普光气田雷页1井组试验项目

环境影响报告书

（公示本）

建设单位： 中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司

环评单位： 成都维清环保科技有限公司

二〇二四年八月

# 概述

## 项目背景

普光气田位于四川省宣汉县境内，距宣汉县城北约60km。该区地形复杂，地面海拔为300m～900m，相对高差可达600m，为中～低山区，总体地势偏陡。气候温暖潮湿，水系发育，前、中、后河纵横，具有春雨、夏洪、秋涝、冬湿的气候特征。

为加快普光气田内\*\*\*\*\*\*\*\*\*的页岩气勘探开发进程，进一步研究普光\*\*\*\*\*\*页岩气勘探潜力，重点明确\*\*\*页岩气产能，中国石油化工股份有限公司普光分公司在四川省达州市宣汉县\*\*\*部署了雷页1井钻探工程该井于2021年已取得环评批复（宣环审〔2021〕15号），并于2023年完成竣工环保验收（勘探元坝〔2023〕28号），该井在\*\*\*\*\*\*部署的雷页1井取得良好的钻探效果，证实了\*\*\*\*\*\*页岩气勘探潜力。

**结合中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司2024年度勘探开发计划，为进一步加深对四川盆地川东北普光地区\*\*\*\*\*\*\*\*\*页岩气的认知，\*\*。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司拟于四川省达州市宣汉县\*\*\*实施普光气田雷页1井组试验项目。**

由于该层位还处于勘探阶段，其气质层位的产能储量仍未探明，暂不具备区块开发条件，因此本项目试采期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（2年）结束后，若天然气井采气后期不具备商业开采价值时（若无进一步勘探开发计划）将按照行业规范采取闭井作业。首先，采用水泥对套管及套管壁进行固封，防止天然气串入地层；同时在射孔段上部注入水泥，形成水泥塞封隔天然气层。在井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及环境风险事故。拆除地面集输流程和放喷池、清水池等，并编制闭井期土地复垦方案，对井场进行复垦（若有后续开采计划则纳入后续开采计划复垦）。通过拆除构筑物及对占地区域进行复垦，不存在遗留环境问题，不会造成持续环境影响。**试采结束后，若具备开采价值，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，并需按照相关要求另行办理环评手续。**

普光气田雷页1井组试验项目为新建，为页岩气井，根据普光分公司天然气技术管理部提供的相关资料，参考周边已建的目的层为雷页1井等井的气质组成及物性，本项目天然气不含硫化氢，具体建设内容为：

（1）钻前工程

新建井场1座，配套建设方井及井架基础各2座，泥浆泵、发电机房、循环罐、储备罐等设备基础各1座，进场道路100米，井场配套设施及边坡支护工程；利旧放喷池、清水池1座等。

（2）钻井工程

新钻井2口（分别为雷页1-2HF、雷页1-3HF），总进尺\*\*\*米。

其中：雷页1-2HF井设计井深\*\*\*米（垂深\*\*\*米），井型为水平井，套管完井，水平段长\*\*\*米。采用导管+三开井身结构：导管Φ508毫米下深60米；一开采用Φ444.5毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ346.1+339.7毫米套管；二开采用Φ311.2毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ260.4+244.5毫米套管；三开采用Φ215.9毫米钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7毫米套管。泥浆体系：导管采用清水钻井液（\*\*\*钻井液），一开采用\*\*\*钻井液体系；二开采用\*\*\*润滑防塌钻井液/复合盐体系；三开采用油基钻井液。测录井除常规项目外三开加测元素录井和旋转导向、自然伽马和井斜方位测井。

雷页1-3HF井设计井深\*\*\*米（垂深\*\*\*米），井型为水平井，套管完井，水平段长\*\*\*米。采用导管+三开井身结构：导管Φ508毫米下深60米；一开采用Φ444.5毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ346.1+339.7毫米套管；二开采用Φ311.2毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ260.4+244.5毫米套管；三开采用Φ215.9毫米钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7毫米套管。泥浆体系：导管采用清水钻井液（\*\*\*钻井液），一开采用\*\*\*钻井液体系；二开采用\*\*\*润滑防塌钻井液/复合盐体系；三开采用油基钻井液。测录井除常规项目外，

三开加测元素录井和旋转导向、自然伽马和井斜方位测井。

（3）储层改造工程

两口井均采用连续油管处理井筒，整体采用\*\*\*、\*\*\*压裂工艺，首段采用连续油管输送射孔，后续压裂段采用泵送\*\*\*联作工艺，采用“\*\*\*”的改造模式。雷页1-2HF井分\*\*\*压裂施工、总液量为\*\*\*立方米、总砂量为\*\*\*立方米，雷页1-3HF井分\*\*\*压裂施工，总液量为\*\*\*立方米，总砂量为\*\*\*立方米，两口井施工排量均为\*\*\*/分钟，施工限压均为\*\*\*。

\*\*\*。

（4）油气集输工程

在现有雷页1试采站内新1套地面集输流程，井口来气通过管道输（管道长度140m，管线规格DN65，材质为Q345，设计压力6.9MPa，埋深1.2m）送至雷页1试采站，再经除砂、加热、节流、单井混相计量、脱水后通过已建雷页1井至毛达线魏兴站的管线实现外输，采出水储存后装车外运，配套电力、通信、自控等设施。

项目投产后，总配产20万立方米/天（单井配产规模为10万立方米/天）。试采期为2年。

本项目总投资\*\*\*万元，其中环保投资\*\*\*万元，环保投资占总投资2.44%。

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

表1.1‑1 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） |

同时，根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》“以下称《公告》”（详见附件13），涉及《公告》中“附件1达州市水土流失重点防治区划分表”中所列生态分区中“Ⅱ区-重点治理区”，具体详见下表。

表1.1‑2 达州市水土流失重点防治区划分表

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

由上表可知，本项目涉及水土流失重点预防区和重点治理区，此外，根据后文分析，本项目还涉及部分基本农田占用。

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-新区块开发；年生产能力1亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）（本项目涉及水土流失重点预防区和重点治理区及基本农田）”的建设项目，环评类别为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成都维清环保科技有限公司承担本项目环境影响评价工作（见附件1）。成都维清环保科技有限公司接受委托后，成立项目组，并随即对该项目建设沿线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，并结合建设单位提供的《普光气田雷页1试验井组产能建设可行性研究报告》中的工程建设内容，编制《普光气田雷页1井组试验项目环境影响报告书》。

## 建设项目特点

本项目为天然气勘探井及天然气勘探及试采工程，施工期（天然气井的钻井施工）及试采期（天然气试采生产）两部分。

（1）施工期

本项目施工期主要为天然气井的钻井施工，包含钻前工程施工、钻井工程施工、储层改造工程及油气集输工程（试采站+管网）的建设等部分，针对施工期，具备以下特点：

①天然气钻井工程项目兼具生态影响和污染影响的特点，钻前工程量小，施工时间短，故其生态影响较小。本项目的环境影响以后续钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等产生的污染影响为主。

②本工程采用常规钻井工艺进行钻井，钻井液优先采用清水或含封堵性聚合物的水基钻井液体系，仅三开钻井阶段才采用油基钻井体系。

③为尽可能减小噪声影响，本项目优先采用网电钻井；

④针对钻井工程、储层改造工程产生的钻井废水、洗井废水、场地初期雨水、压裂返排液等拟采取“减量化、资源化循环利用、无害化”的原则实施清洁生产，做到本项目产生的钻井废水、洗井废水、场地雨水、压裂返排液等均尽量回用，不能回用部分均由密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。不向周边水体排污。

⑤针对油气集输工程阶段的施工建设，本项目新建汽水外输管线，将天然气和采出水外输至西侧雷页1试采站再依托雷页1试采站进一步外输或外运，因此集输管线工程建设主要影响为施工期临时占地对生态的影响。

（2）试采期

本项目试采期主要对所产天然气进行生产和外输。本项目试采期限为2年，针对试采工程，具备以下特点：

（1）本项目开采原料及输送介质为不含硫天然气和采出水，通过新建管线外输至依托西侧已建的雷页1试采站，天然气并最终依托已建外输管道进行外输，采出水采用罐车外运处理。本项目产气为不含硫天然气，试采期井站工艺简单，不涉及集输和脱硫等。

（2）试采期原辅材料消耗较少，产生的三废均得到妥善处置，可有效减少对区域环境质量产生的不利影响。

（3）本项目输送介质为不含硫天然气，需考虑项目的环境风险影响。

## 环境影响评价的工作过程

主要评价工作过程如下：

（1）研究国家和地方有关环境保护的法律法规、政策、标准及相关规划等，依据相关规定确定本项目环境影响评价文件类型；

（2）收集和研究项目相关技术文件和其他相关文件，进行初步工程分析，明确本项目的工程组成，根据工程特点确定产排污环节和主要污染物；

（3）结合初步工程分析结果和环境现状资料，识别建设项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点，确定评价工作等级、评价范围及评价标准；

（4）制定工作方案，在进行充分的环境现状调查、监测的基础上开展环境质量现状评价，并进行进一步的工程分析，根据工程分析确定的污染源强以及结合项目区环境特征，采用模型计算和类比调查的方式预测、分析或评价项目建设对环境的影响范围以及引起的环境质量变化情况，从环境保护角度分析论证建设工程的可行性；

（5）在对建设项目实施后可能造成的环境影响进行分析、预测的基础上，提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，从环境保护的角度提出项目建设的可行性结论，完成环境影响报告书编制。

本项目环境影响评价过程见下图：

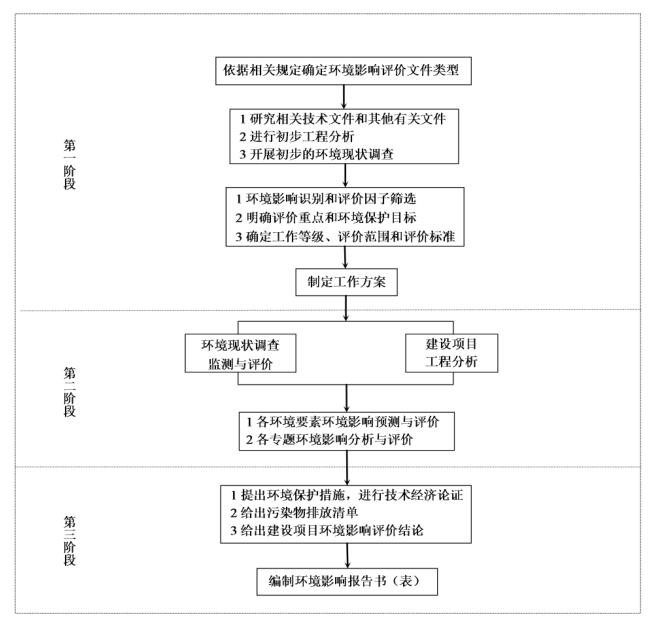


图1.3‑1 环境影响评价程序

## 分析判定相关情况

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》及相关环保政策要求。

本项目不位于四川省达州市划定的生态保护红线区域内，与达州市“三线一单”不冲突；本项目未位于自然保护区、森林公园、风景名胜区等生态敏感区范围内，拟建井场和集输管线均不涉及集中式饮用水源保护区。

## 关注的主要环境问题

根据本项目特点及周边外环境情况，本次环境影响评价过程中需重点关注的环境问题及环境影响如下：

1. 本项目选址不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、湿地、饮用水源保护区、重点生态功能保护区、沙化土地封禁保护区等敏感区域，但拟建地涉及水土流失重点预防区及水土流失重点治理区，同时项目占用基本农田，占用基本农田需依法办理占用手续。因此，本次评价重点关注项目的水土流失影响的影响分析。
2. 重点关注钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等产生的污染影响。主要体现为重点关注废水（钻井废水、洗井废水、压裂返排液、场地初期雨水以及施工人员生活污水）的处理方式及其可行性和可靠性论证；固废（水基钻井固废、油基钻井固废、废油等）的处理方式及其可行性和可靠性论证，尤其注重危险废物（油基钻井固废）的收集、处置措施的可行性和可靠性论证。
3. 重点关注项目产生的噪声影响，环评中注重分析项目各阶段（钻井、储层改造等）噪声控制措施的可行性论证。
4. 本项目试采期主要依托旁边雷页1试采站内新建设施和部分辅助设施实现天然气生产、外输和采出水的转运，因此试采期重点关注新增设施的环境影响和依托设施依托可行性分析，同时还需重点关注试采期主要为水套加热炉废气、长明灯燃烧废气、非正常工况下的放空废气的环境影响以及试采期试采生产产生的气田水的处理方式及其可行性和可靠性论证。
5. 本项目为天然气开采，目的层气质组分中不含硫化氢，需重点关注暂存设施、设备、集输管道等发生泄漏事故以及钻井工程井喷事故的环境风险问题，评价过程中需对项目可能产生的环境风险进行重点评价分析；同时还需重点关注非正常工况下的检修废气和事故放空废气的环境影响。

## 环境影响评价的主要结论

本项目属于清洁能源开发项目，其对于大区域能源结构调整和环境质量改善具有明显的正面环境效益。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、声环境影响较小，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，选址选线合理；该工程采取的环境风险措施可靠，在落实风险防范措施后，环境风险达到可接受水平；所采取的废水、固体废物和噪声防治措施以及水土保持措施可行有效，在建设过程中认真落实报告提出的各项污染防治及生态保护措施和应急预案后，对周围环境影响较小。从环境角度而言，无明显制约项目建设的环境因素，本项目在选址选线是可行的。

**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，本项目建设是可行的。**

# 总则

## 评价目的

通过对区域现状环境质量、自然生态等的调查，在现状调查和工程分析的基础上，对项目及区域的主要环境影响因子进行分析、预测、评价，确定项目对区域生态、大气、水、声、土壤等环境影响的程度及范围，分析可能存在的环境风险。同时，从环保角度提出工程拟采取的污染治理措施及生态保护措施，并论证环保措施的可行性；分析污染物总量控制要求，论证项目的选址合理性。并就项目建设环境可行性做出结论，为环境保护管理部门提供可靠的决策依据，为建设单位环境管理提供科学依据，达到保护好区域环境的目的。

## 评价原则

突出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）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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。

## 编制依据

### 法律、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29修正）。

（3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2021.12.24修订）；

（4）《中华人民共和国森林法》（2019.12.28修订，2020.7.1实施）；

（5）《中华人民共和国水法》（2002年10月1日起施行）；

（6）《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26修订，2020.1.1实施）；

（7）《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月）；

（8）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018年10月）；

（9）《中华人民共和国农业法》（2012.12.28修订，2013.1.1实施）

（10）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10修订）；

（11）《中华人民共和国水土保持法》（2011.3）；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》（修正），2012.7.1施行；

（13）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29修订，2020.9.1实施）；

（14）《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27修订，2018.1.1实施）；

（15）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26修订）；

（16）《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4修订，2017.11.5实施）；

（17）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1实施）；

（18）《中华人民共和国长江保护法》（2020年12月26日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，2021年3月1日施行）；

（19）《中华人民共和国渔业法》（2013年12月）；

（20）《地下水管理条例》（2021年12月1日实施）。

### 行政法规

（1）《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31号，1996.8）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号，2017.7）；

（3）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号，2000.12.6）；

（4）《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见的通知》（国发〔2003〕100号，2003.12.17）；

（5）《中华人民共和国自然保护区条例》（2017.10.7修订）；

（6）《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》（国发〔2007〕15号，2007.5.23）；

（7）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8修订）；

（8）《土地复垦条例》（国务院令592号，2011.2.22）；

（9）《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号），2013.9.10；

（10）《全国生态保护与建设规划》（2013~2020年），2013.10；

（11）《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号），2015.4.2；

（12）《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号），2016.5.28

（13）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016.2.6修订）；

（14）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7修订）；

（15）《中华人民共和国河道管理条例》，2017年10月1日修订；

（16）《碳排放权交易管理办法（试行）》（生态环境部令第19号，2021年2月1日起施行）；

（17）《关于进一步加强生物多样性保护的意见》（中共中央办公厅、 国务院办公厅）；

（18）《中共中央办公厅国务院办公厅关于印发〈天然林保护修复制度方案〉的通知》（厅字〔2019〕39号）；

（19）《关于印发”十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120号）；

（20）《关于印发<“十四五”生态保护监管规划>的通知》（环生态〔2022〕15号）；

（21）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）。

### 部门规章

1. 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89号）
2. 《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规﹝2019﹞1号）；
3. 《自然资源部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》（自然资规〔2018〕3号）；
4. 《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）；
5. 《环境影响评价公众参与办法》（2018年7月16日）；
6. 《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号，2015.6.5）；
7. 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012.7.3）；
8. 《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，2012.8.8）；
9. 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号，2012.03.07实施；
10. 《产业结构调整指导目录（2024年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号）；
11. 《打赢蓝天保卫战三年行动计划》，国务院，国发〔2018〕22号，2018.6.27；
12. 《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》（环办〔2013〕103号）；
13. 《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办〔2014〕48号）；
14. 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30号）；
15. 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令第16号，2021.1.1起施行）；
16. 《国家危险废物名录》（环境保护部令第15号，2021.1.1起施行）；
17. 《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，2017.2.7）；
18. 《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号）；
19. 《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165号）；
20. 《全国生态功能区划（修编版）》（环境保护部、中国科学院公告2015年第61号）；
21. 《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》（环发〔2013〕16号）；
22. 《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13号）；
23. 《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符合划分成果>的通知》（办水保〔2013〕188号）；
24. 《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；
25. 《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）；
26. 《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）；
27. 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物》（试行）（HJ1200—2021）；
28. 《国家林业局关于严格保护天然林的通知》（林资发〔2015〕181号）；
29. 《[排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（HJ 1248—2022）](https://www.mee.gov.cn/ywgz/fgbz/bz/bzwb/pwxk/202205/W020220517396099928041.pdf)》；
30. 《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）；
31. 《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》（环发﹝2001﹞19号，2001.2.21）；
32. 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）；
33. 《危险废物转移管理办法》（部令第23号）；
34. 《甲烷排放控制行动方案》，2023年11月7日印发实施。

### 地方性法规及规范性文件

1. （1）《四川省重点保护野生动物名录》（1990.3.12）；
2. 《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000.9.13）；
3. 《四川省永久基本农田保护实施细则》（1996.2.29）；
4. 《四川省环境保护条例》（2017年9月22日修订）；
5. 《四川省危险废物污染环境防治办法》（2004.1.1）；
6. 《四川省固体废物污染环境防治条例》（2022.6.9）
7. 《四川省生态功能区划》（2010年）；
8. 《关于进一步加强我省农村饮用水水源保护区环境保护工作的通知》（川环办发〔2011〕98号）；
9. 《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》（2012.7.27）；
10. 《四川省<中华人民共和国水土保持法>实施办法》（2012.12.1）；
11. 《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》（川办发〔2013〕32号）；
12. 《四川省灰霾污染防治实施方案》（川环发〔2013〕78号）；
13. 《中共四川省委关于制定四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》（2020年12月4日）；
14. 《四川省“十四五”生态环境保护规划》（2022.1.17）；
15. 《四川省自然保护区管理条例》（2018.9.30修订）；
16. 《四川省生态保护红线实施意见》（2016.9.30）；
17. 《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）；
18. 《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）。
19. 《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）；
20. 《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019年修订）；
21. 《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（川水函〔2017〕482号）；
22. 《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办〔2019〕8号）；
23. 《四川省人民政府关于公布四川省重点保护野生植物名录的通知》 （川府函〔2016〕27号）；
24. 《四川省人民政府办公厅关于进一步加强天然林保护的通知》（川办函〔2016〕91号）；
25. 《四川省沱江流域水环境保护条例》（2019年）；
26. 《四川省天然林保护修复制度实施方案》（川林规发〔2020〕22号）；
27. 《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105号）；
28. 《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105号）；
29. 《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函﹝2019﹞197号）；
30. 《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》（四川省环境保护厅公告2018年第3号）；
31. 《四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评”三线一单”符合性分析技术要点（试行）》和《项目环评”三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知》（川环办函〔2021〕469号）；
32. ）《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）；
33. 《四川省土壤污染防治条例》，2023年7月1日起施行；
34. 《四川省工矿用地土壤环境管理办法》（川环规〔2023〕7号）；
35. 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；
36. 达州市人民政府《关于宣汉县调整划定老君乡、普光镇集中式饮用水水源地保护区的批复》（达市府函〔2023〕112号）；
37. 《达州市集中式饮用水水源保护管理条例》（2020年修正）；
38. 《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号）；
39. 《宣汉县人民政府办公室关于印发宣汉县声环境功能区划分及适用标准规定的通知》（宣府办〔2022〕106号）；
40. 《达州市生态环境局办公室关于加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2019〕49号）文件要求；
41. 《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》。

### 评价技术导则及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（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）《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）；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告〔2017〕年第43号）；

（11）《危险废物转移管理办法》（部令第23号，2022年1月1日起施行）；

（12）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；

（13）《危险废物收集贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（14）《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）；

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

### 石油天然气行业技术规范

（1）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；

（2）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

（4）《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；

（5）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（6）《石油天然气井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

（7）《井下作业安全规程》（SY5727-2014）；

（8）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）；

（9）《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2014）；

（10）《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；

（12）《丛式井井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）；

（13）《油井井下作业防喷技术规程》（SYT5974-2014）；

（14）《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY\_T5225-2019）；

（15）《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SYT 5974-2014）；

（16）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（17）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（18）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；

（19）《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；

（20）《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）；

（21）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2015）；

（22）《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）；

（23）《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）；

（24）《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2003）；

（25）《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）；

（26）《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T7294-2016）；

（27）《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T 7300-2016）。

### 相关标准

1. 《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）；
2. 《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）；
3. 《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）；
4. 《声环境质量标准》（GB 3096-2008）；
5. 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；
6. 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）；
7. 《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）；
8. 《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）；
9. 《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）；
10. 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）；
11. 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；
12. 《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）；
13. 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007）；
14. 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434-2018）；
15. 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；
16. 《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）；
17. 《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）。

### 相关技术及工作文件

（1）环境影响评价委托书；

（2）《普光气田雷页1井组试验项目可行性研究报告》及批复（中原油分投资〔2024〕63号）；

（3）《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。

## 环境影响识别与评价因子筛选

### 环境影响识别

石油天然气钻井及试采工程项目具有兼具生态影响和污染影响的特点，针对本项目而言，项目钻前工程量小，生态影响较小，以后续钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等的产生的污染影响为主。本次评价就工程施工期及试采期对区域生态环境及其他环境要素所造成的影响进行识别如下。

1、生态环境影响

（1）施工期

本项目生态环境影响主要体现在钻前工程。钻前工程施工期间对生态环境的影响主要是临时占地和土石方工程开挖引起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及水土流失。

（2）试采期

试采工程主要依托钻井期占地建设，不会新增占地，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：

钻前工程：施工废水、施工人员产生的生活污水对地表水环境的影响；

钻井工程：钻井废水、场地初期雨水、生活污水等对地表水的影响；

储层改造工程：洗井废水、压裂返排液、生活污水对地表水的影响；

（2）试采期

试采工程：气田水（含初期压裂返排液）对地表水的影响。

3、地下水环境影响

（1）施工期

本项目的地下水污染源主要来自钻井废水、洗井废水、压裂返排液、场地初期雨水及钻井泥浆，柴油机房、储备罐中的油类物质等，这些物质都放置在相应的储备罐或储存池中，一般情况下，只要对各种地下水污染源及时采取回用、转运、防渗等方式处理，就不会对地下水水质产生大的影响。与此同时，井场选址于地质稳定地带，也不受当地河水洪灾威胁，正常状况下废水外溢及下渗造成地下水污染的可能性极小。本次评价结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《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）对非正常状况下的地下水环境影响进行识别如下：

①罐体循环使用，发生腐蚀使防渗不到位出现废水渗漏，从围堰溢出或者基础防渗不到位入渗地下水，或是在雨季发生泥浆外溢情况，井场设备机油泄漏，生活污水、固废以及钻井所需材料堆放不当，井场污染物收集、存储措施不到位，在雨季产生地面溢流外溢废水进入井场未硬化地面入渗等都有可能造成不同程度的地下水污染；

②物料跑冒滴漏，钻井过程中物料管理不严格、化学品堆放不当、柴油泄漏等物料的跑冒滴漏不同程度的污染地下水；

③放喷池因防渗不到位，出现池内收集暂存的返排液渗漏，有可能造成不同程度的地下水污染；

④井口作业区、泥浆循环系统区、泥浆不落地装置区散落的泥浆、废水进入井场未硬化地面入渗；

⑤压裂过程井筒破裂，压裂液进入含水层。

（2）试采期

本项目试采站内外集输管线破裂出现泄漏时，管线位于地面，天然气将扩散进入大气，难以进入地下水环境，不会对地下水产生影响。发生泄漏事故后建设单位会立即对泄漏点进行检修，若发现泄漏点有少量气田水泄露进入土壤会立即对泄漏点的土壤进行换填处理，不会进入地下水含水层，故管线天然气泄漏难以对地下水环境产生影响。

4、大气环境影响

（1）施工期

钻前工程：施工扬尘、运输和作业车辆排放的汽车尾气等对大气环境的影响；

钻井工程：备用柴油动力机/柴油发电机组（停电时使用）等产生的燃料燃烧废气对大气环境的影响；钻遇地层异常高压时可能进行的事故放喷废气影响；

储层改造工程：测试放喷废气、压裂车施工机械尾气对大气环境的影响；

此外，上述各施工阶段使用的燃油作业设备在使用过程中还可能产生少量无组织挥发性有机物，将对大气环境产生一定的影响。

（2）试采期

试采工程：本项目正常生产情况下，流程设备、管线、阀室等工艺设备为高压密闭作业，无天然气泄漏废气产生。因此，试采期主要为水套加热炉废气、长明灯燃烧废气、非正常工况下的放空废气对大气环境的影响。

5、声环境影响

（1）施工期

钻前工程：施工机械产生的机械噪声影响；

钻井工程：钻井施工作业设备（钻机、泥浆泵、振动筛等）及辅助设施（备用柴油动力机、柴油发电机组等）产生的机械噪声影响；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其他噪声影响；钻遇地层异常高压时可能进行的事故放喷时产生的高压气流噪声影响；

储层改造工程：测试放喷时产生的高压气流噪声。

（2）试采期

试采工程：各类站场设备产生的气流摩擦噪声影响及非正常工况下的放空噪声。

6、固体废物环境影响

（1）施工期

钻前工程：弃土石方、生活垃圾、建筑垃圾等；

钻井工程：水基钻井固废（废水基岩屑、废水基泥浆等）、油基钻井固废（若钻遇复杂地层时，废油基岩屑、废油基泥浆等）、废油及其他含油废物、废包装材料、生活垃圾等；

储层改造工程：废包装材料、生活垃圾等。

（2）试采期

试采工程：本项目雷页1试验井组试采站无人值守，无生活垃圾产生。

7、土壤环境影响

（1）施工期

钻前工程：钻前工程等造成的土壤扰动；施工机械等燃烧废气，通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染；

钻井工程：施工机械燃烧废气、钻遇异常高压时的事故放喷废气等通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染；泥浆不落地装置区及泥浆循环系统、泥浆料台区、储备罐区、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及油类物质会发生地面漫流，对土壤造成污染；对于泥浆不落地装置区及泥浆循环系统、泥浆料台区、储备罐区、油罐区、放喷池、方井周边、钻井固废暂存区、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；

储层改造工程：施工机械燃烧废气、测试放喷废气等通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。

（2）试采期

试采工程：试采站内外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，不会对土壤环境产生影响，天然气中所含少量的气田水为液态，如果发生上述泄漏，管道监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的气田水含量较少，发生泄漏事故后建设单位会立即对泄漏点进行检修，若发现泄漏点有少量气田水泄漏会立即对泄漏点的土壤进行换填处理，管线天然气泄漏难以对土壤环境造成影响。

**8、环境风险**

本项目环境风险重点关注危险物质（天然气、油基钻井固废、柴油等）泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对环境的影响。

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，其结果见下。

表2.4‑1 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 |  | √ |  | √ |  |  |  |  | |  |  |  |  |
| 减少温室效应 |  |  |  |  | √ |  |  |  | |  |  |  |  |

根据上述环境影响识别结果可知，就环境影响因子影响而言，拟建工程主要影响为施工建设产生的环境影响及生态影响，同时试采期环境空气影响也是项目环境影响的特点。

### 评价因子筛选

根据建设项目特点、环境影响的主要特征和方式，结合区域自然生态环境情况、区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素等，筛选确定项目主要评价因子如下。

表2.4‑2 本项目环境影响评价因子筛选表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **环境要素**  **单项工程** | **时期** | **大气** | **地表水** | **地下水** | **土壤** | **生态** | **噪声** |
| 钻前工程 | 施工期 | 颗粒物、机械车辆燃油废气 | BOD5、COD、悬浮物、氨氮等 | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 地表扰动面积及 类型、生态系统完整性 | / |
| 钻井工程 | 施工期 | SO2、NOx、非甲烷总烃 | /（进行污水处理设施依托可行性分析） | pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等 | pH值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等 | / | 昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） |
| 储层改造工程 | 施工期 | SO2、NOx、非甲烷总烃 | /（进行污水处理设施依托可行性分析） | pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等 | pH值、石油类、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等 | / | 昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） |
| 油气集输工程 | 施工期 | 颗粒物、机械车辆燃油废气 | BOD5、COD、悬浮物、氨氮等 | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等 | / |
| 试采期 | SO2、NOx、非甲烷总烃 | /（进行污水处理设施依托可行性分析） | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等 | 昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） |

本项目在工程分析和现场调查的基础上，结合本项目的特点，进行项目环境影响识别与评价因子筛选，确定本次评价的重点，生态环境影响因素如下表所示。

表2.4‑3 施工期陆生生态影响评价因子筛选表

| **受影响对象** | **评价因子** | **工程内容及影响方式** | **影响性质** | **影响程度** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 物种 | 分布范围、种群数量、种群结构、行为等 | 井场及边坡，进场道路，放喷池，放喷管线及施工便道，集输管线，表土堆场，生活营地，直接影响。 | 短期、可逆 | 弱 |
| 生境 | 生境面积、质量、连通性等 |
| 生物群落 | 物种组成、群落结构等 |
| 生态系统 | 植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等 |
| 生物多样性 | 物种丰富度、均匀度、优势度等 |
| 生态敏感区 | 主要保护对象、生态功能等 |
| 自然景观 | 景观多样性、完整性等 |

表2.4‑3 试采期陆生生态影响评价因子筛选表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **受影响对象** | **评价因子** | **工程内容及影响方式** | **影响性质** | **影响程度** |
| 物种 | 分布范围、种群数量、种群结构、行为等 | 利用施工期占地，不新增占地，间接影响。 | 短期、可逆 | 弱 |
| 生境 | 生境面积、质量、连通性等 |
| 生物群落 | 物种组成、群落结构等 |
| 生态系统 | 植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等 |
| 生物多样性 | 物种丰富度、均匀度、优势度等 |
| 生态敏感区 | 主要保护对象、生态功能等 |
| 自然景观 | 景观多样性、完整性等 |

## 环境功能区划与评价标准

### 环境功能区划

（1）大气环境功能区划

工程建设区域属农村环境，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）划分，工程建设区属2类地区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（2）地表水环境功能区划

根据宣汉县地表水功能区划，本项目周边地表水后河及其支流为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水域。

（3）地下水环境功能区划

项目所在区域地下水属于III类地下水功能区，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。

（4）声环境功能区划

项目位于宣汉县\*\*\*，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），功能区划属2类区域。

（5）生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地位于Ⅰ四川盆地亚热带农林生态区--Ⅰ-2盆中丘陵农林复合生态亚区--Ⅰ-2-1盆北深丘农林与土壤保持生态功能区，其生态建设与发展方向为：发掘历史文化财富，开发人文景观资源，发展旅游观光业及相关产业链。维护森林生态系统和农田生态系统的良性循环，改善水土流失现状；发展中药材产业，做好野生资源保护工作。

（6）水土流失防治区划分

根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》，本项目涉及水土流失重点预防区和重点治理区。

### 环境质量标准

（1）地表水

本项目地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中Ⅲ类水域标准，其中氯化物执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中表2标准限值。

表2.5‑1 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **pH** | **CODCr** | **石油类** | **BOD5** | **六价铬** | **挥发酚** | **NH3-N** | **硫化物** | **氯化物** |
| Ⅲ类标准 | 6～9 | ≤20 | ≤0.05 | ≤4 | ≤0.05 | ≤0.005 | ≤1.0 | ≤0.2 | ≤250 |

（2）地下水

地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）表1中III类标准，标准值见表2.5‑2。

表2.5‑2 地下水质量标准限值 单位：mg/L

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **指标** | **标准值** | **序号** | **污染物** | **标准值** |
| 1 | pH | 6.5-8.5 | 13 | 溶解性总固体 | ≤1000 |
| 2 | 氨氮 | ≤0.5 | 14 | 耗氧量 | ≤3.0 |
| 3 | 硝酸盐 | ≤20 | 15 | 氯化物 | ≤250 |
| 4 | 亚硝酸盐 | ≤1.0 | 16 | 总大肠杆菌 | ≤3 |
| 5 | 挥发性酚 | ≤0.002 | 17 | 细菌总数 | ≤100 |
| 6 | 氰化物 | ≤0.05 | 18 | 石油类 | ≤0.05 |
| 7 | 砷 | ≤0.01 | 19 | 铬（六价） | ≤0.05 |
| 8 | 汞 | ≤0.001 | 20 | 硫酸盐 | ≤250 |
| 9 | 总硬度 | ≤450 | 21 | 钠 | ≤200 |
| 10 | 铅 | ≤0.01 | 22 | 硫化物 | ≤0.02 |
| 11 | 氟化物 | ≤1.0 | 23 | 铁 | ≤0.3 |
| 12 | 镉 | ≤0.005 | 24 | 锰 | ≤0.1 |
| 25 | 钡 | ≤0.7 |  |  |  |

（3）环境空气

评价区域环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；其中非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值。具体标准限值见表2.5‑3。

表2.5‑3 环境空气质量标准限值 单位：mg/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 |
| TSP | 年平均 | 200μg/m3 |
| 24小时平均 | 300μg/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 |
| 非甲烷总烃 | 1小时平均 | 2mg/m3 | 《大气污染物综合排放标准详解》 |

（4）声环境

项目区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区标准，标准限值见表2.5‑4。

表2.5‑4 声环境质量标准 单位：dB（A）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **类别** | **昼间** | **夜间** |
| 2类功能区 | ≤60 | ≤50 |

（5）土壤环境

本项目所在区域用地范围执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》第二类用地筛选值与《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB512978-2023）》中相关标准限值；项目周边耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB15618—2018）》风险筛选值，其中农用地石油烃参考第一类建设用地筛选值为826mg/kg。具体筛选值见表2.5-5和表2.5-6。

表2.5‑5 建设用地（第二类用地）土壤环境质量筛选值 单位：mg/kg

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **砷** | **镉** | **铬（6价）** | **铜** | **铅** | **汞** | **镍** |
| 筛选值 | 60 | 65 | 5.7 | 18000 | 800 | 38 | 900 |
| **污染物** | **四氯化碳** | **氯仿** | **氯甲烷** | **1,1-二氯乙烷** | **1,2-二氯乙烷** | **1,1-二氯乙烯** | **顺-1,1-二氯乙烯** |
| 筛选值 | 2.8 | 0.9 | 37 | 9 | 5 | 66 | 596 |
| **污染物** | **反-1,1-二氯乙烯** | **二氯甲烷** | **1,2-二氯丙烷** | **1,1，1,2-四氯乙烷** | **1,1，2,2-四氯乙烷** | **四氯乙烯** | **1,1,1-三氯乙烷** |
| 筛选值 | 54 | 616 | 5 | 10 | 6.8 | 53 | 840 |
| **污染物** | **1,1,2-三氯乙烷** | **三氯乙烯** | **1,2,3-三氯乙丙烷** | **氯乙烯** | **苯** | **氯苯** | **1,2-二氯苯** |
| 筛选值 | 2.8 | 2.8 | 0.5 | 0.43 | 4 | 270 | 560 |
| **污染物** | **1,4-二氯苯** | **乙苯** | **苯乙烯** | **甲苯** | **间二甲苯+对二甲苯** | | **邻二甲苯** |
| 筛选值 | 20 | 28 | 1290 | 1200 | 570 | | 640 |
| **污染物** | **硝基苯** | **苯胺** | **2-氯酚** | **苯并〔a〕蒽** | **苯并〔a〕芘** | **苯并〔b〕荧蒽** | **苯并〔k〕荧蒽** |
| 筛选值 | 76 | 260 | 2256 | 15 | 1.5 | 15 | 151 |
| **污染物** | **䓛** | **二苯并〔a,h〕蒽** | **茆并〔1,2,3-cd〕芘** | | **萘** | **石油烃（C10~C40）** | |
| 筛选值 | 1293 | 1.5 | 15 | | 70 | 4500 | |

表2.5‑6 农用地（其他）土壤环境质量筛选值 单位：mg/kg

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **风险筛选值** | | | | | | | |
| **pH≤5.5** | | **5.5＜pH≤6.5** | | **6.5＜pH≤7.5** | | **pH＞7.5** | |
| **水田** | **其他** | **水田** | **其他** | **水田** | **其他** | **水田** | **其他** |
| **镉** | 0.3 | 0.3 | 0.4 | 0.3 | 0.6 | 0.3 | 0.8 | 0.6 |
| **汞** | 0.5 | 1.3 | 0.5 | 1.8 | 0.6 | 2.4 | 1.0 | 3.4 |
| **砷** | 30 | 40 | 30 | 40 | 25 | 30 | 20 | 25 |
| **铅** | 80 | 70 | 100 | 90 | 140 | 120 | 240 | 170 |
| **铬** | 250 | 150 | 250 | 150 | 300 | 200 | 350 | 250 |
| **铜** | 150 | 50 | 150 | 50 | 200 | 100 | 200 | 100 |
| **镍** | 60 | | 70 | | 100 | | 190 | |
| **锌** | 200 | | 200 | | 250 | | 300 | |

表2.5‑7 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准（石油烃、钡） 单位：mg/kg

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染物项目 | CAS编号 | 筛选值 | | 管制值 | |
| 第一类用地 | 第二类用地 | 第一类用地 | 第二类用地 |
| 石油烃（C10~C40） | - | 826 | 4500 | 5000 | 9000 |
| 钡 | 7440-39-3 | 2766 | 8660 | 5532 | 17320 |

### 污染物排放标准

（1）废水

1）施工期

①钻前工程：钻前工程施工废水经沉淀处理后循环使用，不外排；钻前工程人员生活污水依托周边农户已建设施处理，不外排。

②钻井工程：钻井废水与场地初期雨水一并经不落地装置处理后大部分回用于钻井过程，剩余不能回用部分暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注；钻井期间施工人员生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。项目钻井期间无废水外排。

③储层改造工程：储层改造阶段产生的洗井废水收集后经不落地装置处理后，优先回用于周边其他井场压裂液配置，不能回用时用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注；储层改造阶段产生的压裂返排液临时暂存于放喷池或者压裂液储罐中，优先回用于周边其他井场压裂液配置，不能回用时用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注；储层改造期间施工人员生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。项目储层改造期间无废水外排。

④油气集输工程：油气集输工程在进行试采井站和外输管线建设时产生的施工人员生活污水依托周边农户已建设施处理，不外排；管道建设完成后清管试压废水为清净水，试压完成沉淀后用于洒水降尘，不外排。

1. 试采期

本项目试采期产气通过管道输送至雷页1试采站，再经雷页1试采站进行计量分离，产生的气田水（含初期压裂返排液）依托雷页1试采站既有污水罐收集暂存，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光3井回注站回注处理，不外排。试采期试采站无新增劳动定员，试采期无新增生活污水产生。

（2）废气

项目施工期间扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）；施工期钻井期间备用柴油机废气排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)；试采期间水套加热炉燃烧废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）；施工期和试采期挥发性有机物无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。其他废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。

表2.5‑8 四川省施工场地扬尘排放标准

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **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（TSP） | 成都市、自贡市、泸州市、德阳市、绵阳市、广元市、遂宁市、内江市、乐山市、南充市、宜宾市、广安市、达州市、巴中市、雅安市、眉山市、资阳市 | 拆除工程/土方开挖/土方回填阶段 | 600 | 自监测起持续15分钟 |
| 其他工程阶段 | 250 |

表2.5‑9 大气污染物综合排放标准

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **最高允许排放浓度（mg/m3）** | **最高允许排放速率（kg/h）** | **无组织排放监控浓度限值（mg/m3）** | **备注** |
| \*SO2 | 550 | / | 0.40 | 根据2017.1.12环保部长《关于GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”。 |
| \*NOx | 240 | / | 0.12 |
| \*颗粒物 | 120 | / | 1.0 |
| SO2 | 550 | 55 | 0.40 | 排放高度55m |
| NOx | 240 | 16 | 0.12 |
| 颗粒物 | 120 | 85 | 1.0 |

表2.5‑10 锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m3

| **污染物** | **最高允许排放浓度（mg/m3）** | **监控位置** |
| --- | --- | --- |
| NOx | 200 | 烟囱或烟道 |
| SO2 | 50 |
| 颗粒物 | 20 |
| 烟气黑度（林格曼黑度，级） | ≤1 | 烟囱排放口 |

表2.5‑11 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **污染物** | **无组织排放（周界外浓度最高点）/（mg/m3）** | 有组织排放标准要求 |
| a）非甲烷总烃排放浓度不超过120mg/m3；  b）生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率≥3kg/h的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于80%。重点地区生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率≥2kg/h的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于80% |
| NMHC | 4.0 |

（3）噪声

项目施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），试采期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类功能区标准，见表2.5‑12。

表2.5‑12 噪声污染物排放标准 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **时段** | **标准名称及级（类）别** | **标准值（单位：dB（A））** | | |
| 施工期 | 《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011） | 场界 | 昼间 | 70 |
| 夜间 | 55 |
| 试采期 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准 | 场界 | 昼间 | 60 |
| 夜间 | 50 |

（4）固废

本项目产生的一般固体废物暂存按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）进行控制；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021年12月31日）。

## 评价工作等级和评价范围

### 地表水环境

（1）评价工作等级

本项目施工期、试采期废水均不直接外排，属于间接排放，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）判定地表水评价等级为三级B。

表2.6‑1 地表水水污染型建设项目评价工作等级分级

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **评价等级** | **判定依据** | |
| **排放方式** | **废水排放量Q/（m3/d）；水污染物当量W/（无量纲）** |
| 一级 | 直接排放 | Q≥20000或W≥600000 |
| 二级 | 直接排放 | 其他 |
| 三级A | 直接排放 | Q＜200或W＜6000 |
| 三级B | 间接排放 | —— |

（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、废水的产生情况和依托可行性等进行说明，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。

### 地下水环境

（1）评价工作等级

根据《环境影响评价导则-地下水环境》（HJ610-2016），评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，具体如下：

1）建设项目行业分类

本项目属天然气勘探及试采项目，根据《环境影响评价导则-地下水环境》（HJ 610-2016）附录A地下水环境影响评价行业分类表，本项目属其中“天然气、页岩气开采（含净化）”，属于II类建设项目。

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

本项目为页岩气试采工程，试采站场地下水环境影响评价项目类别为II类。本项目管线属于天然气和废水混输的集输管线，管线按照Ⅱ类建设项目开展地下水环境影响评价，项目管线地下水环境影响评价项目类别为“Ⅱ类”。

表2.6‑2地下水环境影响评价行业分类表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **行业类别**  **环评类别** | **报告书** | **报告表** | **地下水环境影响评价项目类别** | |
| **报告书** | **报告表** |
| 天然气、页岩气开采（含净化） | 全部 | — | II类（试采站√） | — |
| 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线） | 油II类，气III类 | 油II类，气Ⅳ类 | II类（管线√） | — |

2）建设项目地下水环境敏感程度

建设项目地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表2.6-3。

表2.6‑3 地下水环境敏感程度分级

| **分级** | **项目场地的地下水环境敏感特征** | **本工程** |
| --- | --- | --- |
| 敏感 | 集中式饮用水源地（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 | 根据调查，本项目未位于集中式饮用水源保护区和补给径流区内，也不涉及地下水环境相关的其它保护区和分布区；根据现场调查，评价范围内有分散式泉点和水井，作为周边农户的饮水源。因此，评价区地下水环境敏感程度可定为**“较敏感”** |
| **较敏感（√）** | 集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水源地，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区以及分散居民饮用水源等其它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 |

3）地下水评价等级确定

表 2.6‑3 地下水评价工作等级分级

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 项目类别  环境敏感程度 | I类项目 | **II类项目** | III类项目 |
| 敏感 | 一 | 一 | 二 |
| **较敏感** | 一 | **二** | 三 |
| 不敏感 | 二 | 三 | 三 |

综上所述，根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）规定，本项目试采站地下水环境影响评价等级为二级，集输管线地下水评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）规定，地下水环境现状调查与评价的范围应包括相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。评价范围确定方法可采用公式法、查表法和自定义法确定，当计算或查表范围超出水文地质单元边界时，应以水文地质单元边界为宜。

①试采站

结合本项目周边的区域地质条件、地下水补给径流排泄条件、地形地貌特征、地下水开发利用情况和环境保护目标分布，本次评价采用自定义法。通过区域水文地质资料分析，结合项目所处地地形地貌、地层岩性、\*\*\*、地表水文及水文地质条件，本项目场井附近水文地质边界明显，故使用自定义法确定评价范围边界。项目区地下水从北西往南东流，最终汇入州河。项目北西侧、北侧、南侧均以山脊分水岭为边界，东侧及南东侧以州河支流及州河为排泄边界，构成一个相对独立的水文地质单元。本项目地下水环境影响评价范围共计1.35km2。

