、施工能力、管理水平和业绩的审查工作。

③认真审查其施工组织计划有关环境保护和施工文明的内容，尤其应对其环境保护保障条件加强审查，禁止那些旨在中标而随意压低环保投入的工程承包商入围。

④加强中标价格的评价和审定工作，保证工程承包商的合理利润，从根源上避免其因追求正当利润而牺牲环境的现象发生。

**3、加强工程的环境保护监理工作**

（1）建设单位

①加强工程监理的招投标工作，保证合理的监理费用，使工程监理单位能够独立开展工程质量、环境保护的监理工作。

②通过招标选择优秀的监理队伍，严把监理上岗资质关、能力关，明确提出配备具有一定环保素质的工程技术人员以及相应的检测设备的要求。

③保证工程监理工作的正常条件和独立行使监理功能的权利，并将其包括环境监理在内的监理权力的内容明确通告施工单位。

④建立工程监理监督的有效体制，杜绝监理人员的不端行为。

（2）工程监理单位

①按监理合同配备具有一定的环保素质的监理人员，并就监理服务的内容强化所有现场监理人员的环境保护知识培训，提高监理人员的环保专业技能。

②监督符合环保要求的施工组织计划的实施，工程变更必须经过环保论证，经监理单位审批后方可实施。

③监理单位应加大对生态环境影响较大的土方工程监理力度，包括有肥力土层的剥离和临时储存等，避免土壤资源浪费和土壤侵蚀现象的发生。

④在施工单位自检基础上，进行其环境保护工作的终检、评定和验收，确保工程正常、有序地进行。

（3）施工单位

①作为具体的施工机构，施工单位行为直接关系到能否将环境的影响和破坏降低到最小程度。施工单位必须自觉遵守和维护有关环境保护的政策法规，教育好队伍人员爱护施工路段周围的一草一木。在施工前对施工平面图设计进行科学合理的规划，充分利用原有的地形、地物，以尽量少占农田、防护林为原则，施工中严禁乱挖乱弃，做到文明施工，规范施工，按设计施工。

②施工单位应合理进行施工布置，精心组织施工管理，严格将施工作业活动施工作业区生态环境的影响范围和程度。

③合理安排施工季节和作业时间，优化施工方案，减少废弃土方的临时堆放，并尽量避免在雨天进行开挖作业活动，避免加重项目所在地水土流失的危害。

④强化施工迹地整治工作。

### 8.1.2 生态保护措施

根据天然气钻井及试采工程建设的特点，提出以下生态环境保护的措施。

**1、土地利用现有格局的保护和恢复措施**

（1）严格控制施工占用土地

①对临时占地合理规划，严格控制占地面积，严禁永久占用永久基本农田。

②按设计标准规定，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。

③一切施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生，不随意开设便道。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及试采期检修维护，避免修筑专门施工便道。

④现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在道路以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

（2）恢复土地利用原有格局

施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对站场开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

**2、生物多样性的保护措施**

（1）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏站场所在地区的生态环境。

（2）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

（3）施工期要加大对保护野生动物的宣传力度，大力宣传两栖、爬行动物、鸟类对农林卫生业的作用。蛙类、蜥蜴类和蛇类要吃掉大量的农林卫生业上害虫害鼠，对人类有益，应克服任意拘杀两栖、爬行动物和鸟类的恶习。

（4）对施工期处于繁殖的动物，在车辆行驶中，遇见动物通过时，应避让。施工结束后，应采取相应的恢复替代措施，如对破坏植被的恢复等。

（5）对水生生物的一般保护措施为：切实加强对水环境的保护，避免局部水域发生富营养化，把对水生生物生息环境的影响减少到最低程度。具体如下：

施工用料的堆放应远离水源和其他水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方。防止被暴雨径流带入水体，影响水质，各类材料应备有防雨遮雨设施。

**3、植被保护及恢复措施**

（1）植被保护措施

植物保护的一般原则为：首先应尽量保存施工区的熟化土，对于建设中永久占用地、临时用地占用耕地部分的表层土予以收集保存，施工结束后及时清理、松土、覆盖收集的耕作土，复耕或选择当地适宜植物及时恢复绿化。

在项目植被恢复建设过程中除考虑选择适合当地速成树种外，在布局上还应考虑多种树种的交错分布，既提高植物种类的多样性又不至于太大改变原来的生态组分，增强其稳定性。另外修复树种种苗的选择应经过严格检疫，防止引入病害。对于森林防火要采取有效措施，对国家重点保护的物种要列入工程建设中要注意的事项。针对工程所在区域植物资源分布的特点，对不同的保护对象提出如下的保护措施：

①对工程施工中无法避让的需保护树种，要进行异地移栽

站场施工应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。站场施工过程中，尽可能不破坏地形、地貌；施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前时的地形地貌。根据现场踏勘，没有发现需要特别保护的树种，在具体施工中，如发现特别需保护的树种并且无法避让时，应进行移栽。

本项目土壤影响范围内（200m范围）分布有公益林，建议施工期对本项目200m范围的公益林进行保护（如：封山育林、人工造林等），防止施工期对公益林的扰动。

②加强施工人员的环保意识

不随意砍伐植物，在开挖的工程中，如发现有国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织挽救，移栽他处。

③加强环境管理

对已经发现的保护物种，环境管理体系的工作就显得十分重要，尤其是在施工期，工程单位与生态环境部门要合作，建立完善的管理体系，使之有法可依，执法有效，确保国家重点保护植物资源的安全。同时也要加大宣传的力度，并采取各种方式，如宣传栏、挂牌等，让施工人员了解保护的重要性。通过宣传植物的显著的特征，使施工人员会识别分布在此地的国家重点保护植物。

（2）植被恢复措施及建议

对于原农业用地，在覆土后施肥，恢复农业用地。对不能复垦为耕地，根据气候条件采取种树种草绿化措施。

施工中应加强施工管理，对边界以外的植被应不破坏或尽量减少破坏，两侧植被恢复除考虑管道防护、水土保持外，使水保、绿化、美化、环保有机结合为一体。

草种、树种的选择：在“适地适树、适地适草”的原则下，树种、草种的选择应对各地区的地形、土壤和气候条件经过详细的调查以当地优良乡土树种为主，适当引进新的优良树种草种，保证绿化栽植的成活率。

**4、对农业生态系统的保护措施**

（1）在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入到工程预算中，尤其是占用园地、菜地、果林等经济农业区时应尽量缩小影响范围，减少损失，降低工程对农业生态环境的干扰和破坏，避免占用国家规定的耕地。

（2）由于本项目所涉及的临时占地应按有关土地管理办法的要求，逐级上报有审批权的政府部门批准。

（3）提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（4）施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括田埂、水渠妥善处治等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