\*\*\*·

图2.6‑1项目所在区地下水环境评价范围图

②管线

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）和《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）8.2.2.2，线性工程应以工程边界两侧分别向外延伸200m作为调查评价范围，本项目管线不穿越饮用水源保护区。根据前述原则确定本项目管线地下水评价范围为集输管线两侧分别外扩200m。

### 大气环境

（1）评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中5.3.1的规定：“择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录A推荐模型中估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级”。

根据天然气开发项目环境影响特点，本项目施工期（钻前工程施工、钻井工程施工、储层改造工程施工、油气集输工程施工）的废气污染物主要包括施工机械、施工车辆产生的尾气、备用柴油动力机/柴油发电机废气，由于施工期较短暂，且随时施工结束，上述大气污染源将撤离，其影响将消除，因此，施工期废气污染物不作等级判定依据。

由于本项目依托雷页1试采站火炬系统长明火灯的天然气燃烧量为系统匹配的固有量（不因本项目建设而增加长明火炬的天然气使用量），因此，且本工程的建设不会导致雷页1试采站内的火炬系统废气排放量增加；此外，集输设备检修或事故状态下时产生放空燃烧废气会有所增加，但其为非正常工况下排放，排放时间短，且废气量较小。因此，本次评价主要采用试采期水套加热炉燃烧废气作为判定依据。

评价工作等级按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定的分级判据进行划分（见表2.6‑4），如污染物数i大于1，取P中最大值（Pmax）。

表2.6‑4 大气评价工作等级

| **评价工作等级** | **评价工作分级判据** |
| --- | --- |
| 一级 | Pmax≥10% |
| 二级 | 1%≤Pmax＜10% |
| 三级 | Pmax＜1% |

表2.6-5 主要大气污染物估算模型计算结果表

| **污染源** | **污染物** | **最大落地浓度**  **Ci（μg/m3）** | **环境标准C0i（μg/m3）** | **Pmax（%）** | **评价等级** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 水套炉燃烧废气 | 颗粒物 | 2.88 | 900 | 0.32 | 三级 |
| NOX | 18.6 | 250 | 7.44 | 二级 |

根据表2.6-5判定结果，本项目废气最大地面环境空气质量浓度占标率小于10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目整体环境空气评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018），本次大气环境评价范围为以雷页1试采站所在地为中心点，边长为5.0km的矩形区域，总评价范围约25km2。本次评价重点关注井场、试采站周边500m范围内的大气环境保护目标和雷页1试验井组井场～雷页1试采站站之间的外输管道两侧200m范围。

\*\*\*

### 声环境

（1）评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，声环境评价等级的划分依据建设项目所在区域的声环境功能区类别，建设项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度，受建设项目影响人口的数量。本项目位于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区域，主要为施工期噪声影响，建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高不超过5dB（A），受噪声影响人口数量变化不大。

因此，参照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）第5条的规定，本工程的声环境影响评价工作等级定为二级。

表2.6‑4 声环境评价等级判别表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **划分依据** | **项目情况** | **影响识别** | **评级等级** |
| 区域声环境功能区类别 | 农村地区 | 2类地区 | 二级 |
| 本项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度 | 试采期厂界噪声达标，区域声环境质量变化程度小 | 项目建设前后变化幅度小于3dB（A） |
| 受影响人口的数量 | 井场声环境评价范围内仅少量居民敏感目标分布且距离较远 | 项目建设前后受噪声影响人口数量变化不大 |

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中第6.1.2节的规定，确定为本项目施工期声环境评价范围为占地范围（含拟建集输管线）周边200m范围；试采期声环境评价范围为雷页1试验井组试采站周边200m范围。

\*\*\*

### 土壤环境

（1）评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为天然气开采（B072），属于Ⅱ类建设项目。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照Ⅳ类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目井场和试采站按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价，集输管线为天然气和废水混输管线，也按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目周边环境敏感程度判别依据见表2.6‑5，土壤环境影响评价工作等级划分见表2.6‑6。

表2.6‑5 污染影响型项目敏感程度分级表

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

表2.6‑6 污染影响型评价工作等级划分表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **占地规模**  **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 | 一级 | 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。 | | | | | | | | | |

根据现场调查和收集资料，项目及周边存在耕地等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感；建设项目占地主要为临时占地，井场和试采站占地0.6173hm2小于5hm2，集输管线占地0.112hm2小于5hm2，因此占地规模均为小型。因此，根据污染影响型评价工作等级划分表，本项目井场和试采站和集输管线土壤环境影响评价等级均为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境评价范围为项目（包括井场、放喷池、清水池、外输管线等）占地范围内全部和占地范围外0.2km。

\*\*\*

### 生态环境

（1）评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），判断本项目是否涉及下文a~f，以此来确定本项目生态环境评价工作等级：

表2.6‑7 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 | ①本项目为钻井及试采工程，虽钻井过程中将涉及地下含水层，但本项目在钻井过程中，在钻遇地下可能的含水层时采用较为清洁的清水钻或水基钻井液，同时井下设置套管保护，封绝地下含水层，因此，本项目对地下水水位影响较小；②根据本项目的林地叠图资料可知，本项目土壤评价范围内有天然林、公益林分布，距离最近天然林约6m |
| 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 | 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 |
| 8 | 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 |

本项目占地1.2808hm2，评价范围及井场占地范围不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、湿地、饮用水源保护区、基本草原、重点生态功能保护区、沙化土地封禁保护区等敏感目标，属一般区域，但土壤评价范围内有公益林、天然林分布（位于东侧，最近距离约6m），考虑到项目土壤影响评价范围200m内有天然林分布，施工期、试采期废气排放对周边天然林具有一定的大气污染沉降影响，故陆生生态环境影响评价工作等级定为二级。

项目评价区无较大的地表水体分布，管线较短且无沟渠、河流穿越。项目评价范围不涉及水域，同时本项目废水不外排。因此，本项目无需进行水生生态评价。

（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）。本次生态评价范围确定原则如下：

a）生态影响评价应能够充分体现生态完整性和生物多样性保护要求，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。评价范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。可综合考虑评价项目与项目区的气候过程、水文过程、生物过程等生物地球化学循环过程的相互作用关系，以评价项目影响区域所涉及的完整气候单元、水文单元、生态单元、地理单元界限为参照边界。

b）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、噪声等环境要素间接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。

c）占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围。线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延1千米、线路中心线向两侧外延1千米为评价范围，并结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整。

本项目不涉及直接占用生态敏感区。因此，本次评价根据上述评价范围的划分原则和本项目现场踏勘调查实际情况，依据项目建设对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系，确定评价范围如下：

站场工程：主要包含井场（含边坡）、表土与弃土临时堆场、清水池、放喷池及放喷管线、生活区占地等，考虑到土壤影响评价范围为200m，本次站场工程生态评价范围由50m扩展至200m。

线性工程：主要包括进场道路、外输管线等。以进场道路、外输管道两侧300m的范围内的区域。

此外，本次评价还同时考虑与项目区的气候过程、水文过程、生物过程等生物地球化学循环过程的相互作用关系，以项目影响区域所涉及的完整气候单元、水文单元、生态单元、地理单元界限为参照边界进行修正和完善，最终确定评价范围，面积为26.82hm2。

### 环境风险

（1）评价工作等级

详细评价工作等级判定过程见后文6.1小结，此处仅罗列判定结果。

评价等级根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级划分原则，建设项目环境风险评价工作等级判定标准表见下表。

表2.6-9 环境风险评价分级判定

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

钻井施工期天然气所含的甲烷和油类物质的Q值计算结果为0.537，Q值＜1；储层改造阶段的风险物质盐酸和柴油的Q值计算结果为0.606，Q值＜1；试采期站内天然气所含的甲烷的Q值计算结果为0.029，Q值＜1；试采期外输管线天然气所含的甲烷的Q值计算结果为0.019，Q值＜1。该项目钻井阶段、储层改造阶段、试采期站内、试采期外输管线环境风险潜势均为I，因此，该项目环境风险潜势为Ⅰ，本项目其环境风险评价等级为“简单分析”。

（2）评价范围

简单分析，不设置环境风险评价范围，只对涉及的危险物质、环境影响途径、环境危害、风险防范措施等方面给出定性的说明。本项目外环境关系简单，无环境制约因素，项目与外环境相容，本次环境风险重点调查井场周边500m范围与管线沿线两侧200m范围。

## 相关政策、规范符合性分析

### 产业政策及相关文件符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号），该项目属于其中第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，因此本项目符合国家产业政策。

### 用地及空间符合性分析

#### 本项目与周边基本农田位置关系

本项目为新建，通过与宣汉县自然资源局和通川区自然资源局基本农田分布图叠图分析本项目临时占用基本农田12808m2（其中井场占地面积6201m2，表土堆放区占地面积1579m2，井场边坡占地面积2327m2，集输管线占地面积1120m2，进场道路占地181m2），其与周边基本农田位置关系见附图9。

\*\*\*

#### 本项目与《基本农田保护条例》符合性分析

《基本农田保护条例》（国务院第257号）中第十五条提到，基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

根据自然资源部印发《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》（自然资规〔2018〕3号）相关规定明确以下六类项目经批准可以占用永久基本农田中：“其他能源项目，包括国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目”；以及自然资源部印发《两部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中相关规定，“矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。”

根据四川省自然资源厅《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197号）文件要求，油气勘探开发项目可在无法避让基本农田的情况下，办理临时用地。

**本项目为天然气实验性探井及试采工程，**符合国家产业政策，项目占地均为临时占地，项目不涉及占用生态保护红线，仅涉及基本农田。建设单位对临时占地除了在施工中采取措施减少基本农田破坏外，在施工结束后，对开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。本项目属于（自然资规〔2018〕3号）中明确的“符合国家产业政策的能源开采”以及“《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）”范畴。因此，建设单位应按照文件要求，尽快办理基本农田征、占用手续，办理完基本农田和林地等相关用地手续后，方可开工建设。

#### 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）的符合性分析

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2.7‑1 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。 | 本项目为天然气资源勘查及试采项目，项目建设时钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施均需临时占用部分土地；后期试采工程将在原井场建设，不格外新增占地。 | 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。 | 施工期临时用地，使用期限不超过2年，施工结束后立即进行复垦，新增占地面积小。 | 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。 | 本项目涉及基本农田，临时用地将按照要求办理用地手续。且本次评价要求临时用地施工结束后将立即对其进行复垦。 | 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再利用，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，本项目新增的临时占地与《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。

#### 本项目与《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）的符合性分析

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2.7‑20 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 | 进一步规范临时用地审批。临时用地审批权不得下放或委托相关部门行使。涉及占用耕地和永久基本农田的临时用地，由市级自然资源主管部门负责审批，不涉及的由县级自然资源主管部门负责审批。需要临时使用林地的，应当按照《中华人民共和国森林法》有关规定进行临时用地审批。临时用地位于地质灾害易发区进行工程建设的，申请人应按照《地质灾害防治条例》有关规定提供地质灾害危险性评估报告，并落实防治措施。 | 本项严格按照要求向主管部门申请林地、耕地和永久基本农田的临时用地。严格按照《地质灾害防治条例》有关规定提供地质灾害危险性评估报告，并落实防治措施。 | 符合 |
| 2 | 进一步落实临时用地恢复责任。县级自然资源主管部门负责审查临时用地土地复垦方案，并在土地复垦义务人完成复垦工作后，会同农业农村等相关部门开展复垦验收。审批临时用地的市、县级自然资源主管部门，应通知申请人根据《土地复垦条例实施办法》有关规定办理土地复垦费用预存手续。 | 本项目严格缴纳复垦保证金，根据《土地复垦条例实施办法》有关规定办理土地复垦费用预存手续。 | 符合 |
| 3 | 进一步强化永久基本农田特殊保护。市、县级自然资源主管部门要严格耕地用途管制，临时用地应尽量不占或少占耕地，原则上不占用永久基本农田。确需占用永久基本农田的，县级自然资源主管部门应在前期选址阶段，实地核实永久基本农田地块的空间位置、地类、面积、质量状况、利用现状等，组织编制临时用地踏勘报告，并对占用永久基本农田的必要性和合理性进行严格论证，报市级自然资源主管部门审查。 | 本项目新增用地涉及部分基本农田，本项目天然气资源的实验性探井钻井及试采工程，其相关设施将临时占用基本农田，临时用地将按照要求办理用地手续。编制临时用地踏勘报告，且临时用地施工结束后将立即进行复垦。 | 符合 |
| 4 | 进一步严格临时用地监管。市、县级自然资源主管部门应按照相关规定对临时用地选址、审批、备案、使用、复垦进行严格审核把关、依法监督检查，严禁违规认定临时用地，严禁在法律法规规定的禁止区域审批临时用地，严禁擅自扩大临时用地审批范围和延长使用期限，严禁以临时用地名义规避建设用地审批手续特别是建设占用耕地和永久基本农田，要坚持节约集约用地，切实保障临时用地依法管理、有序使用、及时恢复。 | 建设单位坚持节约集约用地，切实保障临时用地依法管理、有序使用、及时恢复。 | 符合 |
| 5 | 进一步加强临时用地监督检查。自然资源厅建立定期抽查和定期通报制度，组织厅机关相关处（室、局）和直属单位对全省临时用地审批、备案、使用、复垦情况进行监督检查，加强临时用地信息化管理，对不符合用地要求和未按要求完成复垦任务的，予以公开通报，责令限期改正，并依据法律法规的规定对违法违规问题严肃处理。 | 建设单位严格按照主管部门要求办理临时用地手续，并严禁超范围占用，及时对临时用地进行复垦 | 符合 |

综上所述，本项目新增的临时占地与《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。

#### 与城乡规划符合性分析

根据现场调查和与宣汉县城镇开发边界叠图，项目位于农村地区，距离最近的乡镇\*\*\*距离约1.6km，远离乡镇，不涉及乡镇规划建城范围；同时对照项目与区域城镇开发边界套合图（附图7），项目未处于城镇开发边界范围内。

综上所述，项目本项目选址符合当地城乡规划。项目建设前，建设单位应向宣汉县自然资源和规划局提出工程用地申请，得到批复后方可动工。

#### 与达州市“三区三线”的符合性分析

（1）与达州市《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》的符合性分析

根据《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》中的要求：“强化底线约束，严格管控‘三线’。优化市域空间总体格局，形成‘北特中都南粮，一屏两廊三带、一核两翼六轴’的市域总体格局”。本项目位于达州市中部区域的宣汉县，属于《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》中的北部生态农业产业区内，本项目为天然气实验性探井及试采工程项目，工程建设将会涉及一部分基本农田，总体上项目占地面积较小，建设单位将按相关要求办理用地手续并采取基本农田占用补偿措施，并且施工结束后将对临时占地区域进行复垦。从总体而言，项目的建设不会对达州市国土空间总体规划造成较大影响。因此，项目的建设符合《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》。

（2）与达州市“三区三线”的符合性分析

通过与宣汉县自然资源局“三区三线”划分数据叠图可知，本项目施工期占用基本农田约12808m2，试采期对临时占地恢复后，试采井站占用约6201m2；选址距离最近的乡镇\*\*\*距离约1.6km，远离乡镇，不涉及乡镇规划建城范围；选址距离不涉及生态红线。根据达州市“三区三线”的管控要求，项目与达州市“三区三线”的符合性分析如下：

表 2.7‑2 与达州市“三区三线”符合性分析

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **相关要求** | **本项目情况** | **符合性** |
| 1 | 城镇空间：以城镇居民生产、生活为主体功能的国土空间，包括城镇建设空间、工矿建设空间以及部分乡级政府驻地的开发建设空间。 | 本项目为新增占地建设，占地范围为农田和耕地等，不涉及城镇建设用地。 | 符合 |
| 2 | 农业空间：以农业生产和农村居民生活为主体功能，承担农产品生产和农村生活功能的国土空间，主要包括永久基本农田、一般农田等农业生产用地以及村庄等农村生活用地。 | 本项目为新增占地建设，工程建设将会涉及一部分基本农田，建设单位将按相关要求办理用地手续并采取基本农田占用补偿措施，并且施工结束后将对临时占地区域进行复垦。 | 符合 |
| 3 | 生态空间：具有自然属性的，以提供生态服务或生态产品为主体功能的国土空间，包括森林、草原、湿地、河流、湖泊、滩涂、荒地、荒漠等。 | 符合 |
| 4 | 生态保护红线：是在生态空间范围内具有特殊重要的生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线。 | 本项目不涉及生态保护红线。 | 符合 |
| 5 | 永久基本农田保护红线：是按照一定时期人口和社会经济发展对农产品的需求，依法确定的不得占用、不得开发、需要永久性保护的耕地空间边界。 | 本项目为新增占地建设，工程建设将会涉及一部分基本农田，建设单位将按相关要求办理用地手续并采取基本农田占用补偿措施，并且施工结束后将对临时占地区域进行复垦。 | 符合 |
| 6 | 城镇开发边界：在一定时期内，可以进行城镇开发和集中建设的地域空间边界，包括城镇现状建成区、优化发展区，以及因城镇建设发展需要必须实行规划控制的区域。 | 本项目不涉及城镇开发区。 | 符合 |

综上所述，本项目与区域“三区三线”相符，具体本项目与宣汉县“三区三线”的位置关系见附图。

### 与石油天然气开采行业相关技术规范符合性分析

#### 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（〔2012〕18号），本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见下表。

表 2.7‑3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

| **序号** | **技术政策要求** | **本工程内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 一 | 清洁生产 | | |
| 1 | 油气田建设应总体规划，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。 | 本项目属于天然气勘探试采和管线建设，占地较少，废水、固废收集后集中交由相应具有处置能力的单位处理处置。 | 符合 |
| 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、围堰等，可预防燃料泄漏对环境的污染。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。 | 本项目采用水基钻井液，仅三开段可能会转为油基钻井，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。 | 本项目压裂液运输到现场集中配置，现场采取了防漏、防溢措施，酸化残液、压裂残液和返排液等全部收集并外运处理。压裂作业和试油（气）过程将采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施，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。放喷池未位于鸟类迁徙通道上。 | 符合 |
| 三 | 污染治理 | | |
| 1 | 在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。 | 本项目钻井过程中产生的钻井废水经不落地装置处理后回用于配制钻井液，剩余不能回用部分通过密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站处理达标后管输至普光3井回注站回注；洗井废水及压裂返排液临时暂存于压裂液储罐内，优先回用于气田周边其他井场配置压裂液使用，若周边井场暂无法使用或压裂返排液水质无法满足回用要求时，则通过密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站处理达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。 | 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。 | 钻井过程中按相关要求进行固废收集、贮存和处理，并采取相应防渗措施。试油（气）后将对清洁化操作平台清理后封闭。 | 符合 |
| 3 | 应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。 | 本项目不涉及原油，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。 | 本项目不涉及原油，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。 | 建设单位制定了完善的环境保护管理规定，并建立了运行健康、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。 | 建设单位制定了完善的环境监督与管理制度体系和环境监督管理计划。 | 符合 |
| 3 | 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。 | 本项目制定了套管检测和维护计划和制度，防止天然气泄漏污染地下水。 | 符合 |
| 4 | 油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。 | 建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的培训制度。 | 符合 |
| 5 | 油气田企业应对开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。 | 建设单位严格按照要求设置突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子。 | 符合 |

由上表可见，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合。

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

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

表2.7‑4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析表

| **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 | | |
| （1） | 油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。 | 未编制相关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 | | |
| （1） | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。 | 本项目为普光气田内陆相气藏内新层位（普光\*\*\*\*\*\*海相\*\*\*\*\*\*）的页岩气试验性探井，主要的实施的目的为：**为进一步加深对四川盆地川东北普光地区\*\*\*\*\*\*\*\*\*页岩气的认知，开展裂缝发育非均质性条件下，变井距试验及充分改造试验；开展距主大断裂距离与产能试验和分小层产能评价试验，为后续该气层建产提供可行性依据而部署的两口试验性探井**。由于本项目目的层地质结构较为复杂，目前对普光区块内\*\*\*\*\*\*\*\*\*页岩气的产能储量仍未探明，暂不具备区块开发条件，因此，本项目性质为新层位的实验性页岩气层探井及试采，不属于新井、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。  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 | | |
| （1） | 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。 | 本项目涉及施工期和试采期废水均采取回用及回注处理，无废水外排。 | 符合 |
| （2） | 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质\*\*\*封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。 | 本项目钻井阶段产生的钻井废水、场地初期雨水，以及储层改造阶段产生的压裂返排液及洗井废水都优先考虑回用，不能回用的部分定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。  赵家坝污水处理站和普光3井回注站已取得环评批复，并已开展竣工环保验收，并在其环评报告中充分论述了回注的环境可行性、污染防治措施、全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求等内容，满足要求。 | 符合 |
| （3） | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。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。 | 本项目正常情况下不涉及油基钻井工艺，无废弃油基泥浆、含油钻屑产生。仅三开采用油基钻井泥浆，产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，遵循了减量化、资源化、无害化原则，并按照国家和地方有关固体废物的管理规定交由资质单位处置，本次评价已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行了评价。 | 符合 |
| （4） | 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。 | 本项目天然气均密闭输送，有效降低挥发性有机物无组织排放量。不涉及天然气净化。强化了钻井、输送等环节环境风险防范措施。集气站水套加热炉与火炬长明灯采用的燃料气为自产不含硫天然气作为燃料，满足国家大气污染物排放标准。 | 符合 |
| （5） | 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态 保护措施。 | 项目按标准化井场进行建设，试采井站在原钻井平台占地范围内实施。本次评价已提出施工结束后，应当及时落实生态保护措施。 |  |
| （6） | 陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。 | 本项目不涉及油气长输管道。 | 符合 |
| （7） | 油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。 | 本项目不涉及油气储存。本项目进行了非甲烷总烃监测，同时站场内设置了可燃气体报警仪、硫化氢气体检测仪、硫化氢气体报警仪。本次评价提出了地下水污染防治和跟踪监测要求。 | 符合 |
| （8） | 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。 | 本次评价要求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 |

综上所述，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）的相关要求。

#### 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）符合性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析详见表2.7-3。

表2.7‑5 本项目与绿色矿山建设规范符合性分析

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **内容** | **基本要求** | **本项目** | **相符性** |
| 矿区环境 | 矿区功能分区布局合理、矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观生产、运输、储存等管理规范有序 | 建立有管理机构、制定管理制度、运行有序，管理规范；矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，油气生产、储运过程安全有序。 | 符合 |
| 资源开发方式 | 资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地 | 采用丛式井进行钻采，减小了平台占地，优化了平台布局；钻井期间采用网电钻井，减少柴油使用，符合清洁生产要求；施工结束后对无后续开发计划临时占地进行覆土和绿化。 | 符合 |
| 资源综合利用 | 按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济 | 水基岩屑减量化后交由固废烧结厂进行烧结后综合利用；压裂返排液优先回用于本项目压裂工段及周边平台压裂工段，不能回用的用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。 | 符合 |
| 节能减排 | 建立油气田生产安全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放 | 为降低能耗，本工程采取如下节能措施：（1）放空阀采用密封性和可靠性良好的阀门减少放空漏失量；（2）选用高效加热炉，节约能量，同时减少天然气消耗量；（3）充分利用井口的压力，以满足不设增压设备直接外输的工艺，降低项目耗电量；（4）在满足工艺和安全要求的情况下，尽可能采用节电型产品。 | 符合 |
| 科技创新与信息化 | 建立科技研发对话，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化 | 普光分公司建立有信息化监控管理体系。 | 符合 |
| 企业管理与企业形象 | 应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度应建立质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系，确保质量、环境、职业健康与安全的管理 | 建设单位建立了相关管理制度；建立了质量管理体系、HSE管理体系和职业健康安全管理体系。 | 符合 |

### 与主体功能区及生态功能区符合性分析

#### 生态功能区划符合性分析

评价区域为农林生态系统，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以自然生境为主，易于恢复。

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地达州市宣汉县\*\*\*位于Ⅰ四川盆地亚热带农林生态区——Ⅰ-2盆中丘陵农林复合生态亚区——Ⅰ-2-1盆北深丘农林与土壤保持生态功能区，其生态建设与发展方向为：发掘历史文化财富，开发人文景观资源，发展旅游观光业及相关产业链。维护森林生态系统和农田生态系统的良性循环，改善水土流失现状；发展中药材产业，做好野生资源保护工作。拟建项目区不占用自然保护区、森林公园、地质公园和风景名胜区等环境敏感区，占地面积占区域土地面积的比例很小，严格按照水保要求采取水土流失防治措施，项目建设不会明显加剧区域的水土流失和地质灾害，对天然林资源、动植物资源影响小，因此，项目建设对该生态功能区的生态功能影响很小，符合《四川省生态功能区划》要求。

#### 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，占全省幅员面积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，占全省幅员面积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，占全省幅员面积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），本项目所在地属限制开发区域（农产品主产区），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。



本项目

图2.7‑2 四川省主体功能区划图

### 与社会经济及能源规划符合性分析

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

《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中，强调要打造中国“气大庆”，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到630亿推进中国“气大庆”建设。对接国有油气企业混合所有制改革，探索央（企）地资源开发利益共享共赢发展模式。**加大勘探开发力度，重点实施中石油川东北高含硫天然气开发项目（二期）、达州致密气勘探开发项目等天然气开发项目，统筹加强中石化普光气田新井和中石油其他区块产能建设，服务国家能源战略、保障天然气供应安全**。全面规范提升天然气供应水平，完善天然气管网公平接入机制，推进市域输气管网与国家干网的互联互通，不断扩大天然气“直供”范围。努力提升天然气综合利用水平，因地制宜发展天然气分布式能源，支持建设四川省天然气调峰发电基地，建设川投气电清洁能源发电项目。有序发展天然气（LNG）车船，加快清洁汽车、船舶推广及加气（注）站建设步伐，提高LNG在长途公共交通、货运物流、内河船舶燃料中的比重，大力提升城市公共交通清洁能源（含新能源）使用率。

本项目属于中石化普光气田新井钻井与试采发项目，因此本项目符合达州市国民经济和社会发展规划纲要。

#### 与能源发展规划符合性分析

**（1）与《****“十四五”现代能源体系规划》符合性分析**

根据国家发展改革委 国家能源局于2022年印发的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）：油气勘探开发。立足**四川盆地**、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。推动准噶尔盆地玛湖、吉木萨尔页岩油，鄂尔多斯盆地页岩油、致密气，松辽盆地大庆古龙页岩油，四川盆地川中古隆起、川南页岩气，塔里木盆地顺北、富满、博孜—大北，鄂西、陕南、滇黔北页岩气，海域渤中、垦利、恩平等油气上产工程。加快推进四川盆地“气大庆”、塔里木盆地“深层油气大庆”、鄂尔多斯亿吨级“油气超级盆地”等标志性工程。加强沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。

本工程位于四川盆地，属于致密气勘探项目。因此，本工程的建设符合《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）要求。

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

《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》是在自然资源部工作要求和省委、省政府工作部署下，依据《矿产资源规划编制实施办法》《全国矿产资源规划（2021—2025年）》《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》等，结合四川省实际，由省厅会同省发展改革委、经济和信息化厅、财政厅、生态环境厅、商务厅制定，本项目与之符合性分析见下表。

表2.7-13 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 文件内容 | 本项目情况 | 符合性 |
| 第二章、第三节：一、2025年目标：  ···重要矿产实现找矿新突破。加大财政投资矿产勘查力度，提高重要矿产资源综合勘查水平和保障程度，新发现战略性矿产资源大中型矿产地10至15处。国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地、攀西战略资源创新开发试验区建设得到有力支撑 | 本项目属于天然气勘探及试采项目 | 符合 |
| 第三章、第一节：···**川东北能源建材勘查开发区**。包括南充、**达州**、广安、巴中、广元5市，大力发展清洁能源化工、特色矿产品精深加工，推动川东北经济区振兴发展。**重点加强达州、广元、广安、巴中地区天然气、页岩油、致密气勘探开发** | 本项目位于达州，属于天然气勘探及试采项目 | 符合 |
| 第五章、第一节：···大力支持天然气、页岩气开采，2025年底全省天然气（页岩气）产量达到630亿立方米/年，2035年建成国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地 | 本项目属于天然气勘探及试采项目，试采期将对天然气进行试采，有利于提高全省天然气产量 | 符合 |

本项目为天然气勘探及试采工程，不属于限制开采的矿产资源，项目位于达州市宣汉县，所在区域属于川东北能源建材勘查开发区，不属于国家和省的规划矿区、储备和保护矿区、限制开采区和禁止开采区，同时也不涉及自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等环境敏感区及四川省生态保护红线。拟建项目属于天然气勘探及试采项目，符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》要求。

**（3）与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》符合性分析**

生态环境部出具了《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105号），该规划提出规划目标：到2025年，主要矿产资源量稳步增长，战略性矿产资源安全保障能力明显提高，勘查开发利用与保护空间布局进一步优化，资源节约集约和高效利用水平进一步提升，绿色矿业发展取得积极成效，全面落实构筑长江黄河上游生态安全屏障要求，基本形成矿产资源勘查开发与生态环境保护协调发展新格局。新增天然气资源量≥10000亿立方米。

到2035年，**建设完成国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地**，形成攀西钒钛磁铁矿、川南煤炭煤层气和川西锂矿资源产业集群。全省重要矿产资源量明显增加，矿业空间布局更加科学，矿山规模结构更趋合理，基本实现重要矿产资源稳定供应。矿产资源利用技术实现新突破，资源利用效率显著提升。矿政管理机制更加完善，基本实现矿产资源领域治理体系和治理能力现代化。生态保护、资源开发与民生改善协调发展，矿业走上内涵式、集约型、绿色化的高质量发展新路子，有力支撑“碳达峰、碳中和”战略目标的实施。

本项目属于石油天然气行业的试采项目，本项目的建设有利于评价下一步天然气清洁能源的开采供应，保障资源储量的稳定增长。因此，本项目建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》的相关要求。

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

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

表2.7-14 与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **文件内容** | **本项目情况** | **符合性** |
| ···到2025年，实现天然气、煤、石灰岩、地热等矿产资源储量稳步增长··· | 本项目属于天然气勘探及试采项目，位于宣汉县 | 符合 |
| 到2035年，实现天然气（页岩气）找矿取得重大突破，加快建设万达开天然气锂钾综合利用集聚区，打造天然气、锂钾等千亿级特色产业集群，推进砂石资源基地建设 | 符合 |
| 重点开采矿种：天然气、炼焦用煤、地热、石灰岩、砂岩及钾盐。在符合准入条件的前提下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力 | 符合 |
| 中部能源化工勘查开发区。包括宣汉县、开江县。加强天然气、页岩气勘探开发，提升天然气资源综合利用水平 | 符合 |

综上所述，本项目符合《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》要求。

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

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

表2.7‑145 与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析表

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

综上所述，本项目符合《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》要求。

### 与环保政策及规定的符合性分析

#### 项目与相关大气污染防治规范符合性分析

本项目与相关大气污染防治相关法规、规范符合性分析见下表。

表2.7‑7 本项目与相关大气污染物防治规范符合性分析表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **法规、规范** | **相关要求** | **对照分析** | **是否符合** |
| 《中华人民共和国大气污染防治法》 | 施工单位应当在施工工地设置硬质围挡，并采取覆盖、分段作业、择时施工、洒水抑尘、冲洗地面和车辆等有效防尘降尘措施。建筑土方、工程渣土、建筑垃圾应当及时清运；在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。工程渣土、建筑垃圾应当进行资源化处理。  钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放 | 本项目钻前作业采取洒水降尘等措施，备用柴油发电机采用清洁柴油，废气能达标排放。 | 符合 |
| 大气污染防治行动计划 | 加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，建设工程施工现场应全封闭设置围挡墙，严禁敞开式作业，施工现场道路应进行地面硬化。渣土运输车辆应采取密闭措施，并逐步安装卫星定位系统。推行道路机械化清扫等低尘作业方式。  开展餐饮油烟污染治理。城区餐饮服务经营场所应安装高效油烟净化设施，推广使用高效净化型家用[吸油烟机](https://baike.baidu.com/item/%E5%90%B8%E6%B2%B9%E7%83%9F%E6%9C%BA/5803775?fromModule=lemma_inlink" \t "https://baike.baidu.com/item/_blank) | 符合 |

从以上分析可以看出，本项目的建设符合大气污染防治相关法规、规范相关要求。

#### 与相关土壤污染防治行动计划符合性

项目与土壤污染防治行动计划“国发〔2016〕31号”及《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》符合性如下表：

表2.7‑8 与土壤污染防治行动计划符合性

| **土壤污染防治行动计划** | **相关要求** | **本项目情况** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号） | 自2017年起，对拟收回土地使用权的有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，由土地使用权人负责开展土壤环境状况调查评估 | 不属于回收土地使用权的项目 | 符合 |
| 排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用 | 不涉及重点污染物的排放 | 符合 |
| 严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业 | 不涉及 | 符合 |
| 加强电器电子、汽车等工业产品中有害物质控制。有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业拆除生产设施设备、构筑物和污染治理设施，要事先制定残留污染物清理和安全处置方案，并报所在地县级环境保护、工业和信息化部门备案；要严格按照有关规定实施安全处理处置，防范拆除活动污染土壤。 | 不属于电器电子、汽车等行业 | 符合 |
| 继续淘汰涉重金属重点行业落后产能，完善重金属相关行业准入条件，禁止新建落后产能或产能严重过剩行业的建设项目 | 不属于涉重企业 | 符合 |
| 土壤污染防治行动计划四川省工作方案 | 严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解、涉重等行业企业。 | 不涉及 | 符合 |

经上表分析，项目建设与《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31号）相符。

#### 项目与相关水污染防治行动计划符合性分析

本项目与水污染防治行动计划符合性分析见下表。

表2.7‑9 本项目与相关水污染物防治规范符合性分析表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **法规、规范** | **相关要求** | **对照分析** | **是否符合** |
| 水污染防治行动计划 | 全面排查装备水平低、环保设施差的小型工业企业。2016年底前，按照水污染防治法律法规要求，全部取缔不符合国家产业政策的小型造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目。  制定造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副食品加工、原料药制造、制革、农药、电镀等行业专项治理方案，实施清洁化改造。新建、改建、扩建上述行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量置换。 | 本项目为天然气勘探及试采项目，不属于上述严重污染水环境的生产项目，本项目废水处理后大部分回用，剩余部分回注处理，不外排。 | 符合 |
| 水污染防治行动计划四川省工作方案 | 环境保护、经济和信息化部门联合制定造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副食品加工、原料药制造、制革、农药、电镀和磷化工等行业专项治理方案并组织实施；新建、改建、扩建上述行业的建设项目执行氨氮、化学需氧量等量或减量置换。  从严控制新建、改建、扩建涉磷行业的项目建设，总磷超标地方执行总磷排放减量置换，2017 年底前，所有涉磷重点工业企业应完善厂区冲洗水和初期雨水收集系统，落实涉磷矿山渣场和尾矿库的防渗、防风、防洪措施，建设规范的雨水收集池、回水池、渗滤液收集池和应急污水处理系统，并推进安装总磷在线监控装置。 | 符合 |
| 关于加强长江黄金水道环境污染防控治理的指导意见 | 落实主体功能区战略，实施差别化的区域产业政策。科学划定岸线功能分区边界，严格分区管理和用途管制。坚持“以水定发展”，统筹规划沿江岸线资源，严控下游高污染、高排放企业向上游转移。除在建项目外，严禁在干流及主要支流岸线1公里范围内新建布局重化工园区，严控在中上游沿岸地区新建石油化工和煤化工项目。 | 符合 |

综上，项目建设符合《水污染防治行动计划》《〈水污染防治行动计划〉四川省工作方案》《关于加强长江黄金水道环境污染防控治理的指导意见》的要求。

#### 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

2023年11月30日，国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知国发〔2023〕24号，本项目与其符合性分析见下表。

表2.7‑10 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析一览表

| **项目** | **相关要求** | **本项目情况** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 二、优化产业结构，促进产业产品绿色升级 | 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。涉及产能置换的项目，被置换产能及其配套设施关停后，新建项目方可投产。  严禁新增钢铁产能。推行钢铁、焦化、烧结一体化布局，大幅减少独立焦化、烧结、球团和热轧企业及工序，淘汰落后煤炭洗选产能；有序引导高炉—转炉长流程炼钢转型为电炉短流程炼钢。到2025年，短流程炼钢产量占比达15%。京津冀及周边地区继续实施“以钢定焦”，炼焦产能与长流程炼钢产能比控制在0.4左右。 | 本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目，符合产业政策，不涉及钢铁、焦化、烧结等产业 | 符合 |
| 三、优化能源结构，加速能源清洁低碳高效发展 | 大力发展新能源和清洁能源。到2025年，非化石能源消费比重达20%左右，电能占终端能源消费比重达30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。 | 本项目为天然气勘探试采工程，利于增加天然气供应 | 符合 |

综上，项目建设符合《空气质量持续改善行动计划》的要求。

#### 与《“十四五”噪声污染防治行动计划》的符合性分析

本项目与噪声污染防治行动计划符合性分析见下表。

表2.7‑11 与《“十四五”噪声污染防治行动计划》符合性分析表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 法规、规范 | 相关要求 | 对照分析 | 是否符合 |
| 噪声污染防治行动计划 | 优化噪声敏感建筑物建设布局。在交通干线两侧、工业企业周边等地方建设噪声敏感建筑物，应间隔一定距离，提出相应规划设计要求。科学规划住宅、学校等噪声敏感建筑物位置，避免受到周边噪声的影响；中小学校合理布置操场等课外活动场地，加强校内广播管理，降低对周边环境的影响。噪声敏感建筑物隔声设计、检测、验收等应符合建筑环境通用规范、民用建筑隔声设计规范等相关标准要求。  树立工业噪声污染治理标杆。排放噪声的工业企业应切实采取减振降噪措施，加强厂区内固定设备、运输工具、货物装卸等噪声源管理，同时避免突发噪声扰民。鼓励企业采用先进治理技术，打造行业噪声污染治理示范典型。中央企业要主动承担社会责任，切实发挥模范带头和引领示范作用，创建一批行业标杆  推广低噪声施工设备。制定房屋建筑和市政基础设施工程禁止和限制使用技术目录，限制或禁用易产生噪声污染的落后施工工艺和设备。2023年5月底前，发布低噪声施工设备指导目录。 | 本项目周边200m范围内无学校、医院等噪声敏感建筑物，钻井优先使用网电，施工和试采期均采用符合要求的低噪声设备和工艺。 | 符合 |
| 四川省噪声污染防治行动计划实施方案 | 优化噪声敏感建筑物建设布局。优化社区周边配套设施建设布局，防止、减轻噪声污染对周边敏感建筑物的影响。新建噪声敏感建筑物时，建设单位应全面执行绿色建筑标准，合理确定建筑物与交通干线等的防噪声距离，落实隔声减噪措施。中小学合理布置操场等课外活动场地，加强校内广播管理，降低对周边环境的影响。噪声敏感建筑物室内噪声和隔声设计、检测、验收等应符合建筑环境通用规范、民用建筑隔声设计规范等相关标准要求。  加强重点企业噪声监管。严格落实国家关于工业噪声排污许可管理要求，依法核发排污许可证或进行排污登记，并加强监管。市（州）生态环境主管部门编制本行政区域噪声重点排污单位名录，并按要求发布和更新。噪声重点排污单位应制定噪声削减计划，减少对周边噪声敏感建筑物集中区域的影响；依法开展噪声自动监测，及时与生态环境主管部门的监控设备联网。  打造工业企业噪声污染治理标杆。鼓励工业企业采用先进治理技术，打造行业噪声污染治理典型示范。中央企业、国有企业、行业龙头企业要主动承担社会责任，切实发挥模范带头和引领示范作用，创建一批行业标杆。 | 符合 |
| 《“十四五”噪声污染防治行动计划》 | 严格落实噪声污染防治要求。制定修改相关规划、建设对环境有影响的项目时，应依法开展环评，对可能产生噪声与振动的影响进行分析、预测和评估，积极采取噪声污染防治对策措施。建设项目的噪声污染防治设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。督促建设单位依法开展竣工环境保护验收，加大事中事后监管力度，确保各项措施落地见效。 | 本项目依法开展环评，对可能产生的噪声进行了影响预测与评估，并提出了相应的防治措施。建设单位在建设时将落实噪声污染防治设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的要求，同时在施工期与试采期将开展定期监测，确保措施落地见效。 | 符合 |
| 推广低噪声施工设备。制定房屋建筑和市政基础设施工程禁止和限制使用技术目录，限制或禁用易产生噪声污染的落后施工工艺和设备。 | 本项目所使用的设备及施工工艺均不属于限制或禁用易产生噪声污染的落后施工工艺和设备。 | 符合 |
| 落实管控责任。修订建设工程施工合同示范文本，明确建设单位、施工单位噪声污染防治责任和任务措施等要求。施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺。鼓励噪声污染防治示范工地分类分级管理，探索从评优评先、资金补贴等方面，推动建筑施工企业加强噪声污染防治。 | 评价要求施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺，确保项目施工不扰民。 | 符合 |

综上所述，本项目的建设与《“十四五”噪声污染防治行动计划》相符。

#### 与《长江经济带生态环境保护规划》的符合性分析

根据《长江经济带生态环境保护规划》专栏11城乡环境综合整治-大气污染治理：开展燃煤电厂超低排放和节能改造。……建设完善天然气输送管道、城市燃气管网、天然气储气库、城市调峰站储气罐等基础设施，实施民用部门“煤改电”“煤改气”工程。本工程属于天然气勘探及试采建设项目，属于天然气输送管道前置工程，符合建设完善天然气输送管道的要求。

因此，本工程的建设符合《长江经济带生态环境保护规划》要求。（1）与《中华人民共和国长江保护法》（中华人民共和国主席令 第六十五号）的符合性分析

根据《中华人民共和国长江保护法》，“禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。”本项目位于宣汉县，距离最近的河流后河不属于长江干流、重要支流，且项目为天然气勘探及试采项目，不设置尾矿库，不属于化工项目、尾矿库项目，故项目建设不违背《中华人民共和国长江保护法》的要求。

（2）与《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）符合性

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条指出：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提供天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整，本项目属于天然气勘探及试采项目，项目的建设能够改善川渝地区区域大气环境质量，符合《长江经济带生态环境保护规划》要求。

（3）与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》及《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

根据《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》，“8.禁止在长江干流、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一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。9.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。11.禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。”本项目位于宣汉县，距离最近河流后河不属于长江干流、重要支流，且项目为天然气勘探及试采项目，不设置尾矿库，不属于化工项目、尾矿库项目，项目不在长江干流、重要湖泊岸线一公里范围内，也不属于上述禁止建设的项目，符合《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》管控要求。

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）》对比分析详见下表。

表2.7‑12 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）》对比分析表

| **序号** | **污染防治技术政策要求** | **本工程内容** | **符合性分析** |
| --- | --- | --- | --- |
| 第五条 | 禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，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。 | 本工程不属于该类项目。 | 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》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。 | 本工程不属于该类项目。 | 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。自然保护区内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。 | 本工程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其他建筑物。 | 本工程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，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖活动。  饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。 | 本工程不在当地集中式饮用水源保护区范围内。 | 符合 |
| 第十二条 | 禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。 | 本工程不在当地水产种质资源保护区范围内。 | 符合 |
| 第十三条 | 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。 | 本工程不涉及当地湿地公园。 | 符合 |
| 第十四条 | 第十四条禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。 | 本工程不在《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。 | 符合 |
| 第十五条 | 禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。 | 本工程不在《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。 | 本工程不涉及排污口。 | 符合 |
| 第十七条 | 禁止在长江干流、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。 | 本工程不涉及捕捞，不涉及水域施工。 | 符合 |
| 第十八条 | 禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。 | 本工程不属于化工园区和化工项目。 | 符合 |
| 第十九条 | 禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。 | 本工程不属于尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库项目。 | 符合 |
| 第二十条 | 禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库﹑冶炼渣库、磷石膏库。 | 本工程不属于尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库项目。 | 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。 | 本工程不属于钢铁、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。 | 本工程符合国家产业规划。 | 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。 | 本工程为鼓励类项目。 | 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。 | 本工程不属于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。 | 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）。 | 本工程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。 | 本工程不属于不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。 | 符合 |

通过本项目内容与《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）》中各项内容进行对比分析，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。