（5）由于施工设备基本属于重型、庞大类别，在施工时，应避免农田基础设施受碾压而失去正常使用功能。例如：机井、灌渠、灌溉暗管（一般埋藏较浅）等水利设施的损坏，会导致灌溉区受益范围内农作物生长受影响。

**5、林地恢复措施**

（1）加强对施工人员及施工活动的管理

施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏站场周围的生态环境。

本项目土壤影响范围内（200m范围）分布有公益林，建议施工期对本项目200m范围的公益林进行保护（如：封山育林、人工造林等），防止施工期对公益林的扰动。

（2）施工后的植被恢复

①总体原则

站场开挖填埋土方工程完成后，周围尽早植树种草，原为草地的要植草，原为林地的要植树。

②植被恢复措施

本项目植被措施主要布设在场站周边、附属配套工程裸露空地等工程单元。林草措施分为铺种草皮、人工种草、种植乔木、种植灌木、种植攀援植物、植物护坡等6种类型。

③植物种类选择

a.工程区属亚热带季风气候区，水热条件充沛，在地质、地形、土壤、气候和生物等因素的综合作用下，为植物生长提供了有利条件，形成亚热带常绿阔叶、落叶阔叶与针叶林为主的低山、丘陵天然林、人工次生林。项目所在区域主要为人工植被，有枇杷、葡萄、柑橘、梨等果林，以及杉木、柏木等用材林；农作物一般为水稻、蔬菜、玉米等季节性农作物；局部丘陵地貌顶部和山区为人工经济林。当地水土保持植物主要有紫穗槐、巴茅、狗牙根、三叶草等。

b.乔木树种选择抗逆性强、形体优美的树种，主要有马尾松、杨树、柏树、香樟、刺槐等；灌木树种选择耐瘠薄、生长迅速的树种，主要有紫穗槐、马桑、灌木柳、夹竹桃等，以及景观灌木种金叶女贞、小叶黄杨等；草种选择适应性强、耐瘠薄、易繁殖草种，主要有草坪草：狗牙根、黑麦草、地毯草、马尼拉，以及当地野生草种狗尾草、野羊茅、白三叶等；攀援植物种有爬山虎、地锦、岩爬藤等。

c.对于项目所在区域较大面积的林地中，林分单一，多为阔叶林，因此工程施工中严禁带入有害的外来物种，从而避免病虫害以及森林树种的竞争等。

④种草

本管道项目种草有护坡种草及站场草坪建植。

a.种植方式

栽植、埋植或直播。直播有条播、撒播、穴播和混播几种方式。部分植物护坡可采用网格状种草。草坪种草主要在站场区实施，按园林绿化要求进行，多为规则式草坪，有的要结合花灌、花台等进行建设。草种推荐选择狗牙根、黑麦草、地毯草、马尼拉等。

b.抚育管理：栽植、播种后，根据实际情况及时浇水、除草。

⑤种树

本项目种树主要包括灌草结合方式种植和行道树栽植两种。

a.行道树种植

选择树形整齐、树干通直、枝叶茂盛、冠大荫浓的树种作为行道数，如杨树、香樟、柏树、小叶榕，坑穴种植，株行距3m×3m，坑穴尺寸0.6m×0.6m×0.6m。

b.施工场地

施工场地采用灌草结合的方式进行绿化，灌木株行距为1.5m×2m，坑穴种植，坑穴尺寸0.4m×0.4m×0.4m，灌木林下撒播种草，撒播密度为60kg/hm2。

c.抚育管理

栽植、播种后，根据实际情况及时浇水、除草。

⑥植物措施管理技术要点

a.幼林抚育管理包括补植、松土、除草、灌水、修枝和平茬，对于成活率低于85%的林地要进行苗木补植，同时要禁止放牧和人为破坏，做好病虫害防治工作。

b.植苗造林所用的苗木必须是未受冻害、为损伤、根系较完整、失水少且经过较短时间和距离运输的苗木，尤其以附近苗圃繁育的优质壮苗为佳；草坪草播后洒水，保持土壤湿润至全部出苗。

c.乔木树种选用2年以上的实生壮苗，苗高1.5m左右，紫穗槐等灌木选用1年生壮苗，苗高0.5m，为提高成活率，每穴栽植两株。狗尾草、野羊茅等草种用当年收获且籽粒饱满、发芽率在80%以上的种子。

**6、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，尽量减少农作物的损失。

（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）对必须毁坏的树木，予以经济补偿或者是易地种植，种植地通常可选择在铁路、公路两旁、河渠两侧等。

（4）尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

**7、水土流失防治措施**

项目位于宣汉县老君乡铁尖村，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。

**7.1水土流失防治措施总体布设原则**

（1）结合工程实际和项目区水土流失现状，因地制宜、因害设防、防治结合、全面布局、科学配置。

（2）应控制和减少对原地貌、地表植被、水系的扰动和损毁，保护原地表植被、表土层，减少占用水、土资源，提高利用效率。

（3）开挖、排弃、堆垫的场地必须采取拦挡、护坡、排水及土地整治等措施。

（4）弃土（石、渣）应综合利用，不能利用的应集中堆放在专门的存放地，并按“先拦后弃”的原则采取拦挡措施，不得在饮用水源保护区、建成水库、河道及灌渠管理范围内布设弃土（石、渣）场。

（5）施工迹地应及时进行土地平整压实，采取水土保持措施，恢复其利用功能。

（6）项目建设过程中应注重生态环境保护，设置临时性防护措施，减少施工过程中造成的人为干扰及产生的弃土、石、渣。

（7）注重吸收当地水土保持的成功经验，借鉴国内外先进技术。

（8）工程措施、临时措施合理配置，统筹兼顾，形成综合防护体系。

（9）工程措施要尽量选用当地材料，做到技术上可靠、经济上合理。

（10）防治措施布设要与主体工程密切配合，相互协调，形成整体。

**7.2水土流失防治措施总体布局**

本项目水土保持防治措施由工程措施、植物措施和临时措施构成。水土保持防治措施布局按照综合防治的原则进行规划，从而确定本项目水土流失防治体系和总体布局。

本项目分为两个区即井场及附属工程防治区、临时堆土防治区进行水土保持措施总体布局：

（1）建设中，主体在井场四周布设井场边沟，新建井场内设置排污沟，井场边沟出水接入周边自然水系；在井场北侧、东侧边坡坡顶设置截水沟，出口接入自然水系；在开挖裸露面设置植草绿化护坡；方案对井场裸露面进行临时彩条布苫盖。

（2）完井工程拆除临时设施后，对井场进行土地整治和表土回填，恢复地表作物和植被。

**7.3水土流失防治措施分区布设**

**3.1井场**

本项目井场水土流水防治措施主要为截排水沟、排污沟、井场边沟、植草等措施，覆土、土地整治及临时措施。

**1、工程措施**

（1）表土剥离

本项目不涉及表土剥离，因此不设置表土堆场。

（2）井场内排污沟及井场边沟

为了防止坡面和场内的地表水对钻井生产造成影响，在场内四周设排水边沟，站内雨水排向井场周围排水沟，再沿排水沟排向低洼处或新建截水沟。新建井场边沟400m，底宽0.5m，深0.5m，沟壁坡度1：0.2，纵坡i=0.2%；新建井场内排污沟407m，底宽0.2m，深0.3m，纵坡i=0.2%；排污沟放坡坡率可根据现场做适当调整，但必须满足正常放坡和无倒流。

（3）截排水沟

为了防止坡面的地表水皮面冲刷造成影响，依托在井场已建截水沟，底宽0.5m，深0.5m，沟壁坡度1：1，纵坡i=0.2%；自然雨水排向坡顶新建截水沟，再沿水沟排向道路边沟或原有自然冲沟。

（4）表土回填

完井工程结束后拆除临时设施，并采用表土进行回填。

（5）土地整治

完井工程结束后拆除临时设施，对裸露或扰动区域进行土地整治，整治面积共计1000m2，土地整治后进行复耕复绿。土地整治包括场地清理和整地。

场地清理：清理并收集该区域的垃圾，集中堆放，对开挖动土区域进行坑凹回填，场地平整改造，恢复利用。

整地：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填前土块有足够的保水层，防止表土层底部漏水，并配合平整进行表土覆土。

（6）锚索护坡

对挖填方区采取锚索护坡面积420m2。

**2、植物措施**

施工期，在开挖裸露面设计撒播植草面积225m2，初步考虑种植高羊茅。按照每公顷40kg播撒。

**3、临时措施**

（1）临时彩条布苫盖

施工中对井场裸露面进行临时彩条布苫盖，需彩条布面积为1000m2。

**7.4水土流失防治措施施工要求**

水土保持工程措施和植物措施施工方法采用常规施工方法，交通不便和施工场地较狭窄区域以人工作业为主，其他施工作业时尽可能选择机械作业并辅以人工相结合。

**1、土地整治工程**

本项目土地整治工程主要是对临时占地施工完成后，需要回填表土并恢复原地貌土地类型，而进行的地貌平整、表层土翻松等一系列小型整治工程措施。在实施以上工程措施的同时，结合土地使用的立地条件及项目区生产建设需要，尽量采取深耕深松、增施有机肥等土壤改良措施，对防治责任范围内的耕作用地及林业用地进行改造整治，恢复原土地类型的生产力。

**2、土石方开挖及回填**

石方开挖采用手风钻浅孔，小范围爆破，人工开挖，开挖弃渣综合利用，土夹石开挖采用人工或机械进行。

**3、林草措施布设**

（1）植物种类选择

项目区地处亚热带湿润季风气候区，应选择喜湿、喜温、根系发达、固土作用强、生长迅速的植物种类。根据项目区植被分布及植被类型，尽量选用当地乡土树草种或适生树草种作为本方案的绿化树草种。

（2）种草

草本植物种植一般采用如下方式进行：

鉴于项目区水热条件较好，本项目主要采用撒播方式进行种草，草种应选用适应性强的耐热、耐湿、耐贫瘠；繁殖容易、管理方便的当地适生草种。

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。

**4、临时措施实施**

（1）挡墙：主要用于临时堆存拦挡，具体做法为：利用挖除的土方装入编织袋中，扎紧袋口，将沙袋码放在规划堆土场地周围，上下交错码放。

（2）防雨布覆盖：将防雨布铺在堆土（或堆料）表面，并用砖石压护。

### 8.1.3 施工期**废气污染防治措施**

施工废气主要来自地面开挖和运输车辆行驶产生的扬尘、施工机械（柴油机）排放的尾气、气体钻粉尘、测试放喷废气。

**（1）施工扬尘**

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（柴油机）排放尾气**

对于施工机械（柴油机）排放的尾气，污染源本身排放量较小，并具有间歇性和短期性，施工过程中应加强大型施工机械和车辆管理，工程承包商的机械设备应配备相应的消烟除尘设备；定期检查、维修，确保施工机械和车辆各项环保指标符合尾气排放要求；应采用优质、污染小的燃油，因此不会对周围环境造成很大的污染。

**（3）测试放喷废气**

本项目测试放喷通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火燃烧，放喷池周围设置3面挡墙，高度3.5m，可有效减小热辐射对测试区周围植被的灼伤。放喷池周边植被主要为农作物及少量的杂草，均为常见植被，周围地势空旷便于燃烧热值扩散，一般情况下，放喷对植被的影响可自行恢复。测试放喷对放喷口周围植被产生的灼烧影响是暂时的，可逆的，测试完后一定时间内可恢复。并且在放喷测试前已对放喷池周围植被进行清理，因此测试放喷热污染不会影响到清理范围外的植被。

本项目测试放喷在昼间进行，且时间较短（类比同类钻井，一般测试时间为1d～2d，每次4h～6h），燃烧后主要污染物为SO2。测试放喷所产生的污染物产生量较小，并将随测试放喷的结束而消除，测试放喷之前，须临时疏散周边居民，故对环境空气影响较小。

### **8.1.4废水污染防治措施**

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、井场施工废水、初期雨水、钻井废水、压裂、洗井废水。

**（1）生活污水**

本项目施工期不单独设置施工营地，井场施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。

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）井场施工废水**

井场施工废水经沉淀后回用洒水，禁止未经处理直接外排。

**（3）初期雨水**

井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水收集进入清洁化操作平台，与钻井废水一同经清洁化操作平台处理后由罐车拉运至毛开1井回注标准后回注，不外排。

**（4）钻井废水**

钻井废水经清洁化操作平台预处理后达到毛开1井回注标准后，拉运至毛开1井回注。

**（5）压裂、洗井废水**

压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。

### **8.1.5固体废物污染防治措施**

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、土石方、钻井岩屑、废泥浆、废油等。

**（1）生活垃圾**

施工期产生的生活垃圾经垃圾收集设施收集，统一按当地环卫部门要求处置。本次环评要求：在河流周围200m范围内不得随意向河流倾倒生活垃圾等固体废物。

**（2）土石方**

施工过程土石方挖填平衡，无外运弃渣，不设置弃渣场。

**（3）钻井岩屑**

若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基岩屑袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。

**（4）废泥浆**

若封堵性聚合物润滑防塌钻井液不能满足三开井段安全钻井要求，则更换为白油基钻井液体系。本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。