#### 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的符合性分析

本项目与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的符合性分析见下表：

表2.7‑13 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的符合性分析一览表

| **序号** | **条例要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| （1） | 第九十九条：违反本条例规定，未按照规定设置下泄生态流量在线监控、监测装置，未按照规定与水行政主管部门的监管平台联网的，由县级以上地方人民政府水行政主管部门责令限期改正，处二万元以上二十万元以下罚款；逾期不改正的，责令停产整治。 | 本项目不属于需设置下泄生态流量在线监控、监测装置的项目。 | 符合。 |
| （2） | 第一百条：违反本条例规定，在嘉陵江流域未依法取得许可从事采砂活动，或者在禁止采砂区和禁止采砂期从事采砂活动的，由县级以上地方人民政府水行政主管部门责令停止违法行为，没收违法所得以及用于违法活动的船舶、设备、工具，并处货值金额二倍以上二十倍以下罚款；货值金额不足十万元的，并处二十万元以上二百万元以下罚款；已经取得河道采砂许可证的，吊销河道采砂许可证。 | 本项目不属于采砂项目，不涉及采砂。 | 符合 |
| （3） | 第一百零一条：违反本条例规定，未按照规定对医疗卫生机构、传染病疫情防控期间集中医学观察点产生的污水、传染病病人或者疑似传染病病人的排泄物，进行严格消毒，或者未达到国家规定的排放标准，排入污水处理系统的，由卫生健康主管部门或者生态环境主管部门按照各自的职责责令限期改正，给予警告，并处五千元以上一万元以下罚款；逾期不改正的，处一万元以上三万元以下罚款；造成传染病传播或者环境污染事故的，由原发证部门暂扣或者吊销执业许可证件或者经营许可证件；构成犯罪的，依法追究刑事责任。 | 本项目不属于医疗企业。 | 符合 |
| （4） | 第一百零二条：违反本条例规定，向水体以投放化肥、粪便、动物尸体（肢体、内脏）、动物源性饲料等污染水体的方式从事水产养殖的，由县级以上地方人民政府生态环境主管部门责令停止违法行为，处一万元以上十万元以下罚款。 | 本项目所产生的生产废水均回用或预处理后回注，生活污水经收集后均由密闭罐车定期拉运至当地污水处理厂处理，不外排，不属于水产养殖业项目。 | 符合 |
| （5） | 第一百零三条：违反本条例规定，有下列行为之一的，由负责海事管理的机构按下列规定处罚：  （一）船舶装载运输油类或者有毒货物，未制定防止船舶溢漏应急预案的，或者未采取防溢流、防渗漏、防坠落等措施的；发生海损事故或者货物落水事故未立即采取措施控制和消除污染以及迟报、谎报、漏报、瞒报的，责令停止违法行为，处一万元以上十万元以下罚款；造成水污染的，责令限期采取治理措施，消除污染，处二万元以上二十万元以下罚款；逾期不采取治理措施的，可以指定有治理能力的单位代为治理，所需费用由船舶经营者承担；  （二）船舶经营者未将餐厨垃圾贮存在专门的容器中，收集上岸集中处置的，或者未如实记录处置情况的，责令改正，处二千元以上二万元以下罚款。 | 本项目不涉及船舶运输。 | 符合 |
| （6） | 一百零四条：因污染嘉陵江流域环境、破坏嘉陵江流域生态造成他人损害的，侵权人应当承担侵权责任。  违反国家和本省规定造成嘉陵江流域生态环境损害的，国家规定的机关或者法律规定的组织有权请求侵权人承担修复责任、赔偿损失和有关费用。 | 本项目不属于污染损害嘉陵江流域环境、破坏嘉陵江流域生态造成他人损害的建设项目。 | 符合 |
| （7） | 第一百零五条：对嘉陵江流域污染环境、破坏生态，损害公共利益的行为，法律规定的机关和符合条件的社会组织可以依法向人民法院提起诉讼。 | 本项目采取对应的环境保护措施，不会对嘉陵江流域污染环境、破坏生态。 | 符合 |

综上所述，本项目与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》相符。

#### 与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

本项目与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析见下表：

表2.7‑14 与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析一览表

| **序号** | **规划要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| （1） | ···落实国土空间开发保护格局。以达川区、通川区、大竹县为重点开发区域，加快推进中心城市发展，优化城市空间布局，重点发展清洁能源、天然气化工、农产品加工业，加强生态环境保护和流域综合整治··· | 本项目属于天然气勘探及试采项目。 | 符合。 |
| （2） | ···加强清洁能源示范建设，实施中国“气大庆”建设行动，推进国家天然气综合开发利用示范区建设，提高天然气就地转化效率，进一步提高非化石能源供给及其在能源消费结构中的比例··· | 本项目属于天然气勘探及试采项目。 | 符合 |
| （3） | ···加强矿产资源综合利用，合理开发利用煤炭、天然气、页岩气、卤水等矿产资源··· | 本项目属于天然气勘探及试采项目。 | 符合 |
| （4） | ···加强矿山开采、天然气勘探开发全过程环境管理··· | 本项目在施工及试采期均严格落实各项环境保护措施，全过程加强对环境的管理。 | 符合 |
| 5 | ···重点支持普光经济开发区开展天然气钻井岩屑资源化利用··· | 本项目所产生的钻井岩屑均得到妥善的资源化利用。 | 符合 |

综上所述，本项目与《达州市“十四五”生态环境保护规划》相符。

#### 与《地下水管理条例》的符合性分析

2021年9月15日国务院第149次常务会议通过，2021年10月29日公布，自2021年12月1日起施行的《地下水管理条例》，本项目与其符合性分析见表2.7-6。通过对比分析，本项目符合该条例的相关要求。

表2.7‑15 与《地下水管理条例》符合性分析

| **序号** | **相关要求（摘录）** | **本项目情况** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。开挖深度和排水规模由省、自治区、直辖市人民政府制定、公布。 | 本项目采取了严格措施（不涉及浅层钻、分区防渗等）防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。 | 符合 |
| 2 | 禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：  （一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；  （二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；  （三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；  （四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为 | 本项目制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染。 | 符合 |
| 3 | 企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：  （一）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；  （二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；  （三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；  （四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；  （五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施 | （一）本项目依法编制的环境影响评价文件中，包括了地下水污染防治的内容，并采取了防护性措施；  （二）本项目不属于化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位；  （三）本项目没有地下油罐，同时项目采取了分区防渗措施；  （四）本项目设置的危险废物暂存区采取了重点防渗措施，满足防水、防渗漏、防流失的要求；  （五）本项目落实了法律、法规规定的应当采取的其他防止地下水污染的措施。 | 符合 |
| 4 | 在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目 | 本项目不在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域。 | 符合 |

综上所述，本项目的建设与《地下水管理条例》相符。

#### 项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

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

表2.7‑16 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

| **方案中与本项目有关的具体要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- |
| 4.强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。 | 本项目为天然气钻井及试采工程项目，在试采期间将全密闭输气，本项目试采工程中将对异常超压和检修时不具备利用条件的天然气，通过放空立管进行充分燃烧。 | 符合 |
| 6.推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。 | 本项目将根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。同时在试采期还将加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH4的逸散。 | 符合 |

综上所述，本项目与《甲烷排放控制行动方案》相符合。

#### 项目与《四川省土壤污染防治条例》符合性分析

根据四川省第十四届人民代表大会常务委员会第二次会议于2023年3月30日通过，自2023年7月1日起施行的《四川省土壤污染防治条例》，本项目与其符合性分析如下：

表2.7‑17 与《四川省土壤污染防治条例》符合性分析

| **条例中与本项目有关的具体要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- |
| 第二十三条 输油管、加油站、排污管、地下储罐、填埋场和存放或者处理有毒有害物质的地下水池、半地下水池等设施设备的设计、建设、使用应当符合防腐蚀、防渗漏、防挥发等要求，设施设备的所有者和运营者应当对设施设备定期开展腐蚀、泄漏检测，防止污染土壤和地下水 | 本项目为天然气钻井及试采工程项目，本项目对设置的危险废物暂存区、废水储存设施等均采取了重点防渗措施，满足防腐蚀、防渗漏、防挥发等要求。 | 符合 |
| 第二十八条 页岩气勘探开发单位应当采用先进清洁生产技术，减少勘探、开采、封井、回注等环节中污染物的产生和排放；开展页岩气开发区域土壤及地表水、地下水污染状况监测，对产生的废弃钻井液、废水、岩屑、污油等污染物进行无害化处置和资源化利用，防止有毒有害物质污染土壤及地表水、地下水。 | 本项目为致密天然气井的勘探开发项目，不属于页岩气井的探勘开发。 | 符合 |
| 第四十七条 建设用地有下列情形之一的，土地使用权人应当按照国家、省有关规定开展土壤污染状况调查：  （一）有色和黑色金属矿采选、有色和黑色金属冶炼、石油和天然气开采、石油加工、化学原料和化学制品制造、汽车制造以及铅蓄电池、焦化、电镀、制革、电子废弃物拆解、垃圾焚烧等行业企业关停、搬迁的； | 本项目天然气侧钻井及试采工程项目，在后期天然气井停产时的闭井期，将进行封井和土地复垦作业，同时还将按要求对项目所在地开展土壤污染状况调查。 | 符合 |

综上所述，本项目与《四川省土壤污染防治条例》相符合。

#### 项目与《四川省工矿用地土壤环境管理办法》符合性分析

2023年12月22日四川省生态环境厅、四川省经济和信息化厅、四川省自然资源、四川省住房和城乡建设厅联合发布了《四川省工矿用地土壤环境管理办法》（川环规〔2023〕7号），2024年2月1日起施行，根据“办法”，本办法适用于四川省行政区域内从事工业、矿业生产经营活动的土壤污染重点监管单位用地土壤和地下水的环境现状调查、环境影响评价、污染防治设施的建设和运行管理、土壤污染隐患排查、环境监测和风险评估、污染应急、风险管控和修复等活动，以及相关生态环境监督管理。本项目为天然气勘探试采，不属于有色金属矿采选、有色金属冶炼、黑色金属矿采选、黑色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、化学制药、铅蓄电池、汽车制造、废弃电器电子产品处理、报废机动车回收拆解等行业，不属于土壤污染重点监管单位，因此不违背《四川省工矿用地土壤环境管理办法》（川环规〔2023〕7号）管控要求。

### “三线一单”符合性分析

2021年12月27日，四川省生态环境厅办公室发布了“关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知”（川环办函〔2021〕469号），根据该文件，区外的污染影响类项目以及上位规划环评中未论述规划与“三线一单”的协调性的生态类项目均应从空间符合性以及管控要求两方面分析与“三线一单”的符合性。

本项目兼具生态影响及污染影响的特点，且位于园区外，上位规划也未论述项目与“三线一单”的协调性，故本项目从空间符合性分析以及管控要求两个方面分析其与“三线一单”的协调性。

1、空间符合性分析

（1）项目所属环境管控单元情况

项目位于达州市宣汉县\*\*\*境内，通过查询四川省“三线一单”符合性分析平台（[三线一单冲突分析sczwfw.gov.cn)](https://www.sczwfw.gov.cn/tftb/jmopenpub/jmopen_files/webapp/html5/sxydctfx/index.html?areaCode=510000000000)，项目主要涉及的环境综合管控单元共1个，即宣汉县一般管控单元（管控类别为一般管控单元，管控单元编号ZH51172230001）；涉及的环境要素管控区共2个，即州河-宣汉县-张鼓坪-控制单元（管控类别为水环境一般管控区，管控单元编号YS5117223210001）和宣汉县大气环境布局敏感重点管控区（管控类别为大气环境布局敏感重点管控区，管控单元编号YS5117223310001）。

\*\*\*

图2.7‑3 项目所在区域涉及的分区管控单元情况示意图

\*\*\*

图2.7‑4 本项目在四川省“三线一单”查询系统的查询结果截图

表2.7‑18 项目涉及环境管控单元表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **环境管控单元编码** | **环境管控单元名称** | **所属市（州）** | **所属区县** | **准入清单类型** | **管控类型** |
| YS5117222320001 | 宣汉县大气环境布局敏感重点管控区 | 达州市 | 宣汉县 | 大气环境管控分区 | 大气环境布局敏感重点管控区 |
| YS5117223210002 | 州河-宣汉县-张鼓坪-控制单元 | 达州市 | 宣汉县 | 水环境管控分区 | 水环境一般管控区 |
| ZH51172230001 | 宣汉县一般管控单元 | 达州市 | 宣汉县 | 环境综合管控单元 | 环境综合管控单元一般管控单元 |

\*\*\*

图2.7‑5 项目与达州市环境管控单元位置关系图

（2）与生态保护红线、生态空间的位置关系

1）与生态保护红线位置关系

本项目位于四川省达州市宣汉县\*\*\*境内，根据四川省生态环境厅三线一单系统查询结果可知，项目不涉及四川省生态保护红线区域范围。

\*\*\*

图2.7‑6 本项目与四川省生态保护红线位置关系图

\*\*\*

图2.7‑7 项目与达州市生态保护红线位置关系图

\*\*\*

图2.7‑8 项目与区域生态空间分区位置关系图

2）与生态空间位置关系

本项目位于四川省达州市宣汉县\*\*\*境内，根据四川省生态环境厅三线一单系统查询结果可知，项目不涉及一般生态空间。

\*\*\*

图2.7‑9 项目与达州市一般生态空间位置关系图

2、管控要求符合性分析

（1）与“三线一单”相关要求符合性分析

根据四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知（川环办函〔2021〕469号）及四川省“三线一单”符合性分析系统（三线一单冲突分析（sczwfw.gov.cn）），项目主要涉及环境管控单元3个，具体管控单元见下表。

项目位于一般管控单元区域，本项目不在达州市生态保护红线范围内，也不在四川省其他生态空间范围内，本项目与“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

表2.7‑19 项目与“三线一单”相关要求的符合性分析表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **“三线一单”的具体要求** | | | | **项目对应情况介绍** | **符合性分析** |
| **类别** | | | **对应管控要求** |
| ZH51172230001，宣汉县一般管控单元 | 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：**  **-**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。  -禁止在永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。  -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。  **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。  --大气环境布局敏感重点管控区：（1）坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，严格落实国家和四川省产业规划、产业政策、规划环评，以及产能置换、煤炭消费减量替代、区域污染物削减等要求，坚决叫停不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。（2）提升高耗能项目能耗准入标准，能耗、物耗要达到清洁生产先进水平。严禁新增钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等产能。  -大气弱扩散重点管控区：强化落后产能退出机制，对能耗、环保、安全、技术达不到标准，生产不合格或淘汰类产品的企业和产能，依法予以关闭淘汰，推动重污染企业搬迁入园或依法关闭。对长江及重要支流沿线存在重大环境安全隐患的生产企业，加快推进就地改造异地迁建、关闭退出。开展差别化环境管理，对能耗、物耗、污染物排放等指标提出最严格管控要求，倒逼竞争乏力的产能退出。支持现有钢铁、水泥、焦化等废气排放量大的产业向有刚性需求、具有资源优势、环境容量允许的地区转移布局。  -水环境农业污染重点管控区：（1）稳步推进建制镇污水处理设施建设，适当预留发展空间，宜集中则集中，宜分散则分散。农村生活污水处理设施排水执行《农村生活污水处理设施水污染物排放标准》（DB 512626-2019）要求。（2）深入推进化肥减量增效。鼓励以循环利用与生态净化相结合的方式控制种植业污染，农企合作推进测土配方施肥。  **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：**  新建矿山全部达到绿色矿山建设要求，生产矿山加快改造升级，逐步达到要求。 | **禁止开发建设活动的要求：**  -项目未位于长江干支流1公里范围内，且不属于新建、扩建化工园区和化工项目。  -项目不属于矿山项目，且未位于法律法规规定的禁采区；不属于土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源项目。  -项目涉及永久基本农田，天然气钻井属于地下资源决定地面井口布置项目，属于法律规定的重点建设项目，且选址确实无法避让。  -项目严禁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。  项目不设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。  项目不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，也不新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。  **限制开发建设活动的要求：**  -项目不属于水泥产能项目。  拟新增：  -项目不涉及法定保护地。  -项目不属于水泥产能项目。  -项目不位于大气环境布局敏感重点管控区。  -项目不位于大气弱扩散重点管控区；  -项目不位于水环境农业污染重点管控区；  **不符合空间布局要求活动的退出要求：**  -项目不属于水泥企业。  -项目不属于畜禽养殖场。  -项目不属于“散乱污”企业。  **其他空间布局约束要求：**  本项目按照《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）建设要求建设。 | 符合 |
| 污染物排放管控 | **允许排放量要求**  **/**  **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。 | **允许排放量要求**  **/**  **现有源提标升级改造：**  -项目不涉及乡镇污水处理设施升级改造。  -项目不涉及重金属废水排放。  -项目不属于火电、水泥等行业。  -项目不属于砖瓦行业。  **其他污染物排放管控要求：**  -项目所有废水均不外排。  -项目不涉及大气总量控制指标。  -项目不属于屠宰项目。  -项目严格落实深化施工扬尘监管，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。  -项目所有废水均妥善处置。  -项目施工期生活垃圾交由环卫部门妥善处置，试采期无生活垃圾产生。  -项目不属于农业类项目。  -项目不属于化畜禽养殖场（小区）。  -项目不涉及废旧农膜。 | 符合 |
| 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。 | 本项目严格落实风险防控措施，普光分公司建立了环境突发事故应急预案体。  此外，本项目施工期产生的生活垃圾交由环卫部门处置，本项目水基钻井固废经泥浆不落地工艺固液分离后在泥浆不落地装置附近设置钻井固废暂存区由废渣收集罐收集后临时暂存，及时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。仅三开段涉及油基钻井，产生的油基钻井废泥浆及岩屑由危废暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物）暂存，定期交由资质单位处置。本项目不涉及尾矿库、排土场和渣场等，也不使用农药，污染物均不会进入农田。 | 符合 |
| 资源开发效率 | **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**  **/** | 项目为天然气勘探及试采工程，不涉及农田灌溉，不开采地下水，天然气属于清洁能源，符合推进清洁能源的推广使用。  本项目不涉及燃煤设施，不涉及焚烧秸秆和垃圾，不位于禁燃区内。 | 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-其他参照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**  / | 本项目为天然气勘探及试采工程，位于四川省主体功能区划中的农产品主产区，不属于大规模高强度工业化城镇化开发，不涉及有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等，根据普适性分析，符合空间布局要求。 | 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**  / | 本项目不位于大气环境布局敏感和弱扩散重点管控区内，根据普适性分析，符合管控要求。 |
| 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**  / | 根据普适性分析，符合管控要求。 |
| 资源开发效率 | **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**  / | 根据普适性分析，符合管控要求。 |
| YS5117223210002，州河-宣汉县-张鼓坪-控制单元 | 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：**  不再新建、改扩建开采规模在50万吨/年以下的磷矿，不再新建露天磷矿  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 | 本项目为天然气勘探及试采工程，不属于磷矿。 | 符合 |
| 污染物排放管控 | **城镇污水污染控制措施要求：**  1、持续推进环保基础设施补短板，完善污水收集处理系统。2、保障乡镇污水收集处理设施顺畅运行。3、推进污水直排口排查与整治，落实“一口一策”整改措施。  **工业废水污染控制措施要求：**  1、落实主要污染物排放总量指标控制要求，加强入河排污口登记、审批和监督管理。2、强化流域内工业点源、规模化畜禽养殖场运行监管，避免偷排、漏排。  **农业面源水污染控制措施要求：**  1、推进农村污染治理，稳步农村污水处理设施建设，适当预留发展空间，宜集中则集中，宜分散则分散。大力推进农村生活垃圾就地分类减量 和资源化利用，因地制宜选择农村生活垃圾治理模式。严格做好“农家乐”、种植采摘园等范围内的生活及农产品产生污水及垃圾治理。2、以环境承载能力为约束，合理规划水产养殖空间及规模；推进水产生态健康养殖，加强渔业生产过程中抗菌药物使用管控。推进水产养殖治理，水产养殖废水应处理达到《四川省水产养殖业水污染物排放标准》后排放；实施池塘标准化改造，完善循环水和进排水处理设施；推进养殖尾水节水减排。3、以环境承载能力为约束，合理规划畜禽养殖空间及规模；推进畜禽粪污分类处置，根据排放去向或利用方式的不同执行相应的标准规范。不断提高畜禽养殖粪污资源化利用率及利用水平；设有污水排放口的规模化畜禽养殖场应当依法申领排污许可证。4、推进化肥、农药使用量“零增长”，逐步推进农田径流拦截及治理。 | 本项目不涉及城镇污水和农业面源，产生的废水均不外排。 | 符合 |
| 环境风险防控 | 进一步完善工业企业和矿山环境风险防范和管理体系建设，开展企业风险隐患排查与风险评估，增强企业的环境风险意识，守住环境安全底线。落实“一河一策一图”风险管理和应急响应方案，提升风险应急管理水平。 | 本项目严格落实风险防控措施，普光分公司建立了环境突发事故应急预案体。 | 符合 |
| 资源开发效率 | 强化种植业节水；推进农村污水分质资源化利用。 | 本项目为天然气试采，不涉及左述管控要求。 | 符合/ |
| YS5117223310001，宣汉县大气环境布局敏感重点管控区 | 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  1、坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，严格落实国家和四川省产业规划、产业政策、规划环评，以及产能置换、煤炭消费减量替代、区域污染物削减等要求，坚决叫停不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目2、严禁新增钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等产能.  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  / | 本项目为天然气勘探及试采工程，不属于高耗能、高排放、低水平项目。 | 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  减少工业化、城镇化对大气环境的影响，严格执行国家、省、市下达的相关大气污染防治要求。 | 本项目环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级，严格执行国家、省、市下达的相关大气污染防治要求。 | 符合 |
| 环境风险防控 | / | / | / |
| 资源开发效率 | / | / | / |

根据以上分析，项目的建设符合区域“三线一单”的管控要求。

3、与《关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）符合性分析

表2.7‑20 与（川府发〔2020〕9号）符合性分析

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **分区** | **通知要求** | **本项目情况** | **符合性** |
| 川东北经济区 | 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。 | 本项目为天然气勘探及试采项目，废水均不外排，不涉及农村面源污染和乡镇污水处理基础设施建设。 | 符合 |
| 建设流域水环境风险联防联控体系。 | 本项目已落实水环境风险联防联控体系。 | 符合 |
| 提高大气污染治理水平。 | 本项目为天然气勘探及试采项目，施工期备用柴油机采用节能环保型柴油动力系统设备（自带消烟除尘装置），并适当提高排气筒高度（6m以上）；试采期依托的水套加热炉所用的燃料气为自产的不含硫天然气通过自带的8m高排气筒排放；系统非正常情况放空的天然气通过15m高的放空火炬燃烧后排放。采取相关措施后，本项目大气污染治理水平较高。 | 符合 |

由上表可知，本项目符合（川府发〔2020〕9号）针对川东北经济区的相关管控要求。

4、与达州市人民政府《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号符合性分析

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环境分区管控的通知》（达市府发〔2021〕17号），结合达州市和宣汉县总体生态环境管控要求，项目与达市府发〔2021〕17号符合性如表2.7‑21所示。

表2.7‑21 与达市府发〔2021〕17号符合性

| **行政区划** | **全市及各县（市、区）总体生态环境管控要求** | **本项目** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 达州市 | 1．对钢铁行业提出严格资源环境绩效水平要求；  2．高污染企业限期退城入园；  3．普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达到国内先进水平；  4．引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求；  5．长江干支流岸线1km范围内，不得新建、扩建化工园区和化工项目；  6．严控产业转移环境准入；  7．造纸等产业污染治理和环境管理应达到国内先进水平。优化制浆造纸产业布局，提升行业清洁生产水平，推动制浆造纸工业向节能、环保、绿色方向发展。 | 本项目为天然气勘探和试采工程，污染防治和环境管理严格按照本环评报告书提出要求进行落实，同时落实中原油田普光分公司日常管理要求，确保本项目各种污染物得到妥善处置，不对项目所在地环境造成影响。 | 符合 |
| 宣汉县 | 1．加强小流域水环境保护，推动农村环保基础设施建设，全面推进农村环境综合整治、生活污水处理项目。大力开展沿河畜禽养殖污染整治，大力推广生态种植，减少农药化肥使用量；  2．打好升级版污染防治攻坚战。持续优化调整产业布局，以PM2.5和臭氧污染协同控制为重点，全面开展VOCs治理，实施移动源整治，持续推进空气质量精细化管理；  3．优化天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业布局，切实做好危险化学品生产、使用、贮运、废弃全过程的安全防范措施，妥善处理好锂钾综合开发产业副产物及“三废”的综合利用途径或处置去向。 | 本项目为天然气勘探和试采工程，不涉及以上总体生态环境管控要求。 | 符合 |

由上表可知，本项目符合达州市生态环境准入总体要求以及宣汉县生态环境准入总体要求。

5、与达州市人民政府办公室《关于加强生态环境分区管控的通知》达市府办函〔2024〕31号符合性分析

根据达州市人民政府办公室《关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号），结合达州市和宣汉县总体生态环境管控要求，项目与达市府发〔2021〕17号符合性如表2.7‑22所示。

表2.7‑22 与达市府发〔2021〕17号符合性

| **行政区划** | **全市及各县（市、区）总体生态环境管控要求** | **本项目** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 达州市 | 1.长江干支流岸线1千米范围内，不得新建、扩建化工园区和化工项目。  2.严控产业转移环境准入。  3．引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。  4.造纸等产业污染治理和环境管理应达到国内先进水平。优化制浆造纸产业布局，提升行业清洁生产水平，推动制浆造纸工业向节能、环保、绿色方向发展。  5．深化成都平原、川南、川东北地区大气污染联防联控工作机制，加强川渝地区联防联控。强化重污染天气区域应急联动机制，深化区域重污染天气联合应对。  6.钢铁行业项目新建应参考达州市“三线一单”生态环境分区管控中钢铁行业资源环境绩效准入门槛；达钢等高污染企业限期退城入园；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达国内先进水平。 | 本项目为天然气勘探和试采工程，不属于化工项目、造纸和钢铁行业，符合产业准入，同时落实中原油田普光分公司日常管理要求，确保本项目各种污染物得到妥善处置，开发污染防治和环境管理等方面要达国内先进水平。 | 符合 |
| 宣汉县 | 1．优化天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业布局，切实做好危险化学品生产、使用、贮运、废弃全过程的安全防范措施，妥善处理好锂钾综合开发产业副产物及“三废”的综合利用途径或处置去向。  2．打好升级版污染防治攻坚战。持续优化调整产业布局，以细颗粒物（PM2.5）和臭氧（O3）污染协同控制为重点，全面开展挥发性有机物（VOCs）治理，实施移动源整治，持续推进空气质量精细化管理；引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。  3．加强小流域水环境保护，推动农村环保基础设施建设，全面推进农村环境综合整治、生活污水处理项目。  4.大力开展沿河畜禽养殖污染整治，大力推广生态种植，减少农药化肥使用量；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达国内先进水平。 | 本项目为天然气勘探和试采工程，不属于天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业，不涉及畜禽养殖等，项目产生的少量VOCs进行了收集处理，不符合产业准入，同时落实中原油田普光分公司日常管理要求，确保本项目各种污染物得到妥善处置，开发污染防治和环境管理等方面要达国内先进水平。 | 符合 |

由上表可知，本项目符合达州市人民政府办公室《关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号）提出的达州市和宣汉县生态环境管控总体要求。

6、与环境准入负面清单的符合性分析

本工程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。

本项目为天然气勘探和试采工程，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，项目施工期和试采期废水不外排，试采期水套加热炉燃烧废气经排气筒排放，放空火炬长明灯烟气通过放空火炬高空排放，污染物排放量较小。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。

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

本项目不涉及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》（川长江办〔2022〕17号）中限制与禁止建设的项目，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）》（川长江办〔2022〕17号）符合性分析如下。

表2.7‑23 与川长江办发〔2022〕17号符合性分析表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **相关要求** | **本项目情况** | **符合性** |
| 1 | 禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州一宜宾一乐山港口群布局以及《重庆港总体规划（2035年）》等省级港口布局规划及市级规划港口总体规划的码头项目。 | 本项目为天然气勘探及试采项目，不属于码头项目。 | 符合 |
| 2 | 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）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），布局规划（2020-2035）》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。禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。 | 本项目不属于过长江通道项目。 | 符合 |
| 3 | 禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。 | 本项目不涉及自然保护区。 | 符合 |
| 4 | 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区资源保护无关的项目。 | 本项目不涉及风景名胜区。 | 符合 |
| 5 | 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。 | 本项目不涉及饮用水水源保护区和准保护区。 | 符合 |
| 6 | 饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。 | 符合 |
| 7 | 饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。 | 符合 |
| 8 | 禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。 | 本项目不涉及水产种质资源保护区。 | 符合 |
| 9 | 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。 | 本项目不涉及国家湿地公园。 | 符合 |
| 10 | 禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。 | 本项目不涉及长江流域河湖岸线。 | 符合 |
| 11 | 禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。 | 本项目不涉及《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区。 | 符合 |
| 12 | 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。 | 本项目各类废水均不外排，不新增或扩大排污口。 | 符合 |
| 13 | 禁止在长江干流、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 |
| 14 | 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。 | 本项目不属于化工项目。 | 符合 |
| 15 | 禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。 | 本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库等的建设。 | 符合 |
| 16 | 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。 | 本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库等的建设。 | 符合 |
| 17 | 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。 | 本项目不涉及钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。 | 符合 |
| 18 | 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）严格控制新增炼油产能，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标准。 | 本项目不涉及左述项目。 | 符合 |
| 19 | 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。 | 本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年）》中鼓励类项目。 | 符合 |
| 20 | 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。 | 本项目不属于严重过剩产能行业。 | 符合 |
| 21 | 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）。 | 本项目不涉及左述所列行业。 | 符合 |
| 22 | 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 |

由上表可知，本项目符合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行、2022年版）（川长江办发〔2022〕17号）的相关要求。

综上，本项目位于达州市四川省达州市宣汉县\*\*\*，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。项目为天然气钻探与试采项目，属于鼓励类项目，项目的建设满足区域“三线一单”的环境管理要求。

### 项目周边饮用水水源地保护区符合性分析

**（1）项目与周边饮用水水源地保护区位置关系**

通过与宣汉县饮用水源地保护区叠图，本项目距宣汉县最近的饮用水水源保护区为明月羊儿沟饮用水水源保护区，项目距明月羊儿沟饮用水水源保护区一级陆域最近距离约为8730m。

通过与通川区饮用水源地保护区叠图，本项目距通川区最近的饮用水水源保护区为罗江库区水源地保护区，根据四川省人民政府下发了《关于同意调整达州市、德阳市饮用水水源保护区的批复》（川府函〔2012〕73号），结合现场调查，罗江库区取水口位于通川区罗江镇红梁村3组州河盐点河段（罗江口水库大坝上游400m附近），一级保护区水域范围为取水点上游1000m，下游至罗江电站大坝内的水库区域，以及水库正常水位线淹没的区域。二级保护区为一级保护区上游边界向上游延伸2500米的水库正常水位线内的水域，以及沿二级保护区水域正常水位线纵深水平距离1000米的陆域（不超过二级水域保护区所在河段的流域分水线）和沿陆域一级保护区边界纵深1000米的陆域（不超过一级水域保护区所在河段的流域分水线）。准保护区为二级保护区上游边界向上游延伸5000米的水库正常水位线内的水域，以及沿水库准保护区水域正常水位线纵深水平距离1000米的陆域（不超过准保护区所在河段的流域分水线）。

本项目距离罗江库区饮用水源保护区准保护区陆域最近距离630m，距离取水口4.3km，本项目位于保护区取水口上游，但施工废水不外排，生活污水全部拉运处理；试采期间气田水进入污水罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站（1号气田水处理站）处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光3井回注站回注处理，不外排。试采期雷页1井试采站设置10人值守，生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。项目施工期及运营期所产废水均不会影响该保护区水质。

**普光气田雷页1井组试验项目**

**（2）项目与《达州市饮用水水源地保护区管理条例》符合性分析**

根据2020年3月31日四川省第十三届人民代表大会常务委员会第十七次会议批准的《关于修改〈达州市集中式饮用水水源保护管理条例〉的决定》修正）（2020年4月2日施行），本项目与其符合性分析如下：

表2.7‑24 与《达州市饮用水水源地保护区管理条例》符合性分析

| **序号** | **条例管理要求** | **项目内容** | **符合性** |
| --- | --- | --- | --- |
| 第十八条 | 集中式饮用水水源保护区内，禁止设置排污口。 | 本项目各类废水均依托处置，不设置排污口。 | 符合 |
| 第十九条 | 集中式地表水饮用水水源准保护区内，应当遵守下列规定 | | |
| （一）禁止新建、扩建造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼砷、炼油、电镀、农药、化工、冶炼等对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量； | 本项目选址选线位于地表水饮用水水源准保护区外，不涉及违反上述规定。 | 符合 |
| （二）禁止设置易溶性、有毒有害废弃物和危险废物的暂存和转运场所；禁止设置生活垃圾和工业固体废物的处置场所，生活垃圾转运站和工业固体废物暂存场所应当设置防护设施； | 符合 |
| （三）禁止进行可能影响饮用水水源水质的天然气、石灰石、盐卤等矿产勘查、开采等活动； | 符合 |
| （四）法律、法规禁止的其他行为。 | 符合 |
| 第二十条 | 集中式地表水饮用水水源二级保护区内，应当遵守下列规定： | | |
| （一）禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目（含排污口不在保护区的建设项目）；已建成的排放污染物的建设项目，由市、县级人民政府责令限期拆除或者关闭；饮用水水源二级保护区内已存在的乡镇（居民聚居点）可以建设生活污水集中处理设施，生活污水经集中处理后排到水源保护区外； | 本项目选址选线位于地表水饮用水水源二级保护区外，不涉及违反上述规定。 | 符合 |
| （二）禁止从事经营性取土和采石（砂）等活动； | 符合 |
| （三）禁止设置畜禽养殖场、养殖小区； | 符合 |
| （四）禁止从事网箱养殖、施肥养鱼、超标准养殖、投放暂存鱼、电鱼、炸鱼、毒鱼等污染饮用水水体的活动； | 符合 |
| （五）禁止使用农药；禁止丢弃农药、农药包装物或者清洗施药器械；限制使用化肥； | 符合 |
| （六）法律、法规和本条例第十九条禁止的其他行为。 | 符合 |
| 第二十一条 | 中式地表水饮用水水源一级保护区内，应当遵守下列规定： | | |
| （一）禁止从事餐饮、旅游、游泳、垂钓或者其他可能污染水体的活动； | 本项目选址选线位于地表水饮用水水源一级保护区外，不涉及违反上述规定。 | 符合 |
| （二）法律、法规和本条例第十九条、第二十条禁止的行为。 | 符合 |

综上所述，本项目选址均不涉及达州市集中式饮用水水源各级保护区，本项目的建设与《达州市饮用水水源地保护区管理条例》相符合。

## 评价内容及时段

1、评价内容

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

（2）运用现状监测与资料收集等手段，对项目所在区域进行环境质量回顾性评价，分析环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境等环境质量变化趋势；

（3）对可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全面深入的分析、预测和评价，同时结合项目选址的合理性，论证产能建设项目的环境可行性；

（4）调查项目依托环保基础设施现状，说明污水处理设施、回注井等设施的建设地点、规模、服务范围以及运行现状，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证项目的可依托性；

（5）从天然气开发活动是否突破当地生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，从环境保护角度分析建设项目区域环境的可承载性。

2、评价重点

（1）分析本项目建设方案与相关政策、法规、规划在资源利用、环境保护要求等方面的符合性。

（2）调查识别区域环境敏感区和重点生态功能区等环境保护目标的分布情况及保护要求，分析资源利用和保护中存在的问题，评价区域环境质量状况，评价生态系统的组成、结构与功能状况、变化趋势和存在的主要环境问题，提出本项目建设的资源与环境制约因素。

（3）本项目天然气勘探及试采对区域环境质量的影响，对区域生态系统完整性所造成的影响，对主要环境敏感区和重点生态功能区等环境保护目标的影响性质与程度。

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

（5）以“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单）为手段，强化空间、准入环境管理和总量控制。

（6）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施。

3、评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）中的有关规定，本次评价时段分施工期、运行期（试采期）和退役期三个时段来开展环境影响评价。

## 环境保护目标

### 外环境关系

1、拟建井场外环境简况

本项目试采站位于四川省宣汉县\*\*\*石虎村8组，项目所在地属于农村环境，外环境关系简单，本项目四周500m范围内不同距离处主要零散分布有农村居民等环境敏感目标，集输管线两侧200m范围内分布有散居居民；项目周围主要为耕地、林地，林地类型主要为乔木林地。

试采站500m范围内及线路两侧200m范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、集中式饮用水水源保护区等特殊和重要的敏感区。

项目所在地道路较发达，大多为水泥路，周边铺设了电网。项目位于\*\*\*西南侧，距离\*\*\*场镇约1.6km。该项目外环境关系情况见附图2。

2、拟建井场周边人居及地下水现状

根据现场调查，本项目位于宣汉县\*\*\*境内，钻井井口方圆500m区域属中低山斜坡地形，周边生态环境属农村环境，项目周边农户以井水作为饮用水源。地下水评价范围内具备饮用功能的井泉约10处，井深约3～12m，水位埋深一般为0.2-8m以内，最近一处水井位于污水罐西侧55m处。这些水井均为各农户自家使用的分散式水井，不涉及集中式饮用水取水口。

项目区地下水取水层位为侏罗系中统上沙溪庙组（J2s2 ）含水层，地下水类型为浅层风化带裂隙潜水。根据外环境调查，井场附近居民家中均使用山泉水或地下水作为饮用水源，基本为3~15户1泉井。

3、拟建井场周边植被及地表水现状

本项目井场所在地及周边地貌主要为林地、耕地，中低山等较陡地段地表一般为植被覆盖，包括乔木、灌木，主要有麻栎、青冈、栓皮栎、枫香、响叶杨、马尾松、杉木、柏木为主的针叶林植被等林地等，耕地主要种植玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆等。项目周边外环境无珍稀动植物。

根据现场勘查，本项目最近的河流为场区东南侧740m处州河，州河的主要水体功能为灌溉、行洪及饮用水功能。

4、拟建放喷池及火炬区外环境简况

本项目需依托放喷池1座。根据调查，放喷池布置在井场外井口东北侧耕地内，距离井口约150m处，位于井场区域主导风向的下风向。根据现场调查，放喷池周围50m范围内无民房等各类设施。放喷池东侧有小片林木和灌木，不存在重点保护野生动植物栖息地等，且距离均超过50m，且放喷池在东、南、北三面均将设置挡火墙，仅在靠近井场较空旷处（放喷池西侧）设置入口，在放喷时临时清理树林和放喷池之间的易燃物，加强监管，树林距离是满足放喷池防火要求的。周边无珍稀动植物和环境敏感目标。

5、依托井场道路周边外环境简况

本项目新建进场道路100m，位于井场西南侧，道路两侧均为耕地，周边均无珍稀动植物和保护区分布。

6、管线沿线周边外环境简况

本项目新建雷页1试验井组试采站～雷页1试采站管线长度约140m，管线沿线主要为耕地和散居农户，周边无珍稀动植物和保护区分布。

### 主要环境保护目标

#### 生态环境保护目标

本项目所在地以耕地、林地为（本项目周边有公益林及天然林分布，但主要分布于场地东侧和南侧，本项目不直接占用天然林及公益林）。评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、湿地公园、集中式饮用水源保护区、生态保护红线等特殊或重要生态敏感区。故本次评价的主要生态环境保护目标为项目周边的耕地、植被（主要是农作物与林地、天然林、公益林）、动物、永久基本农田等。

#### 地表水环境保护目标

根据调查，本项目井场和管线不位于集中式饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道天然渔场等渔业水体以及水产种质资源保护区内等。

项目周边地表水体分布及敏感性见表2.9‑1。

表2.9‑1 本项目地表水环境保护目标及环境敏感特性一览表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **名称** | **位置（m）** | **环境敏感特性** |
| 州河 | 位于场区东南侧740m处 | 项目所在河段为Ⅲ类水域，主要功能为灌溉、行洪和饮用水 |

#### 地下水环境保护目标

经调查，本项目地下水评价范围内无乡镇地下水集中式饮用水源分布，项目周围居民主要以山泉水或分散式井水为生活饮用水。根据调查，地下水环境保护目标见表2.9‑2。

表2.9‑2 地下水环境保护目标一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **名称** | **位置（m）** | **坐标** | **环境敏感特性** |
| Q1 | 雷页1试验井组及管线西南侧约489m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约4户居民使用 |
| Q2 | 雷页1试验井组及管线西侧约212m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约5户居民使用 |
| Q3 | 雷页1试验井组及管线东北侧约89m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约5户居民使用 |
| Q4 | 雷页1试验井组及管线东北侧约517m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约7户居民使用 |
| Q5 | 雷页1试验井组及管线东侧约379m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约3户居民使用 |
| Q6 | 雷页1试验井组及管线西侧约530m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约6户居民使用 |
| Q7 | 雷页1试验井组及管线西南侧约431m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约12户居民使用 |
| Q8 | 雷页1试验井组及管线东南侧约455m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约7户居民使用 |
| Q9 | 雷页1试验井组及管线东北侧距约248m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约8户居民使用 |
| Q10 | 1雷页1试验井组及管线心北侧约598m处 | \*\*\* | 泉水，以大气降雨补给为主，约15户居民使用 |
| 地下水评价范围内具备饮用功能的浅层含水层 | | | |

#### 环境空气保护目标

本项目井口100m范围内无居民等敏感目标分布，井场距铁路及高速公路直线距离均远大于200m，距公共设施及城镇中心均大于500m；井场及放喷池、清水池、外输管线等500m范围内的敏感点主要为散状分布的居民点，无医院、学校、城镇等特别敏感区域，本项目重点调查周边500m范围内的居民等敏感目标，并简要调查周边2500m范围内的居民等敏感目标。雷页1试验井组采气站～大雷页1试采站之间的采气管道考虑施工期对周边环境空气的影响，对管线沿线两侧200m范围内的居民等敏感目标进行调查。环境空气保护目标见表2.9-3。

表2.9‑3 本项目主要环境空气保护目标一览表

\*\*\*

表2.9‑4 本项目主要声保护目标一览表

\*\*\*

#### 土壤保护目标

本项目土壤环境保护目标主要为项目占地范围以及占地范围外0.2km内的耕地（含基本农田）、林地等。

#### 环境风险保护目标

本项目环境风险潜势划分为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），对本项目环境风险进行简单分析，简单分析项目未明确评价范围。根据环境风险可能影响的范围，确定本次环境风险重点调查井场周边500m范围与管线沿线两侧200m范围，主要调查居民点、地表水、地下水等保护目标。

项目周边环境风险保护目标具体见下表。

表2.9‑5 本项目环境风险保护目标一览表

\*\*\*

### 自然保护区、风景名胜区、文物古迹

评价区域无自然保护区、风景名胜区、自然遗迹、文物古迹等，在项目建设过程中如果发现有保护价值的文物遗迹，建设单位应保护好现场，并报告文物主管部门。

## 工程方案的合理性分析

### 井场选址合理性分析

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表2.10‑1。

表2.10‑1 本项目井口与各设施距离

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **名称** | **钻前工程井场技术要求** | **本工程是否涉及居民区、铁路等，以及距井口距离** | **是否满足钻前技术要求** |
| 高压线及其他永久性设施 | ≥75m | 75m范围内不涉及 | 满足要求 |
| 民宅 | ≥100m | 100m内无民房，距离井口最近居民约154m | 满足要求 |
| 铁路 | ≥200m | 200m范围内不涉及 | 满足要求 |
| 高速公路 | ≥200m | 200m范围内不涉及 | 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 |
| 集中居住地等人口密集区 | ≥500m | 500m范围内不涉及 | 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，本项目试采期井站为五级站场，周围50m范围内无100人以下的散居房屋和100人以上的居住区、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。

拟建项目选址内无泉眼、地下暗河等控制性水点分布，不涉及各类环境敏感区，符合规划和国土管理方面的规定，其选址比较理想。本项目为新建，本项目试采期不涉及新增占地，施工期新增临时占地面积小，占用基本农田符合管理要求，不涉及天然林、公益林，不涉及重点保护野生动植物栖息地等生态敏感区，施工结束后复垦，在采取补偿等措施后，对失地农民的生活影响较小。选址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，因此项目选址合理。

### 集输管线选线合理性分析

本工程需新建一条雷页1试验井组试采站～雷页1试采站的输气管道，长度约140m，由于输气管线路径较短，且受起点站址、终点站址因素影响，路径方案唯一。

### 占用永久基本农田的必要性分析

本项目井场和管线不可避免的占用基本农田。天然气勘探试采项目属于“地下决定地面”项目，因此本项目井位选址具有唯一性，可调整空间很小，本项目井场靶点在选择时已经根据周边敏感区分布情况避开了饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地等敏感区域，避让了天然林、公益林等林地。本项目选址位于农村丘陵区域，井场选址局限于目标靶点附近，若必须避让基本农田同时确保井口与周边居民的安全距离，井场选址只能往周边较高处的丘坡（东侧山坡）处调整，不仅会增钻前工程施工工程量，还会增加破坏大量林地等生态，引起更多的水土流失，同时山坡区地质上安全性也会降低，布置井场及附属设施难度显著增大，同时若调整距离靶点较远，则实际钻井成本会显著增加，试产失败风险增大，同时需要增加水平段长度等，可能增加油基钻井液用量，同时产生更多的污染物，因此考虑到本项目靶点附近的地形地貌，以及调整选址避让基本农田后会大大增加钻前工程的工程量和生态破坏、水土流失且钻井施工难度增加等，故根据靶点周边基本农田分布、场址安全等情况，本项目井场无法调整出基本农田范围，确需占用基本农田。

根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》，普光镇全镇划分为水土流失重点预防区和重点治理区，老君乡全镇划分为水土流失重点治理区，雷页1试采站已建位于\*\*\*，由于天然气勘探试采项目属于“地下决定地面”项目，雷页1试验井组选址具有唯一性，可调整空间很小，因此也无法避让水土流失重点预防区和重点治理区。

根据前文分析，**本项目为天然气实验性探井及试采工程，**项目占地均为临时占地，涉及基本农田，本项目属于（自然资规〔2018〕3号）中明确的“符合国家产业政策的能源开采”以及“《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）”范畴。因此，建设单位应按照文件要求，尽快办理基本农田征、占用手续。项目在开工前，应根据国家有关要求编制项目水土保持方案或采取有效水保措施，确保本项目的水土保持工作得以有效完成。

### 平面布置合理性分析

1、钻井工程平面布局合理性分析

本项目钻井井场沿北偏西-南偏东方向布置，井场长约117m，宽约53m；放喷池位于井场外东北侧，距离井口约157m，放喷池容积为300m3，开口朝向井口方向设置，在西侧新建进场道路约100m，利旧600m3清水池在井场西侧，表土堆场在井场东侧地势平坦处紧邻井场布置。

总的来说，本项目钻井施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》（SY5225-2019）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）等石油和天然气行业标准的要求进行，钻井井场主要包括井控台、柴油发电机组、泥浆循环系统、泥浆泵、泥浆不落地装置、值班室、技术房、油罐区等。井场外设置有放喷池等。井场平面布置满足防火、安全间距要求，各工程连通顺畅，尽量降低了占地，降低了钻前工程量，施工期钻井工程布局是合理的。

**（1）噪声源布局合理性分析**

本工程井场噪声源布置与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）等相关要求的符合性见表2.10‑2。

表2.10‑3 噪声源布局合理性

| **标准及规范要求** | **本工程噪声源布置** | **是否符合要求** |
| --- | --- | --- |
| 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中的第4.3.2条规定：电动钻机发电机组和电控房应布置并排置于井场的后方。尽量远离敏感点或受噪声影响农户最少 | 柴油机、泥浆泵布置在中后场（南偏东侧）。散居农户主要分布在井口100m外的西侧、北侧。 | 符合要求 |

**（2）放喷池布置合理性分析**

本项目井场放喷池布置与《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）等相关要求及规程的符合性见表2.10‑3。

表2.10‑3 放喷池布置合理性

| **标准及规范要求** | **本工程放喷池布置** | **是否符合要求** |
| --- | --- | --- |
| 《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第4.1.2.3条规定：放喷管线应接至距井口75m以上的安全地带，距各种设施不小于50m。 | 放喷池布置在井场外井口东北侧耕地内，距离井口约157m处，放喷池周边50m范围内均无居民等敏感目标分布，距离放喷池最近的居民点为其西侧约112m处的1#居民点，放喷池测试放喷期间对周边居民等敏感目标影响较小，从环保角度而言选址合理。 | 符合要求 |

**（3）清洁生产操作平台布置合理性分析**

清洁生产操作平台布置于井口旁，紧挨泥浆循环系统，钻井产生的循环泥浆、岩屑等产生后经短距离输送后即可得到有效妥善处置和重复利用，避免了钻井产生的循环泥浆、岩屑的长距离输送而导致的泄漏风险，因此从环保角度而言布置合理。

**（4）清水池布置合理性分析**

利旧的清水池布置于井场外，进场道路终点，既便于用水的转运，又能有效暂存井场用水和避免在井场内对钻井作业造成干扰影响，降低极端情况下发生泄漏导致井场废水增多的风险，因此从环保角度而言布置合理。

综上所述，本工程钻井期井场布置合理。

2、试采工程平面布局合理性分析

本次试采期集输设备布置在站场的西侧的雷页1试采站内，罐区（采出水罐）布置在试采站站区东侧，辅助生产用房布置在站场的中部及北侧区域，南侧雷页1试采站及雷页1试验井组的主要集输流程区。

据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）规定，雷页1试验井组试采站属于五级站场。五级站场内设施的间距要求见下表2.10-4。

表2.10‑5 站场总平面布置间距一览表 单位：m

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 油气井 | 露天油气密闭设备及阀组 | 可燃气体压缩机及压缩机房 | 水套加热炉 | 装卸车鹤管 | 天然气凝液单罐<50m³ | 计量仪表间、值班室 | 辅助生产厂房及辅助生产设施 |
| 油气井 | - |  | 20 |  |  |  |  |  |
| 露天油气密闭设备及阀组 | 5 | - | - |  |  |  |  |  |
| 可燃气体压缩机及压缩机房 | 20 | - | - |  |  |  |  |  |
| 水套加热炉 | **9** | 5 | 15 | - |  |  |  |  |
| 装卸车鹤管 | 15 | 10 | 15 | 15 | - |  |  |  |
| 天然气凝液单罐<50m³ | - | - | 9 | 22.5 | 25 | - |  |  |
| 计量仪表间、值班室 | **9（38）** | 5 | 10 | **10（39）** | 15 | 22.5 | - |  |
| 辅助生产厂房及辅助生产设施 | 20 | 12 | 15 | - | 15 | 22.5 |  | - |
| 污水池 | **5（30）** | 5 | 5 | **5（40）** | 5 | - | **10（24）** | 10 |
| 注：括号内为本项目试采站实际距离。 | | | | | | | | |

本项目站场为五级天然气井站，站内设施较少，主要涉及油气井、水套加热炉、气液分离器撬、除砂器撬、采出水罐及外输阀组和辅助生产用房（配电间、值班房）等。工艺流程区（水套加热炉、气液分离器撬、除砂器撬、气液分离器、三甘醇脱水撬等）位于站场西侧及南部，采出水罐位于东部，配电机柜间等位于试采站北侧，放空火炬区位于试采站外北侧，尽量减少了辅助设施的建设和占地，整个试采站能做到功能分区合理，不杂乱，便于物料进出，同时井口、采出水罐、水套加热炉和辅助生产用房相互之间的距离均大于防火间距，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的第5.2.3条规定。放空区位于试采站东南侧，扩散条件良好，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第4.0.8条规定。项目试采站运期噪声为气流摩擦噪声，由于采气规模小，噪声源声级值低，站界噪声和敏感点噪声均能满足相应标准要求。因此，试采期井站工程布局是合理的。

总的来看，利用雷页1试采站进行集数工程布局简单，采用雨污分流设计，设备较少，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的第5.2.3条规定，因此试采期井站工程布局是合理的。

# 工程分析

## 项目概况

### 建设项目基本情况

项目名称：普光气田雷页1井组试验项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司；

建设性质：新建；

建设地点：宣汉县\*\*\*；

建设规模：项目投产后雷页1试验井组配产20×104m3/d（单井10×104m3/d）；雷页1试采站内集输设备新增的最大集输能力为30×104m3/d（大于本项目两口井新增配产规模）；

项目投资：\*\*\*万元；

\*\*\*位置：四川盆地川东断褶带东\*\*\*；

井型：水平井；

目的层位：\*\*\*；

完钻层位：\*\*\*；

完井方式：套管完井；

项目基本情况：建设内容包括施工期钻前工程、钻井工程及储层改造工程和试采期试采工程。具体建设内容为：

（1）钻前工程

新建井场 1座，配套建设方井及井架基础各2座，泥浆泵、发电机房、循环罐、储备罐等设备基础各1座，进场道路 100 米，井场配套设施及边坡支护工程，利旧放喷池、清水池1座等。

（2）钻井工程

新钻井2口（分别为雷页1-2HF、雷页1-3HF），总进尺\*\*\*米。

其中：雷页1-2HF井设计井深\*\*\*米（垂深\*\*\*米），井型为水平井，套管完井，水平段长\*\*\*米。采用导管+三开井身结构：导管Φ508毫米下深60米；一开采用Φ444.5毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ346.1+339.7毫米套管；二开采用Φ311.2毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ260.4+244.5毫米套管；三开采用Φ215.9毫米钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7毫米套管。泥浆体系：导管采用清水钻井液（\*\*\*钻井液），一开采用\*\*\*钻井液体系；二开采用\*\*\*润滑防塌钻井液/复合盐体系；三开采用油基钻井液。测录井除常规项目外三开加测元素录井和旋转导向、自然伽马和井斜方位测井。

雷页1-3HF井设计井深\*\*\*米（垂深\*\*\*米），井型为水平井，套管完井，水平段长\*\*\*米。采用导管+三开井身结构：导管Φ508毫米下深60米；一开采用Φ444.5毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ346.1+339.7毫米套管；二开采用Φ311.2毫米钻头钻至\*\*\*米，下入Φ260.4+244.5毫米套管；三开采用Φ215.9毫米钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7毫米套管。泥浆体系：导管采用清水钻井液（\*\*\*钻井液），一开采用\*\*\*钻井液体系；二开采用\*\*\*润滑防塌钻井液/复合盐体系；三开采用油基钻井液。测录井除常规项目外，

三开加测元素录井和旋转导向、自然伽马和井斜方位测井。

（3）储层改造工程

两口井均采用连续油管处理井筒，整体采用\*\*\*、\*\*\*压裂工艺，首段采用连续油管输送射孔，后续压裂段采用泵送\*\*\*联作工艺，采用“\*\*\*”的改造模式。雷页1-2HF井分\*\*\*压裂施工、总液量为\*\*\*立方米、总砂量为\*\*\*立方米，雷页1-3HF井分\*\*\*压裂施工，总液量为\*\*\*立方米，总砂量为\*\*\*立方米，两口井施工排量均为\*\*\*/分钟，施工限压均为\*\*\*。

\*\*\*。

（4）油气集输工程

在现有雷页1试采站内新1套地面集输流程，井口来气通过管道输（管道长度140m，管线规格DN65，材质为Q345，设计压力6.9MPa，埋深1.2m）送至雷页1试采站，再经除砂、加热、节流、单井混相计量、脱水后通过已建雷页1井至毛达线魏兴站的管线实现外输，采出水储存后装车外运，配套电力、通信、自控等设施。

项目投产后，总配产20万立方米/天（单井配产规模为10万立方米/天），试采期为2年。

### 气藏地质特征

#### 气藏地质概况

\*\*\*

#### 井身结构

1、井身结构设计

1. \*\*\*。

2、井身结构

\*\*\*

根据地质方案，雷页1试验井组配产日产不含硫天然气20×104m3/d。

**（1）井口主要参数（预测）**

关井压力：32.5MPa

井口流动压力：21.6MPa

单井产气量10×104m3/d

**（2）天然气气组成及物性**

根据前期雷页1井以CNG方式试气情况（见附件4），雷页1井气体组分以甲烷为主，占比在约96.643%，低含CO2，不含H2S，具体见表。

表3.2‑7 雷页1井气质组分

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **组分** | **摩尔含量%** | **组分** | **摩尔含量%** |
| H2 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| He | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| N2 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| CO2 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| H2S | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| CH4 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| C2H6 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| C3H8 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 相对密度 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 高位发热量（MJ/m3） | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

**（3）采出水水质**

根据可研资料，预计本项目雷页1试验井组采出水总矿化度\*\*\*，水型为CaCl2，采出水水质指标见下图：

\*\*\*

### 项目组成及建设内容

本项目组成包括施工期钻前工程、钻井工程、储层改造工程和试采期的油气集输工程。本项目组成见表3.2‑7。

表3.2‑7 本项目组成及主要环境影响一览表

| **工程分类** | **项目名称** | | **主要建设内容** | **可能存在的环境问题** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 主体工程 | 钻前工程 | 场地平整 | 新建6201m2（长×宽=117m×53m）井场1座，井场内建设井架基础、泥浆罐基础、泥浆不落地基础、循环罐基础、储备罐基础、油罐基础、发电机房基础等。 | 水土流失、施工扬尘、废水和施工人员生活污水、生活垃圾、噪声等 | 新建 |
| 井口方井 | 新建2口方井 | 新建 |
| 设备、设施基础 | 采用ZJ70钻机设备，共计1套，井架基础以粘土层为持力层，以C25钢筋混凝土基础，一般防渗处理。 | 新建 |
| 放喷池 | 依托放喷池1座，尺寸为10m×20m×1.5m，容积为300m3，用于测试放喷，池内重点防渗。 | 新建 |
| 清水池 | 依托清水池1座，尺寸为15m×20m×2.0m，容积为600m3，池内一般防渗。 | 新建 |
| 钻井工程 | 钻井作业 | 钻井工程采用ZJ70型钻机，本次2口井钻井深度为\*\*\*米，本工程优先选用清水或水基钻井液体系，三开段采用油基钻井。 | 钻井废水及员工生活污水；岩屑及废泥浆、员工生活垃圾；钻井设备噪声 | 新建 |
| 储层改造工程 | 洗井、压裂测试作业 | 洗井作业、压裂酸化作业、放喷测试。 | 测试产生废气、放喷气流噪声，洗井废水、酸化废水 | 新建 |
| 油气集输工程 | 试采站 | 钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，在现有雷页1试采站内新1套地面集输流程，井口来气通过管道输送至雷页1试采站，再经除砂、加热、节流、单井混相计量、脱水后通过已建雷页1井至毛达线魏兴站的管线实现外输，采出水储存后装车外运，配套电力、通信、自控等设施。 | 施工期：新增水土流失、植被破坏、扬尘、废水、噪声、固废、环境风险等；  试采期：废气、废水、噪声、环境风险 | 新建 |
| 外输管线 | 本工程新建雷页1试验井组试采站～雷页1试采站之间的天然气管道1条，管道长度140m，管线规格DN65，材质为Q345，设计压力6.9MPa，埋深1.2m。 | 施工期：新增水土流失、植被破坏、扬尘、废水、噪声、固废、环境风险等；  试采期：环境风险 | 新建 |
| 辅助工程 | 钻前工程 | 生活区 | 本项目钻前工程不设置生活区，施工人员租住附近居民房屋。 | 水土流失、施工扬尘、废水和施工人员生活污水、生活垃圾、噪声等 | 新建 |
| 钻井工程、储层改造工程 | 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 |
| 网电钻机系统 | 2台1320kW电动化机组。 | 噪声 | 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1座 | 40m3废水罐4个（位于清洁化操作平台废水处理区，分为1个隔油罐、2个沉淀罐、1个回用罐）；20m3岩屑固化罐4个（位于清洁化操作平台储备罐区）；3m3岩屑收集罐8个（位于清洁化操作平台储备罐区）；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。 | 用于暂存钻井泥浆、洗井作业、酸化作业废水，若处置不当或者发生泄漏现象，导致土壤、植被破坏以及地下水、地表水等污染 | 新建 |
| 放喷池及放喷管线 | 利旧300m3放喷池1座，放喷管使用双四通、二条放喷管线。 | 放喷废气、燃烧热辐射 | 利旧 |
| 放喷点火系统 | 自动、手动点火装置各1套。 | 新建 |
| 生活垃圾箱 | 井场区域设1个。 | / | 新建 |
| 油罐区隔油池 | 混凝土结构，2个，单个容积1m3。 | / | 新建 |
| 油气集输工程 | 通讯工程 | 含光缆线路、光传输系统、工业以太网、站场广播对讲系统（PA/GA）、工业电视监控系统、周界报警系统、办公网及语音系统、气象系统、紧急疏散广播系统扩容、通信基站。 | / | 新建 |
| 自动控制 | 设置RTU系统，安装可燃气体探测器、硫化氢监测装置、摄像头和入侵检测报警装置。 | / | 新建 |
| 消防系统 | 场站内配置4具MF/ABC8手提式干粉灭火器和1台MFT/ABC20推车式干粉灭火器、2具灭火器箱（XMDDD-42）。 | / | 新建 |
| 公用工程 | 钻前工程 | / | / | / | / |
| 钻井工程、储层改造工程 | 给水 | 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，存放于生产水罐中，取水需严格按照相关主管部门要求办理取水许可；  ②生活用水：车辆拉运桶装水至场地。 | / | 新建 |
| 场外排水 | 边坡坡顶设置截水沟，截水沟与自然水系连通。 | / | 新建 |
| 场内排水 | 修建场内排水沟及隔油池，实现井场范围内清水与污水分流（钻前工程修建）。 | 渗漏污染土壤、地下水环境 | 新建 |
| 产污区的雨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。 |  |
| 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。排放口出口设置环境监测池。 |  |
| 水罐区雨水排入自然水系。油罐区设置隔油池1座处理进入废水收集罐处理 |  |
| 生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。 |  |
| 供电 | 从周边电网引入供电。 | / | 新建 |
| 油气集输工程 | 供配电 | 周边10kV已建电网。 | / | 依托 |
| 储运工程 | 钻前工程 | 表土临时堆场 | 设置表土堆放区1处，位于井场西北侧，占地800m2。 | 新增水土流失、施工扬尘、废水和施工人员生活污水、生活垃圾等 | 新建 |
| 进场道路 | 新建进场道路，道路路基宽度4.5m，路面宽度4.0m，长度约100m，采用20cm厚6%水泥稳定碎石，新建0.4m宽道路排水沟，采用浆砌石修筑。 | 新建 |
| 钻井工程、储层改造工程 | 柴油罐区 | 占地25m2，2个柴油罐，每个容积20m3。地面硬化，铺设防渗膜并设围堰。 | 泄漏污染、火灾爆炸环境风险影响 | 新建 |
| 泥浆罐 | 泥浆循环罐5个，每个容积80m3，泥浆储备罐2个，每个容积60m3. | 泄漏污染、环境风险影响 | 新建 |
| 压裂液储藏罐 | 40个40m3压裂液储罐。 | 新建 |
| 油气集输工程 | 污水罐 | 新增1个50m3污水罐。 | 泄漏污染、环境风险影响 | 新建 |
| 环保工程 | 钻前工程 | 生活污水收集处理 | 依托周边农户厕所 | 生活污水 | 依托 |
| 排污沟 | 井场采用雨污分流设计，新建排水沟。沿设备基础新建0.35m宽环状排污沟，放坡坡度i=0.5%。污水沟放坡开始位置可根据现场做适当调整，但必须满足正常放坡和无倒流。 | 场地雨水 | 新建 |
| 土石方 | 剥离的表土与弃土集中堆放至表土堆放区（表土与弃土分开堆存养护），表土用于后期生态恢复，综合利用；管道地面敷设，土石方量小，能够做到挖填方平衡，表土堆放区占地面积约1579m2。 | 水土流失等 | 新建 |
| 建筑垃圾 | 由施工队伍统一收集清运至政府指定处置场所处置。 | 建筑垃圾 | 新建 |
| 生活垃圾收集 | 生活垃圾设置垃圾桶集中收集，交由当地环卫部门处置。 | 生活垃圾 | 新建 |
| 钻井工程、储层改造工程 | 钻井废水治理 | 钻井废水首先回用于钻井补充泥浆的配置，剩余不能回用部分一起暂存在清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。 | 渗漏污染土壤、地下水、地表水环境 | 新建+依托 |
| 洗井废水治理 | 洗井废水暂存在清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。 | 新建+依托 |
| 压裂返排液 | 压裂返排液临时暂存于压裂液储罐内，优先回用于气田周边其他井场配置压裂液使用，若周边井场暂无法使用或压裂返排液水质无法满足回用要求时，则通过密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站处理达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。 | 新建+依托 |
| 钻井施工粉尘 | 硬化进出口并采取冲洗、洒水等措施控制扬尘。 | 废气影响 | 新建 |
| 备用柴油发电机 | 柴油机经自带尾气处理系统后经过自带排气筒排放。 | 新建 |
| 测试放喷废气 | 放喷期间应临时撤离放喷口周边500m的居民。 | 新建 |
| 事故放喷废气 | 通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，放喷前建设单位应对距离井口500m范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行24小时警戒，严禁居民靠近。 | 新建 |
| 废水基钻井泥浆及岩屑处置 | 本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。项目常规钻产生的废弃泥浆与废岩屑暂存于钻井固废暂存区（共用1处，占地约60m2），及时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。 | 泄漏污染 | 新建+依托 |
| 废油基钻井废泥浆、岩屑处置 | 油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（若使用油基岩屑钻井时设置，共用1处，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时交由有资质的单位处置。 | 新建 |
| 生活垃圾 | 井场区域设1个垃圾箱，完工后外运交由环卫集中收集处置。 | / | 新建 |
| 废油、废含油抹布和手套等含油固废 | 钻井机械保养维修产生的废油、废含油抹布和手套由回收桶分类收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，并采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，暂存废油的废油桶设置围堰或托盘，完钻后交由有资质的单位处置。 | 泄漏污染 | 新建 |
| 噪声治理 | 本项目周边已有完善的供电系统，采用网电，噪声较小；选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养；对振动较大的固定机械设备加装基座减振。 | / | 新建 |
| 生态保护措施 | 放喷池建挡墙较小热辐射影响；对热辐射破坏的植被进行补偿。 | / | 新建 |
| 生态恢复措施 | 根据《中华人民共和国土地管理法》规定相关地方规定对工程占地进行补偿。 | / | 新建 |
| 环境风险防范措施 | 泥浆储备罐罐区周边设置0.3m高围堰，容积10m3；柴油罐区周边设置0.3m高围堰，容积20m3。 | 渗漏污染土壤、地下水、地表水环境 | 新建 |
| 油气集输工程 | 废水治理 | 施工期管道试压废水经沉淀后用于降尘使用，不外排。试采期雷页1试验井组采出水通过拟建管线外输至雷页1试采站已建酸液缓冲罐收集暂存，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光3井回注站回注处理，不外排。拟建工程为无人值守井站，不新增定员，不涉及值班人员生活废水。 | 废水 | 依托 |
| 废气治理 | 洒水降尘，选用环保合格机械车辆 | 废气 | 新建 |
| 固废治理 | 站场建设和集输管线施工产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，项目站场建设和集输管线施工还会产生少量管道焊接、防腐作业中产生的废材料由施工单位带走处置。 | 固废 | 依托 |
| 环境风险防范措施 | 事故放空：事故状态下站场内天然气通过试采站的放空火炬燃烧排放。 | / | 新建 |
| 项目建成后运行过程中风险应急预案依托项目所属的中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司编制的应急预案；需按相关要求对预案进行修订，将本项目纳入更新后的应急预案体系管理；同时本项目应单独编制应急预案并定期演练。 | / | 新建+依托 |
| 生态保护措施 | 站场周边修建排水沟，进行绿化建设。 | / | 新建 |

### 主要设备

#### 施工期

本项目根据项目所在地地层实际情况，本项目采用机械钻机，为ZJ70钻机，并配备顶驱装置。井架设备和井场监控自动化设备由钻井队搬运至现场，泥浆钻井系统（含现场泥浆的调配、储存、循环以及钻井时的井控设施等）独立配置。项目钻、完井工程所用设备见表3.2‑8。

表3.2‑8 本项目钻井工程所用主要设施一览表（单井）

\*\*\*

#### 试采期

试采期主要设备一览表见下表。

表3.2‑9 雷页1试验井组试采期主要设备一览表

\*\*\*

### 原辅材料消耗

#### 施工期

本项目施工期包括钻前工程施工、钻井工程施工、储层改造工程施工三部分，其中钻前工程主要为井场建设、设备基础、生活区等建设，其原辅材料消耗为常规的建筑施工材料及柴油、水资源等。本次评价结合项目特点，重点就钻井工程、储层改造工程所使用的原辅材料情况进行详细说明如下：

**1、钻井作业材料消耗**

**（1）钻井施工材料消耗**

本工程采用常规钻井工艺进行钻井，钻井初期在场地内配备钻井液并储存于钻井泥浆罐中循环使用，调配钻井液原料（如膨润土等，分区分类贮存于井场内，贮存区上部设雨篷遮挡，钻井液原料按月需求量贮存于井场内）。本项目钻井方式选用水基钻井液体系，导管采用清水钻井液（\*\*\*钻井液），一开采用\*\*\*钻井液体系，二开采用\*\*\*润滑防塌钻井液/复合盐体系，三开优先采用油基钻井。本项目钻井液均不涉及聚磺体系，储备钻井液压调配好后储存于泥浆罐中（泥浆储备罐区采取防渗措施）。

表3.2‑10 项目分段钻井液类型

\*\*\*

项目主要原辅材料消耗情况见表3.2‑11：

表3.2‑11 钻井作业主要原辅材料消耗情况表

\*\*\*

**\*\*\***。

工程所用钻井液体系及成分见下表：

表3.2‑12 工程钻井液体系及成分

\*\*\*

**钻井液主要成分的物理化学特性：**

表3.2‑13 钻井液主要材料物理化学特性

| **序号** | **材料名称** | **物理化学特性** |
| --- | --- | --- |
| 1 | \*\*\* | \*\*\* |
| 2 | \*\*\* | \*\*\* |
| 3 | \*\*\* | \*\*\* |
| 4 | \*\*\* | \*\*\* |
| 5 | \*\*\* | \*\*\* |
| 6 | \*\*\* | \*\*\* |
| 7 | \*\*\* | \*\*\* |
| 8 | \*\*\* | \*\*\* |
| 9 | \*\*\* | \*\*\* |
| 10 | \*\*\* | \*\*\* |
| 11 | \*\*\* | \*\*\* |

**（2）固井作业材料消耗**

1）水泥浆体系

①水泥浆体系设计

井采用胶乳防窜水泥浆体系。

②注水泥设计

表3.2‑14 雷页1-2HF井注水泥设计表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 开钻序号 | 套管外径mm | 套管下深m | 钻井液密度g/cm3 | 水泥上返深度m | 水泥浆密度g/cm3 | 水泥型号 | 注水泥量t | 固井方式 | 备注 |
| 一开 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 二开 | \*\*\*  \*\*\* | \*\*\*  \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\*  \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 三开 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

表3.2‑15 雷页1-3HF井注水泥设计表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 开钻序号 | 套管外径mm | 套管下深m | 钻井液密度g/cm3 | 水泥上返深度m | 水泥浆密度g/cm3 | 水泥型号 | 注水泥量t | 固井方式 | 备注 |
| 一开 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 二开 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\*  \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 三开 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

*注：①水泥用量及上返深度为理论数据，施工中应根据实测井径进行修正。*

*②现场水泥浆密度应根据实际地层压力需要进行调整。*

*③注水泥前，采取KSY等堵漏方法提高裸眼承压能力，确保在压稳、不漏的基础上进行固井施工。*

*④如果固井质量不好应采取挤水泥、短回接等方式补救至合格。*

表3.2‑15 水泥浆体系及性能参数

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目 | 一开 | 二开 | | 三开 |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

2）固井材料

固井作业主要原辅材料、能源消耗及来源统计见表3.2‑16。

表3.2‑16 固井作业主要原辅材料和能源种类及用量 单位：t

\*\*\*

注：固井材料可根据实际情况进行调整，必须满足水泥浆性能要求和施工要求。

**2、储层改造工程材料消耗**

借鉴普光陆相\*\*\*页岩气压裂经验，采用桥塞分段、\*\*\*体积压裂工艺模式。所有单井采用分段射孔，分段酸化压裂，雷页1-2HF井分\*\*\*压裂施工、总液量为\*\*\*立方米、总砂量为\*\*\*立方米，雷页1-3HF井分\*\*\*压裂施工，总液量为\*\*\*立方米，总砂量为\*\*\*立方米，两口井施工排量均为\*\*\*/分钟，施工限压均为\*\*\*。所需压裂液在现场配制，压裂液均在配液车中配制完成，配制的压裂液进入压裂车注入井口，配制而成的压裂液不在厂区内长期暂存。

表3.2‑17 压裂液量统计表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 井号 | 水平段长 | 段数 | 前置酸（m3） | 总液量（m3） | 低粘滑溜水（m3） | 中粘滑溜水（m3） | 高粘滑溜水（m3） | 交联滑溜水（m3） |
| 雷页1-2HF井 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 雷页1-3HF井 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

表3.2‑18 支撑剂用量统计表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 井号 | 段数 | 总砂量（m3） | 70/140目石英砂（m3） | 40/70目石英砂（m3） | 30/50目陶粒（m3） | 暂堵球（t） | 暂堵剂（t） |
| 雷页1-2HF井 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 雷页1-3HF井 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

#### 试采期

项目试采期为天然气的试采，控制系统消耗一定的电能，水套加热炉加热系统与火炬长明灯消耗一定的天然气，试采工程主要原辅材料消耗情况见下表3.2‑19。

表3.2‑19 试采工程材料消耗一览表

| **类别** | **序号** | **名称** | **单位** | **数量** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 能源 | 1 | 天然气 | 万m3/a | 32.8 | 自产 |
| 2 | 电 | 万kW·h/a | 197.45 | 当地电网 |
| 原辅料 | 1 | 新鲜水 | m3/a | / | 自来水或桶装水 |
| 2 | 缓蚀剂 | t/a | 18.25 | 当地购买 |
| 3 | 三甘醇 | m3/a | 60 | 外购 |

**三甘醇（TEG）**：无色无臭有吸湿性粘稠液体，密度1.1274g/cm3，沸点289.4℃，引燃温度为350℃，爆炸极限为0.9~9.2（V%），可燃、低毒，熔点-4.3℃，闪点165.85℃，粘度49mPa\*s，自燃点371.1℃，蒸气压小于1.3332Pa。与水、乙醇混溶，微溶于乙醚，几乎不溶于石油醚。主要用作溶剂如硝酸纤维素、橡胶、树脂、油脂、油漆、农药等的溶剂，还可作增塑剂、烟草防干剂、纤维润滑剂和天然气的干燥剂等。毒性极低，未见中毒病例。对眼和皮肤无刺激。长时间或反复接触可引起皮肤刺激和神经系统损伤。

试采期所需燃料天然气为由试采站内井口自产的天然气经站内三甘醇脱水装置脱水后的干气供给，采站内井口自产的天然气气不含硫，不需要使用净化后燃料气，不建设燃料气管线。

### 项目给排水及供电

1、项目给水

（1）施工期

本项目施工期的生产用水就近采用周边地表水（可从后河罐车拉运），生活用水车辆拉运桶装水至场地。本项目新增的生产用水主要就近采用附近地表水（州河），采取罐车拉运方式。由于项目距离州河较近，井场与州河之间有道路连接，州河水量充足，在州河项目通过合理安排用水时间，尽量不在枯水期取水，用水前做好与当地主管部门沟通协调工作，项目储层改造施工取水不会对周边耕地等用水造成影响；若必须在枯水期取水要首先满足下游生态流量和管理部门的要求。

（2）试采期

试采期用水为车辆拉运桶装水至场地或由当地自来水管网接入。

2、项目排水

（1）施工期

本项目井场排水采用雨污分流，井场四周设置排水沟，并设置集水坑，场内雨水通过场内排水沟和集水坑（4个）隔油收集后，初期雨水、井口方井内收集的雨水通过泵提升至泥浆不落地区域暂存，与钻井废水合并处理，后期雨水散排至附近沟渠。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至废水罐或放喷池。

经固液分离后的钻井液满足要求的全部在钻井过程中回用，剩余部分和设备冲洗废水、方井雨水、失效泥浆、岩屑等经泥浆不落地装置接收处理后形成钻井废水，经不落地装置处理后大部分回用于配制钻井液，剩余不能回用部分暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注；储层改造阶段产生的压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池或者压裂液储罐中，优先回用于周边其他井场压裂液配置，不能回用时用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注；施工期（钻前工程）生活污水依托周边农户已建设施处理，不外排；施工期（钻井工程、储层改造工程）生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。在井场主要设备基础周边均设置了环状污水沟，用于收集可能产生的污水及雨季时雨水淋滤水，这部分废水通过连接处的集污坑隔油沉淀后最终汇入废水接收罐，接收罐及排污沟围堰上边缘均要高出井场20cm左右，确保污水不进入雨水排水系统，也防止雨水进入污水系统增加废水量。

（2）试采期

项目天然气试采过程中产生的气田水用放空分液罐、采出水罐收集暂存，暂存一定量后外输至雷页1试采站暂存再由密闭罐车运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光3井回注站回注处理，不外排。

3、项目供电

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

### 工程占地及土石方平衡

1、工程占地

拟建工程新增临时占地约12808m2。主要占地类型为耕地和林地，工程的具体占地情况见表3.2‑21。

表3.2‑21 工程占地类型一览表 单位：hm2

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目组成 | 占地类型 | | | | 合计 | 占地性质 |
| 林地 | 草地 | 耕地 | 其他用地 |
| 井场 | / | / | 0.6201 | / | 0.6201 | 临时征地 |
| 边坡 |  |  | 0.2327 |  | 0.2327 |  |
| 进场道路及回转场地 | / | / | 0.0181 | / | 0.0181 | 临时征地 |
| 清水池 | / | / | / | / | / | 利旧，不新增 |
| 放喷池 | / | / | / | / | / |
| 放喷管线及施工便道 | / | / | / | / | / |
| 表土堆放区 | / | / | 0.1579 | / | 0.1579 | 临时征地 |
| 生活区 | / | / | 0.14 | / | 0.14 | 临时征地 |
| 集输管线 | / | / | 0.112 | / | 0.112 | 临时征地 |
| 合计 | / | / | 1.2808 | / | 1.2808 | / |

2、工程土石方工程量

**（1）表土剥离**

根据项目设计资料可知，井场建设剥离表土就近堆放于项目设置的表土堆放场，堆放场采用密目网对其进行遮盖，定期洒水保持土壤的含水量。管线建设临时开挖剥离的少量表土与土石方堆存于管道沿线临时占地范围内，不设置表土堆场，严格落实水土保持措施。本项目施工期剥离表土总计约2200m3，回填表土2200m3，用于施工开挖剥离面绿化耕植，其中井场区域表土约1550m3，边坡区表土约700m3，井场附近设置表土堆场1579m2，堆高约3m，总堆放容量约4700m3，满足井场建设表土临时堆场需求。

**（2）土石方**

根据钻前工程设计可知，项目井场平场、设备基础、集输管线等土石方总开挖方量8080m3，总填方量8080m3，弃方约0m3。井场剥离表土集中堆放至表土堆场，表土用于后期生态恢复，综合利用；管道工程地面敷设，挖填方很少，平整和压实场地时能做到土石方平衡。

项目土石方平衡见表3.2‑22。

表3.2‑21 本项目土石方平衡一览表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目** | | **挖方** | **填方** | **借方（调方）** | **余方** | **备注** |
| 井场工程 | 井场场坪 | 6260 | 7860 | 1600 | 0 | 挖填方平衡 |
| 设备基础 | 1600 | 0 | 0 | 0 |
| 小计 | | 7860 | 7860 | 0 | 0 |
| 管道工程 | | 220 | 220 | 0 | 0 |
| 合计 | | 8080 | 8080 | 0 | 0 |

从上表可以看出，本项目无弃方产生，井场设备基础与集污坑开挖所产生的土石方在井场内平整。

### 劳动定员及工作制度

施工期总工期586天，其中钻前工程90天，两口井钻井工程均为136天，合计272天、储层改造工程分别为36天和38天，地面集输工程150天。

1、钻前工程

为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约30人，施工工期约30天，白天施工，夜间不作业。

2、钻井工程

由专业人员组成，钻井队编制约45人，其中，管理人员有队长、副队长、钻井工程师、地质工程师、泥浆工程师、动力机械师、HSE管理员；下设3个钻井班、一个地质资料组、一个后勤组，外加炊事人员、医疗人员、勤杂人员等。两口井施工工期均为136天。

3、储层改造工程

单井试气压裂队施工人员约50人，施工工期分别为36天和38天，压裂施工仅在昼间施工，夜间不作业。

4、地面工程

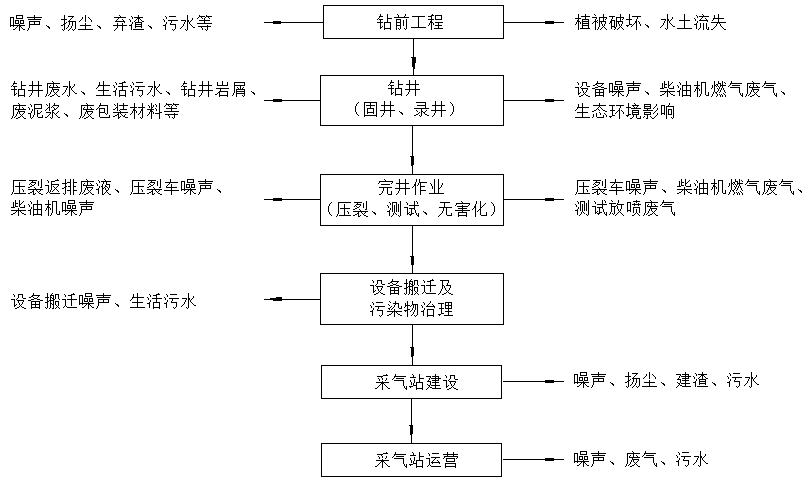
地面工程高峰施工期约20人，施工工期约150天，仅白天施工，夜间不作业。

5、试采工程

雷页1试验井组试采站按无人值守设计，实行连续24h不间断生产，年运行365天。

## 建设项目工程分析

本项目包含钻前工程、钻井及储层改造工程、地面集输工程及试采工程。本项目充分参考了《陆上钻井作业环境保护推荐作法》的相关要求，并结合项目拟建地周边环境情况和中国石油化工股份有限公司多年的钻井工程经验，各项作业均达到该地区行业推荐作业方案的要求。钻井过程主要包括钻前工程（井场平整、道路、放喷池建设或修复等）、设备搬运及安装、钻井（固井、录井）、洗井、完井作业、设备搬迁及污染物治理等，项目工艺过程见图3.3‑1。



试采站运营

试采站建设

水土流失

图3.3‑1 项目工艺概况图

### 施工期工程分析

施工期主要有钻前工程、钻井工程、储层改造工程（含完井测试）、油气集输工程（地面集输设施的建设）。

#### 钻前工程

**（1）钻前工程工艺流程简述**

本项目钻前工程主要新建井场长117m，宽53m，新建井架基础、放喷池、清水池、泥浆罐基础、泥浆不落地基础、循环罐基础、储备罐基础、油罐基础、发电机房基础等；此外，钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、清污分流系统以及活动房布置等，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工作业。

钻前工程工艺流程及产污环节如图3.3‑2所示。

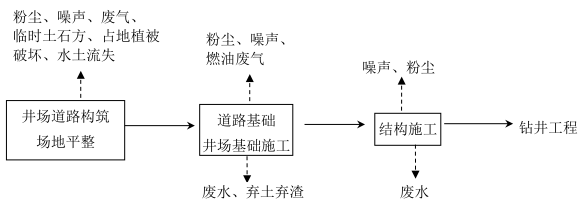


图 3.3-2 钻前工程施工过程及主要环境影响示意图

1）道路工程

新建进场道路，道路路基宽度4.5m，路面宽度4.0m，长度约100m，采用20cm厚6%水泥稳定碎石，新建0.4m宽道路排水沟，采用浆砌石修筑。

2）井场平整及硬化

①井场平整：按照钻井工程的总平面布置完成场地平整，新建井场长117m，宽53m，场地清表0.3m厚。

②硬化区域：除井架基础、方井、厕所不硬化外，其余地方全部硬化，采用C20混凝土硬化，厚度0.2m；

③场基结构基层为压实厚度400mm毛石，面层为压实厚度100mm碎石（已硬化）；

④泥浆车道（长35m×宽3.5m）在基层上浇注200mm厚C20混凝土，泥浆材料台80m2在基层上浇筑C15混凝土厚200mm，见图3.3‑3。

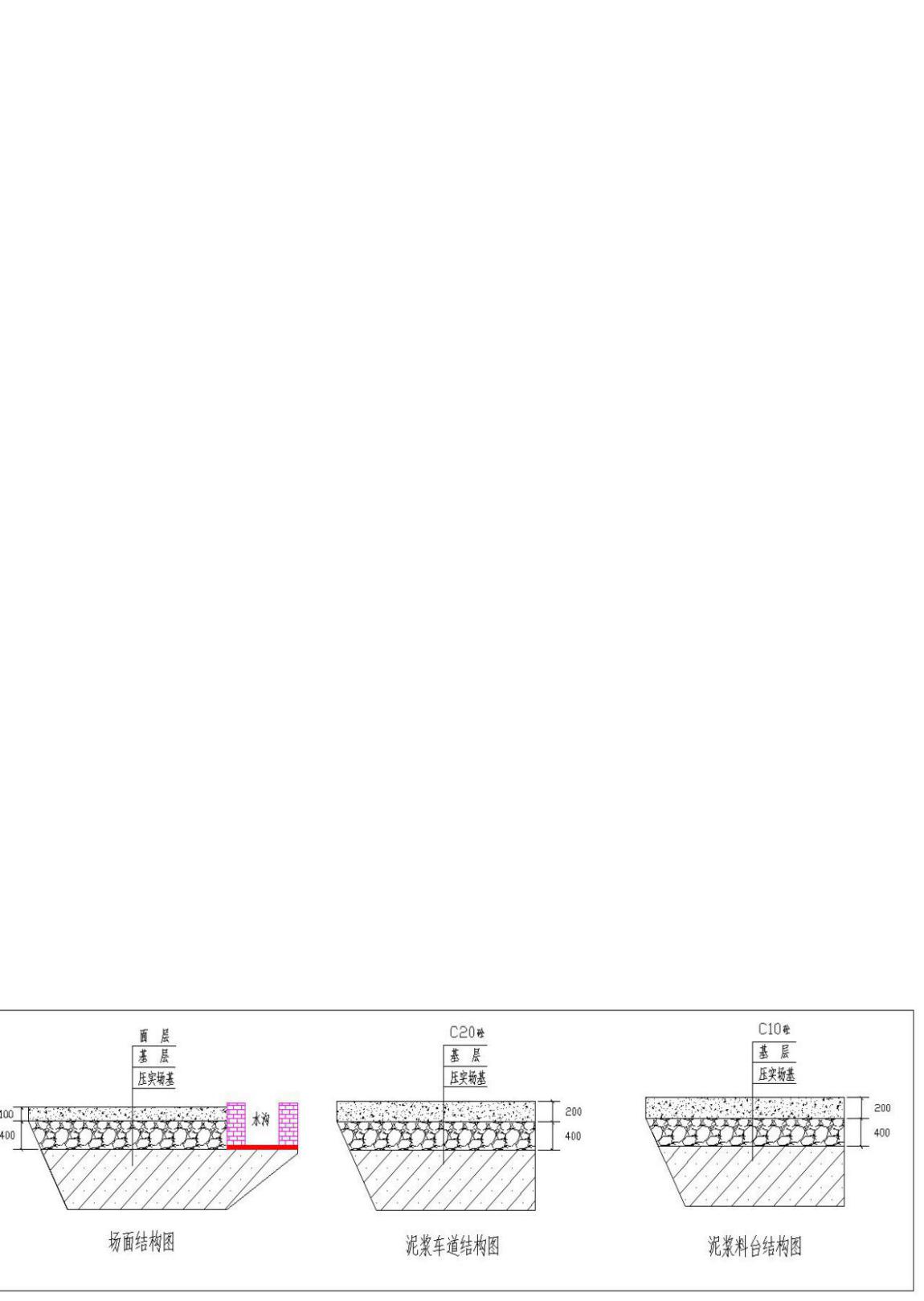


图 3.3-3井场场基结构图

3）井场建设

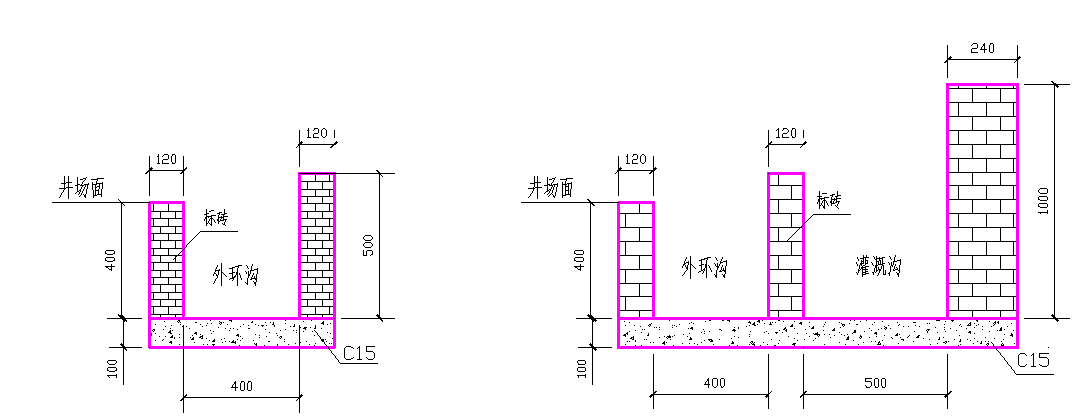
本项目井场为新建，井场基础采用C20混凝土基础，基础厚度1200mm，基础置于天然地基持力层上，地基承载力不小于0.15MPa，基础下先浇筑C15垫层厚度100mm，其设计结构图如下图 3.3-4。



图 3.3-4井场基础设计结构图

4）清污分流

本项目井场采用雨污分流设计，新建排水沟C30钢筋混凝土盖板排水沟340m，净宽均为0.5m，平均深度0.7m，沟底坡度0.3%。同时沿设备基础新建0.35m宽环状排污沟350m，放坡坡度i=0.5%。污水沟放坡开始位置可根据现场做适当调整，但必须满足正常放坡和无倒流。为满足钻井期间污水不渗入井场，井场内泥浆循环系统区域和清洁生产操作平台区域设置排污沟，离污水罐或放喷池较近区域设置净空0.5m×0.5m×0.5m的集污坑（共计4个），若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至废水罐或放喷池，集污坑体宽度12cm，底板浇筑10cmC15混凝土。井场排水沟结构图见图 3.3-5。