**（5）废油**

钻井过程中废油暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并及时清运至企业净化厂危险废物贮存仓库，定期送有资质单位处理。废油属危险废物（《国家危险废物名录》（2021年1月1日）中HW08废矿物油与含矿物油废物），由有危险废物处置资质的单位代为处置。本项目对废油的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的相关规定，建设单位做好钻井固废转移记录。

### **8.1.6噪声防治措施**

**4.1站场施工**

施工期噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、推土机等，其强度在85～105dB（A）。施工期拟采取如下噪声防治措施：

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

（2）在离居民区较近的地方施工，应严格执行当地政府控制规定，严禁在夜间10时至次日6时进行高噪声施工，夜间施工应向有关部门申请，批准后才能根据规定施工。

（3）在施工中严格控制作业时间，根据具体情况，合理安排施工时间，提高操作水平，与周围居民做好沟通工作，减少对敏感地点的影响，防止发生噪声扰民现象。

（4）运输车辆应尽可能减少鸣号，尤其是在夜间和午休时间。

（5）合理布局施工现场，避免在同一地点安排大量动力机械设备，以免局部声级过高。

**4.2钻井施工**

合理布置高噪声设备；选用低噪声设备，优先采用网电钻井；高噪声设备如泥浆泵安装弹性垫料。

### **8.1.7施工期土壤及地下水防治措施**

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，本项目地下水环境污染防控措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则进行。

（1）源头控制措施

主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的产生量和排放量；对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

（2）分区防渗控制措施

重点防渗区：主要包括泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、清洁化生产装置区、危险废物暂存间、废水池、油罐区、放喷池等。压裂阶段的设备布置在设备区，为重点防渗区。

一般防渗区：重点防渗区以外的井场区域、水基岩屑暂存区。

**表9.6-1 施工期分区防渗方案一览表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 分区 | 防渗系数 | 装置、单元名称 | 防渗措施 |
| 重点防渗区 | 等效粘土层≥6m  k≤1×10-7cm/s | 钻井基础区、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、动力设备区、清洁化生产装置区、油基岩屑暂存区、废水池、油罐区、放喷池、 | 采用P8级C25混凝土层10cm防渗+C15混凝土垫层10cm |
| 压裂设备区 | 等效粘土层≥6m，设计渗透系数≤1.0×10-7cm/s。 |
| 一般防渗区 | 等效粘土层1.5m  k≤1×10-7cm/s | 井场区域、水基岩屑暂存区 | P6C25混凝土层10cm防渗+C15混凝土垫层10cm。 |

（3）地下水环境监控措施

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。

（4）风险事故应急响应措施

制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施。

## 8.2 试采期的环境保护措施

### 8.2.1 废气防治措施

**1、正常工况**

根据本项目所提供的设计资料，本项目正常生产时，天然气处于完全密闭系统内，无废气产生和排放。

由于输气管道敷设在地下，进行密闭输送，管道进行了防腐处理，在正常情况下，不会有废气排放，不会对大气环境造成不利影响。

本项目不设水套炉，依托P204集气站水套炉，燃料气为经燃气返输管线返输净化后天然气，废气主要为氮氧化物，利用水套炉自带的8m高排气筒外排。

**2、非正常工况**

项目非正常工况下，在事故或检修放空期间会产生放空废气，事故或检修放空次数极少，发生的频率约为1次/年，每次持续时间约1h。排放的废气经新建放空火炬燃烧后排放。事故或检修放空时产生的污染物绝对量很低，加之各站外环境较为空旷、有利于废气扩散，放空时疏散附近的居民，对大气环境影响小。

当管线发生破裂事故，其泄漏的天然气进行大气环境中，会对大气环境造成一定的影响，但是泄漏事故发生概率较小，泄漏量较少，泄漏时间较短，若发生泄漏，及时疏散附近的居民，不会对大气环境造成严重不利影响。

### 8.2.2 废水防治措施

本项目站场为无人值守集气站，人员依托P204集气站，试采期无生活污水产生。

本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

### 8.2.3 声环境防治措施

本项目依托输气管道采用埋地敷设，在正常生产过程中不会产生噪声污染。本项目站场选址远离集中居民区，合理布局，控制气体流速，并在工艺设计中考虑减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低输气站内的噪声，放空时及时疏散附近居民。采用上述措施后，站场场界能满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值，所采用措施具有经济技术可行性，对周边声环境影响较小。

### 8.2.4 固体废物治理措施

本项目依托集气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中集气管道不会产生固体废物。

本项目站场为无人值守站，人员依托P204集气站，工作人员6人，试采期无生活垃圾产生。

综上所述，试采期无固体废物产生，对环境影响较小。

### 8.2.5 土壤和地下水污染防治措施

由于依托输气管道敷设在地下，进行密闭输送，且项目管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，发生泄漏事故概率较小。当管线发生破裂事故，其泄漏的天然气绝大部分进行大气环境中，会对大气环境造成一定的影响，对地下水基本不会造成影响。

本项目站场内污水缓冲罐四周设置防渗围堰，一旦储罐发生破损泄漏，可将废水收集在围堰内，再统一清理，不会对地下水造成影响。

运营期采取如下措施：

**（1）源头控制措施**

保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。加强分离器等废水产生设备以及润滑油的检修，避免跑冒滴漏。

**（2）分区防控措施**

**重点防渗区：**危险废物暂存区；集气站依托废水池防渗要求：等效粘土层≥6m，k≤1×10-7cm/s。

**一般防渗区：**该项目的除重点防渗区外为一般防渗区。防渗要求，等效粘土层1.5m，k≤1×10-7cm/s。

**表9.6-2 运营期项目分区防渗方案一览表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 分区 | 防渗系数 | 装置、单元名称 | 防渗措施 |
| 重点防渗区 | 等效粘土层≥6m  k≤1×10-7cm/s | 危险废物储存区 | 采用P8级C25混凝土层10cm防渗+C15混凝土垫层10cm |
| 酸液缓冲罐 | 等效粘土层≥6m，设计渗透系数≤1.0×10-7cm/s。 |
| 一般防渗区 | 等效粘土层1.5m  k≤1×10-7cm/s | 其他区域 | P6C25混凝土层10cm防渗+C15混凝土垫层10cm。 |

### 8.2.6 生态环境影响减缓措施

1、项目运行期，在项目所在区域要加强对临时占地区域的植被恢复工程护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对依托管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道实施与管道管理和森林保护无关的活动。