350

350

图 3.3-5井场排水沟结构图

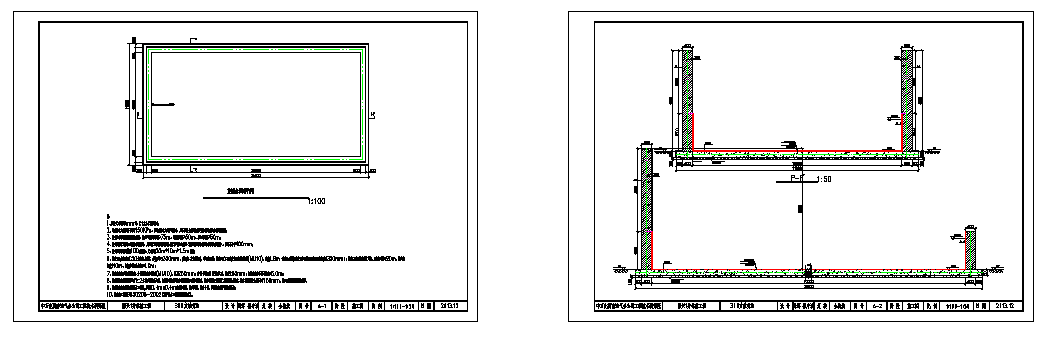
5）清洁生产操作平台区

清洁生产操作平台区占地面积约310m2，采用10cm厚C25钢筋混凝土垫层+30cmC25钢筋混凝土面层+2cm厚1：3水泥砂浆抹面+聚乙烯丙纶防渗层。

设置40m3废水罐4个，20m3岩屑固化罐4个，3m3岩屑收集罐8个，材料区1处。

6）放喷池

依托放喷池1座，位于井场东北侧，尺寸均为10m×20m×1.5m，容积为300m3，用于测试放喷，池内重点防渗；用于测试放喷，池内重点防渗。放喷管使用双四通、二条放喷管线，放喷池具体结构图见图 3.3-6。

图 图 3.3-6井场放喷池结构图

7）分区防渗

本项目井场内除放喷池、清水池外，主要存水和泥浆设备均为罐体，设置于防渗基础上，四周修建防渗沟，能有效防止废水、泥浆都撒漏进入外环境。场地内方井、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域（含油桶堆放区）、泥浆储备罐区、循环罐区、柴油罐区、放喷池、危险废物暂存场所（若使用油基岩屑则设置）等采取重点防渗措施；井架基础、发电机房、钻井固废暂存区、清水池、材料棚、雨、污分流区域以及厕所等区域采取一般防渗措施；其他区域等采取简单防渗措施。

8）设备设施的搬运及安装

用汽车将钻井设备和泥浆罐、泥浆不落地装置等设施运至进场并安装，通常2～5天安装完毕。

**（2）钻前工程产污环节分析**

1）生态影响

本项目为新建，施工期新增临时占地面积小，主要占用旱地、水田，改变土地使用功能，将造成地表裸露，形成水土流失。

2）污染影响

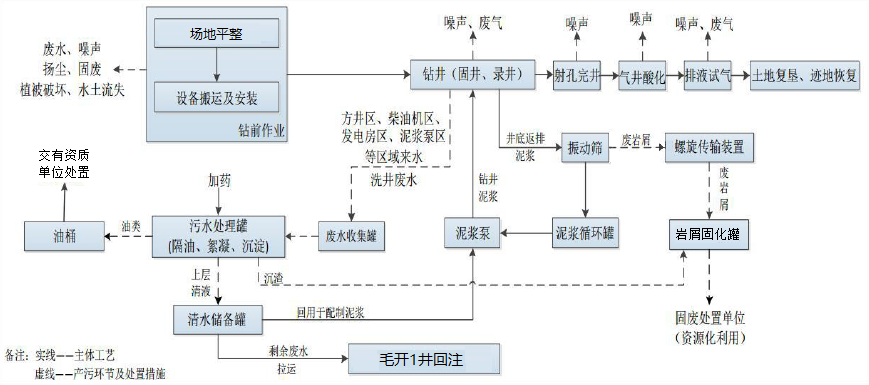
钻前工程污染物有机械废气和施工扬尘、生活污水、施工噪声和生活垃圾。

#### 钻井工程

钻井工程是本项目施工期最主要的施工活动之一，主要包括钻井、固井、完井阶段。钻井工程以网电为动力（备用柴油发电机），通过钻机、转盘，带动钻头切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，直至目的井深；钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备；当钻井钻至目的层位后即可进入完井阶段，完井阶段采用的是衬管完井（备用裸眼），然后再进行压裂作业，以实现储层改造。钻井作业24小时连续作业。

**（1）钻井工程工艺流程简述**

本项目钻井方式为泥浆钻井方式，采用水基泥浆钻井，钻井工艺流程及产污环节见图3.3‑7。



水基钻井固废：按照达市环办发〔2021〕24号文件要求，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；

油基钻井固废：委托有资质单位处置

赵家坝污水处理站

普光3井回注站回注

图3.3‑7 钻井工程工艺流程及产污环节图

1）钻井

本工程采用常规钻井工艺，单钻机钻井，钻井工程作业正常情况下以网电为动力，停电等非正常情况下以柴油机为动力，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时用泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液、设备检修等。钻井工艺设备组成示意见图3.3‑8。

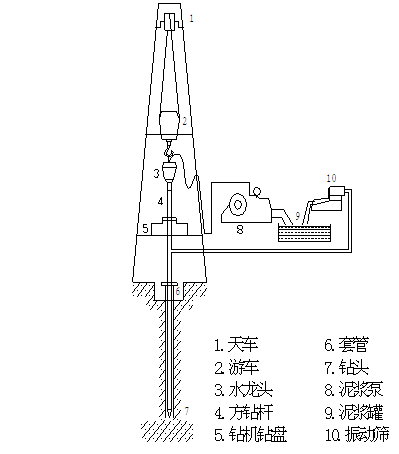


图3.3‑8 钻井工艺设备组成示意图

2）钻井液循环系统

钻井泥浆系统是钻井工程的核心部分，钻井泥浆分为可生物降解、水基、油基三种，清洁性能依次减弱。本工程采用的钻井泥浆为水基钻井泥浆（仅三开段会转为油基钻井），不含重金属物质。泥浆循环系统主要包括钻井液振动筛、真空除气器、除砂器、除泥器，除砂除泥一体机、液气分离器、搅拌器、砂泵、泥浆罐等石油钻井固控设备及成套泥浆循环系统，泥浆循环系统，适用于油井、水井钻探中泥浆循环作业。箱体外壳均用钢板压制成型，外形美观，强度高。

钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，通过钻头挤入井底，冲刷井底，将钻头切削下的岩屑不断地带至地面，通过泥浆循环系统实现泥浆与岩屑的分离，回收泥浆进入泥浆罐再利用。本项目钻井方式选用水基钻井液体系，导管采用清水钻井液（\*\*\*钻井液）钻进，一开采用\*\*\*钻井液体系，二开采用\*\*\*钻井液体系，三开采用油基钻井，有利于降低作业成本，减少对地层污染。钻井过程严格按照中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司钻井作业指导书进行，强化泥浆的循环利用率。完井后泥浆循环系统中产生的合格泥浆暂存在泥浆储备罐内，用于区域内其他井水基泥浆配置。钻井过程中产生的废弃泥浆通过现场泥浆不落地工艺进行固液分离，回收上清液用于泥浆配置，剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排；水基钻井固废及时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。三开采用油基泥浆钻井后，对钻井固废暂存区进行改造防渗处理，危险废物暂存场所面积不小于60m2，油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时交由有资质的单位处置。本次环评要求，危险废物暂存场所应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中贮存场进行建设管理，在危险废物暂存场所建成后方可开始使用油基泥浆钻井。

3）清洁化操作工艺

由于钻井工程按照清洁化生产方案组织钻井施工，实施的清洁生产分为收集、处理系统两部分，主要对钻井过程产生的废泥浆及岩屑实时处理、设备冲洗废水实时处理和场地雨水收集处理排放，随钻不落地处置工艺流程图见图3.3‑9：

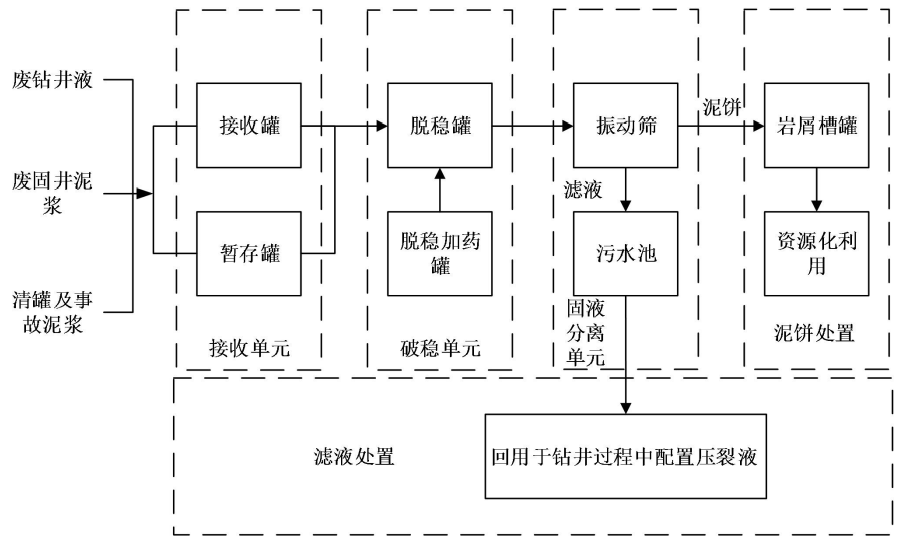


图3.3‑9 随钻不落地处置工艺（清洁化操作）流程图

随钻不落地处理工艺含泥浆不落地装置一套，占地面积310m2。主要包含40m3废水罐4个；20m3岩屑固化罐4个；3m3岩屑收集罐8个；材料区。

①泥浆循环及岩屑处理清洁生产方案

在清水及水基泥浆钻井过程中，仅泥浆参与钻井循环带动钻头不断钻进地层，井下岩屑也随钻井泥浆一并返排地面，返排泥浆经钻井泥浆循环系统自带的振动筛分、除砂分离后分离成三部分：

A可循环利用钻井泥浆：直接再次进入泥浆循环系统，重复利用于钻井作业，减少钻井泥浆的调配量；

B废泥浆：泥浆循环系统分离产生的废泥浆（失效泥浆），通过螺旋输送装置输送进收集罐，收集后叉车转运至井场旁的清洁生产操作平台再次进行脱水处理，脱水产生的废水经固化操作平台内的废水处理罐混凝沉淀处理后，上清液重复利用于钻井泥浆现场调配生产用水，下部沉淀污泥和脱水后的泥浆由叉车转运至固化罐进行固化后，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；

C钻井岩屑：振动筛分分离产生的岩屑离由螺旋输送装置输送进岩屑收集罐，收集后叉车转运至井场旁的清洁生产操作平台固化罐进行固化。岩屑经固化罐进行固化后，前期水基钻井产生的水基岩屑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。油基泥浆钻井过程中，油基泥浆钻井阶段产生的含油岩屑经振动筛分离产生的岩屑由钢体收集桶收集后叉车转运至清洁生产操作平台内的岩屑存放区采用岩屑罐（刚体罐）暂存，定期交由有危废处理资质单位处理。

水基泥浆、岩屑固化工艺：泥浆、岩屑通过机械设备进行脱水。固化剂包括传统固化剂、聚合氯化铝、石灰等不含Fe、Mg离子的碱性药剂。固液分离后含水率小于等于60%的固相转运至岩屑堆放区暂存，定期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，含水率高于60%的部分则再次进行固化处理，直至含水率降低至60%以下。固化预处理使用一般水基钻屑固化剂，处置过程中应控制Ca离子的掺入，包括硅酸盐水泥或含Ca离子为主的固化剂，使用此类药剂时，其与水基钻屑质量比应控制在4%以内。分离出的液相导入其它暂存罐收集，达到回用要求的液相抽至井队配浆罐回用，达不到回用要求的液相暂存于暂存罐，外运处置。钻井废弃物通过上述脱水工艺处理后，固相含水率≤60%，转运外委处置。

②油基泥浆循环及岩屑处理清洁生产方案

油基钻井作业：本项目三开段可能采用油基钻井液钻井，钻井过程中以钻井液作为载体将岩屑带至地面，返排钻井液与岩屑混合物经钻井液循环处理系统固液分离实现钻井液的循环利用，分离的固相（钻井岩屑）进入油基钻井液清洁化生产随钻处理系统处理。油基钻井液清洁化生产随钻处理系统由收集油基钻井液钻井污染物清洁生产随钻处理系统单元、输送装置（螺旋输送机）、脱油装置（油基岩屑和废弃油基钻井泥浆甩干机1套）三部分组成，实现对油基岩屑和废弃油基钻井泥浆和钻井废水等污染物的随钻处理。

清洁生产随钻处理系统工艺步骤：钻井液循环处理系统分离的油基钻井岩屑（振动筛和除砂器、除泥器分离的岩屑）收集后通过螺旋输送机送入油基岩屑和废弃油基钻井泥浆甩干机处理，甩干后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集，暂存在清洁化操作平台，及时交有资质单位外运处置，甩干机分离后的液体钻井液进入钻井液循环系统重新用于钻井。

清洁生产随钻处理系统分离后的油基岩屑和废弃油基钻井泥浆，转移至清洁化操作平台岩屑堆放区（按危废贮存场地采取防渗、防扩散、防流失措施）暂存，及时交由危废处置资质单位妥善处置。

4）测井、取心、录井

测井是把利用电、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。

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

录井是根据[测井](http://baike.baidu.com/view/1231512.htm" \t "_blank)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。

测井、取心、录井主要就是取样分析地质等情况，该过程基本不涉及污染物。

5）固井作业

固井是钻井达到预定深度后，下入套管并注入水泥浆，封固套管和井壁之间的环形空间的作业。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车、下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

固井是钻井过程中的重要作业，最上面的固井是[表层套管](http://baike.baidu.com/view/2376304.htm" \t "_blank)固井，它起的是“泥浆通路，油气门户”的作用。在下一次开钻之前，表层套管上要装防喷器预防井喷。防喷器之上要装泥浆导管，是[钻井液](http://baike.baidu.com/view/94622.htm" \t "_blank)返回泥浆池的通路。钻井过程中往往要下技术套管固井，它起的是“巩固后方，安全探路”的作用。和公路的隧道、煤矿中的巷道一样，钻井过程中也会遇到井塌、高压和不稳定的地层，同时也是为了在向前“探路”中遇险有个退路，起到“救助”的作用。

固井主要是注入水泥，基本无污染物产生，固井过程分为三步如下：

下套管：套管有不同的尺寸和钢级。根据用途、地层预测压力和套管下入深度设计套管的强度，确定套管的使用壁厚，钢级和丝扣类型。套管与钻杆不同，是一次性下入的管材，没有加厚部分，长度没有严格规定。为保证固井质量和顺利地下入套管，要做套管柱的结构设计。

注水泥：是套管下入井后的关键工序，其作用是将套管和井壁的环形空间封固起来，以封隔油气水层，使套管成为油气通向井中的通道。

井口安装和套管试压，下套管注水泥之后，在水泥凝固期间就要安装井口。表层套管的顶端要安套管头的壳体。各层套管的顶端都挂在套管头内，套管头主要用来支撑技术套管和油层套管的重量，这对[固井水泥](http://baike.baidu.com/view/2326697.htm" \t "_blank)未返至地面尤为重要。套管头还用来密封套管间的环形空间，防止压力互窜。套管头还是防喷器、油管头的过渡连接。陆地上使用的套管头上还有两个侧口，可以进行补挤水泥、监控井况、注平衡液等作业。

套管试压是检查固井质量的重要组成部分。安装好套管头和接好防喷器及防喷管线后，要做套管头密封的耐压力检查，和与防喷器联接的密封试压。探套管内水泥塞后要做套管柱的压力检验，钻穿套管鞋5～10m后（表层套管）要做地层压裂试验。固井后要用声波检测固井质量。固井质量的全部指标合格后，才能进入到下一个作业程序。

**（2）钻完井工程产污环节分析**

钻井期间主要的环境影响因素是备用柴油机运行产生的废气，钻井、起下钻和固井作业等产生的钻井废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井固废、废弃泥浆、废油、废含油手套和抹布等固体废物。

#### 储层改造工程

**（1）储层改造工程工艺流程简述**

本项目一口井完钻后进行完井测试，按照本项目钻井设计，钻井中途不测试，仅在钻至目的层时测试放喷求产。完井作业包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。其中酸化压裂和测试放喷是最主要工序，也是主要产生污染物排放的工艺环节。

①洗井作业

当钻至目的层后，首先是进行洗井作业，采用碱水进行洗井作业，洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口经洗井管柱返回地面。该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水。

②射孔作业

洗净作业完成后，将进行射孔作业，射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质和射孔参数及质量影响。首段设计采用连续油管射孔，后续采用泵送\*\*\*联作工艺。

③下完井管柱

连油扫塞后，采用不压井作业模式，带压下入生产管柱。

④压裂作业

压裂是指在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝的施工过程。本项目采用桥塞分段、\*\*\*体积压裂工艺模式，形成具有一定几何尺寸和导流能力的人工裂缝，以达到增产的目的。

压裂作业在白天进行，压裂液泵入时间约2～3小时，参与作业的压裂车8台（4用4备），压裂液的主要原料是清水、稀盐酸及一些外加剂如硼砂等。受压力作用，压裂过程会产生压裂返排液，返排周期为3天～5天。

该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。压裂作业过程及压裂液使用流程见图3.3‑10。

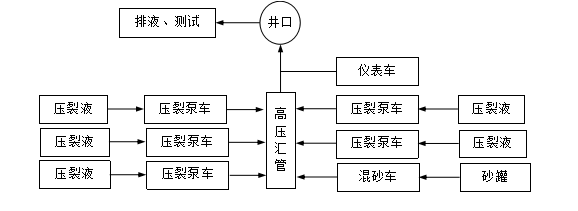


图3.3‑10 压裂作业示意图

⑤测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量及气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的天然气，测试放喷燃烧筒一般为高度1m的地面火炬，放喷池内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。出于安全操作和有利于燃烧废气污染物大气扩散考虑，测试放喷一般在白天进行。

⑥完井搬迁及恢复

测试结果若表明气井有工业试采的价值，则在井口装上采气装置试采气，其余设备将拆除搬迁，对基础进行拆除，场地进行平整，并对井场废弃物进行无害化治理。若不产天然气或所产气量无工业试采价值且确定无后续开发计划后，则将井口用水泥封固后搬迁。在搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途。此过程对环境基本无影响。

建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

**（2）储层改造工程产污环节分析**

储层改造工程主要污染为压裂过程中会产生噪声、施工人员生活垃圾和生活污水，测试放喷阶段的污染物主要是压裂返排液、天然气点火产生的废气、气流噪声以及热辐射影响。

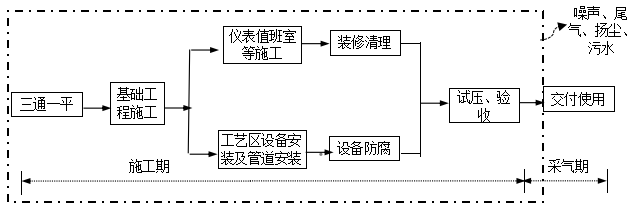
#### 油气集输工程

**1、试采站建设**

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，本次新建雷页1试验井组试采站1座，采气树来气经站采用除砂、加热节流、单井气液计量、气液两相分离、三甘醇脱水、原料，实现气井产物分离、计量及天然气外输和污水等进行分类回收处置功能，配套建设自控、电力、结构等设施。

**（1）站场工程工艺流程简述**

试采站站场工程施工工艺如下：场地平整→基础施工→设备安装→地面恢复。施工过程中先采用推土机、挖掘机对场地进行平整，修建（维修）截排水沟，然后对场地进行夯实，敷设管道等。最后采用石子、碎石等对场地进行硬化，安装集气设备。本项目试采井站依托施工期已建设的钻井井场建设，场地均已平整，只需进行设备安装。



仪表室、临时办公室建设

图3.3‑11 井站施工期工艺流程及产污节点图

**（2）站场工程产污环节分析**

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、废弃焊条和废材料桶等。这些污染贯穿整个施工过程，但站场部分施工量小，施工时间较短，污染物产生量少。

**2、集输管线**

本项目将新建雷页1试验井组试采站至雷页1试采站输气管线1条，管道长度140m，管线规格DN65，材质为Q345，设计压力6.9MPa，埋深1.2m。

**（1）集输管线施工流程及产污节点**

本项目管线距离短，仅为井场至试采站的较短集输管道，管线沿途无河流、公路等穿越。因此，集输管线沿途不设置施工便道、施工场地等，也不单独设置堆管场、穿越施工场地等。

本工程管线施工首先进行作业线路、场地的清理，本项目管线主要沿现有道路铺设，按照施工规范，将运至施工现场的钢管进行焊接、接口防腐，然后沿地面铺设，然后对管道进行试压，清理作业现场，恢复地貌、恢复植被。管线施工作业流程及产污节点见图3.3‑12。



管线占地平整、

压实

管线占地平整、压实

管道铺设

图3.3‑12 地面管线施工作业流程及产污节点图

**1）敷设形式**

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

表3.3‑1 输气管道主要敷设形式及适应条件

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

本项目集输管线通过的地区主要为二、三级地区，根据当地地形、地质等条件，由于本项目管线距离很短，仅在试采期临时使用，采用地下敷设方式。本工程山区地段一般达不到弹性敷设的条件，应采用热煨弯头改变管道走向。试采结束后，根据实际情况若要继续开采，则输气管线按照《输气管道工程设计规范》（GB50251）等要求完善建设方式，若涉及输水管线则参考《给水排水工程管道结构设计规范》（GB50251）等要求完善建设方式，并另行办理相应环保手续。

**2）施工方案**

本项目的施工方式以人工为主，机械为辅。尽量地利用机械进行运管、堆管、抬管、吊管、组焊等。同时本项目采用分段开挖分段施工的方式。

**①施工作业带**

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行，然后才能进行管线沿线平整和压实作业。本工程沿线所经地区主要为低山、丘陵区，管线基本沿道路两侧穿行于旱地、经济作物和林地等区域，管道通过经济作物区时，为减少管道施工对经济作物的损坏，施工作业带宽度应尽量缩窄，宜采用沟下组焊方式减小施工作业带宽度，本项目施工作业带宽度宜为8m。按有关法规对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

清理施工作业带对生态环境的影响主要表现为：在施工作业带范围内，用推土机和挖掘机进行扫线清理时，不但会破坏施工作业带范围内的原生植被、次生植被以及人工植被，而且还会对土壤造成扰动，使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响农作物的生长，造成农业生产减产。

施工中采用后退式扫线作业，整个施工作业带范围内的土壤和植被会受到扰动或破坏，尤其是在管线两侧4m范围内的植被破坏严重；同时管线区临时占地的压实作业将造成的土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况、植被的恢复、农作物的生长发育等。

**②管线沿线平整和压实**

本工程管道沿线平整和压实施工采用机械与人工相结合的方法，由于本项目集输管线通过的地区主要为二、三级地区，主要沿道路两侧敷设，占地平整压实以人工为主、机械为辅。管线沿线占地不进行表土剥离，应尽量对沿线占地压实处理，确保管线沿线基础稳定。

**③管道焊接**

本项目采用氩电联焊。一般管段采用沟上焊接，大中型沟溪等施工困难地段管段采用沟下焊接。若环境温度低于-5℃时，应采取有效的措施以防止焊缝冷速过快，环境湿度应小于90%RH，若环境风速大于5m/s，应采取有效防风措施。焊接工艺按照《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2014）、《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）等相关规定、规范要求执行。

本项目所有管道环焊缝均应进行100%射线检测，在热处理完成后应进行100%超声检测，对于不能进行超声检测的环焊缝，可选用射线、磁粉、渗透检测方法之一代替。热处理前后的角焊缝应进行100%磁粉或100%渗透检测。

**④管线综合布置**

根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015），同沟敷设的并行管道，间距应满足施工及维护需求且嘴角净距不应小于0.5m，输气管道与其他管道交叉时，垂直净距不应小于0.3m，当小于0.3m时，两管间交叉处应设置坚固的绝缘隔离物，交叉点两侧各延伸10m以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷。本项目输气管道与输水管道严格按照《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）布置，间距不小于0.5m。

**⑤清管、试压、干燥、置换**

本项目管线的清管、试压及干燥等需严格按照《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）及本工程相关要求执行。

管道投产前清管、测径、试压的一般程序：管段清管→管段测径→管段试压→管段连头→站间管段清管、测径。

管道应在下沟后进行分段清管、测径和分段试压。如果投产前要求进行站间试压时，管道投产前还应进行站间试压。清管排放口不得设在人口居住稠密区、公共设施集中区。清管排放应符合环保要求。

为了确保试压的安全，采用清水进行强度试压。水压试验的供水水源洁净、无腐蚀性。管道沿线的试压段划分由各标段的施工单位根据地形、管道沿线的地区等级划分、水源等条件而综合确定。试压前施工单位应制定相应试压施工方案和应急预案，作好相应安全试压准备工作，报建设单位和监理单位批准后进行。

**a.管道清管**

管道安装完毕后，采用清管球（器）进行清管，清管介质采用压缩空气，吹扫时设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端固定，吹扫口流速＞20m/s，直到管内无污物排出为合格。

分段清管应设临时清管器收发装置，清管器接收装置应选择在地势较高且50m范围内没有建筑物和人口分布的区域内，并应设警示标志。清管选用复合式清管器，清管球充水后直径过盈量应为管内径的5%～8%。清管时的最大压力不得超过管材最小屈服强度的30%。清管器应适用于管线弯管的曲率半径。

**b.管道试压**

吹扫结束后，必须对新安装管线设备进行强度试验和严密性试验，站外管道应执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）中的有关规定。施工期管线试压分段进行，为节约用水，避免水资源的浪费，部分试压用水过滤后可重复使用。

**c.干燥**

本项目工程选用干空气干燥法对管道进行干燥。采用干空气干燥法可在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点应连续4小时比管道输送条件下最低环境温度低5℃、变化幅度不大于3℃为合格。

管道干燥结束后，如果没有立即投入运行，宜充入干燥氮气，保持内压大于0.12~0.15MPa（绝压）干燥状态下的密封，防止外界湿气重新进入管道，否则应重新进行干燥。

**d.置换**

管道内空气的置换在强度试验、严密性试压、吹扫清管、干燥合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。氮气注入被置换管道的温度不应低于5℃，置换过程中管道内气体流速不应大于5m/s，同时，置换管道末端、阀室及站场应配备气体含量检测设备，当置换管道末端放空管口气体含氧量不大于2%，并持续不小于5min即可认为置换合格。

**⑦投运**

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

**清管、探伤、试压合格及氮气置换完成后进行集输工程，本项目管线施工期间不设施工营地。其中采用的X射线探伤不属于本次评价内容，按照相关要求另行完善环保手续。**

### 试采期工程分析

如钻井完毕并通过测试获得天然气，则进行地面建设工程，本项目将进行试采生产，若无工业产能且无后续开发计划，则井口采用水泥浆封井，井口焊上钢板和阀门，井站其他装置、房屋搬迁，井口设立标志。

1、采气试采工艺流程



噪声、固废

外输管线

三甘醇脱水撬

外运处置

除砂器撬

气液分离器

气液计量撬

水套炉加热

噪声、固废

外输

图3.3‑15 试采期工艺流程图

1）试采总工艺流程

试采期，天然气采用除砂、加热节流、单井气液计量、气液两相分离、三甘醇脱水、原料，实现气井产物油气水分开计量及天然气外输和污水等进行分类回收处置功能。

2）井口工艺

井口采出的高压气由采气管线输至试采站，单井井口设紧急切断连锁，井口压力、温度设远传信号。

3）加热节流工艺

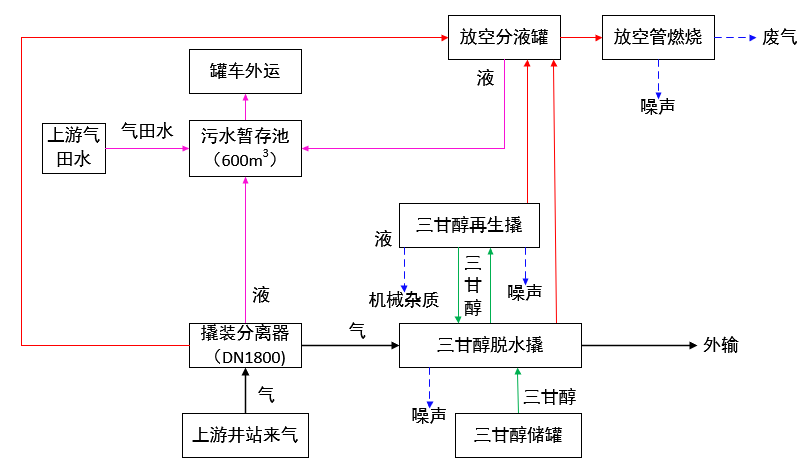
井口采出物进水套加热炉撬加热节流，节流后温度50℃左右。

4）气液分离工艺

加热炉节流后的采出物进入气液计量撬计量后进入两相分离器进行气液分离，分离出的气相经三甘醇脱水后通过已建集输管线外输至魏兴站，分离出的水进入污水罐，最终装车外运处理。

1. 三甘醇脱水工艺

本项目三甘醇脱水工艺流程如下：



上游来气

图3.3‑16 试采期三甘醇脱水工艺流程图

**TEG（三甘醇）脱水流程：**

原料气经过滤分离器除去气体中夹带的少量液态杂质后，从TEG吸收塔下部进入。在塔内原料气自下而上与自上而下的TEG贫液逆流接触，脱除天然气中的绝大部分饱和水。脱除水分后的天然气经干气-贫液换热器与TEG贫液换热，然后进入产品气分离器，经气液分离后的天然气作为产品气经系统管网至外输。

**TEG（三甘醇）再生流程：**

吸收塔下部出来的TEG富液经TEG重沸器上富液精馏柱顶换热盘管换热，然后进入TEG闪蒸罐闪蒸，闪蒸出来的闪蒸气调压后去放空系统。闪蒸后的TEG富液经过TEG过滤器除去溶液中的机械杂质和降解产物，然后经TEG贫富液换热器换热后进入到富液精馏柱中。汽提气插入贫液精馏柱下端。TEG富液与电加热重沸器来的水汽和气提气在富液精馏柱中接触，TEG富液在富液精馏柱中被提浓，然后进入到TEG重沸器中被加热至202℃左右，经贫液精馏柱二次汽提后经缓冲罐进入TEG贫富液换热器换热到80℃，经能量回收泵（该泵将TEG富液的能量转化，使TEG贫液升压）送至干气-贫液换热器，冷却至48℃左右进入吸收塔顶部，完成TEG的吸收、再生循环过程。

本项目三甘醇再生过程采用电加热，采用电加热装置，运行期TEG富液再生产生的废气主要有TEG富液再生产生的废气（主要为水蒸气、CO2、烃类）经废气分液罐后进入废气进入燃料气系统，作为水套加热炉等燃料气使用。本装置设有溶液补充系统，以在生产运行过程中及时补充TEG溶液。

6）辅助流程

①燃料气流程

试采期所需燃料天然气为由试采站内井口自产的天然气经站内三甘醇脱水装置脱水后的干气供给，不单独建设外部燃料气供应关系。

②放空流程

放空流程的设置主要有：井口放空、工艺设备放空、站内外输管线放空，放空天然气均接至15m高放空火炬燃烧后排放。

①井口放空：井口设紧急切断阀，当出现事故时可以自动或手动紧急切断，在紧急切断阀前设手动放空阀，当出现事故时，可手动放空泄压。

②工艺设备放空：主要放空设备有水套炉、分离器、闪蒸罐等。设备设置手动放空及安全阀放空，能够在检修及事故状态下实现放空。

③站内外输管线放空：站内外输管道设置手动放空，可满足站内管道超压时进行放空。

2、采气试采产污环节

雷页1试验井组正常生产时主要产生气田水以及非正常工况井下作业废水，气田水为工艺装置分离器分离出的天然气中的游离水，非正常工况井下作业废水为井下压裂酸化等作业产生的废水。试采站内水套加热炉以天然气（主要由井口自产的天然气经站内三甘醇脱水装置脱水后的干气供给）为燃料会产生燃烧废气，火炬系统燃烧放空天然气会产生燃烧废气，非正常放空废气；试采站设备运行时产生设备噪声；本项目拟建工程内容不新增清管收发球装置，试采期无清管废渣产生；除砂器撬产生的少量砂土杂质，定期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；试采井站无新增定员，无生活垃圾和生活污水产生。

雷页1井试验井组来气

杂质、噪声

除砂器撬

燃烧废气、噪声

加热炉

噪声

天然气外输

三甘醇脱水撬

气液分离

气田水

噪声、固废

采出水罐

燃烧废气、噪声

罐车拉运

放空火炬

非正常工况井下作业废水

赵家坝污水站

回注

放空天然气

普光3回注井

图3.3‑16 试采期产污节点示意图

3、集输管线

集输管线由建设单位调配人员进行巡线，不新增劳动定员，无新增生活垃圾产生。本项目外输管线较短，不设置清管装置，无清管作业，管网在正常工况下，无噪声、废气、废水和固废污染物排放。

### 完工及试采结束后工程分析

项目试采（2年）结束后，若天然气井采气后期不具备商业开采价值时（若无进一步勘探开发计划）将按照行业规范采取闭井作业。首先，采用水泥对套管及套管壁进行固封，防止天然气串入地层；同时在射孔段上部注入水泥，形成水泥塞封隔天然气层。在井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及环境风险事故。拆除地面集输流程和放喷池、清水池等，并编制闭井期土地复垦方案，对井场进行复垦（若有后续开采计划则纳入后续开采计划复垦）。通过拆除构筑物及对占地区域进行复垦，不存在遗留环境问题，不会造成持续环境影响。**试采结束后，若具备开采价值，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，并需按照相关要求另行办理环评手续。**

（1）对拆除地面设施过程中产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理。

（2）保留各类绿化、生态保护设施，以保持评价区生态环境功能不变。

## 污染源源强核算

### 施工期污染源强分析

#### 钻前工程

本项目钻前工程量较小，钻前工程污染源产生及治理情况如下。

**（1）废气**

钻前施工人员多为当地民工，租住在附近农户家中，不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工机械尾气（含运输车辆尾气）和施工粉尘，但属短期影响（钻前施工工期约30天）。施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为NOx和CO，施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等。粉尘主要源于水泥搅拌、材料运输及使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运工程中的二次扬尘，施工现场设置围栏或部分围栏、遮盖、洒水抑尘等，减少起尘量。

**（2）废水**

钻前工程的废水主要施工废水（主要污染物为SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为COD、SS和NH3-N等）。钻前工程高峰时日上工人数约30人，每人每天用水量为80L，排污系数为0.8，则钻井期间井场的生活用水量为2400L/d，污水产生量为1920L/d。主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活污水利用农户已有的设施进行收集处置，施工现场基本不产生生活污水；钻前施工主要为土建施工，还会产生车辆清洗、砂石料拌和及混凝土养护、施工机具保洁废水等，以及道路施工遇雨水产生的地表径流，产生地点分散，产生量较小，污染因子以石油类和SS为主。本项目在施工现场设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。

**（3）噪声**

钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声级见表3.4‑1。虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响。由于钻前施工工程量小，且为野外作业，钻前工程夜间不施工作业。

表3.4‑1 主要施工机具噪声源强表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **设备名称** | **测点距施工机具距离（m）** | **最大声级**  **（dB（A））** | **运行方式** | **运行时间（h）** |
| 1 | 推土机 | 5 | 85 | 移动设备 | 间断，<4 |
| 2 | 挖掘机 | 5 | 84 | 移动设备 | 间断，<2 |
| 3 | 载重汽车 | 5 | 82 | 移动设备 | 间断，<2 |
| 4 | 钻孔机 | 1 | 100 | 移动设备 | 间断，<4 |
| 5 | 空压机 | 1 | 101 | 移动设备 | 间断，<4 |
| 6 | 柴油发电机 | 1 | 98 | 移动设备 | 间断，<2 |
| 7 | 振动棒 | 1 | 100 | 移动设备 | 间断，<4 |

**（4）固废**

本项目场地平整挖填量基本能做到挖填平衡，固废主要有钻前工程设备基础施工开挖带来的临时弃土石方，用于场地平整，无弃方产生，本项目仅生活区临时占地为新增占地，不涉及表土剥离。施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，约40t，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

**（5）生态环境影响**

拟建项目钻前工程对生态环境的主要影响因素包括场地基础开挖、土石方回填、构筑物建设等活动对土地的扰动作用。通常说来，生态影响效果主要包括改变土地利用性质、造成水土流失等。

1）土地利用性质改变

本项目为新建，钻井期涉及井场工程、生活区、放喷池、清水池、道路、表土堆放区等临时占地。工程项目建设对生态环境的影响主要表现为项目占地使土地功能发生改变，即一般耕地变为工业用地，将导致粮食减产（植被生物量降低）等。本项目新增临时占地用地类型为耕地、灌草丛等，短期内改变土地利用性质，工程结束后即对临时占用的土地进行恢复，对当地土地资源的影响较小。对于工程的占地，建设方应按国家相关法律法规办理临时用地手续。

2）土壤侵蚀

在进场道路、井场平整、设备基础开挖过程，将造成地面裸露，形成水土流失，导致地表原有植被破坏。

#### 钻井工程

**（1）废气**

1）备用柴油机/发电机废气

项目周边供电网已铺设，可将网电接入井场，满足本项目钻井及试采期需求，因此本项目优先使用网电作为动力和生产生活用电，正常情况下无燃烧废气产生。

在停电或者电网供应不能满足使用时，井场同时使用1320kW柴油动力机组（2用1备）和320kW柴油发电机组（1用1备）。柴油动力机组额定油耗209g/kW·h，发电机额定油耗60g/kW·h。

柴油发电机使用符合国六标准的轻质柴油。按照《普通柴油》（GB 252-2015）从2018年1月1日起采用柴油中硫的含量不大于10mg/kg，则SO2排放系数为20g/t。

柴油燃烧废气主要污染物排系数参考《社会区域类环境影响评价》工程师登记培训教材中相关排污系数，柴油机污染物排放系数为：NOx2.56g/L、烟尘0.714g/L、烟气量按20Nm3/kg计。预测项目钻井作业期间柴油发电机组主要污染物排放情况见表3.4‑2。

表3.4‑2 钻井作业期间柴油发电机组废气污染物排放情况

| **污染源** | **油耗kg/h** | **烟气量m3/h** | **污染物名称** | **排放速率（kg/h）** | **排放浓度（mg/m3）** | **排气筒高度（m）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2台柴油动力机、1台发电机组 | 388 | 7760 | SO2 | 0.008 | 1.0 | 6 |
| NOX | 1.17 | 150 | 6 |
| 烟尘 | 0.33 | 41 | 6 |

柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）表2规定的限值。

2）事故放喷废气

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件。事故放喷主产物是不含硫天然气燃烧后产生的CO2。事故放喷时间持续较短，且通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，事故放喷时间短，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响，对环境影响也较小。

3）无组织挥发性有机废气

本项目为天然气钻井及试采工程，遇到特殊地层可能会采用油基钻井时使用白油为基础钻井液，挥发性极低，油基钻井过程挥发性废气排放可忽略不计，因此，除燃油机械使用过程中产生的少量无组织挥发性有机物排放外，钻井施工过程中无组织排放源。因此，本项目无组织挥发性有机物排放量小，通过自然扩散可有效降低其影响，对周边环境影响甚微。

**（2）废水**

从项目产生的废水情况分析，包括钻井废水、初期雨水和生活污水。

1）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罐，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赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。

根据普光气田钻井工程的类比分析，采用相同的水基泥浆钻井工艺、钻井液循环系统和泥浆随钻不落地处理工艺的普陆5勘探评价井工程建设项目（实际井深3310m）竣工环境保护验收调查表可知其施工期钻井废水实际产生量约为611m3，每米进尺产生钻井废水量约0.185m3，同时结合周边其他已钻井废水产生数据，平均每米进尺产生钻井废水量可达0.2m3。本项目水基钻井可能最大进尺8270m，本次评价保守按照不利考虑（全部使用水基泥浆钻井），每米进尺产生钻井废水量按0.2m3核算，则产生的钻井废水为\*\*\*m3。

废水为钻井废水及雨水的混合废水，其主要污染物浓度根据普光气田钻井工程污水罐废水类比，钻井废水水质污染物浓度见表3.4‑3。

表3.4‑3 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 |

2）生活污水

钻井期间，一个钻井队的员工一般为45人，每人每天用水量为80L，排污系数为0.8，则钻井期间井场的生活用水量为3600L/d，污水产生量为2880L/d。生活污水经生态厕所收集后由密闭罐车定期拉运至周边生活污水处理厂处理，环境影响较小。本项目生活污水水质情况见表3.4‑5。

表3.4‑4 项目生活污水水质

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **主要污染物名称** | **pH** | **悬浮物（mg/L）** | **COD（mg/L）** | **BOD5（mg/L）** | **氨氮（mg/L）** |
| 水质情况 | 7.0-9.0 | 250-300 | 350-400 | 200-250 | 30-40 |

3）初期雨水

其中钻井期间污水罐收集的初期雨水，与钻井废水一同进入泥浆不落地处理装置处理后由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。

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，初期雨水收集进入污水罐处理。污水罐收集的初期雨水同钻井废水一同由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。

初期雨水量按照如下公式计算：

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，本次计算整个施工井场内部占地面积，按6000m2计，即0.60hm2。

q-设计暴雨强度，L/（s·hm2）。

设计暴雨强度公式如下：

式中：

q-设计暴雨强度，L/（s·hm2）；

p-设计暴雨重现期（年）：本次取值为2年；

t-降雨历时（min）：取15min。

经计算，本项目15min初期雨水产生量约为202.1m3/次。

井场实行雨污分流，井场外四周设排水边沟，井外雨水不得进入井场，井场内四周设内排水边，井场雨水随内排水沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水收集后同钻井废水一同拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排，后期雨水水质清洁后可直接外排。

**（3）噪声**

本项目井场噪声分布区域主要分为动力及钻台区、泥浆泵区和泥浆不落地区等，其主要噪声设备有：

①机械噪声组：包括柴油机组、发电机组、钻机、泥浆泵以及其他种机械转动所产生的噪声；

②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；

本项目优先使用网电，备用柴油发电机仅在供电不正常时使用，使用时间短，为偶尔间断使用，但其噪声源强大。因此对声环境影响大的主要为钻井过程中使用备用的柴油动力机、柴油发电机间断运行噪声，以及24小时钻井时钻机等设备的运行产生较大的连续性噪声，本项目钻井采用ZJ70型钻机，根据类比调查，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表3.4‑6。

表3.4‑5 项目单井钻井工程主要噪声源设备噪声值表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 阶时段 | 噪声设备 | 数量 | 单台源强dB（A）（1m处） | 采取的降噪措施 | 降噪后源强 | 噪声特征 | 排放时间 | 声源种类 |
| 网网电工况 | 钻井设备 | 1套 | 95～103 | 置于钻井井场内，基础安装减振垫层，泥浆泵安装消声器 | 93～98 | 机械 | 昼夜连续 | 固定声源 |
| 泥浆泵 | 2台 | 85～90 | 80～85 | 机械 | 昼夜连续 | 固定声源 |
| 振动筛 | 2台 | 75～85 | 80～85 | 机械 | 昼夜连续 | 固定声源 |
| 泥浆不落地装置 | 1套 | 85~90 | 80～85 | 机械 | 昼夜间断 | 固定声源 |
| 柴油机工况 | 柴油动力机 | 2台 | 95～100 | 排气筒上自带高质量消声器的柴油机 | 90～95 | 机械 | 间断 | 固定声源 |
| 柴油发电机 | 1台 | 90～95 | 活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料 | 85～90 | 机械 | 间断 | 固定声源 |

**（4）固废**

**1）清水钻井阶段**

项目导管段使用清水（\*\*\*钻井液）钻井，无废弃钻井泥浆产生，清水钻阶段主要产生清水钻岩屑产生量约205.51m3，完井后及时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。

**2）水基钻井阶段**

根据钻井液体系方案，本项目优先一开、二开水基钻井液，仅三开段采用油基钻井（使用较环保的白油为基础的油基泥浆）。

**①废水基钻井泥浆：**

钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于：①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；②在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；③完井时和洗井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；④钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、氯化钾、石灰石和重晶石。

根据本项目钻井设计，项目水基钻井阶段钻井液总用量约为2400m3，根据普光气田统计数据钻井液循环利用率在90%以上，故本项目约产生最大废弃水基钻井泥浆240m3。由于其pH较高（通常超过9），含有少量有机物添加剂，根据类比其他项目废弃钻井泥浆成分，确定废弃水基钻井泥浆为第Ⅱ类一般工业固体废物。

**②水基钻井岩屑：**

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆和洗井液带出至地面。主要成分为岩石、土壤及钻井液。其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数（清水和水基钻井一般取2.5~5倍，油基钻井取3~6倍，本次评价保守按清水和水基钻井一般取5倍，油基钻井取6倍考虑），本项目钻井岩屑产生量见表3.4‑7。

计算公式如下：

V清水和水基=π\*r2\*d\*5

V油基=π\*r2\*d\*6

表3.4‑6 水基钻井期间岩屑产生量估算表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 井号 | 开次 | 钻头尺寸mm | 总进尺（m） | 计算值（m3） | 固废类型 |
| 雷页1-2HF井 | 导管 | 660.4 | 60 | 102.76 | 清水岩屑 |
| 一开 | 444.5 | 1441 | 1118.03 | 水基岩屑 |
| 二开 | 311.2 | 2721 | 1034.80 | 水基岩屑 |
| 三开（油基） | 215.9 | 1937 | 425.46 | 油基岩屑 |
| 雷页1-3HF井 | 导管 | 660.4 | 60 | 102.76 | 清水岩屑 |
| 一开 | 444.5 | 1441 | 1118.03 | 水基岩屑 |
| 二开 | 311.2 | 2667 | 1014.26 | 水基岩屑 |
| 三开（油基） | 215.9 | 1963 | 431.18 | 油基岩屑 |
| 合计 | 导管 | 660.4 | 120 | 205.51 | 清水岩屑 |
| 一开 | 444.5 | 2882 | 2236.07 | 水基岩屑（合计4285.13m3） |
| 二开 | 311.2 | 5388 | 2049.06 |
| 三开（油基） | 215.9 | 3900 | 856.64 | 油基岩屑 |

本项目清水岩屑产生总量约为205.51m3，水基岩屑产生量约4285.13m3，水基岩屑与废弃水基钻井泥浆总量为4525.13m3。根据统计资料经泥浆不落地装置处理后水基钻井固废容重约1.8t/m3，故钻井岩屑和废弃泥浆产生量共计约8145.234t，其性质为第Ⅱ类一般工业固体废物。

水基钻井阶段废弃泥浆和岩屑在钻井现场经泥浆不落地工艺经脱稳-板框压滤进行固液分离后产生的固态钻井固废，主要成分为废钻井泥浆、岩屑、无机盐、普通有机聚合物，本项目钻井泥浆为水基钻井泥浆，不添加重金属等，不具有危险特性，依据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相关规定，本项目水基岩屑和泥浆属于第Ⅱ类一般工业固体废物，完井后及时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。同时对钻井固废暂存区进行防渗，设置雨棚及排水沟。通过以上措施，水基钻井固废全部综合利用，完钻后现场无遗留。

**3）油基钻井阶段**

本项目三开采用油基钻井液，根据上述计算公式可知，油基岩屑的产生量约为856.64m3，最大废弃油基钻井泥浆148.9m3（三开段油基钻井液最大使用量为1489m3），则废弃油基钻井泥浆与油基岩屑产生量约为1005.54m3。根据建设单位统计资料油基钻井固废容重约1.3～1.5t/m3，本次评价保守取1.5 t/m3，故岩屑和废弃泥浆产生量约1508.31t。

油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），油基泥浆和油基钻井岩屑及时收集后交由有资质的单位处置。

**3）废油、含油抹布和手套等含油固废**

钻井过程废油主要来源为：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；b、液压控制管线刺漏，如液压大钳、封井器及液压表传压管线刺漏；c、清洗、保养产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油。钻井产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，单井废油产生总量约0.7m3，本项目总产生量为1.4m3。废油以及工人施工产生的废含油抹布和手套由回收桶分类收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，并采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，暂存废油的废油桶设置围堰或托盘。由于钻井固废暂存区主要堆放钻井固废，钻井固废产生量和暂存量较大，难以分区暂存本项目产生的废油，同时在确定使用油基泥浆钻井前钻井固废暂存区未严格按照危废暂存场所建设，因此将废油桶暂存于做了重点防渗且污染防控措施完善、有足够空间的泥浆不落地装置区临时堆放区内，临时堆放区与其他区域分区设置，并做好防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，暂存期间做好废油管理记录，通过擦拭站场设备、原料添加、放喷点火等方式回收综合利用，根据类比调查井站产生废油能在井站内全部综合利用。若因为个别特殊情况存在不能综合利用的废油，则和擦拭站场设备产生的含油抹布和手套其他含油固废交由有资质的单位处理。

**4）废包装材料**

本项目产生的废包装材料约为2.0t，集中收集后施工队自己回用部分，剩余的送当地废品回收站处理。

**5）生活垃圾**

生活垃圾来源于钻井施工作业人员的生活，一个井队按45人计，每人每天产生的生活垃圾按0.5kg/d计算，则生活垃圾的产生量约为22.5kg/d。井场设置垃圾坑收集，定期按井场所在地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

此外，完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾，主要如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。

本项目钻井工程危险废物产生量见表3.4‑8。

表3.4‑7 钻井工程危险废物汇总表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **名称** | **类别** | **代码** | **产生量** | **产生工序及装置** | **形态** | **主要成分** | **有害成分** | **产废周期** | **危险特性** | **污染防治措施** |
| 废油、含油抹布和手套等含油固废 | HW08 | 900-249-08 | 1.4m3 | 钻井机具 | 半固态 | 废润滑油 | 润滑油 | 钻井期间 | T/I | 废油桶分类收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，钻井队综合利用，剩余的交由资质单位处置 |
| 废弃油基钻井泥浆与油基岩屑 | HW08 | 072-001-08 | 1005.54m3 | 三开使用油基钻井时泥浆不落地装置 | 半固态 | 柴油 | 柴油 | 钻井期间 | T | 桶装暂存于60m2危险废物暂存场所，交由资质单位处置 |

平台危险废物贮存场所（设施）基本情况见表3.4‑9。

表3.4‑8 平台危险废物贮存场所（设施）基本情况一览表

| **序号** | **贮存场所（设施）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** | **贮存方式** | **贮存能力** | **贮存周期** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 油桶  （2个） | 废油 | 废矿物油与含矿物油废物 | HW08 | 泥浆不落地装置区临时堆放区内 | 约2m2 | 集中贮存 | 约1m3 | 60d |
| 2 | 油基岩屑吨桶（60个） | 废弃油基钻井泥浆与油基岩屑 | 废矿物油与含矿物油废物 | HW08 | 危险废物暂存场所 | 约60m2 | 集中贮存 | 约60m3 | 3d |

本项目固体废物产生量见表3.4‑10。

表3.4‑9 钻井工程固体废物产生及处置情况一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **固废种类** | **清水岩屑（m3）** | **水基钻井固废（t）** | **废包装材料（t）** | **生活垃圾** | **废油（m3）** | **油基钻井固废（m3）** | **含油抹布和手套等其他含油固废** |
| 产生量 | 50.65 | 8145.234 | 2.0 | 22.5kg/d | 1.4 | 1005.54 | 少量 |
| 性质 | 一般固废 | | | 生活垃圾 | 危险废物 | | |
| 处置措施及去向 | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后暂存于钻井固废暂存区，定期用密闭罐车及时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 | | 集中收集后部分回用，剩余的送当地废品回收站处理 | 集中收集，交由当地环卫部门处置 | 设置废油桶集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理 | 桶装暂存于60m2危险废物暂存场所，交由资质单位处置 | 设置废油桶集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，及时交由资质单位处置 |

**（5）地下水污染**

1）地下水污染源类型分析

钻井工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的钻井废水、泥浆、岩屑等的渗滤液以及井下钻井过程滤失的钻井泥浆和压裂过程井筒破裂漏失的压裂液。

2）污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

a.渗透污染：钻井泥浆循环系统、泥浆不落地处理系统、油罐、放喷池、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析或罐体、池体破裂渗露出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

b.穿透污染：一般发生在钻井过程中的井漏和压裂过程中井筒破裂事故中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆或压裂液滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与压裂方案密切相关。

3）地下水污染源源强分析

a：污染物渗滤液：此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在井场内操作区域内暂存中，所含废液经渗漏、离析后，向周围岩层渗入、扩散。本项目对井场分区分级防渗处理，正常工况下渗透外泄量极小。

b：钻井滤失泥浆：此类影响产生于钻井期间的过平衡钻井阶段，钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量＜3m3/h时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。本项目在每段完钻后及时采用套管水泥固井，从措施上减少井筒内泥浆滤失可能。

**（6）环境风险**

本项目存在一定的环境风险，主要表现为钻井井喷失控或泄漏的天然气导致的火灾爆炸环境风险事故，以及泄漏天然气导致的环境风险事故；此外还表现为井场罐区及放喷池池体渗漏污染地表土壤和浅层地下水；井筒内套管破损导致钻井过程中钻井泥浆漏失，进入地下水环境，污染地下水环境；存储的柴油泄漏的环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。

#### 储层改造工程

**（1）废气**

储层改造工程产生的废气主要为压裂作业废气、完井测试放喷废气。

**1）压裂作业废气**

本项目压裂作业废气主要为压裂作业车辆、施工机械等产生的燃料燃烧尾气，主要污染物为NOX、烟尘及少量CO，采用合格燃油、加强设备保养减少尾气排放量。

**2）完井测试放喷废气**

测试放喷天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，测试放喷时间一般昼间放喷，每次约3h，废气排放属短期排放。测试放喷的不含硫天然气经点火燃烧，其主要污染物为CO2。

根据建设单位提供的项目气藏地质及气藏工程资料，本项目属于\*\*\*致密气气井勘探，预测雷页1试验井组无阻流量＜20×104m3/d。放喷废气在排放至放喷池内，经排气筒为高度为1m的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，本项目在放喷前，建设单位会对距离井口500m范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行24小时警戒，严禁居民靠近，以减轻放喷废气对这些居民的影响。同时由于测试放喷时间一般约为3小时，属短期排放，不会形成长期环境影响，短期影响也可控制在周边居民健康安全限值以下，污染物排放随测试放喷的结束而停止，不会长期存在，不会影响区域环境空气功能区划。

本项目测试放喷在昼间进行，且时间较短，不含硫天然气燃烧后主要污染物为CO2，污染物产生量较小，并将随测试放喷的结束而消除，对周边大气环境影响较小。

**（2）废水**

从项目产生的废水情况分析，储层改造工程废水主要包括洗井废水、压裂返排液和生活污水。

1. **压裂返排液及洗井废水**

测试放喷与完井工程产生的作业废水主要是压裂、洗井等施工时产生的废水。

根据该区域已完钻钻井工程可知，本项目洗井采用碱水，项目单井洗井废水产生约100m3，则洗井废水总产生量为200m3。

本项目压裂液总用量约99630m3，压裂液均在现场配液车中配制完成，配制的压裂液进入压裂车注入井口，配制而成的压裂液不在厂区内长期暂存。根据该区域已完钻致密气钻井工程可知，该区域页岩气钻井工程压裂液返排率约5%~20%，有少量达到50%~60%，返排率与返排时间有关，本项目保守考虑按60％计，则本项目压裂返排液总产生量为59778m3，回用于其他平台压裂或回注。返排液排至经防腐防渗处理的放喷池、压裂液罐中暂存，预计每天返排液量控制在1600m3以内，主要依托压裂液罐（1600m3）暂存。在返排期间可控制返排速率，若放喷池（300m3）、压裂液罐（1600m3）无多余容积或周边井场暂时无法回用、赵家坝污水处理站暂时无法接收处理时可临时转运至周边中石化场站设置的防渗完好、环保满足要求的储罐或水池暂存，或暂停压裂、返排等，待放喷池、压裂液罐中压裂返排液转运回用或回注后有足够容积空间后方可继续压裂、返排，因此在压裂返排期间在控制好压裂、返排作业，充分利用周边储存设施的条件下，本项目设置放喷池、压裂液罐可满足暂存要求。

本项目压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池、压裂液罐，优先回用于钻井工段及周边平台钻井工段，不能回用的用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）经普光3井回注站回注，不外排。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3.4‑4。

表3.4‑10 压裂返排液及洗井废水污染物浓度表（单位：mg/L）

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物名称** | **pH** | **COD** | **SS** | **石油类** | **挥发酚** | **氯离子** |
| 浓度 | 4～6 | ≤5000 | ≤7500 | ≤200 | ≤7.0 | ≤4000 |

**2）生活污水**

储层改造工程压裂作业时间约为35天，压裂作业人员40人，每人每天用水量为80L，排污系数为0.8，则储层改造期间井场的生活用水量为3200L/d，污水产生量为2560L/d。生活污水经生态厕所收集后由密闭罐车定期拉运至周边生活污水处理厂处理，环境影响较小。本项目生活污水水质情况见表3.4‑5。

表3.4‑11 项目生活污水水质

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **主要污染物名称** | **pH** | **悬浮物（mg/L）** | **COD（mg/L）** | **BOD5（mg/L）** | **氨氮（mg/L）** |
| 水质情况 | 7.0-9.0 | 250-300 | 350-400 | 200-250 | 30-40 |

**（3）噪声**

本项目压裂作业时间短，仅在白天施工，压裂过程中噪声源主要来自于压裂泵车，单台噪声源强情况90~100dB（A），本项目最多同时6台压裂设备同时作业；此外，在储层改造完成后进行测试放喷时，还将有放喷时产生的高压气流噪声，噪声源强度约为95~105dB（A）。储层改造工程主要噪声源设备噪声值见表3.4‑6

表3.4‑12 项目钻井工程主要噪声源设备噪声值表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 噪声设备 | 数量 | 单台源强dB（A）（1m处） | 采取的降噪措施 | 降噪后源强 | 噪声特征 | 排放时间 | 声源种类 |
| 压裂设备 | 8台（最多6台同时作业） | 95～100 |  | 95～100 | 机械 | 昼夜间断 | 固定声源 |
| 放喷高压气流 | / | 110 | / | 105 | 空气动力 | 测试3h | 固定声源 |

**（4）固废**

储层改造工程主要的固体废弃物为储层改造施工人员生活垃圾及完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾。

1）生活垃圾

生活垃圾来源于储层改造施工作业人员，储层改造施工人员按40人计，每人每天产生的生活垃圾按0.5kg/d计算，则生活垃圾的产生量约为20kg/d。井场设置垃圾坑收集，定期按井场所在地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

2）建筑垃圾

完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾，主要如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。

**（5）地下水污染**

1）地下水污染源类型分析

储层改造工程的下属污染类型主要为压裂过程井筒破裂漏失的压裂液。

2）污染途径分析

在储层改造时的压裂过程中，发生井筒破裂事故中，在水头压力差的作用下，将有少量压裂液滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与压裂方案密切相关。

3）地下水污染源源强分析

压裂过程中监控系统一般在地层滤失量＜3m3/h时即可发现压裂液滤失，以便及时采取堵漏措施。从措施上减少井筒内压裂液滤失可能。

#### 油气集输工程（站场建设及管线工程）

试采期钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，在现有雷页1试采站内新1套地面集输流程，井口来气通过管道输送至雷页1试采站，再经除砂、加热、节流、单井混相计量、脱水后通过已建雷页1井至毛达线魏兴站的管线实现外输，采出水储存后装车外运，配套电力、通信、自控等设施。同时本工程需新建雷页1试验井组试采站～雷页1试采站之间的天然气管道1条，管道长度140m，管线规格DN65，材质为Q345，设计压力6.9MPa，埋深1.2m。站场施工工作均在完井后的井场内建设，管线距离短，工程量相对较小，整个地面工程的工程量小、施工期较短，其污染物产生量较少，对环境的影响较小。

**（1）生态环境**

由于站场施工工作全部在钻井井场内完成，占地均位于原占地范围内，生态影响主要为部分设备基础建设造成施工区域土地裸露，在雨季极易产生径流，加重土壤侵蚀程度，造成水土流失。本项目在设备安装完毕后及时进行场站内道路硬化和绿化，减少场站施工区水土流失。

本项目管道施工的主要环境影响表现为管道施工过程中场地平整压实作业，造成局部植被破坏、土壤扰动、土壤结构改变、地面裸露，短期内加深水土流失、破坏生境。由于本工程集数管道的工程量小，产生的生态影响较小。

**（2）废气**

施工期废气主要为施工机具作业时产生的尾气，基础开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘，焊接作业产生的焊接烟尘废气，以及防腐废气等，产生量较少，废气通过自然扩散后对环境影响较小。

**（3）废水**

废水主要施工废水（主要污染物为SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为COD、SS和NH3-N等）。生活污水经生态厕所收集后由密闭罐车定期拉运至周边生活污水处理厂处理；少量生产废水在施工现场设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘，不外排。

此外，集输线路采用清洁水进行试压作业，根据管线长度及管道直径，本项目试压废水的用量约为0.07m3，试压过程中无试压水的损耗，故试压废水的产生量为0.07m3。试压完成沉淀后用于洒水降尘，不外排。由于清管试压废水中的污染物主要为SS，经沉淀后用于降尘使用，不外排。项目产生的试压废水对周围地表水环境影响较小。

**（4）噪声**

站场建设的噪声主要是推土机、电焊机、载重汽车等运行中产生的，工程量小、时间短，噪声源强小，夜间不施工，对环境影响小。项目集输管道工程管材的运输、场地平整压实作业等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，其排放强度根据装卸、运输的车辆和工具的型号不同有所不同，具有间断性和暂时性。由于管道工程量小、时间短，噪声源强小，夜间不施工，对环境影响小

**（5）固废**

站场建设和集输管线施工产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，共计约30t，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。此外，项目站场建设和集输管线施工还会产生少量管道焊接、防腐作业中产生的废材料，如废焊条、废材料桶等，由施工单位带走处置，不在现场暂存。

#### 施工期“三废”汇总表

综上所述，本项目施工期污染物产生量及排放状况与生态影响见表3.4‑11。

表3.4‑13 本项目施工期正常工况下“三废”及生态影响汇总表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染源** | | | **主要污染物** | **产生量** | **排放量** | **防治措施** |
| **废气** | **钻前工程** | 施工扬尘 | TSP | 少量 | 少量 | 短期排放，定期洒水抑尘 |
| 施工机械和运输车辆尾气 | CO、NOx等 | 少量 | 少量 | 选用尾气排放达标机械车辆，加强保养维护 |
| **钻井工程** | 备用柴油发电机尾气 | NOx | 1.17kg/h | | 自带消烟除尘装置处理后6m高排气筒排放 |
| SO2 | 0.008kg/h | |
| 颗粒物 | 0.33kg/h | |
| 无组织挥发性废气 | 无组织挥发性有机物 | 少量，短期排放，自然扩散 | | |
| 事故放喷废气 | NOx、CO2、颗粒物 | 少量，短期排放，点火燃烧处理 | | |
| **储层改造工程** | 压裂作业废气 | CO、NOx等 | 少量 | 少量 | 选用尾气排放达标机械车辆，加强保养维护 |
| 测试放喷废气 | NOx、CO2、颗粒物 | 少量，短期排放，点火燃烧处理 | | |
| **油气集输工程** | 施工扬尘 | TSP | 少量 | 少量 | 短期排放，定期洒水抑尘 |
| 施工机械和运输车辆尾气、防腐废气 | CO、NOx等 | 少量 | 少量 | 选用尾气排放达标机械车辆，加强保养维护 |
| 焊接烟尘 | 烟尘 | 少量 | 少量 | 自带焊烟净化器处理后排放 |
| **废水** | **钻前工程** | 施工废水 | SS和石油类 | 少量 | / | 经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘 |
| 生活污水 | COD、SS和NH3-N等 | 1.92m3/d | / | 利用农户已有的设施进行收集处置 |
| **钻井工程** | 钻井废水 |  | \*\*\*m3 |  | 钻井废水经清洁化操作平台处理后回用于配制钻井液，剩余部分由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排 |
| 生活污水 | COD、SS和NH3-N等 | 2.88m3/d | / | 经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理 |
| 初期雨水 | 石油类、悬浮物、COD等 | 202.1m3/次 | / | 初期雨水同钻井废水一并经不落地装置处理后大部分回用于配制钻井液，剩余不能回用部分暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注 |
| **储层改造工程** | 洗井废水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | 200m3 | / | 临时暂存于放喷池或者压裂液储罐中，优先回用于钻井工段及周边平台钻井工段或配置压裂液，不能回用的用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注 |
| 压裂返排液 | 59778m3 | / |
| 生活污水 | COD、SS和NH3-N等 | 2.56m3/d | / | 经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理 |
| **油气集输工程** | 生活污水 | COD、SS和NH3-N等 | 少量 | / | 经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理 |
| 管道试压废水 | SS | 1.06m3 | / | 经沉淀后用于降尘使用，不外排 |
| **噪声** | **钻前工程** | 钻前工程施工噪声 | 82~101dB（A） | | | 选用低噪声设备、加强维护保养 |
| **钻井工程** | 钻井设备噪声 | 75~103dB（A） | | | 选用低噪声设备、加强维护保养，置于钻井井场内，基础安装减振垫层，柴油发电机设置于室内 |
| 事故放喷噪声 | 110dB（A） | | | 仅事故情况下产生 |
| **储层改造工程** | 压裂作业设备 | 95～100dB（A） | | | 选用低噪声设备、加强维护保养 |
| 测试放喷噪声 | 110dB（A） | | | 仅测试放喷情况下产生 |
| **油气集输工程** | 施工噪声 | 82~101dB（A） | | | 选用低噪声设备、加强维护保养 |
| **固废** | **钻前工程** | 基础开挖表土 | 约2200m3 | | | 集中堆放至井场设置的表土堆场，表土用于后期生态恢复，综合利用 |
| 建筑垃圾 | 约40t | | | 由施工队伍统一收集清运至政府指定地方 |
| 生活垃圾 | 施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生 | | | |
| **钻井工程** | 清水岩屑 | 清水岩屑 | 205.51m3 | 0 | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后暂存于钻井固废暂存区，定期用密闭罐车及时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 |
| 水基钻井固废 | 废水基泥浆、岩屑 | 8145.234t | 0 |
| 油基钻井固废 | 废油基泥浆、油基岩屑 | 1005.54m3 | 0 | 三开采用油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时交由有资质的单位处置 |
| 废油 | 润滑油等 | 1.4m3 | 0 | 通过设置废油桶收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，最终由钻井队综合利用或交由有资质的单位处理 |
| 含油抹布和手套 | 废油 | 少量 | 0 | 通过设置废油桶收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，交由有资质的单位处理 |
| 废包装材料 | 包装袋等 | 2.0t | 0 | 集中收集后部分回用，剩余的送当地废品回收站处理 |
| 生活垃圾 | 生活垃圾 | 22.5kg/d | 0 | 集中收集，交由当地环卫部门处置 |
| **储层改造工程** | 生活垃圾 | 生活垃圾 | 20.0kg/d | 0 | 集中收集，交由当地环卫部门处置 |
| 完井搬迁建筑垃圾 | 包装袋，废弃建筑施工材料 | 少量 | / | 施工队伍统一收集清运至政府指定地方 |
| **油气集输工程** | 建筑垃圾 | 包装袋，废弃建筑施工材料 | 30t | / | 施工队伍统一收集清运至政府指定地方 |
| 废材料 | 废焊条、废材料桶等 | 少量 | / | 由施工单位带走处置，不在现场暂存 |
| 生活垃圾 | 施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生 | | | |
| **生态** | | 井场及集输管道占地 | 井场及集输管道为新建，井场场地基础开挖、土石方回填、构筑物建设等活动对土地的扰动作用，进而改变土地利用性质、造成地表、植被破坏，水土流失等 | | | 施工完成后，无后续使用需求的临时占地恢复原有使用功能，进行植被恢复工作 |
| **环境风险** | | 钻井井喷失控或泄漏的天然气导致的火灾爆炸环境风险事故，以及泄漏天然气导致的环境风险事故；污染物渗漏污染地表土壤和浅层地下水；污染物外运处理中的运输风险等 | | | | |

### 试采期污染源强分析

#### 废气

试采期正常情况下根据可研单位核算，本项目水套加热炉在运行过程中使用站场自产的天然气作燃料，由于天然气中不含硫，燃烧后产生的废气含颗粒物、NOx，通过8m高排气筒排放，排放方式为连续排放。根据可研报告核算，试采站单个400kW的水套加热炉用气量为25×104m3/a，按年运行360天计算（扣除检修和关井恢复压力期），则水套加热炉燃气量约为28.94m3/h。水套加热炉燃烧后产生的废气通过8m高排气筒排放，排放方式为连续排放。水套加热炉的相关设计参数见表3.4-13。

主要废气为水套加热炉燃烧废气、放空火炬长明灯燃烧废气和非正常放空废气。

（1）水套加热炉燃烧废气

表3.4-13 单台水套加热炉相关设计参数表

| **水套加热炉功率** | **排气筒高度（m）** | **排气筒内径（m）** | **自耗气量（m3/h）** | **排放时间（h/a）** | **排放工况** | **烟气出口温度（℃）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 400kW | 8 | 0.2 | 28.94 | 8640 | 连续 | 200 |

本次评价采用水套加热炉废气产排核算均按照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告2021第24号）中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算，热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量为10.7753标立10.753方米/立方米-原料，其中水套加热炉采用国内领先低氮燃烧，氮氧化物的产生系数为6.97千克/万立方米-原料，根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ 1178-2021），燃气锅炉（不采取除尘措施）颗粒物的排放浓度控制水平为<10mg/m3，本次评价水套炉颗粒物浓度按照10mg/m3评价。本项目水套加热炉燃气使用量为28.94m3/h。

水套加热炉的污染物排放情况见表3.4-14。

表3.4-14 单台水套加热炉污染物排放情况

| **废气**  **类型** | **排放量** | | | **排气筒** | | **排烟**  **温度（℃）** | **排放**  **方式** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目** | **排放浓度** | **排放强度** | **高度** | **内径** |
| 水套炉燃  烧废气 | 烟气流量 | / | 311.19Nm3/h  268.9万m3/a | 8m | 0.2m | 200 | 有组织排放，连续24小时，年360天（扣除检修和关井恢复压力期） |
| NOx | 64.68mg/m3 | 0.174t/a；0.02kg/h |
| 颗粒物 | 10mg/m3 | 0.027t/a；0.0031kg/h |

由上表可见本项目水套炉燃烧废气通过水套炉自带8m高排气筒排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中大气污染物NOx：200mg/m3的排放浓度限值要求。此外，根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ 1178-2021），燃气锅炉（不采取除尘措施）颗粒物的排放浓度控制水平为<10mg/m3，同时类比同类水套炉运行情况，烟气黑度小于林格曼Ⅰ级，因此本项目水套炉燃烧废气各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求。

（2）非正常工况放空废气

本项目试采期井口高压放空天然气，频次低，约2～5次/a，气量约50Nm3/次，工艺设备（含油罐）及站内外输管线气体放空，频率约2～5次/a，气量约2~5Nm3/次，废气产生量较小，通过放空管引至放空火炬燃烧排放，主要排放污染物为氮氧化物。

表3.4-15 试采期废气排放情况一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 废气  类型 | 产生量 | | | 排放情况 | 排气筒 | | 烟气温度 | 排放方式 |
| 项目 | 浓度 | 产生量 | 高度 | 内径 |
| 水套炉燃烧废气 | 烟气流量 | / | 1077.53万Nm3/a | 自带排气筒有组织排放 | 8m | 0.2m | 150℃ | 有组织排放，连续排放 |
| NOx | 64.68 | 0.64t/a；0.081kg/h |
| 火炬及放空系统长明灯燃烧废气 | 烟气流量 | / | 172.4万Nm3/a | 15m高排气筒有组织排放 | 15m | 0.1m | 150℃ | 有组织排放，连续排放 |
| NOx | 64.68mg/m3 | 0.1115t/a；0.0127kg/h |
| 井口非正常放空天然气 | 天然气 | / | 50Nm3/次 | 通过管道引至放空火炬燃烧后经15m高排气筒有组织排放 |
| 工艺正常放空废气 | 天然气 | / | 2~5Nm3/次 |

#### 废水

本项目试采期无人值守，因此无生活污水产生试采期废水主要为气田水、非正常工况井下作业废水。

（1）气田水

类比区块普光气田多个已建天然气井日产气田水情况，预估本项目单井气田水正常产生量约为25m3/d，本项目共计50m3/d（初期储层改造期间未返排完全压裂返排液会和气田水一起返排，返排量最大可达约200m3/d，约30天）。本项目试采期为2年，本项目两口井试采期采出气田水总量约47000m3。分离气田水（含初期返排的压裂返排液）进入试采井站新建的50m3的采出水罐暂存，暂存一定量后外输至雷页1试采站缓冲罐暂存，再通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光3井回注站回注处理，不外排。

气田水水质情况参照2021年12月31日D403集气站外输污水管道监测数据，详见表3.4‑12。

表3.4‑14 气田水水质一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目** | **pH值** | **溶解氧** | **硫化物** | **含油量** | **悬浮固体含量** | **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 |

（2）非正常工况井下作业废水

正常试采期，当地层堵塞时，为提高地层渗透率，需进行压裂酸化等作业，属于试采期非正常工况。根据类比调查，作业频次为1次/a，单井排放量为50m3/a，本项目共计100m3/a，废水在采出水罐暂存，及时外输至雷页1试采站缓冲罐暂存后用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）经普光3井回注站回注，不外排。

#### 噪声

本项目试采站噪声主要来自水套加热炉、分离器等设备的气流摩擦噪声，气流摩擦噪声大小与天然气产量及气质组分有关。通过大量钻井项目的试采期气流噪声源类比调查结果，预计本项目试采期单井噪声级约60dB（A）。为有效控制噪声，首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低试采站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套加热炉、分离器和调压设备。通过采取这些噪声控制措施后，单井噪声源的声级值约55dB（A）以下。

事故状况下，安全放空阀、放空管的放空噪声可达80dB左右，持续时间在2～5min。

#### 固废

本项目试采期无人值守，无生活垃圾产生。

本项目外输管线较短，不设置清管装置，无清管废渣产生。

泵项目采用三甘醇脱水工艺，三甘醇富液在经过活性炭过滤后会产生废活性炭。根据区域已运行的同规模脱水站实际数据类比分析，本项目单个脱水站废活性炭产生量约1t/a。废活性炭属于危险废物，危险废物类别为HW49，危险废物代码为900-039-49。废活性炭暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置。

本项目为常规不含硫天然气开采，除砂器撬产生的少量砂土杂质，定期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。

#### 生态环境

本项目试采期不涉及新增占地（试采期仅增加该部分用地占地时长）。

#### 土壤及地下水环境

试采期若废水未妥善处置转运，储存或转时发生泄漏后可能会对区域土壤及地下水环境造成污染影响。试采期放空火炬排放的废气与水套加热炉燃烧烟气中污染物浓度低，沉降后对周边土壤环境影响小。

#### 环境风险

本项目试采期环境风险主要表现为站内采气管线或设备发生破裂造成天然气泄漏事故以及泄漏气体遇明火引起火灾或爆炸对附近人群生命财产造成伤害与损失，集气站事故时的天然气放空，对附近人群生命财产造成伤害与损失。放空分液罐、采出水罐存储的气田水泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。

#### 试采期“三废”汇总表

综上所述，本项目试采期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表3.4‑15 本项目试采期正常工况下“三废”及生态影响汇总表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染源** | | **主要污染物** | **产生量** | **排放量** | **防治措施** |
| 废气 | 加热炉燃烧产生的烟气 | 烟气流量 | 1077.53万Nm3/a | 1077.53万Nm3/a | 水套加热炉燃烧废气通过自带8m高排气筒排放。 |
| NOx | 0.64t/a | 0.64t/a |
| 火炬及放空系统长明灯燃烧废气 | 烟气流量 | 172.4万Nm3/a | 172.4万Nm3/a | 通过15m高火炬燃烧排放。 |
| NOx | 0.1115t/a | 0.1115t/a |
| 非正常工况放空废气 | 非甲烷总烃 | 少量 | 少量（NOx） | 引至放空火炬燃烧排放。 |
| 废水 | 气田水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | 50m3/d | / | 外输至雷页1试采站暂存后拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。 |
| 非正常工况井下作业废水 | 100m3/a | / |
| 噪声 | 设备噪声 | 设备选型时选择低噪声设备，设置减震基础；工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；站内设备合理布局。 | | | |
| 固废 | 除砂器杂质 | 砂土杂质 | 少量 | 少量 | 定期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。 |
| 三甘醇脱水过滤固废 | 废活性炭 | 1t/a | 1t/a | 废活性炭暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置 |
| 生态 | 试采站、放空火炬区、进场道路占地 | 改变土地利用类型 | | | 加强站场绿化。 |
| 环境风险 | 1、试采期环境风险主要是采气管线发生破裂造成天然气泄漏事故以及泄漏气体遇明火引起火灾或爆炸对附近人群生命财产造成伤害与损失。  2、试采站事故时的天然气放空，对附近人群生命财产造成伤害与损失。  3、气田水泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。 | | | | |

# 

# 环境现状调查与评价

## 自然环境现状

### 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。

本项目位于达州市宣汉县\*\*\*。项目地理位置见附图1。

### 地形、地貌

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。

拟建井场位于半山腰的高阶台地上，斜坡坡角约5～17°，场地地形总体相对较平缓，总体地势西北部高，东南部偏低。

### 水文水系

1、地表水

本工程建设区域属渠江流域。渠江流域位于四川盆地东北部，是四川省五大水系（嘉、涪、渠、岷、乌）之一，是嘉陵江右岸的最大支流。渠江源出流域北、东北部的大巴山南麓，流域面积为39220km2。渠江为多源头河流，其主要支流有前河、中河、后河；南江河、恩阳河、通江河。前三支流在宣汉汇而为州河；正流由南江、巴河、渠江三段自然河段组成。本工程建设区域内主要河流为州河。州河在渠县三汇镇汇入渠江，南流至合川后注入嘉陵江。

州河均属山溪性河流，河谷狭窄，河道弯曲，落差大。河道开阔段与峡谷段相间出现，滩沱交错，水量丰富。

2、地下水

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与碎屑岩类裂隙水为主。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。地层富水性差、水量较小，水位埋深一般小于20m，含水层顶板埋深一般小于50m。

### 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、大风等对管道及试采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77%，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表4.1‑1：

表4.1‑1 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 | ℃ | -5.3 |
| 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 |

### 地质\*\*\*与地震

1、地质\*\*\*

本项目区位于宣汉县\*\*\*，区域\*\*\*上位于四川盆地川东北褶皱带的东\*\*\*，华蓥山断裂带北端黄金口\*\*\*带，因受燕山、喜山运动影响，断裂发育，但\*\*\*变形强度较弱，平面上分两组，即：北西向断层和北东向断层。其中，北东向断层数量少，仅在西部高部位有少量发育，北西向断层较为发育但断距通常较小，断距为50～100m，断层一般消失于千佛崖组。千佛崖组顶、自流井组顶、千佛崖组顶和下沙溪庙组顶部\*\*\*形态是相似的，地层均呈西高东低、南高北低的大斜坡，沿普光302-1—普光9—普光3井以东一线，\*\*\*相对较低。在普光1—普光3—普光7井一线以西，地层很陡，而在普光3井以东\*\*\*非常平缓。此外，工区内地面海拔300-1200m，属中－低山区，相对高差20～600m。项目所在区域乡村公路纵横交错，交通较为便利。

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。

### 土壤

项目所在地面（区域硬化前）以残坡积和崩坡积之砂质粘土夹碎块石为主，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。

土壤以中性和微碱性为主，其次是微酸性，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）。沿线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。

### 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。

### 周边自然遗迹、自然保护区的分布情况

评价区域无自然保护区、风景名胜区、自然遗迹、文物古迹等，在项目建设过程中如果发现有保护价值的文物遗迹，建设单位应保护好现场，并报告文物主管部门。

## 环境质量现状评价

### 环境空气质量现状

本次评价采用了现场实测和资料复用相结合的方法。

根据项目工程特点和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。本评价对雷页1试验井组场所在地进行大气环境质量现状监测数据以及引用《达州市2023年环境空气质量状况》环境空气质量公报数据。

**1、达标区判定**

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，本次评价收集了《达州市2023年环境空气质量状况》，宣汉县2023年1月1日至12月31日对城区环境空气质量进行了连续自动监测。全年有效监测天数365天，达标天数339天，达标率为92.9%。其中：优203天，良136天，轻度污染17天，中度污染4天，重度污染5天。具体见表4.2‑1：

表4.2‑1 2023年宣汉县环境空气质量状况统计表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **评价指标** | **现状浓度**  **（ug/ m3）** | **标准值**  **（ug/ m3）** | **达标情况** |
| SO2 | 年评价质量浓度 | 6 | 60 | 达标 |
| NO2 | 20 | 40 | 达标 |
| PM10 | 55 | 70 | 达标 |
| PM2.5 | 29 | 35 | 达标 |
| CO | 日均浓度的第95百分位数 | 1200 | 4000 | 达标 |
| O3 | 日最大8h平均浓度的第90百分位数 | 90 | 160 | 达标 |

根据《达州市2023年环境空气质量状况》内容，宣汉县2023年度主要污染物SO2、NO2、PM10、PM2.5、CO、O3均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，宣汉县2023年度区域环境空气质量为达标区。

**2、特征污染物**

（1）监测点布设

根据项目工程特点的具体情况，共布设1个大气环境监测点，位于井场拟建地下风向西南侧处。

（2）监测项目：非甲烷总烃、总悬浮颗粒物。

（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》小时平均浓度限值2.0mg/m3；总悬浮颗粒物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，日平均值为300μg/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见表4.2‑2~表4.2‑4。

表4.2‑2 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** |
| 井场拟建地下风向西南侧处 | 2024.6.12 | 非甲烷总烃 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 2024.6.13 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 2024.6.14 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 2024.6.15 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 2024.6.16 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 2024.6.17 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 2024.6.18 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

表4.2‑3 环境空气质量现状监测结果 单位：µg/m3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **监测点位** | **监测日期** | **项目** | **监测结果** |
| 井场拟建地下风向西南侧处 | 2024.6.12~2024.6.13 | 总悬浮颗粒物 | \*\*\* |
| 2024.6.13~2024.6.14 | \*\*\* |
| 2024.6.14~2024.6.15 | \*\*\* |
| 2024.6.15~2024.6.16 | \*\*\* |
| 2024.6.16~2024.6.17 | \*\*\* |
| 2024.6.17~2024.6.18 | \*\*\* |
| 2024.6.18~2024.6.19 | \*\*\* |

表4.2‑4 环境空气质量现状及评价

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测点位** | **采样时间** | **监测项目** | **采样个数** | **浓度范围**  **mg/m3** | **标准限值mg/m3** | **最大浓度占标率Pi（%）** | **超标率** | **达标**  **情况** |
| 井场拟建地下风向西南侧处 | 2024年6月12日～2024年6月19日 | 非甲烷总烃 | 28 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | 0 | 达标 |
| 总悬浮颗粒物 | 7 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | 0 | 达标 |

评价结论：本项目所在地环境空气中特征污染物非甲烷总烃现状监测值均低于《大气污染物综合排放标准详解》浓度限值；总悬浮颗粒物现状监测值均低于环境空气质量标准（GB3095-2012）二级标准限值。

### 地表水环境质量现状

本项目位于州河流域，州河属于渠江流域，根据《2024年2月达州市地表水水质月报》：2024年2月全市37个河流断面均为优（Ⅰ~Ⅱ类）良（Ⅲ类）水质，占比100%。

达州市生态环境局于2024年3月13日公布了2024年2月达州市地表水水质月报，根据月报可知，2024年2月州河位于张鼓坪（宣汉县→通川区）省控考核评价监测断面的地表水水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类水质标准限值要求；因此区域地表水满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水质标准限值要求。



图4.2‑1地表水环境质量现状结果切图

### 声环境质量现状监测与评价

为了了解项目建设对声环境的影响，本次评价对区域声环境质量进行了现状监测。

**（1）监测方案**

监测布点：根据外环境关系根据项目情况及环境特征，本次环评布设噪声监测点6个，噪声监测布点统计见表4.2‑5。

表4.2‑5 项目噪声监测点位一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **井号** | **编号** | **监测带我内** | **备注** |
| 本项目拟建雷页1试验井组 | 1# | 雷页1试验井组拟建地 | 背景 |
| 2# | 现有雷页1井台东侧 | 厂界 |
| 3# | 现有雷页1井台南侧 |
| 4# | 现有雷页1井台西侧 |
| 5# | 现有雷页1井台北侧 | 厂界 |
| 6# | 雷页1试验井组北侧居民处 |
| 7# | 雷页1试验井组西侧居民处 | 厂界 |
| 8# | 雷页1试验井组西南侧居民处 | 厂界 |

监测因子：连续A声级。

监测频率及时间：连续2天（2024年6月15日～6月16日），每天昼、夜间各一次，监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定测量方法进行。

**（2）监测及评价结果**

监测及评价结果见表4.2‑6。

表4.2‑6 环境噪声监测结果（单位：dB（A））

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **编号** | **监测日期** | **6月15日昼间** | **6月16日夜间** | **6月15日昼间** | **6月16日夜间** | **执行标准** |
| 1# | 雷页1试验井组拟建地 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | 《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类昼间60；夜间50 |
| 2# | 现有雷页1井台东侧 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类昼间60；夜间50 |
| 3# | 现有雷页1井台南侧 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 4# | 现有雷页1井台西侧 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 5# | 现有雷页1井台北侧 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 6# | 雷页1试验井组北侧居民处 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | 《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类昼间60；夜间50 |
| 7# | 雷页1试验井组西侧居民处 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |
| 8# | 雷页1试验井组西南侧居民处 | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* | \*\*\* |

由表4.2-5可知，项目拟建地和周边居民点噪声监测点昼间、夜间噪声监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区标准，既有雷页井场厂界四周满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类功能区标准。项目拟建地声环境质量良好。

### 地下水质量现状

为了了解项目建设对地下水环境的影响，本次评价对区域地下水质量进行了监测。

**（1）监测布点**

本项目为《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中II类建设项目，根据外环境调查，周边居民主要采用井水或山泉水为饮用水源。根据本项目的所在位置的特点、地下水环评导则要求以及地下水污染扩散特点等，共布设6个地下水水质现状监测点（其中5个点位位于雷页1井试采站四周，均引用雷页1井天然气回收工程地下水监测数据（YNX202308168检01号），地下水监测时期为2023年8月，引用可行）、1个点位位于外输管线附近，具体监测点位分布见附图4和表4.2‑7：

表4.2‑7 项目井场地下水监测点位统计表

| **编号** | **方位** | **距离** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1# | 雷页1井试验井组中心西南侧 | 约489m | 泉涌水，下游 |
| 2# | 雷页1井试验井组中心西侧 | 约212m | 泉涌水，侧游 |
| 3# | 雷页1井试验井组中心东北侧 | 约89m | 泉涌水，上游 |
| 4# | 雷页1井试验井组中心东北侧 | 约517m | 泉涌水，侧游 |
| 5# | 雷页1井试验井组中心东侧 | 约379m | 泉涌水，下游 |

本项目所设置的5个地下水水质监测点中，2个监测点（1#、5#）位于项目所在地地下水流向下游，2个监测点（2#、4#）位于地下水流向侧游，1个监测点（3#）位于地下水流向上游，同时管线和井场位于同一个评价范围内，监测点位位于管线两侧和上下，因此该布点符合《环境影响评价导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中相关布点原则要求。

**（2）地下水现状监测因子及监测频率**

背景离子（K+、Na+、Ca2+、Mg2+、CO32-、HCO3-、Cl-、SO42-）、基本水质因子（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、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数），项目特征因子（石油类、硫化物）。

所有指标监测1天，每天一次。

**（3）评价方法**

①按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）评价方法对基本水质因子和特殊水质因子进行评价。

②用舒卡列夫分类法对本项目所在区域地下水化学类型进行分类。

地下水化学类型的舒卡列夫分类是根据地下水中6种主要离子（钠、钙、镁、重碳酸根、硫酸根、氯离子、钾合并于钠）及矿化度划分的，具体步骤如下：

a.根据水质分析结果，将6种主要离子中含量大于25%毫克当量的阴离子和阳离子进行组合；

b.按矿化度（M）的大小分为4组，A组——M≤1.5g/L；B组——1.5＜M≤10g/L；C组——10＜M≤40g/L；D组——M＞40g/L；

c.矿化度为阴阳离子总和减去重碳酸离子含量的二分之一；

d.将地下水化学类型用阿拉伯数字（1-49）与字母（A、B、C、D）组合在一起表达的表达式表示。

**（4）评价结果及分析**

1）基本水质因子和特征水质因子进行评价地下水现状评价，评价结果见表4.2-8。

表4.2‑8 区域地下水质量现状监测结果 单位：mg/L

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测因子** | **雷页1井试验井组中心西南侧489m处1#** | **雷页1井试验井组中心西侧212m处2#** | **雷页1井试验井组中心东北侧89m处3#** | **雷页1井试验井组中心东北侧517m处4#** | **雷页1井试验井组中心东侧379m处5#** | **标准值** | **最小值** | **最大值** | **最小标准指数** | **最大标准指数** | **超标率** |
| **监测时间** | **2024.6.14** | | | | |
| **pH** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 6.5~8.5 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **总硬度（钙和镁总量）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤450 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **溶解性总固体** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤1000 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **高锰酸盐指数**  **（耗氧量）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤3.0 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **氨氮** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.5 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **硝酸根**  **（硝酸盐氮）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤20 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **亚硝酸根**  **（亚硝酸盐氮）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤1.0 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **氟化物** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤1.0 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **硫酸盐** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤250 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **氯化物** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤250 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **挥发酚** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.002 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **氰化物** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.05 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **砷** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤10 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **汞** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤1.0 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **铬（六价）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.05 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **铁** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.3 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **锰** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.1 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **铅** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.01 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **镉** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤5 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **石油类\*** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.05\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **总大肠菌群（MPN/L）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | <3个/L | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **细菌总数（CFU/mL）** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤100个/mL | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **钠** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤200 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |
| **硫化物** | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | ≤0.02 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | 0 |

注：\*为参考地表水标准

由上表可见，项目区域地下水现状监测指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值要求，可知本项目所在地区地下水质量总体上良好，施工期和试采期间应加强项目建设期间的水污染管理工作，杜绝跑冒滴漏和做好防渗，避免对项目周围地下水的污染。