2、在项目区内特别是在林地区域内设置告示牌和警告牌，宣传保护野生动物及其栖息地生态环境，加强公众的野生动物保护和生态环境的保护意识教育；

3、加强对项目区内的生态保护，严格按照相关的规章制度执行。

## 8.3 本项目“三同时”验收

本项目“三同时”验收内容见下表。

表8.3-1 环保“三同时”验收一览表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目** | | | | **主要内容** | **达到效果** |
| 施工期 | 废气 | | | 采取覆盖防尘布、洒水降尘、道路洒水、车辆清洗，大风天气停止土方开挖作业，使用尾气达标机械车辆等措施。 | 降低施工扬尘，满足地市相关管理办法要求 |
| 气体钻粉尘采取喷淋降尘措施 | 达标排放 |
| 测试放喷废气采取放喷池燃烧处理。 | 达标排放 |
| 废水 | | 站场施工生产废水 | 站场施工生产废水经沉淀池沉淀后洒水降尘使用，不直接外排。 | 沉淀处理后回用，不直接外排 |
| 生活污水 | 井场、钻井施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。 | 保护地表水环境 |
| 初期雨水 | 井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设环保检测池，初期雨水收集进入清洁化操作平台，与钻井废水一同经清洁化操作平台预处理后达到毛开1井回注标准后，拉运至毛开1井回注。 | 保护地表水环境 |
| 钻井废水 | 钻井废水经清洁化操作平台预处理后达到毛开1井回注标准后，拉运至毛开1井回注。 | 保护地表水环境 |
| 压裂、洗井废水 | 压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注 | 保护地表水环境 |
| 噪声 | | | 站场施工采取合理安排作业时间，合理布置施工机械等措施，钻井施工：合理布置高噪声设备；选用低噪声设备如网电钻井；泥浆泵安装弹性垫料；对周边500m范围内无关人员进行临时疏散。 | 《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的噪声排放限值。 |
| 固体废物 | 钻井岩屑、泥浆（三开井段采用白油基钻井液） | | 本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑、水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基岩屑、废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。 | 施工现场无遗留固废，处理率100%，无二次污染 |
| 生活垃圾 | | 生活垃圾经当地环卫部门统一清运处理 |
| 废油 | | 废油暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并及时清运至企业净化厂危险废物贮存仓库，定期委托有资质单位进行处理。 |
| 生态 | | | 站场施工：井场采取相应的截排水沟、排污沟、井场边沟、植草等措施，覆土、土地整治及临时措施。 | 满足环保要求 |
| 环保培训、规章建立及实施 | | | 环境敏感区、村庄设置环保警示牌，对施工队伍普及环保知识。 | 环保培训、规章建立及实施 |
| 运行期 | 废气治理 | | P204集气站水套炉燃烧废气 | 依托P204集气站设备自带的8m高排气筒排放 | 满足环保要求 |
| 非正常工况放空废气 | 事故或检修放空排放的天然气经P204集气站放空火炬（100m高）燃烧后排放。 | 满足环保要求 |
| 废水治理 | | 气田水 | 本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。 | 满足环保要求 |
| 地下水 | | | 依托管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式；污水缓冲罐：四周设置防渗围堰。 | 满足环保要求 |
| 噪声治理 | | | 低噪声设备；依托管线地埋敷设。 | 满足区域《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值 |
| 环境风险 | | | 事故放空：事故状态下依托管线及站场内天然气通过新建放空系统燃烧排放。  污水缓冲罐：四周设置防渗围堰。 | 满足环境风险防控要求 |
| 生态 | | | 1、项目运行期，项目所在区域要加强对临时占地区域的植被恢复工程护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对依托管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道实施与管道管理和森林保护无关的活动。  2、在项目区内特别是在林地区域内设置告示牌和警告牌，宣传保护野生动物及其栖息地生态环境，加强公众的野生动物保护和生态环境的保护意识教育。 | 满足环保要求 |

## 8.4 环保投资估算

本项目总投资8700万元，其中环保投资300万元，占项目总投资的3.44%。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8.4-1 工程环保投资估算表 单位：万元

| **项目** | **措施类型** | | | **投资** | **说明** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 水土保持措施 | 水土保持工程措施 | | | / | 土地整治、复耕等，以及用于挡墙建设、安装排水沟等建设。 | 计入水土保持投资 |
| 水土保持植物措施 | | | / | 场站等区域植被恢复、绿化等植物措施。 |
| 水土保持临时措施 | | | / | 设置土质排水沟、临时沉砂凼、土袋挡土墙等措施。 |
| 大气保护措施 | 施工期 | 扬尘防护措施 | | 9 | 施工期购置洒水设备进行洒水作业，进行道面清扫，对轮胎进行清洗；用于施工期间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 | / |
| 喷淋降尘措施 | | 2 | 气体钻粉尘采取喷淋降尘措施 | / |
| 测试放喷废气措施 | | / | 测试放喷废气采取放喷池燃烧处理。 |  |
| 试采期 | 水套炉废气 | | / | 本项目不设水套炉，依托P204集气站水套炉，所使用的天然气来源于净化厂净化后的天然气（不含硫），其主要污染物为NOX，对周围大气环境影响较小。 | / |
| 水环境保护措施 | 施工期 | | 施工人员生活污水 | 15 | 井场、钻井施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。 | / |
| 站场施工废水 | 10 | 设置施工废水沉淀池，施工废水沉淀后回用。 | / |
| 初期雨水 | 10 | 在井场四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟经监控池外排；场内井架基础、设备基础、循环罐基础周边设环状排污沟，污水可经排污沟排至清洁化操作平台。 | / |
| 钻井废水 | 50 | 经清洁化操作平台中预处理后，拉至毛开1井回注站回注。 | / |
| 压裂、洗井废水 | 140 | 压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。 | / |
| 试采期 | | 气田水 | / | 本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。 | / |
| 噪声防治措施 | 施工期 | | | 10 | 合理安排施工作业时间，合理布局施工现场，禁止夜间施工；钻井使用网电。 | / |
| 试采期 | | | / | 基础减振和距离衰减 |  |
| 固废处理措施 | 施工期 | | 施工人员生活垃圾 | 1 | 交由环卫部门处理 | / |
| 泥浆、岩屑 | 28 | 本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑、水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基岩屑、废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理。 |  |
| 废油 | 2 | 委托有资质单位处理 |  |
| 生活垃圾 | 1 | 工作人员生活垃圾用垃圾桶收集，委托当地环卫部门清运处置。 | / |
| 地下水防治措施 | 施工期 | | | / | 放喷池池底、池壁防渗。 | 计入工程设计 |
| 试采期 | | | / | 柴油储罐四周设置防渗围堰，污水缓冲罐四周设置防渗围堰，站场内进行分区防渗。 |
| 环境风险措施 | 消防措施 | | | / | 按《建筑灭火器的配置设计规范》，在站场装置区配置消防栓、各种手提式、推车式的CO2、干粉、泡沫等灭火器。 | 计入主体工程 |
| 探测仪器 | | | / | 安装可燃气体探测仪和烟雾报警装置 |
| 环境管理 | 环境监测 | | | 5 | 开展施工期环境监测工作 | / |
| 环境宣传、保护 | | | 2 | 开展环保知识培训；宣传环境保护法律、法规；建设并设施环保“三同时”制度。 | / |
| 竣工验收 | | | 15 | 开展环保竣工验收工作。 | / |
| 合计 | | | | 300 | | |

# 9 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致于造成区域环境污染，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，管线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。

## 9.1 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，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。另外，管道工程建设需要大批钢材、建材及配套设备，可带动机械、电力、化工、冶金、建材等相关工业的发展。

## 9.2 环境损益分析

### 9.2.1 工程造成的环境损失分析

本项目在建设过程中，需要临时占用一定数量的土地，主要占用的是旱地、水田和林地等。临时性占地只对耕作期的作物有影响，对农业带来的损失是暂时的，在施工结束后，经过一段时间皆可恢复其原有功能。一般来说，环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失，从而减少了耕地的面积；间接损失指由土地资源损失而引起的其它生态问题，如荒漠化、沙尘暴、生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。间接损失的确定目前尚无一套完整的计算方法和参考数据，因此，仅通过计算直接农业生态和林地损失来代表环境损失。

### 9.2.2 环境效益分析

（1）本项目的建设，进一步服务普光气田的开发，配合开发部门完成气井产量等评估工作，有利于区域的可持续发展。

（2）本项目完成后，通过调度控制中心进行全线监控。同时管道防腐采用加强级三层结构聚乙烯防腐层，提高了运输安全性，降低了泄漏事故发生的概率，从而减少了因泄漏事故对环境的危害和对周边人员的伤害。

（3）管道输送是一种安全、稳定、高效的运送方式，可减少由于运输带来的环境污染。由于天然气采用管道密闭输送，运输中不会对环境造成污染，而利用煤炭或者石油，需要车船运输，运输中会产生一定量的大气污染物，如汽车尾气、二次扬尘。因此，管道输送天然气避免了运输对环境的污染问题，保护了生态环境，具有较好的环境效益。

## 9.3温室气体排放核算

为进一步响应“做好碳达峰、碳中和工作”，实现2030年前碳排放达峰、2035年碳排放达峰后稳中有降、2060年前碳中和为总体目标，以促进经济绿色低碳可持续发展、引导建设项目履行碳减排义务和建立碳管理机制为目的，结合碳强度考核、碳市场建设、气候投融资、碳汇类生态产品价值实现等政策措施和节能降碳工程技术发展状况，本次评价根据《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T 7641-2021）核算项目的碳排放。

**9.3.1排放源和气体种类识别**

参考《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T 7641-2021），本项目温室气体主要为二氧化碳（CO2）和甲烷（CH4）。

**9.3.2温室气体排放总量**

**（1）燃料气燃烧CO2排放**

本项目化石燃料燃烧主要为燃气发电机采用本井净化后天然气，根据《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T 7641-2021），化石燃料燃烧排放核算计算公式如下：

其中：ADij企业某作业活动下燃烧设施i内燃烧的化石燃料品种j（包括采出或外购天然气、伴生气、汽油、柴油等）的消耗量，对于固体或液体燃料以及炼厂干气单位为吨（t），对于其他气体燃料单位为万立方米（104m3，标况）；

CCij设施i内燃烧的化石燃料j的含碳量，对固体或液体燃料及炼厂干气以吨碳每吨燃料[t（c）/t]为单位，对气体燃料，单位为吨碳每万立方米[t(C)/104m3,标况]（天然气取5.96）；

OF化石燃料j在设施i中燃烧的碳氧化率，量纲为1，以小数表示（天然气取0.99）；

二氧化碳的相对分子质量与碳的相对分子质量之比，量纲为1；



i燃烧设施序号；

j化石燃料品种

因此，根据上述公式：

Ec=36×8000/10000×5.96×0.99×=632t/a。



由此计算得，本项目化石燃料燃烧产生的二氧化碳为每年632吨。

**（2）CH4排放**

天然气开采过程中逸散少量天然气，其主要成分是甲烷。本项目试采过程中天然气的采出、汇集、处理和输送全过程采用密闭工艺流程。根据前文事故状态下15min井喷事故下天然气泄露量中CH4量约为1.21t。

综上，根据计算，本工程二氧化碳排放约为每年633.21吨。

## 9.4 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。

# 10 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容。加强环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目依托管道工程线路长度较短，对环境的影响主要来自运行期的风险事故。将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减少事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施尤为重要。

本章将根据工程在施工期和试采期的环境污染特征，提出施工期和试采期的环境管理、施工环境监理和环境监测计划的具体内容。

## 10.1 施工期环境管理

项目施工对环境的影响主要是在建设施工期，为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，建立环境管理体系和监督机制尤为重要。本项目施工期环境管理由中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司负责。

### 10.1.1 施工期的环境管理

（1）贯彻执行国家环境保护的方针、政策、法律和法规。

（2）组织制定本部门环境保护的规章制度和标准，并督促检查其执行。

（3）选择环保业绩优秀的施工承包方。施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的HSE表现，应优先那些HSE管理水平高、业绩好的单位。

（4）对施工承包方提出明确的环保要求。在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如承包施工段的主要环境保护目标应采取的水、气、声、生态保护及水土保持等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。要求承包方按照中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司HSE体系要求，建立相应的HSE管理机构，明确人员、职责等。要求施工承包方在施工前，按照其施工段的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司HSE管理部门，批准后方可开工。

（5）根据环境保护目标，负责制定或审核段施工作业的监督计划，提出环境保护要求，制定发生环境事故的应急计划和措施。

（6）监督施工期各项环保措施的落实情况，负责环保工程的检查和预验收，负责协调与县环保、水利、土地等部门的关系，以及群众团体的生态环境保护问题，调查处理站场施工中的环境破坏和污染事故。

（7）审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理方案，监督恢复治理资金和物质的使用；负责有关环保文件、技术资料和施工期现场环境监测资料的收集建档。