2）地下水化学类型分类

根据评价方法中介绍的使用舒卡列夫法对地下水类型进行分类，需要找到主要离子中含量大于25%毫克当量的阴离子及阳离子进行组合，计算各水样的矿化度，计算结果见表4.2‑9。

表4.2‑9 区域地下水阴阳离子含量比例及各水样矿化度一览表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测因子** | **监测点位及时间、监测结果** | | | | |
| **1#** | **2#** | **3#** | **4#** | **5#** |
| **2024.6.14** | | | | |
| 监测结果（mg/l） | | | | | |
| 钠 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 钾 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 钙 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 镁 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 碳酸根 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 重碳酸根 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 硫酸盐 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 氯化物 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 当量浓度（meq/L） | | | | | |
| 钠 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 钾 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 钙 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 镁 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 碳酸根 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 重碳酸根 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 硫酸盐 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 氯化物 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 矿化度mg/L | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 当量浓度比例（%） | | | | | |
| 钠+钾 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 钙 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 镁 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 碳酸根 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 重碳酸根 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 硫酸盐 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 氯化物 | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |

由表4.2-9可以看出，本次评价各水样监测结果各水样的矿化度范围在150.14mg/L-485.71mg/L，小于1500mg/L，主要离子的阴离子及阳离子分别为碳酸氢根和钙离子，因此，本项目所在区域地下水化学类型为矿化度不大于1.5g/L的HCO3-Ca型水。

**（5）地下水动态变化特征**

工程区内地下水主要接受大气降水补给，地下水的动态变化同大气降水密切相关，一般随着降雨量的变化而变化，雨季时地下水水位上升，雨季之后地下水水位逐渐下降。同时受地形地貌和堰塘等蓄水体的蓄水补给影响，靠近丘谷和蓄水体边上水井水位埋深普遍较浅。本项目区域地下水水位统计见表4.2‑10。

表4.2‑10 本项目区域地下水水位统计一览表

| 点位编号 | 检测点位 | 经纬度 | 水位（m） |
| --- | --- | --- | --- |
| ☆1# | 雷页1井井口西南侧 | \*\* | \*\* |
| ☆2# | 雷页1井井口西侧 | \*\* | \*\* |
| ☆3# | 雷页1井井口东北侧 | \*\* | \*\* |
| ☆4# | 雷页1井井口东北侧 | \*\* | \*\* |
| ☆5# | 雷页1井井口东侧 | \*\* | \*\* |
| ☆6# | 雷页1井井口西侧 | \*\* | \*\* |
| ☆7# | 雷页1井井口西侧 | \*\* | \*\* |
| ☆8# | 雷页1井井口东南侧 | \*\* | \*\* |
| ☆9# | 雷页1井井口东北侧 | \*\* | \*\* |
| ☆10# | 雷页1井井口西北侧 | \*\* | \*\* |

### 土壤环境质量现状

#### 土壤理化性质调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边200m范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国1km土壤类型图），本项目周边土壤类型属酸性紫色土。为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司对项目所在区域进行了土壤环境现状监测与调查。周边土壤理化特性见表4.2‑11。

表4.2‑11 土壤理化特性调查表

| 点位名称 | 新建雷页1试验井组场内西南侧区域处4# | 调查时间 | 2024年6月13日 |
| --- | --- | --- | --- |
| 采样深度 | 0~20cm | | |
| 颜色 | 黄棕色 | | |
| 质地 | 轻壤土 | | |
| 砂砾含量（%） | 27 | | |
| 结构 | 粒状 | | |
| 其它异物 | 小石子 | | |
| 容重cmol+/kg | 1.40 | | |
| 阳离子交换量cmol+/kg | 35 | | |
| 饱和导水率cm/s | 3.5×10-4 | | |
| 孔隙度% | 47.3 | | |

#### 土壤环境质量现状调查

本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司于2024年6月13日对平台厂界内外的6处土壤进行了取样监测，平台占地范围内布置3个柱状样，1个表层样；场地外布置2个表层样。由于管线为临时占地，且与井场一样处于农村地区，以耕地为主，土壤类型相同，本次土壤监测点位能代表管线沿线土壤环境质量现状。因此本次土壤监测点位设置符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中的布点原则和现状监测点数量要求。

（1）监测点位及监测因子

本次评价土壤监测布点情况见表4.2‑12。

表4.2‑12 本项目土壤环境监测布点情况

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 编号 | 坐标 | 方位距离 | 监测指标 | 备注 |
| 1# | \*\* | 雷页1试验井组内西侧区域处 | **理化性质：**pH  **特征因子：**石油烃、全盐量（0~0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m分别取样）、氯离子、硫酸根、钡 | 柱状样点 |
| 2# | \*\* | 雷页1试验井组内北侧区域处 | **理化性质：**pH  **特征因子：**石油烃、全盐量（0~0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m分别取样）、氯离子、硫酸根、钡 | 柱状样点 |
| 3# | \*\* | 雷页1试验井组内东侧区域处 | **理化性质：**pH  **特征因子：**石油烃、全盐量（0~0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m分别取样）、氯离子、硫酸根、钡 | 柱状样点 |
| 4# | \*\* | 雷页1试验井组内西南侧域处 | **基本因子：**《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018)》中表1基本项目，共45个  **特征因子：**石油烃、氯离子、硫酸根、钡、全盐量  **理化性质：**具体内容见表4 | 表层样点 |
| 5# | \*\* | 雷页1试验井组外东北侧20m处 | **理化性质：**pH  **基本因子：**《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB15618—2018)》中表1基本项目，共8个  **特征因子：**石油烃、氯离子、硫酸根、钡、全盐量 | 表层样点 |
| 6# | \*\* | 雷页1试验井组外西南侧20m处 | **理化性质：**pH  **特征因子：**石油烃、氯离子、硫酸根、钡、全盐量 | 表层样点 |

（2）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值标准，用地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中土壤污染风险筛选值标准。工业用地钡参考《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978—2023）第二类用地筛选值为8660mg/kg，农用地石油烃参考第一类建设用地筛选值为826mg/kg。

（3）土壤环境现状监测统计

土壤环境现状监测及评价结果见表4.2‑13、表4.2‑14、表4.2‑15。

表4.2‑13 本项目场外土壤环境现状监测及评价表 单位：mg/kg，pH无量纲

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测项目**  **监测点** | | **pH** | **砷** | **镉** | **铜** | **铅** | **汞** | **镍** | **铬** | **锌** | **石油烃** | **全盐量** | **氯离子** | **钡** | **硫酸根** |
| 监测值 | 5# | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 达标情况 | 无酸化或碱化 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | / | / | / | / |
| 6# | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* | \*\* |
| 达标情况 | 无酸化或碱化 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | / | / | / | / |
| 标准值 | pH＞7.5（其他） | / | 25 | 0.6 | 100 | 170 | 3.4 | 190 | 250 | 300 | 826 | / | / | / | / |
| 6.5＜pH≤7.5（其他） | / | 30 | 0.3 | 100 | 120 | 2.4 | 100 | 200 | 250 | / | / | / | / |

表4.2‑14 本项目场内土壤环境现状监测及评价表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测因子**  **监测点** | | **pH** | **石油烃〔C10-C40〕（mg/kg）** | **全盐量（g/kg）** | **氯离子（g/kg）** | **硫酸根（mg/kg）** | **钡（mg/kg）** |
| 1# | 0~50cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 50～150cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 150～300cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 2# | 0~50cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 50～150cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 150～300cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 3# | 0~50cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 50～150cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 150～300cm | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 达标情况 | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 标准值 | | / | 4500 | / | / | / | 8660 |

表4.2‑15 场内土壤环境现状监测结果

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测因子** | **单位** | **4#新建雷页1试验井组场外放喷池处（20cm）** | | **标准值** |
| **监测值** | **是否达标** | **/** |
| pH | 无量纲 | \* | 无酸化或碱化 | / |
| 全盐量 | g/kg | \* | 中度盐化 | / |
| 氯离子 | g/kg | \* | / | / |
| 硫酸根 | mg/kg | \* | / | / |
| 钡 | mg/kg | \* | / | / |
| 砷 | mg/kg | \* | 达标 | 60 |
| 镉 | mg/kg | \* | 达标 | 65 |
| 六价铬 | mg/kg | \* | 达标 | 5.7 |
| 铜 | mg/kg | \* | 达标 | 18000 |
| 铅 | mg/kg | \* | 达标 | 800 |
| 汞 | mg/kg | \* | 达标 | 38 |
| 镍 | mg/kg | \* | 达标 | 900 |
| 石油烃〔C10-C40〕 | mg/kg | \* | 达标 | 4500 |
| 四氯化碳 | mg/kg | \* | 达标 | 2.8 |
| 氯仿 | mg/kg | \* | 达标 | 0.9 |
| 氯甲烷 | mg/kg | \* | 达标 | 37 |
| 1,1-二氯乙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 9 |
| 1,2-二氯乙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 5 |
| 1,1-二氯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 66 |
| 顺-1,2 -二氯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 596 |
| 反-1,2 -二氯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 54 |
| 二氯甲烷 | mg/kg | \* | 达标 | 616 |
| 1,2-二氯丙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 5 |
| 1,1,1,2- 四氯乙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 10 |
| 1,1,2,2-四氯乙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 6.8 |
| 四氯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 53 |
| 1,1,1-三氯乙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 840 |
| 1,1,2-三氯乙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 2.8 |
| 三氯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 2.8 |
| 1,2,3-三氯丙烷 | mg/kg | \* | 达标 | 0.5 |
| 氯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 0.43 |
| 苯 | mg/kg | \* | 达标 | 4 |
| 氯苯 | mg/kg | \* | 达标 | 270 |
| 1,2-二氯苯 | mg/kg | \* | 达标 | 560 |
| 1,4-二氯苯 | mg/kg | \* | 达标 | 20 |
| 乙苯 | mg/kg | \* | 达标 | 28 |
| 苯乙烯 | mg/kg | \* | 达标 | 1290 |
| 甲苯 | mg/kg | \* | 达标 | 1200 |
| 间，对-二甲苯 | mg/kg | \* | 达标 | 570 |
| 邻-二甲苯 | mg/kg | \* | 达标 | 640 |
| 硝基苯 | mg/kg | \* | 达标 | 76 |
| 苯胺 | mg/kg | \* | 达标 | 260 |
| 2-氯酚 | mg/kg | \* | 达标 | 2256 |
| 苯并（a）蒽 | mg/kg | \* | 达标 | 15 |
| 苯并（a）芘 | mg/kg | \* | 达标 | 1.5 |
| 苯并（b）荧蒽 | mg/kg | \* | 达标 | 15 |
| 苯并（k）荧蒽 | mg/kg | \* | 达标 | 151 |
| 䓛 | mg/kg | \* | 达标 | 1293 |
| 二苯并（a,h）蒽 | mg/kg | \* | 达标 | 1.5 |
| 茚并（1,2,3-c,d）芘 | mg/kg | \* | 达标 | 15 |
| 萘 | mg/kg | \* | 达标 | 70 |

由表4.2‑13、表4.2‑14、表4.2‑15可知，平台外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；平台内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值，钡满足《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978—2023）第二类用地筛选值要求。

## 生态环境调查与评价

本项目所有生产废水均不外排，项目占地及周边无天然地表水体，不涉及水生生态，因此本项目生态环境现状调查仅针对陆生生态进行调查。

### 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，属于盆北深丘农林与土壤保持生态功能区（I-2-1），该生态功能区的主导功能是农林产品提供功能，土壤保持功能。面临的主要环境问题是水土流失较严重，滑坡崩塌中等发育。项目区的生态功能区划见下表。

表4.3‑1 项目区生态功能区划及主要生态环境问题

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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-2盆中丘陵农林复合生态亚区 | I-2-1盆北深丘农林与土壤保持生态功能区 | 水土流失较严重，滑坡崩塌中等发育 | 农林产品提供功能，土壤保持功能 | 巩固长江上游防护林建设、天然林保护和退耕还林成果。发挥山区资源优势，建立商品林基地，保护野生生物资源，发展生态农业和中药材产业。建设以天然气为主的基础原料和能源化工基地。开发人文景观资源，发展旅游业及相关产业链。用地养地结合，加强水土保持建设。严禁无序开发矿产、水力、生物资源。 |

### 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）时间安排**

本项目现场调查安排在2024年7月进行，可满足生态二级评价现状调查要求。

**（2）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HOLUX M-241蓝牙GPS记录器获取及尼康单反数码相机。HOLUX M-241蓝牙GPS记录器可以记录高达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。

**（3）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取样点做如下记录：

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。

**（4）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。

乔木林样方面积为20×20m，灌草丛样方为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。

样方调查合理性分析：

根据现场调查，评价区植被类型主要包括马尾松为主的针叶林植被，麻栎、青冈为主的阔叶林植被，野桐、盐肤木为主的灌丛植被以及马桑、黄荆、火棘、荚蒾为主的灌丛植被，芒、白茅为主的草丛植被，这五种植被类型在评价区均有着广泛分布，本次样方调查考虑到评价范围内布点的均匀性、不同植被类型的全面性等特点，共设置样地15个，涵盖乔灌草多种地类，样方布点具有一定的代表性和合理性，样地布点情况详见表4.3-2。

| **序号** | **样方面积** | **坐标** | **群系名称** | **关键种、建群种** | **优势种** | **海拔m** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 样地1 | 20m×20m | \* | 马尾松群系 | 马尾松 | 马尾松 | 450 |
| 样地2 | 20m×20m | \* | 马尾松群系 | 马尾松 | 马尾松 | 520 |
| 样地3 | 20m×20m | \* | 马尾松群系 | 马尾松 | 马尾松 | 612 |
| 样地4 | 20m×20m | \* | 麻栎、青冈群系 | 麻栎 | 麻栎、青冈 | 601 |
| 样地5 | 20m×20m | \* | 麻栎、青冈群系 | 麻栎 | 麻栎、青冈 | 401 |
| 样地6 | 20m×20m | \* | 麻栎、青冈群系 | 麻栎 | 麻栎、青冈 | 449 |
| 样地7 | 5m×5m | \* | 野桐、盐肤木灌丛 | 野桐 | 野桐、盐肤木 | 365 |
| 样地8 | 5m×5m | \* | 野桐、盐肤木灌丛 | 野桐 | 野桐、盐肤木 | 434 |
| 样地9 | 5m×5m | \* | 野桐、盐肤木灌丛 | 野桐 | 野桐、盐肤木 | 643 |
| 样地10 | 5m×5m | \* | 马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛群系 | 马桑 | 黄荆、火棘、荚蒾 | 362 |
| 样地11 | 5m×5m | \* | 马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛群系 | 马桑 | 黄荆、火棘、荚蒾 | 490 |
| 样地12 | 5m×5m | \* | 马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛群系 | 马桑 | 黄荆、火棘、荚蒾 | 440 |
| 样地13 | 1m×1m | \* | 芒、白茅草丛群系 | 芒 | 芒、白茅、五节芒 | 425 |
| 样地14 | 1m×1m | \* | 芒、白茅草丛群系 | 芒 | 芒、白茅、五节芒 | 364 |
| 样地15 | 1m×1m | \* | 芒、白茅草丛群系 | 芒 | 芒、白茅、五节芒 | 462 |

表4.3‑2 项目评价范围内植被群系样方调查点分布情况

**（5）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。

**（6）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他专家、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、脚印和其他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

在评价区内用样线法统计调查鸟类鸣声、羽毛和个体等形迹，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。

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、水生生物资源调查方法

根据《环境影响评价技术导则——生态影响》（HJ 19—2022）7.3.6，三级评价现状调查以收集有效资料为主，可开展必要的遥感调查或现场校核。本项目主要参考《G542 改建工程巴河特大桥对巴河、蹬子河大桥对蹬子河流域水生生物多样性影响评价报告》《达州市高家坝大桥建设项目对州河流域水生生物多样性影响专题评价报告》等项目周边相关水生生态论证结果，并结合现场采访当地居民了解鱼类分布种类相关情况。

4、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。

（1）评价范围植被资源现状

评价范围内植被概况见表4.3-3及《附图评价区植被类型图》。

表4.3‑3评价范围内主要植被类型面积统计表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **植被型组** | **植被型** | **植被亚型** | **群系组** | **群系** | **面积（hm²）** | **比例（%）** |
| 针叶林 | 暖性针叶林 | 暖性常绿针叶林 | 暖性松林 | 马尾松群系 | 195.55 | 30.89 |
| 阔叶林 | 落叶阔叶林 | 典型落叶阔叶林 | 栎林 | 麻栎+青冈群系 | 68.19 | 10.77 |
| 灌丛和灌 草丛 | 落叶阔叶灌丛 | 暖性落叶阔叶灌丛 | 低山丘陵落叶阔叶灌丛 | 野桐+盐肤木灌丛 | 36.49 | 5.76 |
| 马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛群系 |
| 灌草丛 | 暖热性灌草丛 | 禾草灌草丛 | 芒+白茅草丛群系 | 13.72 | 2.17 |
| 水稻为主的水田作物植被 | | | | | 143.34 | 22.64 |
| 玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆为主的旱地作物植被 | | | | | 115.88 | 18.30 |
| 水域 | | | | | 10.67 | 1.69 |
| 无植被 | | | | | 49.22 | 7.78 |
| 合计 | | | | | 633.06 | 100.00 |

由表4.3-3可看出，本次评价范围内以马尾松群系占比最大，占评价面积的30.89%，其次为水稻为主的水田作物植被，占评价面积的22.64 %，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18.30%，麻栎+青冈群系，占评价面积的10.77%，其他植被类型所占比例均低于10%，综上，本项目评价范围植被类型主要以针叶林、水田、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4.3-4及《附图评价区土地利用现状图》。

表4.3‑4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 | 143.34 | 22.64 |
| 旱地 | 115.88 | 18.30 |
| 乔木林地 | 263.73 | 41.66 |
| 灌木林地 | 36.49 | 5.76 |
| 其他草地 | 13.72 | 2.17 |
| 农村宅基地 | 27.01 | 4.27 |
| 公路用地 | 2.65 | 0.42 |
| 农村道路 | 10.80 | 1.71 |
| 工业用地 | 8.77 | 1.38 |
| 河流水面 | 2.43 | 0.38 |
| 坑塘水面 | 8.24 | 1.30 |
| 合计 | 633.06 | 100.00 |

由表4.3-4看出，本次评价范围内乔木林地263.73hm2，占评价范围的41.66%，旱地115.88hm2，占评价范围的18.30%，水田143.34hm2，占评价范围的22.64%，其余地类均低于10%。综上，本次评价范围内土地类型以乔木林地和水田、旱地为主。

（3）植被覆盖度分布特征

植被覆盖度分析采用基于NDVI的像元二分模型法反演植被覆盖度。根据象元二分模型原理，可以将每个象元的NDVI值表示为植被覆盖部分和无植被覆盖部分组成的形式，用公式可表示为：

NDVI=NDVIveg×fc+NDVIsoil×（1-fc）（a）

式中：NDVIveg代表完全由植被覆盖的象元的NDVI值；NDVIsoil代表完全无植被覆盖的象元NDVI值；fc代表植被覆盖度。

公式（a）经变换即可得到植被覆盖度的计算公式：

fc=（NDVI-NDVIsoil）/（NDVIveg-NDVIsoil）（b）

根据公式（b），利用ERDASIMAGINE中的Modeler模块建模编写程序来计算覆盖度，得到了评价区的植被覆盖度图。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%）、中低覆盖度（10%-30%）、极低覆盖度（<10%）五个级别，植被覆盖度分布特征及解译结果见下表。

表4.3‑5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（%）** |
| 极低覆盖度<10% | 59.90 | 9.46 |
| 中低覆盖度10%-30% | 13.72 | 2.17 |
| 中覆盖度30%-50% | 259.22 | 40.95 |
| 中高覆盖度50%-70% | 36.49 | 5.76 |
| 高覆盖度>70% | 263.73 | 41.66 |
| 合计 | 633.06 | 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。

### 项目区域植被概况

（1）区系分布

评价范围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，有春早秋分、日照时数较多的特点。

自然植被主要为马尾松林、柏木林、栎类灌丛、亚热带草丛及其各种过渡类型。在个别海拔1200m左右的地方有石栎林、刺叶栎林、青㭎林。马尾松林多分布在深丘顶部砂页岩发育的黄壤地段上，灌木有米饭花、映山红、米碎花、铁仔，而在干燥生境下，则以映山红、火棘、栎类为主。柏木林多分布在深丘下部的紫色页岩地段上，形成疏林，混有化香、黄连木、油桐。栎类灌丛多分布在山顶，由麻栎、青冈、栓皮栎、烟管荚蓬、火棘、蔷薇、盐肤木、映山红、铁仔、毛黄栌组成，为马尾松林和落叶栎林砍伐后形成的灌丛类型。柏木林再度砍伐后形成以黄茅、白茅、香茅为主的亚热带草丛，并散生着黄荆、牡荆、马桑、铁仔、短柄枹栎等植物。另外，本小区各地还有黑壳楠、红果钓樟、云南樟、宜昌润楠、山合欢、灯台树等植物。

栽培植被中大春作物本田以中稻为主，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

评价区共有维管束植物有39目，82科，184属，244种：其中蕨类植物共有12科14属20种，占总科数的14.63%，总属数的7.61%，总种数的8.20%；裸子植物3科4属4种，占评价区总科数的3.66%，总属数的2.17%，总种数的1.64%；被子植物物种数最多，共有67科166属220种，占评价区总科数的81.71%，总属数的90.22%，总种数的90.98%。项目区域维管植物科属种情况如下表。

表4.3‑6 评价范围维管植物科属种统计表

| **门类** | | **科数** | **所占比例**  **（%）** | **属数** | **所占比例**  **（%）** | **种数** | **所占比例**  **（%）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 蕨类植物 | | 12 | 14.63 | 14 | 7.61 | 20 | 8.20 |
| 种子  植物 | 裸子植物 | 3 | 3.66 | 4 | 2.17 | 4 | 1.64 |
| 被子植物 | 67 | 81.71 | 166 | 90.22 | 222 | 90.98 |
| 合计 | | 82 | 100.00 | 184 | 100.00 | 244 | 100.00 |

项目区域维管植物组成以被子植物为优势，分别占项目区域维管植物科属种总数的81.71%、90.22%和90.98%。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）存在的主要生态问题

项目所在区域现有植被以次生性森林为主。过去由于人们对生态效益认识不足，在经济建设过程中对阔叶林资源进行掠夺式的开发利用，经历上50年代“大跃进”式的毁林开荒，以及80年代初期的“分林到户”而引发的乱砍滥伐，宣汉县境内天然阔叶林资源遭到严重破坏，许多天然阔叶林由于强度砍伐目前只留下灌草丛，有的甚至已退化成坡耕地，虽然目前经过退耕还林封山育林，不少区域已经变为乔木林，但多为次生人工幼林，生态效益不高。项目区域周边人口较多，日益增长的人口压力将对山地森林生态系统及其物种资源构成极大的威胁。一旦遭受破坏，极容易引起水土流失，造成生态环境的恶化。生态系统要想恢复到破坏前的状态，至少也要几十年，乃至上百年的时间。若不采取措施，及时保护，若干年后，将不复存在。由此可见，评价范围的森林生态系统和物种资源是非常脆弱的。

### 项目评价范围植被概况

1、评价范围内植被概况

现场调查情况，评价区植被覆盖度较高，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、评价范围内维管束植物组成

评价区共有维管束植物有39目，82科，184属，244种：其中蕨类植物共有12科14属20种，占总科数的14.63%，总属数的7.61%，总种数的8.20%；裸子植物3科4属4种，占评价区总科数的3.66%，总属数的2.17%，总种数的1.64%；被子植物物种数最多，共有67科166属220种，占评价区总科数的81.71%，总属数的90.22%，总种数的90.98%。具体名录见附表1。

4、项目评价范围内主要植被类型

采用实地踏勘和样方调查相结合的方法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，划分出评价范围内不同的植被类型，形成植被分类系统。评价区自然植被涉及3种植被型组，4种植被型和5种群系，自然植被分类见表4.3-7。

表4.3‑7 工程评价范围自然植被分类系统

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **植被型组** | **植被型** | **植被亚型** | **群系组** | **群系** | **面积（hm²）** | **比例（%）** |
| 针叶林 | 暖性针叶林 | 暖性常绿针叶林 | 暖性松林 | 马尾松群系 | 195.55 | 30.89 |
| 阔叶林 | 落叶阔叶林 | 典型落叶阔叶林 | 栎林 | 麻栎+青冈群系 | 68.19 | 10.77 |
| 灌丛和灌 草丛 | 落叶阔叶灌丛 | 暖性落叶阔叶灌丛 | 低山丘陵落叶阔叶灌丛 | 野桐+盐肤木灌丛 | 36.49 | 5.76 |
| 马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛群系 |
| 灌草丛 | 暖热性灌草丛 | 禾草灌草丛 | 芒+白茅草丛群系 | 13.72 | 2.17 |

Ⅰ森林植被

①马尾松群系（Form.P.massoniana）

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

②麻栎+青冈群落（Form.*Quercus acutissima* Carruth.*+Quercus variabilis* Bl.）

该植被类型在评价区广泛分布，多为天然生成，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，常混生有栓皮栎、枫香、响叶杨等混生，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）*、问荆（*Equisetum arvense）*、马鞭草（*Verbena officinalis）*、狗牙根（*Cynodondactylon）*、稗（*Echinochloa crusgalli）*、蜈蚣草（*Pteris vittata）*、三叶鬼针草（*Bidens pilosa）*、野艾蒿（*Artemisia lavandulaefolia）*等。

Ⅱ 灌丛植被

①野桐+盐肤木灌丛群系（Form. *Mallotus japonicus（*Thunb.）Muell*.Arg.var.floccosus+Rhus chinensis* Mill.）

该群落类型主要分布于矮丘区的中上部，系人为砍伐后发育的次生类型。群落盖度约65%，高度低于5m，主要以野桐*Mallotus* *tenuifolius*和盐肤木*Rhus* *chinensis*为优势，其他还有构树幼树*Broussonetiapapyrifera*、皱叶荚蒾*Viburnum* *rhytidophyllum*、宜昌悬钩子*Rubus* *ichangensis*等。

草本层盖度约30%，高度在0.1～0.5m之间，优势种有淡竹叶*Lophatherum* *gracile*、荩草*Hedyotis* *acutangular*、乌蕨*Odontosoria* *chinensis*，伴生种有葎草*Humulus* *scandens*、酸模叶蓼*Rumex* *hastatus*、蒲儿根*Sinosenecio* *oldhamianus*、透茎冷水花*Pileapumila*、华南毛蕨 *Cyclosorus* *parasiticus*、刺齿凤尾蕨 *Pteris* *dispar*、异叶黄鹌菜 *Youngia* *heterophylla*、拉拉藤 *Galium* *aparine* var. *Echinospermum* 等。

②马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛群系（Form.*Coriaria nepalensis+Vitex negundo+Pyracantha fortuneana+Viburnum dilatatum*）

该群落多在林缘及砍伐迹地上出现，受人类活动干扰影响极大，群落结构不稳定，易向阔叶林演替。马桑、黄荆、火棘、荚蒾灌丛在评价区一些人类活动干扰较大的支沟内及居民点周围较为典型。

群落灌木层组成种类较为庞杂，总盖度达60%以上，以马桑、黄荆、火棘、荚蒾为优势种，平均高度2.5m。其他灌木种类有杜鹃、盐肤木、野桐（*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、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）、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芒+白茅群落（Form. *Miscanthus sinensis+Imperata cylindrica*）

芒、白茅草丛可出现在河谷、盆地、河漫滩上的阶地、山地、丘陵及海滩地带。在四川各地分布十分广泛。由于芒、白茅的生活力很强，因而可以在不同的生境条件下出现。芒、白茅对土壤的酸碱度要求亦不严格，因此在石灰岩为基岩发育的石灰土或砂页岩等发育的酸性土上都有分布。在撂荒地上，首先遇到的就是芒、白茅草丛，在一些地段上，白茅生长密集，地下茎很发达，相互交织成网，其他植物很难侵入，可以形成几乎是纯白茅的草丛。

评价范围及周边芒、白茅草本层的高度为60—300厘米，层覆盖度在70%—90%之间。其伴生植物有五节芒、野古草、斑茅、婆婆针、飞蓬、蛇莓、夏枯草、黄背草、铁扫帚、歪头菜、贯叶连翘等，在群落中散生有少数灌木，如美丽胡枝子、山豆花及麻栎、白栎幼树等。

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。在评价范围，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现场照片见图4.3-1。

\*图4.3‑1 陆生植被现场照片

5、工程直接占地区域的植被类型等生态现状介绍

项目直接占地区施工损毁的植被类型属于评价范围内普遍分布的类型，主要有马尾松、青冈、麻栎、野桐、盐肤木灌丛、马桑、黄荆、火棘、荚蒾、芒、白茅、耕地等植被，占地范围内不涉及国家保护野生植物和四川省重点保护野生植物。详见表5.1-2 工程占地影响植被类型及生物量统计表。

6、样方调查

评价区所在区域属IA3（6）川北深丘植被小区，范围相对较小，水热条件、海拔、土壤理化性质均一致，根据现场调查及遥感卫片纹理特征可知，评价区植被概况与项目区域总体情况基本一致，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。每种群落内部种群差异较小。据实际分布情况，以及前文所述样方布点原则，在评价区对每种典型群系选取3个具有代表性的地段设置样方，进行列表明示，具体记录如下。

\*\*\*\*

6、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，主要是以马尾松为主的针叶林植被，以麻栎、青冈等为主的阔叶林植被带，其群落结构大多具备乔木、灌木、草本、地衣层，覆盖度基本保持在70%左右。次生灌丛则以野桐、盐肤木、马桑、黄荆、火棘、荚蒾为主要的优势群落，草本优势种群主要是芒、白茅、五节芒、斑茅、野古草、夏枯草、蛇含委陵草、鸡眼草、芒萁、车轴草。在评价区海拔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范围的广泛分布，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）森林植被覆盖率较高，但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

评价范围地处川东北中低山区域，土地负荷极大。目前评价范围内有农田耕地259.22hm²，约占评价区内土地总面积的40.95%，即垦殖指数达40.95%。大面积的农田耕地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。

### 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 4.3‑8 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4.3-8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。

评价范围植被调查是通过实地勘察、卫片解译、室内分析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4类：

①针叶林植被：主要是马尾松为主的针叶植被，此植被类型广泛分布，面积为2.37hm2，占评价范围面积的5.44%，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、栓皮栎等阔叶树种，此植被类型广泛分布，面积28.42hm2，占评价范围面积的65.33%，平均净初级生产力（落叶阔叶林）642.9gC/（m2.a）。

③灌丛植被：代表植物有马桑、黄荆、火棘、荚蒾等。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0.63hm2，占评价范围总面积的1.45%，平均净初级生产力为（灌木）367.7gC/（m2.a）。

④草丛植被：代表植物有芒、白茅等。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0.55hm2，占评价范围总面积的1.25%，平均净初级生产力（平原草地）为226.2gC/(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9.42hm2，占评价范围面积的21.65%，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4.3‑9 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 | 195.55 | 30.89 | 367.1 | 717.86 | 29.58 |
| 阔叶林植被 | 麻栎、青冈 | 68.19 | 10.77 | 642.9 | 438.39 | 18.06 |
| 灌丛植被 | 野桐、盐肤木、马桑、黄荆、火棘、荚蒾 | 36.49 | 5.76 | 367.7 | 134.17 | 5.53 |
| 草丛植被 | 芒、白茅 | 13.72 | 2.17 | 226.2 | 31.03 | 1.28 |
| 农作物植被 | 水稻、玉米、红苕、棉花、花生、小麦、马铃薯、豌豆 | 259.22 | 40.95 | 426.5 | 1105.57 | 45.55 |
| 无植被 | - | 59.9 | 9.46 | - | 0.00 | 0.00 |
| 合计 | - | 633.06 | 100.00 | - | 2427.04 | 100.00 |
| 平均 | - | - | - | 383.38 |  |  |
| 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4.3-9中可以看出，评价范围总生产力2427.04tC/（a），平均净生产383.38gC/（m2.a），比中国陆地生态系统平均值低300.62gC/（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来作为本评价范围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4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4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。由于现场测定仅做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，即作物子粒、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周边已有案例。

表4.3‑10 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 | 143.34 | 10.51 | 1506.49 | 5.51 |
| 旱地植被 | 115.88 | 10.31 | 1194.72 | 4.37 |
| 森林植被 | 263.73 | 89.2 | 23524.98 | 86.05 |
| 灌丛植被 | 36.49 | 27.58 | 1006.48 | 3.68 |
| 灌草丛植被 | 13.72 | 7.66 | 105.08 | 0.38 |
| 合计 | \*\*\*.16 |  | 27337.75 | 100.00 |

由表4.3-10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86.05%，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范围最重要的生态系统，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。

### 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、麻栎、青冈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。该拼块广泛分布，连通程度较高。该拼块面积为263.73hm²，约占评价范围总面积的41.66%，是评价区内最重要的景观拼块，对评价区内生态起着绝对作用。

（2）野桐、盐肤木、马桑、黄荆、火棘、荚蒾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36.49hm²，占评价范围总面积的5.76%。

（3）芒、白茅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13.72hm²，占评价区总面积的2.17%。

（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。水田拼块一般较平坦，生境湿润，旱地拼块的生境、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。该拼块面积为259.22hm²，占评价区面积的40.95%。

（5）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。该拼块面积约为49.22hm²，占评价区总面积的7.78%。

1. 水面拼块

主要为评价范围内自然河流、沟渠及人工水塘，该拼块面积约为10.67hm²，占评价区总面积的1.69%。

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、麻栎、青冈及乔木经济树种的森林拼块，以野桐、盐肤木、马桑、黄荆、火棘、荚蒾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324.61hm2，占所有拼块总面积的51.28%；人为活动影响产生的拼块总面积为308.44hm2，占所有拼块总面积的48.73%。

评价范围内以上各景观拼块相应特征见表4.3-11。

表 4.3‑11 评价范围拼块类型、数量及面积表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **拼块类型** | **面积（hm2）** | **百分比（%）** |
| 森林拼块 | 263.73 | 41.66 |
| 灌丛拼块 | 36.49 | 5.76 |
| 灌草丛拼块 | 13.72 | 2.17 |
| 耕地植被拼块 | 259.22 | 40.95 |
| 人工生态系统拼块 | 49.22 | 7.78 |
| 水面拼块 | 10.67 | 1.69 |
| 总计 | 633.06 | 100.00 |

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。

评价范围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的方法，来判断区内景观生态体系的稳定性。具体方法采用《环境影响评价技术导则——生态影响》（HJ19-2022）中推荐的优势度计算法，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4.3-12。

表4.3‑12 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 | 26.64 | 41.95 | 43.65 | 38.97 |
| 灌丛 | 8.55 | 5.82 | 5.72 | 6.45 |
| 灌草丛 | 3.78 | 2.11 | 2.22 | 2.58 |
| 耕地 | 27.63 | 40.30 | 38.01 | 35.99 |
| 人工生态系统 | 28.23 | 8.03 | 8.48 | 13.31 |
| 水面 | 5.17 | 1.79 | 1.92 | 2.70 |

从4.3-12可以看出，在本次评价范围，各类拼块的优势度值差异较大，具有一定连通度，但它们之间都存在一定差异。其中森林拼块的优势度Do值最高，为38.97 %，景观比例Lp为43.65%，出现的频率为41.95 %；其次是耕地拼块，优势度Do值35.99 %，景观比例Lp为38.01%，出现的频率Rf为40.30%，其他拼块所占比重均低于20%。

### 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针叶林生态系统、阔叶林生态系统、阔叶灌丛生态系统、草丛生态系统、河流生态系统、湖泊生态系统、耕地生态系统、居住地生态系统、工矿交通生态系统。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一定优势，面积263.73hm2，占比41.66%。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4.3‑13 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（%）** |
| 针叶林生态系统 | 195.55 | 30.89 |
| 阔叶林生态系统 | 68.19 | 10.77 |
| 阔叶灌丛生态系统 | 36.49 | 5.76 |
| 草丛生态系统 | 13.72 | 2.17 |
| 湖泊生态系统 | 8.24 | 1.30 |
| 河流生态系统 | 2.43 | 0.38 |
| 耕地生态系统 | 259.22 | 40.95 |
| 居住地生态系统 | 27.01 | 4.27 |
| 工矿交通生态系统 | 22.22 | 3.51 |
| 合计 | 633.06 | 100.00 |

### 生态系统服务功能评价

生态系统服务功能主要有水源涵养、土壤保持、生物多样性保护功能等，项目区处于亚热带季风气候区，水热条件较好，植被总体覆盖度较高，生态系统服务功能主要为土壤保持功能、水源涵养功能、生物多样性保护功能，本次评价基于《生态保护红线划定指南》（环办生态〔2017〕48号）中关于生态系统服务重要性的评估方法，针对土壤保持功能、水源涵养功能、生物多样性保护功能进行分级评价。

1、土壤保持功能分级评价

将反映土壤保持功能各因素的单因子分布数据，用地理信息系统进行乘积运算，公式如下：



式中：为土壤保持服务；NPPmean为评价区多年生态系统净初级生产力平均值；Fslo为根据最大最小值法归一化到0-1之间的评价区坡度栅格数据。

分别计算评价区NPPmean和Fslo等指标后，按照公式，计算求得评价区内值分布情况。

经过计算分析，土壤保持功能重要性等级比例最大的为极重要，面积259.93hm²，比例为41.06%，主要为森林及高覆盖度灌丛植被区且坡度平缓区，生态系统净初级生产力较高；其次为较重要，面积259.22 hm²，比例为40.95%，主要为耕地区；重要性等级比例最小的为中度重要，面积19.03hm²，比例为3.01%，主要为中高覆盖度灌丛植被区且坡度陡峭区、草地分布区且有一定坡度地段，详见表4.3-14。

表4.3‑14 土壤保持功能重要性评价分布表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **分级** | **面积（hm²）** | **比例（%）** | **分布特征** |
| 一般重要 | 59.9 | 9.46 | 非植被区 |
| 较重要 | 259.22 | 40.95 | 耕地区 |
| 中度重要 | 19.03 | 3.01 | 中高覆盖度灌丛植被区且坡度陡峭区、草地分布区且有一定坡度地段 |
| 高度重要 | 34.98 | 5.53 | 森林及高覆盖度灌丛植被区且坡度陡峭区、中高覆盖度灌丛植被区且坡度较缓地段 |
| 极重要 | 259.93 | 41.06 | 森林及高覆盖度灌丛植被区且坡度平缓区 |
| 总计 | 633.06 | 100.00 |  |

2、水源涵养功能分级评价

水源涵养功能重要性评价采用基于降水和蒸散的水量分解模型法



式中：WY为地表总产水量，作为水源涵养服务能力的代用指标，P为多年平均年降水量，ET为蒸发量，PET为多年平均潜在蒸发量，ω为下垫面（土地覆盖）影响系数，依据土地利用类型取值。

由于项目区面积较小，项目区水源涵养功能重要性分布差异主要受到ω下垫面的影响。其中，极重要的面积最大，达到263.73hm²，占总面积的比例为41.66%，较重要的面积最小，为13.72 hm²，占总面积的比例为2.17%，详见表4.3-15。

表4.3‑15 评价区水源涵养功能重要性评价分布表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **分级** | **面积（hm²）** | **比例（%）** | **分布特征** |
| 一般重要 | 59.90 | 9.46 | 非植被区 |
| 较重要 | 13.72 | 2.17 | 极低覆盖度<10% |
| 中度重要 | 259.22 | 40.95 | 中低覆盖度10%-30% |
| 高度重要 | 36.49 | 5.76 | 中覆盖度30%-50% |
| 极重要 | 263.73 | 41.66 | 中高覆盖度50%-70% |
| 合计 | 633.06 | 100.00 |  |

3、生物多样性保护功能分级评价

采用基于生境多样性的方法进行评价：



式中：Sbio为生物多样性保护服务，NPPmean参数的计算方法同上，Ftem为气温参数，由多年（10～30年）平均年降水量数据插值获得，得到的结果归一化到0~1之间。Falt为海拔参数，由评价区海拔进行归一化获得。Fpre参数根据降水量分布数据，利用计算机进行归一化处理得到，其分布规律与水源涵养功能重要性评价中平均降水量P值分布规律相同。

经过计算分析，土壤保持功能等级比例最大的极重要，面积268.93hm²，比例为42.48%，重要性等级比例最小的为中度重要，面积20.3hm2，比例为3.21%，详见表4.3-16。

表 4.3‑16 评价区生物多样性保护功能评价分布表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **重要性** | **面积（hm2）** | **比例（%）** | **分布特征** |
| 一般重要 | 59.9 | 9.46 | 非植被区 |
| 较重要 | 259.22 | 40.95 | 耕地区 |
| 中度重要 | 20.3 | 3.21 | 草地及低覆盖度灌丛植被分布区 |
| 高度重要 | 24.71 | 3.90 | 中高覆盖度灌丛植被区 |
| 极重要 | 268.93 | 42.48 | 森林及高覆盖度灌丛植被区 |
| 合计 | 633.06 | 100.00 |  |

综上可见，评价区自然生态系统在水土保持功能、水源涵养功能、生物多样性保护功能等方面具有重要作用，为周边野生动物提供了一定的生存繁衍空间，在维持区域生态平衡中也具有良好的作用，也是维护评价区生态安全的重要屏障。

### 物种多样性分析

评价区地处亚热带常绿阔叶林区域，气候温暖湿润，区内丘陵、低山分布其间，植被类型主要有马尾松、麻栎、青冈、栓皮栎等森林植被以及马桑、黄荆、火棘、荚蒾、芒、白茅等为主的灌草丛植被，群落结构和组成相对复杂，但均为当地常见类型，分布较广。

物种多样性是物种丰富度和分布均匀性的综合反映，体现了群落结构类型、组织水平、发展阶段、稳定程度和生境差异。本项目采用“物种丰富度指数”（Margalef）来测量植被群落的物种多样性。

公式：D=(S-1)/lnN

其中：s为群落中物种数目N为观察到的个体总数

评价区各群落优势种物种优势度情况见下表。

表 4.3‑17 评价范围各群落物种丰富度指数

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **群落名称** | **优势种** | **Margalef指数** |
| 马尾松群落 | 马尾松 | 0.732 |
| 麻栎、青冈群落 | 麻栎、青冈 | 0.801 |
| 野桐、盐肤木灌丛 | 野桐、盐肤木 | 0.602 |
| 马桑+黄荆+火棘+荚蒾灌丛 | 马桑、黄荆、火棘、荚蒾 | 0.581 |
| 芒、白茅草丛群系 | 芒、白茅、五节芒 | 0.340 |

由上表可见，项目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，评价区主要群落物种丰富度指数介于0.340-0.801之间，表明评价区物种多样性水平较高，总体结构较复杂。

### 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

动物调查采用样线调查法，设置调查样线6条，样线长为1-3km，单侧观察宽度为50m，样线分别设置在林地、耕地居民点等地，涵盖了不同的生境条件，尽量在评价区内均匀分布。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-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4.3‑18 野生动物野外调查样线分布表

| **样带编号** | **生态环境** | **主要野生动物类型** |
| --- | --- | --- |
| 01-03 | 林地 | 鸟类、爬行类、兽类 |
| 04-06 | 耕地、居民点 | 鸟类、两栖类、爬行类、兽类 |

2、物种组成

根据现场调查、访问，参考保护区科考报告资料，评价区及周边不完全统计有野生脊椎动物17目31科55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8科14种，鸟类9目18科30种。

表 4.3‑19 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 | 9 | 18 | 30 | / | / | / |
| 兽类 | 6 | 8 | 14 | / | / | / |
| 合计 | 17 | 31 | 55 | / | / | / |

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8科11属14种，即食虫目1科1种、翼手目1科1种、偶蹄目2科2种，食肉目1科1种、啮齿目2科8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14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35.71%；古北界种类有3种，占21.43%，广布种有6种，占42.86%。

（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，主要分布的兽类有隐纹花松鼠、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和省级重点保护兽类，同时评价区的相关资料也未记载相关国家级和省级重点保护兽类。

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30种，隶9目18科。其中，从类群构成看，雀形目鸟类16种，占评价区鸟类总种数的53.33%。

（1）区系分析

评价区内鸟类中属古北界的有10种，占评价区内鸟类总数的33.33%；属东洋界的有9种，占评价区内鸟类总数的30%；属广布种的有11种，占评价区内鸟类总数的36.67%。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17种，占鸟类总数的56.67%；夏候鸟12种，约占40%；冬候鸟1种，各占3.33%。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：

溪流区鸟类：该区域的生境类型主要包括水域、草丛、灌丛等基本类型，分布海拔相对较低，活动于其中的鸟类主要包括：鹳形目的种类。该区的优势种类是：白鹭、赤麻鸭等。

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，评价区未发现属于国家级保护和四川省级保护的鸟类。

C.爬行动物的组成及分布

根据野外调查和相关资料，确认评价范围内共分布有爬行动物6种，分属1目2科，分别为游蛇科5种，石龙子科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，评价范围内分布有两栖动物5种，隶属于1目3科，分别为蟾蜍科2种，蛙科2种，叉舌蛙科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

中华蟾蜍、黑眶蟾蜍、黑斑侧褶蛙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。

### 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马尾松、栎雷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）、《四川省重点保护野生植物名录》《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《国家重点保护野生动物名录2021》《四川省重点保护野生动物名录》《四川省新增重点保护野生动物名录》及相关科考资料，在项目评价范围，未发现属于国家级保护和四川省级保护的野生动物及栖息地，无分布生境，也无重要野生动物的迁徙通道。