（8）监督检查保护生态环境和防止污染设施与管道主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况。

（9）组织开展管道环境保护的科研、宣传教育、培训工作。

表10.1-1 施工期HSE管理方案的重点监控内容

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **重点地段** | **重点监理内容** | **目的** |
| 站场周围农田 | 1．是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”；  2．施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶；  3．施工人员是否超越施工活动范围；  4．垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理；  5．施工结束后临时用地是否彻底恢复。 | 减少土壤和农作物的破坏 |
| 站场周围林地等 | 1．是否对土壤影响范围内公益林进行保护（如：封山育林、人工造林等），防止施工期对公益林的扰动。  2．是否超越施工作业带施工；  3．施工是否利用现有便道；  4．施工人员是否有捕食野生动物的行为；  5．施工是否按要求进行施工。 | 保护林地，减少损失 |
| 参见所列的村庄敏感点 | 1．施工噪声对居民的影响；  2．施工路段、灰土拌和场地是否定时洒水；  3．粉状材料（主要为临时堆放弃土）堆放时是否覆盖。 | 防止施工噪声影响居民的正常生活；减少施工扬尘对居民的影响 |

### 10.1.2 施工期的环境监测

施工期的环境监测主要是对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测，主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测可视当地具体情况及当地环保部门要求等情况而定，诸如：在人群密集区施工可进行适当噪声监测等。对事故监测可根据事故性质、事故影响的大小等，视具体情况监测大气、土壤、水等。本项目监督、监测计划见下表。

表10.1-2 施工期环境监督、监测计划

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **监测项目** | **监督、监测内容** | **报告制度** | **实施单位** |
| 施工现场清理 | 施工结束后，施工现场的弃土、石、渣等垃圾和生态环境恢复情况；监督频率：施工结束后1次；监督点：站场施工区。 | 报建设单位 | 建设单位和施工单位专、兼职环保人员。 |
| 施工噪声 | 居民密集区厂界噪声；监测频率：施工中视情况而定；监测点：各环境敏感点段。 | 报建设单位 | 业主和施工单位专、兼职环保人员。 |
| 事故监测 | 根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况监测大气、土壤、水等。 | 报建设单位和市生态环境部门 | 当地环境监测站。 |
| 水土保持 | 影响水土流失的因子；水土流失量；水土流失灾害；水土保持设施效益。 | 报建设单位 | 在有关行政主管部门的协调指导下，委托当地水保监测单位完成。 |

## 10.2 试采期环境管理

### 10.2.1 试采期环境监测计划

排污单位应查清本单位污染源、污染物指标及潜在的环境影响，制定监测方案，设置和维护监测设施，按照监测方案开展自行监测，做好质量保证和质量控制，记录和保存监测数据，并依法向社会公开监测结果。

本次评价根据或者参照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017 ）、《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）等制定本监测计划，供建设单位参考。

表10.2-1 试采期环境监测计划

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **监测内容** | **监测项目** | **监测点位** | **监测时间及频率** |
| 1 | 设备噪声 | 厂界噪声 | 本项目站场厂界外4个点 | 1次/年 |
| 2 | 地下水 | 氯化物、耗氧量、钡离子、石油类 | 本项目站场侧向水井（107.803639，31.494794）、侧向水井（107.80473,31.501810）、下游水井（107.79773,31.487057） | 1次/年 |
| 3 | 土壤 | 石油类、石油烃、全盐量 | 本项目站场周围耕地 | 1次/5年 |
| 4 | 事故监测① | 非甲烷总烃、硫化氢 | 事故地段 | 立即进行 |
| 注：①事故发生时的环境监测：因依托管线发生泄漏 | | | | |

### 10.2.2 试采期环境管理

**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。

在管道运行期，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，工作重点应针对依托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。

### 10.2.3试采期结束后现有设施设备的环境管理

本项目试采期为2年，试采期结束后，若能够满足后期开发需要，则现有设施设备继续服务于项目开发，并需按照区块开发相关要求另行办理相关环保手续；若不能满足区域开发需要，现有设施设备原则上进行暂时保留，不予拆除，若根据确需配合开发部门进行转移或利旧的，应按照《企业设备、建（构）筑物拆除活动污染防治技术指南》要求进行，同时，对防治设施内涉及的废水、废渣及时进行清运处置，防止造成环境污染事故。

# 11 结论与建议

## 11.1 项目基本情况

### 11.1.1 项目规模

普光气田P204-2H侧钻及试采工程位于宣汉县老君乡铁尖村。本项目采用“全湿气加热保温混输工艺”。针对P204-2H井采用湿气加热保温、气液混输工艺，井口天然气经采气树节流后经过两级加热节流，计量后依托现有酸气管线接入11#阀室与上游来气一同输往集气总站。P204-2H井配产20×104m3/d，本项目试采期为2年，若能够满足后期区块开发需要，则现有设施设备继续服务于区块开发，并需按照区块开发相关要求另行办理相关环保手续。具体建设内容为：

（1）气藏地质与气藏工程

P204-2H井设计目的：落实大湾南部相变带储层展布范围，提高储量动用程度，本井预计钻遇气层376米，可实现井区储量全部动用，日产气20×104m3/d，试采期为2年，预期期末累产气2.9×108m。

（2）钻前工程

利用P204集气站，利用原P204-2H井进行侧钻。

（3）钻井工程

利用P204集气站站内P204-2H老井井口进行钻井，在P204-2H老井井5726m处开窗侧钻，井型为侧钻井，井别为气藏勘探井，水平段长度为376m，目的层长兴组，完钻层位飞仙关组，尾管完井，储层段采用合金材质套管，储层段以上采用镀钨套管。

（4）储层改造工程

采用“钻采一体化”投产模式，Φ102mm防硫射孔枪、1米射孔弹一次性射开储层，下入分段多级酸（压）化-生产一体化完井管柱。Ⅰ靶井段采用酸化-控水一体化滑套，分段封隔器4及以上完井油管采用Φ88.9×6.45mm 4c类镍基合金油管；分段封隔器4以下采用Φ88.9×6.45mm 110SS油管。分5段10级进行酸（压）化，其中两端采用酸化改造，中部差层采用多级注入酸压改造。采用HH级105兆帕采气井口，配套70兆帕地面控制系统。施工排量5-7立方米/分钟，井口最高压力95兆帕，总液量2000立方米。

（5）试采工程

P204-2H井口来气经采气树节流、计量后接入P204集气站，依托P204集气站已有临时分酸、加热、节流流程，输入P204集气站至11#阀室，最终于上游来气外输至天然气净化厂。新建井口流程，并配套通信、自控、防腐等。

本项目总投资8700万元，其中环保投资300万元，占项目总投资的4.23%。

## 11.2 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录》（2019年），本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019年本）鼓励类中第七条“石油、天然气”中的第三款：“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。

因此本项目建设符合国家产业政策。

## 11.3 清洁生产

本项目输送介质为天然气，属清洁能源；通过采用先进的输送工艺，减少了“三废”排放源，从工艺技术、能耗、防腐、节水、施工管理、污染物的排放、运营管理等方面均符合清洁生产原则。工程从输气工艺及施工工艺来看，均最大限度地减少了生态破坏、污染物排放及能源消耗，最大限度地保证了管道的安全运行及管输能力，降低事故的发生和对环境的危害，达到了国内先进的清洁生产水平。因此，本次评价认为，本项目贯彻了清洁生产的原则。

## 11.4 总量控制

本项目正常运行时天然气处于密闭输送状态，一般无气体污染物外排；本项目不设置水套炉，正常工况条件下

，无废气排放；试采期不产生生产废水和生活污水。因此本次评价建议不设总量控制指标。

## 11.5 环境现状评价结论

### 11.5.1 环境空气

根据达州市生态环境局发布的《达州市主城区2022年环境空气质量公报》，项目所在区SO2、NO2、PM10、CO、O3、PM2.5均达标，项目所在区为达标区。项目所在地环境空气中特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》浓度限值，硫化氢现状监测值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D标准限值。

### 11.5.2 地表水环境

根据监测结果可知，后河监测断面各项水质指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，区域地表水环境质量较好。

### 11.5.3 地下水环境

根据地下水监测统计结果可知，项目所在地地下水监测点各监测因子标准指数均小于1，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

### 11.5.4 声环境

根据监测结果可知，本项目所在区域声环境质量良好，监测点位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类环境噪声限值要求。

### 11.5.5 土壤环境

根据监测结果可知，项目站场内土壤中各项监测指标均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中风险筛选值；站场周边耕地土壤环境质量良好，各因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB-15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值。土壤环境质量良好。

## 11.6 环境影响评价结论

### 11.6.1 环境空气

施工期地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的烟气、测试放喷废气以及放空废气将对大气环境产生轻微、暂时的影响。

项目正常生产时，天然气处于完全密闭系统内，输气管道在正常生产时无废气产生和排放。本项目不设水套炉，依托P204集气站水套炉，燃料气为经燃气返输管线返输净化后天然气，废气主要为氮氧化物，利用水套炉自带的8m高排气筒外排，对周围大气环境影响较小。

### 11.6.2 地表水环境

施工期：施工期井场、钻井施工人员生活污水依托经生态环保厕所收集处理后，用作周边农肥，不外排；员工洗澡、食堂废水经单独收集后拉运至老君乡场镇污水处理厂处理。对周边地表水环境影响较小；初期雨水经清洁化操作平台处理达到毛开1井回注标准后回注；钻井废水经清洁化操作平台预处理后达到毛开1井回注标准后，拉运至毛开1井回注；压裂废水和洗井废水暂存于废水池，定期装车拉运至大湾403污水站处理达标后管输至毛开1井回注站回注。

试采期：本项目试采期产生的气田水经酸液缓冲罐收集，然后通过密闭罐车拉运至大湾403污水站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至毛开1井回注站回注处理，不外排。

### 11.6.3 地下水环境

施工期：本项目钻井施工期，对柴油储罐、污水缓冲罐和放喷池的防渗处理，渗透系数≤10-7cm/s，柴油储罐、污水缓冲罐设置围堰，及时收集处理事故废水，杜绝事故废水流入周边环境。因此，本项目施工期不会对区域地下水环境造成影响。

试采期：井站采取相应防渗措施后，确保不对周边地下水造成污染。试采过程中，加强各项措施落实情况的监督和管理，防止造成地下水水质污染。项目试采期间不会对区域地下水环境造成影响。

### 11.6.4 声环境

施工期：施工噪声对周边环境的影响有一定影响，但时间较短，影响可接受。

试采期：工程完工后井站内噪声源经基础减振和距离衰减后，各场界噪声均满足噪声《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值要求，放空时及时疏散附近居民，对环境影响较小。

### 11.6.5 固体废物

施工期：施工人员生活垃圾交由环卫部门处理；站场开挖全部回填，无弃方产生；本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，水基岩屑、水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，就近交给依法取得生态环境部门关于利用和处置相关工业固体废物项目环评批复、具有处理处置相应固体废物能力并配套建设有废气、废水、固废等污染物治理设施的单位进行资源化利用；废油基岩屑、废油基泥浆袋装后暂存于危废暂存间，面积约25m2，暂存间地面采取必要的防护措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，委托有资质单位处理；废油委托有资质单位进行处理。

试采期：本项目站场为无人值守站，试采期无生活垃圾产生。

### 11.6.6 生态环境

施工期对环境的影响主要表现为站场临时占地对土壤、植被、水土流失等的影响。工程的建设将改变了项目区部分土地的利用性质。造成生物量的减少；站场施工开挖土方引起土壤结构、土壤紧实度、土壤养分变化。站场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。临时占地不会对农业生态系统有明显影响。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。

## 11.7 环保措施及经济技术论证

在本报告书的第8章就本项目的生态、大气、地表水、声环境、固体废物等几个方面对本项目拟采用的环保措施进行了分析，分析认为工程拟采用的各项环保措施能够满足环境保护的要求，经济技术可行。本项目环保投资300万元，占工程总投资的4.23%。

## 11.8 环境风险评价结论

本项目通过采取报告中提出的各项环境风险防范措施，其发生事故的概率较低，在落实应急预案后，能将事故危害降至最低。因此，从环境风险的角度分析，本项目的风险水平是可以接受的。

## 11.9 选线、选址的环境可行性

本项目的选址符合国家的相关法律法规，符合国家的产业政策和相关规划，本项目所在区域交通发达，评价区域内不涉及风景名胜和文物古迹。项目建成后所在区域的环境功能不会发生大的改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围。因此，本项目的选址从环保角度认为可行。

## 11.10 环境影响经济损益分析

工程实施后，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。

## 11.11 公众参与调查

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第4号）要求对本项目进行了三次公示（包含网络公示、登报和现场公示、报批前公示等），三次公示期间，建设单位及评价单位未收到来自公众、企业、单位反馈的针对本项目环境保护方面的意见信息，无人致电建设单位及评价单位、无人反馈公众意见表，没有公众、企业、单位反对本项目的建设。

总体而言，只要建设单位切实采取环评提出的污染防治措施，可以最大程度地减轻项目建设所带来的环境污染，公众参与工作程序合法、工作过程透明有效、调查结果真实可靠。建设单位已将环境影响报告书编制过程中公众参与的相关原始资料存档备查。

## 11.12 评价结论

中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司建设的普光气田P204-2H侧井钻井及试采工程，符合国家产业政策，符合当地规划要求。项目贯彻了“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提出的各项污染防治、生态恢复、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，环境风险属可接受水平。

因此，从环境保护角度论证，在落实报告书中提出的各项污染防治和风险防范措施的前提下，本项目在该地建设是可行的。