3、项目评价范围内重要生境

项目评价范围无重要生境分布。

5、生态红线分布情况

通过项目红线与达州市“三线一单”成果图叠加分析，项目占地不涉及达州市生态保护红线。

6、评价范围内重点保护、珍稀濒危、特有种及极小种群 等重要物种种类、分布情况

经现场调查、访问及查阅相关资料，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。在项目评价范围，未发现属于国家级保护和四川省级保护的野生动物及栖息地，无珍稀濒危、特有种及极小种群等重要物种分布，无重要生境分布，也无重要野生动物的迁徙通道。

# 环境影响预测与评价

## 施工期环境影响分析

### 施工期生态环境影响分析

#### 对土地利用类型的影响

（1）对区域土地利用的影响分析

本项目占地主要分为2个部分，新雷页1试验井组场和雷页1试验井组试采站～雷页1试采站外输管线占地，上述占地均为临时占地。

由于施工占地将会改变占地区土地利用方式，减少地表植被。其中井场为占地面积0.6173hm2，占地类型均为耕地，管线临时占地0.112hm2，占地类型以耕地为主，同时占用少量林地等。这些新增占地将使占用的地表植被被剥离，在一定时间内改变土地利用的类型，但施工时间较短，施工结束后临时占地区将采取土地整平、植被恢复等措施，不会长期改变土地地类，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。

由于本项目在建设期间会剥离表土、产生一定的裸露地面，出现地表植被破坏，施工区较易产生水土流失等特点，在项目建设中应当尽可能减少对土地的占用，严格在征地红线范围内施工，最大限度节约土地资源。

（2）对永久基本农田的影响分析

本项目临时占用永久基本农田，建设单位应严格按照《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）和《关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89号）以及相关法律政策及规定要求办理相关手续，实施永久基本农田的占补平衡，同时制定土地复垦计划，对永久基本农田加以重点保护，施工时，应严格施工管理，严格控制施工作业范围，临时占用基本农田，表层耕植土应进行表层剥离，并设置表土堆放场，对表土进行保护，后期用于临时占地复耕以尽可能减小土壤肥力损失。通过采取以上相关基本农田保护措施后，不会对其产生明显不利影响，本次评价要求项目开工前应办理临时用地手续，施工结束后及时进行耕地恢复。

#### 对植被及生物量的影响

**（1）项目占地**

项目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。

项目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，主要有马尾松、青冈、麻栎、芒、白茅、耕地等植被，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，项目占地损失总生产力10.94tc/a，损失总生物量为52.66t，占评价区总生产力和总生物量的比例为2.25%和0.76%，占比极低，主要因为项目占地面积小，且占地主要为生态效能较低的耕地。损失植被类型及生物量见下表。

表5.1‑1 工程占地影响植被类型及生物量统计表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称 | 占地面积（hm2) | 损失生产力（tC（a）） | 损失生物量（t） | 受影响的植被类型 |
| 1 | 针叶林植被 | 0.23 | 0.84 | 20.52 | 马尾松 |
| 2 | 阔叶林植被 | 0.1 | 0.64 | 8.92 | 青冈、麻栎 |
| 3 | 水田植被 | 1.182 | 5.04 | 12.42 |  |
| 4 | 旱地植被 | 1.003 | 4.28 | 10.34 |  |
| 5 | 草地植被 | 0.06 | 0.14 | 0.46 | 芒、白茅 |
| 合计 | | 2.575 | 10.94 | 52.66 |  |

**（2）人员进驻及施工活动**

在项目建设期间，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。施工区表土剥离、废水处理设施等施工活动对生态环境的影响最大，但是由于施工是临时的，在施工结束后随着临时用地区土地整平、植被更新恢复措施的实施，其影响会得到逐步恢复的。

由上可见，项目施工占地1.2808hm2，使得在栖息在这片土上的生物资源受到影响，部分草地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。

尽管如此，本报告仍然建议，在项目实施过程中通过优化施工布置，最大程度减少项目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。

#### 对景观生态的影响分析

**（1）对自然生态体系稳定性的影响预测**

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，对评价范围域内景观生态体系有一定影响，退役后，随着设施拆除、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

占地损失的自然物种芒、白茅等群系均属广布种，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，本评价范围的草地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）景观生态体系质量影响预测**

根据前文森林拼块的景观优势度远高于其他拼块，属模地。因此在评价范围内占有十分重要的地位。项目实施后，对当地的自然系统造成一定损害，受损后的景观体系情况，如下表。

表5.1‑2 评价范围自然体系受损前后的各类拼块的优势度值

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 拼块类型 | 密度Rd（%） | 频率Rf（%） | 景观比例Lp（%） | 优势度Do（%） | 原有优势度Do（%） | 变幅Do（%） |
| 森林 | 27.73 | 59.24 | 58.48 | 50.99 | 51.14 | -0.15 |
| 灌丛 | 2.37 | 1.25 | 1.22 | 1.52 | 1.52 | 0.00 |
| 灌草丛 | 2.30 | 1.67 | 1.92 | 1.95 | 2.01 | -0.06 |
| 耕地 | 34.94 | 28.64 | 28.84 | 30.32 | 32.35 | -2.03 |
| 人工生态系统 | 27.34 | 8.12 | 8.46 | 13.09 | 10.85 | 2.24 |
| 水面 | 5.33 | 1.08 | 1.08 | 2.14 | 2.14 | 0.00 |

由上表可以看出各拼块的优势度值变化较小，而人工生态系统拼块变幅最大是2.24%，森林拼块的景观优势度扔远高于其他拼块，属模地，生态环境不会发生质的变化。

**（3）对自然景观协调性影响预测**

项目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；集输管线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。

**（4）线路廊道区的生态和景观阻隔效应分析**

项目管线占地均为临时占地，在施工期将不可避免的改变沿线传统的视觉环境，本环评要求，项目建成后，要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，对穿越公益林段，栽植原占用树种马尾松并结合乡土灌草先锋物种种植。项目区亚热带温暖湿润气候特点，可快速恢复植被，快速增加与周围自然景观的协调性，将生态和景观阻隔效应降到最低。

#### 对生态系统类型影响分析

利用GIS软件，采用图形叠置分析可知，项目占用的生态系统类型主要为森林生态系统和耕地生态系统，面积分别为0.33hm2和2.185hm2。

项目占用的生态系统类型属于评价范围内普遍分布的类型，项目占地损失总生产力10.94tc/a，损失总生物量为52.66t，占评价区总生产力和总生物量的比例为2.25%和0.76%，占比极低。

项目建设不会对该区域植被分布情况造成大的改变，项目对评价区内的自然生态系统的完整性和结构稳定性影响较小，随着退役后占地设施拆除和地形地貌以及植被恢复措施的实施，评价区内自然生态系统面积、结构和功能会得到进一步恢复；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项目建设的直接影响，依然具有维持良性发展的潜力。

#### 对生态系统结构稳定性分析

项目占地主要为井场、进场道路、放喷池、清水池、集输管道、施工便道、表土堆场、生活营地占地，占地总面积1.2808hm2，占评价范围总面积的2.22%，不会对该区域植被分布情况和植被群落结\*\*\*成明显改变，项目对评价区内的草地自然生态系统的类型完整性和结构稳定性影响可忽略不计，随着退役后占地设施拆除和地形地貌以及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项目施工运营的直接影响，依然具有维持良性发展的潜力。

#### 对生态系统完整性的影响分析

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

项目建设产生的表土剥离、运输等活动，均会影响土体的结构，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，随着占地设施拆除及植被自然恢复，项目区范围内的动、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；占地区表土剥离、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

项目占地范围自然植被类型主要有芒、白茅等灌草丛植被，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。

#### 对生态系统服务功能的影响分析

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项目建设期施工占地，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。在项目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。

森林和灌草丛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；而乔灌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，降低水滴对表土的冲击和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，这就要求施工和试采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。本项目建设尽管占用了部分乔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范围生态环境会有一定的影响，但不会显著改变评价范围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。项目建设对景观生态系统的影响范围有限，评价范围内各类拼块构成、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，本项目造成的生态影响可得到有效减缓，生态系统的稳定性尚好。

#### 对物种多样性的影响分析

项目占用的生态系统类型主要为耕地生态系统、森林生态系统，面积分别为2.185hm2和0.33hm2。

项目建设影响的只是占地范围内的物种多样性，由原来的灌草丛生态系统临时变为工矿用地生态系统，损失的只是占地期限内占地范围的生物量和生产力，不会产生时间或空间的累计作用，不会导致生境丧失、退化及破碎化、生态系 统退化、生物多样性下降等情况发生。

#### 对陆生野生动物的影响分析

1、施工占地

项目占地类型主要为耕地，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，项目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

项目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；项目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。项目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。

#### 对重点保护野生动植物的影响分析

根据实地调查，在项目评价区内未发现国家和省级重点保护野生动植物。

#### 对天然林、公益林及生态红线影响分析

本项目不占地不涉及天然林、公益林，项目对周边天然林、公益林主要影响因素如下：

（1）钻井过程中，如发生废水漏失情况，可能导致周边分布的天然林、公益林植被吸水量降低，但下水漏失属于风险影响，一般情况不会发生。根据现场调查，井场位于丘坡下部，管线是沿着丘谷道路铺设，井场周边和管线两边林地高程都高于井场、管线，因此项目周边天然林、公益林不位于项目井场区域地表水和地下水流向下游，因此若发生地下水漏失等情况难以对天然林、公益林造成影响。

（2）输水管线发生废水漏失情况，可能导致占用公益林后周边分布的公益林植被吸水量降低，但下水漏失属于风险影响，一般情况不会发生，同时输水管线有完善的监控截断装置，风险情况下泄漏量小。同时管线临时占地后期恢复植被主要为灌草、栽培植物等植被，管线距离周边公益林有一定距离，管线临时占地恢复区相当于在泄漏管线两侧相对周边公益林设置了一定距离的缓冲区，因此即使发生输水管线废水泄漏也对占用公益林附近的公益林影响小。

根据地下水预测成果，正常情况下不会对地下私造成污染影响，非正常情况下，可能对下游地下水造成污染影响，从而对周边天然林、公益林造成影响，但根据周边天然林、公益林分布情况，项目地下水下游超标范围内无天然林、公益林分布，因此在极端情况下废水进入地下水对地下水造成污染也不会对天然林、公益林造成影响。

（3）废水排放、放喷废气沉降对土壤、大气的影响，根据土壤环境影响分析，项目建设对土壤环境的影响很小，同类项目还未出现过污染周边土壤的情况，因此通过污染土壤从而影响周边天然林、公益林的可能性极小。此外，从周边分布的天然林、公益林和项目的高程对比分析，天然林、公益林海拔较高，处于坡上高处，即使发生废水发生溢出漫流，也不会直接影响天然林、公益林，但放喷废气的沉降会对天然林、公益林造成一定的影响，但因测试放喷时间较短，距离较远，对其随着测试放喷结束影响消失，天然林、公益林将逐步恢复原有生长状态。

（4）由于施工占地范围距评价区其他公益林、天然林较近，也可能产生间接影响，如粉尘、光照条件变化对其产生的影响，特别是林缘区域植被光合作用的影响。

但结合现场调查，本项目拟占用的公益林和周边植被无明显差异，是评价区广泛分布的种类，植物区系组成成分不会发生变化，项目施工占用损失的只是局部群落和部分生产力及生物量，因此对公益然林的结构、稳定性无明显影响。因此，项目施工前，需要①优化施工方案，严格控制施工作业面，必须避免超挖破坏周边天然林植被。②严格按照施工方案要求将弃土、弃渣等运往指定场地，禁止在非施工区任何位置随意堆放。③施工过程中，施工单位应加强防火知识宣传教育，增强员工和附近居民的防火意识，杜绝火灾的发生。

项目占地不涉及天然林公益林占用，项目施工等对天然林公益林的面积、功能和性质无直接影响。

#### 水土流失影响分析

**（1）区域水土流失现状情况**

根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》，本项目涉及水土流失重点治理区，本项目在建设和试采期间必须加强水土保持工作，最大限度地减少工程建设造成的水土流失危害。

根据区域水土流失资料分析及水土流失现状调查，项目区水土流失类型主要为水力侵蚀，水力侵蚀以轻度和中度为主。本工程根据现场勘察并结合项目水土保持方案资料，本项目沿线土壤侵蚀现状以轻度水力侵蚀为主，平均土壤侵蚀模数在1765t/km2·a左右。

（2）水土流失危害分析

结合工程区地貌条件、新增水土流失来源，在不采取水土流失防护措施前提下，工程区域内水土流失危害主要体现为对土地资源产生破坏，一方面由于工程建设占用土地，破坏原有地貌，损坏地表植被，土地耕作层和植被生长层被挖损、剥离或压埋，从而使施工区内裸地面积增加，降低土壤的抗蚀性，增大水土流失量，损坏了土地资源，影响农业耕作。另一方面开挖损坏的农田土层结构，即使复耕，短期内难以恢复地力，影响当地农业生产。在中山区，坡面集流将会冲毁具有水土保持功能的地埂、田坎，增加单位面积细沟和切沟数量，有进一步发育演变为冲沟的可能，又会产生大量水土流失，影响环境生态安全。

（3）本项目水土流失影响分析

本项目对区域水土流失的影响主要是施工期的短暂影响，试采期各项工程均已建成，对地表的扰动基本不会发生，不会新增水土流失。施工期其引发水土流失的主要因素有：土石方及表土的大量堆放；井场等基建造成的地表裸露；基础施工等对原地形地貌、植被等产生的扰动、破坏或再塑等。

本工程地处土石山区，水土流失形式以水力侵蚀为主，主要表现为面蚀。工程属于建设生产类项目，水土流失主要发生在施工期。根据主体工程提供的设计资料和基建施工工艺，分析本项目施工期可能造成的水土流失危害主要有：

①项目建设损坏了原区域的林地等水土保持设施，使原有区域失去了基本的水土保持功能，使区内水资源失去保护屏障，加大水土流失强度。

②工程在建设期间，有较大面积的土石方开挖，造成地表裸露面积较大。在不能及时实施挡墙、排水等措施情况下，裸露地表造成水土流失，表土、土石方堆体易发生坍塌等灾害。

③较严重的水土流失将直接对项目下游地势较低的耕地、道路等造成直接危害。大量流失的泥沙将会淤积排洪沟，降低其调洪、泄洪能力，对下游植被也会造成一定的影响。

④项目区为西南土石山区的低山丘陵地貌，土层较薄，农作物产量低。工程建设过程中扰动破坏原地貌及植被，使土体松散，抗冲性能和抗蚀性能降低，尤其在雨季，易产生水土流失，严重的水土流失使土层进一步瘠薄，土地生产能力逐渐下降，农作物和植被逐渐失去生存环境，导致区域生态环境逐渐恶化。

因此本项目应严格按照水保方案要求落实水土保持措施。拟建项目开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。钻前工程剥离表土若随意堆放将引起水土流失，影响植被生长。项目设计将表土堆场，设挡土墙、截水沟、排水沟，可有效减少水土流失，同时利用土工布或塑料膜遮盖或采用水泥砂浆抹面的方法来减少水土流失。完钻后耕植土作为表层的覆土复植用，对表土堆场地进行复垦。通过该措施，拟建项目大大减小了土石方开挖引起的水土流失量。本次建设过程中，拟在征地范围内沿井场和表土堆场四周修建截、排水沟，将场内雨水排出，防止场内充水及水流往下渗透，以保护井场和表土堆场边坡稳定；在井场道路、放喷池等内侧布置排水沟等排水措施，以减少水土流失。

本项目在采取如水土保持措施后，泥土的拦截率可达80%以上，土的流失量大大减少，最终的水土流失量控制在较低水平，使本项目的水土保持工作得以有效完成。拟建项目由于占地面积小，土石方量小，且施工时间短，工程实际新增的水土流失量小，在环境可接受范围内。该项目应编制水土保持方案并按照方案落实水土保持措施，水保措施应与本项目提出的生态恢复措施结合。恢复植被选择应考虑水土保持功能和生态修复功能。通过落实相应的水土保持措施，总体水土流失量小，对水土流失重点治理区影响很小。

环评要求：项目在开工前，应根据国家有关要求编制项目水土保持方案或采取有效水保措施，确保本项目的水土保持工作得以有效完成。

综上，本项目实施后，经严格落实水保措施及本环评报告提出的相关水土保持措施及生态恢复措施后，其区域水土流失现象能得到相应地减缓。

#### 项目实施可能导致外来物种造成生态危害的风险分析

工程施工和运行期间，导致外来物种入侵的途径只有在植被恢复阶段，如果盲目引进不经过筛选的物种，可能导致外来物种入侵情况的发生。这就要求我们在项目施工和运行期间，加大宣传力度，对外来物种的危害以及传播途径向施工人员进行宣传；对现有的外来种，利用工程施工的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散。在选择绿化树种和水土保持植物中坚决杜绝使用外来植物，尽可能使用乡土树种。

### 施工期钻前工程环境影响分析

#### 大气环境影响分析

（1）废气源

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，钻前工程不设集中生活营区，无集中生活废气排放。

钻前工程大气污染物主要为施工粉尘、运输和作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约30天）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落；修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运过程中的二次扬尘。

（2）大气环境影响分析

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及燃油动力机械废气（含运输车辆尾气）。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。据经验数据，在风速为1.2m/s或2.4m/s下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离50～150m处下风方向粉尘浓度为11.7～5.0mg/m3。项目所在区域的年平均风速为1.5m/s，风速较小，产生的扬尘量小。

施工单位采取硬化进出口、冲洗、洒水等措施控制扬尘，设置车辆冲洗设施对驶出工地的车辆进行冲洗。对露天堆放河沙、石粉、水泥、灰浆、灰膏等易扬撒的物料予以覆盖，对开挖施工作业面（点）洒水降尘，临时表土堆场洒水、覆盖降尘，密闭运输渣土、砂石等易撒漏扬散物质。

根据四川省《中华人民共和国大气污染防治法》实施办法（2018修订）相关要求，建设单位要加强对建设工地的监督检查，督促施工单位落实降尘、压尘和抑尘措施。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，通过采取降措施，对区域环境影响小。

各类燃油动力机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含CO和NOx等污染物，由于施工的燃油机械为间断施工，加之污染物排放量小，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

**综上所述，由于钻前工程废气产生量较少、施工期短，对当地环境空气影响较小。**

#### 地表水环境影响分析

钻前工程水环境的影响主要是生活污水和施工废水。生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，钻前工程人员租住农户家，生活污水由当地农户旱厕收集后农用，对当地水环境的影响小。施工废水来自施工场地等施工过程遇雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物；井场基础建设产生的废水主要来自砂石骨料加工、混凝土拌和及养护等过程中，经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘。施工单位通过定期检查，减少油类物质对周边土壤的影响。采取上述措施后对区域地表水环境基本无影响。

#### 地下水和土壤环境影响分析

钻前工程对地下水和土壤环境的影响主要是施工废水及原辅材料泄漏进入地下水和土壤环境，对其造成污染。钻前施工对沉淀池进行防渗，机具材料堆放于防渗垫上面，因此，采取上述措施后钻前工程对区域地下水和土壤环境基本无影响。

#### 固废环境影响分析

本项目为新建，钻前工程量小，时间短，工程弃土主要为井场设备基础施工产生的弃土与拆除工程产生的建筑弃渣，这些弃土用于井场平整，无弃渣产生。钻前工程产生其他的建筑废料和生活垃圾产生量较少，建筑垃圾用于井场平整或统一收集清运至政府指定地点，生活垃圾收集后依托当地环卫部门处理，对环境影响小。

#### 声环境影响分析

钻前工程施工噪声主要来自施工机械和运输车辆产生的噪声，施工噪声影响虽然是暂时的，但施工过程中采用的施工机械一般都具有噪声高、无规则等特点，如不加以控制，将会对施工区域周边环境产生一定的影响。

（1）施工噪声预测模式

施工噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算出离声源不同距离处的噪声值，预测模式如下：

式中：LA（r）—距声源r处的施工噪声预测值，dB（A）；

LA（r0）—距声源r0处的参考声压级，dB（A）；

r—预测点距声源的距离，m；

r0—参考点距声源的距离，m。

—各种衰减量（除发散衰减外），dB（A）。室外噪声源取为零。

根据工程设计，本项目仅白天施工，夜间不施工。根据噪声衰减模式，各施工机具声源在不同距离处的噪声影响值（未考虑吸声、隔声等效果）参见表5.1-1。

表5.1‑4 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB（A）

| **序号** | **施工机具** | **预测距离（m）** | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **10** | **30** | **50** | **100** | **150** | **200** | **250** | **280** |
| 1 | 推土机 | 79 | 69 | 65 | 59 | 55 | 54 | 51 | 50 |
| 2 | 挖掘机 | 78 | 68 | 64 | 58 | 54 | 53 | 50 | 49 |
| 3 | 载重机车 | 76 | 66 | 62 | 56 | 52 | 51 | 48 | 47 |
| 4 | 空压机 | 81 | 71 | 67 | 61 | 57 | 55 | 53 | 52 |

根据预测结果，在距离施工机械约36m处噪声级低于70dB（A），即施工区边界外36m处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。

（2）施工期噪声对敏感点的影响分析

按《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准评价（昼间小于等于60分贝），昼间距离施工区约113m可满足标准要求，夜间不施工。

项目周边的敏感点均为分散的敏感点，且居民数量不多，钻前施工约30天，噪声对周边环境及居民点的影响较小，在工程在施工时，应选择合理的施工时间，白天施工时尽量避开居民午休时间，且优化总平面布置，以此来进一步降低噪声对附近居民的影响，同时应加强与周边居民点的沟通，取得居民谅解。

### 施工期钻井工程环境影响分析

#### 大气环境影响分析

本项目钻井阶段废气主要为备用柴油机/发电机废气、事故放喷废气、无组织挥发性废气。

**（1）备用柴油机/发电机废气影响分析**

钻井期间，一般电力由当地电网提供，钻井作业期间停电等紧急情况下柴油发电机组废气主要污染物为NOx、SO2、颗粒物，虽然柴油机自带排气筒距离地面约6m，未达到15m，但由于在设备上升高排气筒技术上难实行，设备自身是环保达标设备，采用设备自带排气筒排气影响范围小，影响时间短，且根据2017.1.12环保部长《关于GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”，因此可不新增措施。

本工程钻井期柴油动力机和发电机废气排放量为7760m3/h，NOx排放速率约为1.17kg/h，SO2排放速率约为0.008kg/h，颗粒物排放速率约为0.33kg/h，属连续排放。燃烧废气释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，不会同时同地进行，所以本项目钻井期柴油机烟气对大气环境影响是有限的，能为环境所接受。因此，实际上钻井过程中，柴油机废气对环境空气的影响很小，不会改变敏感点环境功能，钻井期间的大气污染物将随钻井工程的结束而消除。

**（2）事故放喷废气影响分析**

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件。事故放喷主产物是不含硫天然气燃烧后产生的CO2。事故放喷时间持续较短，且通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，事故放喷时间短，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响，对环境影响也较小。

**（3）无组织挥发性废气**

本项目为天然气钻井及试采工程，因此，除燃油机械使用过程中产生的少量无组织挥发性有机物排放外，钻井施工过程中无组织排放源。因此，本项目无组织挥发性有机物排放量小，通过自然扩散可有效降低其影响，对周边环境影响甚微。

总之，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对井场所在地大气环境影响甚微。

#### 地表水环境影响分析

**（1）场地渗透、外溢对地表水环境影响分析**

本项目井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和污水，泥浆泵入泥浆罐回收利用，废水通过污水泵泵入泥浆不落地系统内处理回用。钻井期生活污水经生态厕所收集后由密闭罐车定期拉运至周边生活污水处理厂处理；项目产生的钻井废水被贮存于井场泥浆不落地装置污水罐中。根据工程分析中的废水收集回用措施可知，泥浆不落地装置污水罐容积能够满足钻井废水贮存要求；当发生事故排水时，废水直接汇入泥浆不落地装置中，不会造成废水外溢。另外，在工程设计时，泥浆不落地装置污水罐均比地面高且有遮雨篷遮盖，可防止周边雨水汇入；井场周围设置雨水沟，井场周边雨水均不会进入井场内，井场内的雨水则顺着地势而排入四周的雨水沟；泥浆不落地装置上方配备了防雨棚，这样可避免因雨水进入集污池而增加废水量。本项目采用雨污分流，井场四周设置排水沟，并设置集水坑，初期雨水收集后与钻井废水合并处理，后期雨水依靠井站设置的地面坡度和内外环沟的阀门控制，就地散排至排水沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟后由作业队伍从集水坑抽汲至泥浆不落地装置或放喷池。

在下雨期间应加强内外环沟的开闭工作，保证井场内初期雨水不流出井场。另外，井场采取防渗措施，泥浆不落地工艺区、井口区域、循环罐区、钻井固废暂存区、柴油罐区、发电机区、放喷池等均采取防渗处理，有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境中。

在采取上述措施后，废水以漏失、渗透、外溢等方式进入地表水环境的量极少，类比本项目已实施钻井情况，预计不会对周边河流等水环境造成污染影响，对地表水环境影响很小。

**（2）项目用水对区域水资源影响分析**

本项目施工期的生产用水根据施工期附近地表水存储情况就近采用附近地表水（州河），生活用水使用自来水或桶装水。由于项目距离州河较近，水量充足，项目生产用水量少，合理安排施工季节，尽量不在枯水期取水，用水前做好与当地主管部门沟通协调工作，项目取水不会对周边耕地等用水造成影响；若必须在枯水期取水要首先满足下游生态流量和管理部门的要求。项目位于丘陵区，周边居民主要使用自来水，项目用水相对较小，故项目建设生产及生活用水不会对区域水资源造成影响。

**（3）对区域地表水影响分析**

钻井期生活污水经生态厕所收集后由密闭罐车定期拉运至周边生活污水处理厂处理；项目产生的钻井废水经泥浆不落地装置预处理后满足要求的全部回用于钻井过程，剩余废水经罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排；初期雨水收集后同钻井废水一并经不落地装置处理后大部分回用于配制钻井液，剩余不能回用部分暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。项目废水产生量少，经处理达标后污染物排放量也少，对当地地表水环境的影响在可接受范围内。

**（4）对项目周边耕地影响分析**

本项目井场钻井所有设备均设置了混凝土基础，并在设备周边均设置了排污沟；在所有井场没有设置混凝土基础区域不会进行设备安装、检修等工作，因此不会有废油产生于该区域。在雨季时，雨水冲刷混凝土基础及设备的雨水会进入设备周边的混凝土排污沟，经过集污坑隔油沉淀后废水进入废水罐，废油回用或委托有资质单位处理；井场内其他非混凝土基础部分没有废油产生，雨水则直接进入场界周边的排水沟排入周围环境，对周边耕地影响甚微。

#### 声环境影响分析

该项目钻井期间噪声影响主要来源于柴油发电机（备用）、钻机、泥浆泵、振动筛、离心机等设备产生的连续机械噪声；此外，此外，事故放喷时还将产生高压气流噪声。

1、钻井工程噪声环境影响预测及分析

**（1）预测步骤**

1）建立坐标系，确定各声源坐标和预测点坐标，并根据声源性质以及预测点与声源之间的距离等情况。

2）根据已获得的声源源强的数据和各声源到预测点的声波传播条件资料，计算出噪声从各声源传播到预测点的声衰减量，由此计算出各声源单独作用在预测点时产生的A声级。

**（2）源强**

本项目钻井工程优先采用市政供电，停电等非正常工况时使用柴油发电机供电，可能会对周围居民产生影响。本项目井场设柴油动力机3台（2用1备），本项目预测考虑最不利情况下使用柴油动力机、发电机钻井作业对周围人居环境产生的影响。则井场钻井阶段钻井噪声主要来源于3台（2用1备）柴油机、2台发电机（1用1备）、1套钻井设备、2台泥浆泵、3台振动筛（2用1备）等设备产生的机械噪声；此外，在测试放喷和事故工况下将产生气流噪声。井场噪声源见表5.1‑3：

表5.1‑5钻井工程主要噪声源强调查清单

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **声源名称** | **型号** | **空间相对位置/m** | | | **声源源强（任选一种）** | | **声源控制措施** | **运行时段** |
| **X** | **Y** | **Z** | **（声压级/距声源距离）/（dB(A)/m）** | **等效声级/dB(A)** |
|  | 钻机 | ZJ70 | 14.5 | 54.7 | 4.5 | 1 | 98 | 置于钻井井场内，基础安装减振垫层，泥浆泵安装消声器 | 昼夜连续 |
|  | 泥浆泵1 |  | 1.29 | 50.34 | 3.0 | 1 | 85 | 昼夜连续 |
|  | 泥浆泵2 |  | 5.26 | .93.3 | 3.0 |  | 85 |
|  | 振动筛1 |  | -1.8 | 64.0 | 2.5 | 1 | 85 | 昼夜连续 |
|  | 振动筛2 |  | -7.0 | 58.7 | 2.5 |  | 85 |
|  | 离心机 |  | -12.8 | 53.4 | 2.0 | 1 | 83 | 昼夜连续 |
|  | 泥浆不落地装置 |  | -9.2 | 50.1 | 2.0 | 1 | 85 | 昼夜连续 |
|  | 柴油动力机1 |  | -2.24 | 32.2 | 1 | 1 | 95 | 活动板房隔声，自带高质量消声器的柴油机 | 偶尔、连续 |
|  | 柴油动力机2 |  | -5.3 | 34.9 | 1 | 1 | 95 |
|  | 柴油发电机 |  | -10.6 | 28.73 | 1 | 1 | 90 | 自带高质量消声器的柴油机 | 偶尔、连续 |

注：表中坐标以雷页1试验井组井场边界左下角为坐标原点，沿东侧为X轴正方向，沿北侧为Y轴正方向

**（3）钻井阶段场界噪声影响预测**

根据井场的平面布置，高噪声设备主要分布在井口和井场后场发电机位置，钻井设备为室外设备，备用发电机为成套设备，未设置在专用房间内，按照室外设备评价。

1）室外声源在预测点产生的声级计算模型

预测模式采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的模式。

户外声传播衰减包括几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）、屏障屏蔽（Abar）、其他多方面效应（Amisc）引起的衰减。室外点声源声传播衰减计算公式为：

Lp（r）＝Lp（r0）+DC－（Adiv＋Aatm＋Agr＋Abar＋Amisc）

式中：Lp（r）——预测点处声压级，dB；

Lp（r0）——参考位置r0处的声压级，dB；

DC——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级Lw的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

Adiv——几何发散引起的衰减，dB；

Aatm——大气吸收引起的衰减，dB；

Agr——地面效应引起的衰减，dB；

Abar——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

Amisc——其他多方面效应引起的衰减，dB。

预测点的A声级LA（r）可按下式计算，即将8个倍频带声压级合成，计算出预测点的A声级〔LA（r）〕。



式中：Lpi（r）——预测点（r）处，第i倍频带声压级，dB；

ΔLi——第i倍频带的A计权网络修正值，dB。

本次评价计算时不考虑地面效应引起的附加隔声量和空气吸收造成的衰减，只考虑几何发散衰减按下式计算：

LA（r）=LA（r0）-Adiv

Adiv=20lg（r/r0）

式中：LA（r）──距声源r处的A压级，dB（A）；

LA（r0）──参考位置r0处的A压级，dB（A）；

Adiv——几何发散引起的衰减，dB；

r0──参考位置距声源的距离，m；

r──预测点距声源的距离，m。

2）贡献值计算

各声源的噪声传播在同一点的贡献值按下式计算：



式中：Leqg——噪声贡献值，dB；

T——预测计算的时间段，s；

ti——i声源在T时段内的运行时间，s；

LAi——i声源在预测点产生的等效连续A声级，dB。

2）噪声预测环境数据

①气象数据

本地区多年平均气温16.8℃，年平均相对湿度为77%，全年降水量为1132.69mm，年平均风速为1.5m/s，主导风向为东北风。

②地形数据

项目不考虑地形高差。

③障碍物

项目各噪声设备位于露天环境中，井场未设置实心围墙，不考虑障碍物引起的衰减。

④地面覆盖情况

项目井场均位于农村地区，地表主要为人工栽培植被和自然林地，地表主要为农作物或林地。

根据上述预测模式，井场钻井噪声在各施工边界的噪声贡献值详见表5.1‑4和下图。

表5.1‑6 本项目钻井噪声影响表 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **预测工况** | **场界** | **噪声贡献值** | | **超标值** | |
| **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** |
| 网电供电 | 东北场界（69.8，104.2，1.2） | 57 | 57 | / | 2 |
| 东南场界（23.9，19.5，1.2） | 64 | 64 | / | 9 |
| 西南场界（-20.1，19.7，1.2） | 68 | 68 | / | 13 |
| 西北场界（-14.9，65.9，1.2） | 62 | 62 | / | 7 |
| 柴油发  电机供电 | 北场界（18.3，46.3，1.2） | 58 | 58 | / | 3 |
| 东场界（25.6，-2.4，1.2） | 68 | 68 | / | 13 |
| 西场界（17.1，28.1，1.2） | 71 | 71 | / | 16 |
| 南场界（8.5，-63.4，1.2） | 69 | 69 | / | 14 |

\*

图5.1‑1 钻井期网电工况噪声贡献值等声级线图

\*

图5.1‑2 钻井期柴油机工况噪声贡献值等声级线图

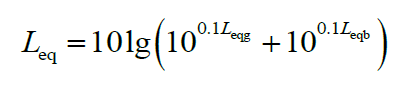
钻井期电网供电工况4四个场界昼间噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，夜间4个场界噪声均超标，超标2~13dB（A）；采用柴油发电机供电钻井施工期间，井场4个场界昼间噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，夜间4个场界噪声均超标，超标3~16dB（A）。

由以上分析可知，网电供电时场界噪声明显小于柴油发电机供电，拟建项目钻探期间采用网电供电，且在厂界范围外四周仍按一定距离进行了征地，钻井期噪声仅限于钻机施工，随钻井结束而结束，对周边声环境影响可以接受。

由上述预测结果可知，钻井过程为连续24小时作业，昼、夜噪声值变化不大，噪声影响较大，钻井工程夜间各厂界噪声均超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

（3）钻井阶段敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级为预测值，计算公式为：



式中：Leq——预测点的噪声预测值，dB；

Leqg——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

Leqb——预测点的背景噪声值，dB。

表5.1‑7 敏感点声环境预测结果 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **预测工况** | **敏感点名称** | **距井口最近距离（m）** | **与井场相对方向** | **贡献值** | | **背景值** | | **预测值** | | **超标范围** | | **超达标情况** | |
| **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** | **昼间** | **夜间** |
| 网电供电 | 1#居民点  （30.6，182.3，1.2） | 131 | 北 | 49 | 49 | 55 | 45 | 56 | 51 | / | 1 | 达标 | 超标 |
| 2#居民点  （-147.5，5  43.8，1.2） | 167 | 西 | 52 | 52 | 55 | 44 | 57 | 52 | / | 2 | 达标 | 超标 |
| 3#居民点  （-158.7，-96. 7，1.2） | 236 | 西南 | 48 | 48 | 55 | 44 | 56 | 50 | / | / | 达标 | 达标 |
| 柴油发电机供电 | 1#居民点  （30.6，182.3，1.2） | 131 | 北 | 48 | 48 | 55 | 45 | 56 | 50 | / | / | 达标 | 达标 |
| 2#居民点  （-147.5，5  43.8，1.2） | 167 | 西 | 50 | 50 | 55 | 44 | 56 | 51 | / | 1 | 达标 | 达标 |
| 3#居民点  （-158.7，-96. 7，1.2） | 236 | 西南 | 47 | 47 | 55 | 44 | 56 | 49 | / | / | 达标 | 达标 |

由以上预测结果知，钻井期间网电机工况下的噪声达标距离昼间在距井口91m处，该区域内无居民分布，夜间噪声达标距离在无树林等遮挡的空旷处距井口162m处；钻井期间柴油机工况下的噪声达标距离昼间在距井口119m处，该区域内无居民分布；夜间噪声达标距离在无树林等遮挡的空旷处距井口208m处。结合外环境关系调查可知，井口周边仅西侧、北侧有超标范围内有居民分布，最多为5户20人（其中西侧3户12人，北侧2户8人）分布。本次环评要求，建设单位在实际施工中，应对周边距离较近的农户重点关注，根据噪声排放情况和监测结果，与超标居民加强沟通协调工作，或采取一定的补偿措施，争取取得其谅解。进行总的来看，项目的建设对周围居民影响较小。

综上所述，本项目优先采用网电供电，仅在停电时采用柴油发电机供电，正常施工时噪声影响较小。同时建设单位应通过宣传讲解、加强与周边居民的沟通协调、取得村民理解和谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低，做到超标不扰民。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

2、事故放喷噪声环境影响预测及分析

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件，事故放喷时间持续较短，且通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，事故放喷时间短，噪声源强度约为95~105dB（A）。项目通过在放喷池设置三面建较高的密实的防火墙，可以降低一定的噪声；随着事故放喷的结束，噪声影响也消失。因此，事故放喷噪声影响短暂的，对周围居民影响是可接受的。

#### 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、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。

根据对周边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、储备罐区、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及油类物质会发生地面漫流，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、储备罐区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，废油暂存区、发电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置0.5m高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置0.15m高围堰及集油池，防止泄漏油料外溢；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泥浆循环系统、泥浆料台区、储备罐区、油罐区、放喷池、方井周边、钻井固废暂存区、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、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域（含油桶堆放区）、泥浆储备罐区、循环罐区、柴油罐区、放喷池、危险废物暂存场所等采取重点防渗措施；井架基础、发电机房、钻井固废暂存区、气源房、材料棚、雨、污分流区域以及厕所等区域采取一般防渗措施；其他区域等采取简单防渗措施。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，本项目仅采用套管和水泥固井防止地下水污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入地下水或土壤环境。因此在采取措施后，钻井液漏失进入土壤环境可能性很小。

**（2）土壤环境影响预测与评价**

本项目新增占地进行建设，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采用同区域的老君701集气站内监测数据进行分析（老君701集气站涉及施工钻井期与运营采气期，因此具有可比性）。

根据《老君7011井台钻井及试采工程环评报告书》中对老君701集气站的土壤环境现状监测数据，2022年在已钻井施工完成的老君701集气站旁布设了6个土壤监测点，其中新建井场内布置1个表层样点，3个柱状样点，井场外布置2个表层样点，各监测指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB15618—2018）》中“其他”用地类型筛选值，特征因子石油烃满足参考的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》筛选值。由此可见，老君701集气站（含钻井与采气期）的建设并未对土壤环境造成污染。

表5.1‑8 钻井工程对土壤影响类比分析一览表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **类比项目** | **本项目** | **老君701集气站（含钻井与采气期）** |
| 地理位置 | 宣汉县 | 宣汉县 |
| 项目建设内容 | 钻采工艺采用常规钻井工艺，污染防治措施为川东北地区普遍措施 | 钻采工艺采用常规钻井工艺，污染防治措施为川东北地区普遍措施 |
| 所在地环境特征 | 外环境为耕地和散居农户为主 | 外环境为耕地和散居农户为主 |
| 土壤环境影响 | 项目施工期对土壤环境的影响是很小的 | 本项目环境质量监测报告，该井场建设期未发生过土壤环境污染事故和土壤投诉，无超标、酸化或碱化现象 |

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，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。

#### 固体废物环境影响分析

**（1）钻井固废环境影响分析**

项目导管段使用清水钻井液钻井，无废弃钻井泥浆产生，清水钻阶段主要产生清水钻岩屑产生量约205.51m3，及时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。

水基泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质。水基钻井固废（即废水基钻井泥浆、水基钻井岩屑）为经泥浆不落地工艺对钻井泥浆及岩屑等进行固液分离后产生的固相废渣，属于第Ⅱ类一般工业固体废物，按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中对第Ⅱ类一般工业固体废物的处置要求，本项目现场在泥浆不落地装置附近设置的钻井固废暂存区暂存钻井固废，防渗层渗透系数≤1.0×10-7cm/s，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求。本项目水基钻井固废总计产生量约8145.234t，水基钻井固废在泥浆不落地装置附近设置钻井固废暂存区由废渣收集罐收集后临时暂存，定期用密闭罐车及时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，不会对区域环境造成影响。三开采用油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时后交由有资质的单位处置，不会对区域环境造成影响。

**（2）废油、废含油抹布和手套影响分析**

井场内设备保养润滑用油及跑冒滴漏产生的少量含油属于危险废物（产物类别为HW08，废物代码900-214-08），按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）的相关规定要求，对产生的油类用废油桶集中收集，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理，设置废油桶集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，并做好防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，暂存期间做好废油管理记录，通过后期擦拭站场设备、原料添加、放喷点火等方式回收综合利用，根据类比调查井站产生废油能在井站内全部综合利用。废含油抹布和手套采用油桶收集后，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，若因为个别特殊情况存在不能综合利用的废油，则和擦拭站场设备产生的废含油抹布和手套其他含油固废交由有资质的单位处理，对周围环境的影响较小。

**（3）生活垃圾影响分析**

生活垃圾可分为两类，如可降解的果皮、菜根、废纸、烟盒、剩饭菜等，不可降解的塑料制品、废金属、废电池等，这些垃圾分类堆放，定期交由环卫部门妥善处置。

一般情况下，生活垃圾对环境影响不大，但在管理不严特别是大风天气时，轻质垃圾如废纸、塑料等随风移动，散乱在地或悬挂灌木，影响环境卫生；再者，遇到大雨时，如果垃圾没有堆放好，可能会被水冲走，影响周围土壤环境；若垃圾不能及时清运，则容易经风吹雨淋而腐烂变质，不但会影响周围环境的卫生和美观，而且产生的恶臭、淋液可能影响局部地下水。生活垃圾重在管理，施工作业场地设垃圾收集桶，生活垃圾依托当地环卫部门对生活垃圾进行定期清运在统一外运至当地垃圾处理场所进行处置后，对环境影响较小。

**（4）废包装材料影响分析**

废弃包装材料集中收集后施工队自己回用部分，剩余部分送当地废品回收站处理，对周围环境的影响也较小。

**（5）其他**

散失的钻井泥浆材料（重晶石、膨润土粉、堵漏剂）、水泥废浆、废弃包装材料、防冻保温废料及废棉纱等一般固废，产生量少，全部收集并资源化回收利用；完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾，主要如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方，对环境影响轻微。

**综上分析，项目固体废物均可得到综合利用和妥善处置，项目产生的固体废物对环境的影响较小。**

### 施工期储层改造工程环境影响分析

#### 大气环境影响分析

本项目储层改造阶段废气主要为压裂作业废气及完井测试放喷废气。

**（1）压裂作业废气影响分析**

压裂作业废气主要为压裂车施工机械尾气，主要污染物为NOX、烟尘及少量CO，采用合格燃油、加强设备保养减少尾气排放量。压裂作业持续时间较短、污染物产生量小，对当地大气环境影响较小，影响可接受。

**（2）测试放喷废气影响分析**

测试放喷废气采用地面灼烧处理，放喷池地势空旷，该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行，其主要污染物为CO2等，放喷时间短，属临时排放，类比区域已完钻井测试情况，测试放喷废气对大气环境的影响是可接受的。并将随测试放喷的结束而消除，对周边大气环境影响较小。

总之，储层期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对井场所在地大气环境影响甚微。

#### 地表水环境影响分析

**（1）场地渗透、外溢对地表水环境影响分析**

本项目产生的洗井废水和压裂返排液被暂时贮存于放喷池或压裂液储罐中。根据工程分析中的废水收集回用措施可知，压裂液储罐、放喷池容积能够满足储层改造期间洗井废水、压裂返排液贮存要求；当发生事故排水时，废水可直接汇入放喷池中，不会造成废水外溢。另外，在工程设计时，井场压裂液储罐、放喷池均比地面高且有遮雨篷遮盖，可防止周边雨水汇入；井场周围设置雨水沟，井场周边雨水均不会进入井场内，井场内的雨水则顺着地势而排入四周的雨水沟，可避免因雨水进入而增加废水量。

在采取上述措施后，储层改造期间洗井废水、压裂返排液以渗透、外溢等方式进入地表水环境的量极少，类比本项目已实施钻井情况，预计不会对周边河流等水环境造成污染影响，对地表水环境影响很小。

**（2）项目用水对区域水资源影响分析**

本项目储层改造期间新增的生产用水主要就近采用附近地表水（州河），采取罐车拉运方式。由于项目距离州河较近，井场与州河之间有道路连接，州河水量充足，在州河项目通过合理安排用水时间，尽量不在枯水期取水，用水前做好与当地主管部门沟通协调工作，项目储层改造施工取水不会对周边耕地等用水造成影响；若必须在枯水期取水要首先满足下游生态流量和管理部门的要求。

**（3）对区域地表水影响分析**

储层改造期间产生的压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池或者压裂液储罐中，优先回用于钻井工段及周边平台钻井工段，不能回用的用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。项目废水产生量少，经处理达标后污染物排放量也少，对当地地表水环境的影响在可接受范围内。

**（4）对项目周边耕地影响分析**

本项目井场周围设置雨水沟，场地内不会有污水不会溢出进入周边环境，同时储层改造期间产生的压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池或者压裂液储罐中，优先回用于钻井工段及周边平台钻井工段，不能回用的用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。因此，储层改造期间不会有污水进入周围环境，对周边耕地影响甚微。

#### 声环境影响分析

该项目储层改造期间噪声影响主要来源于在完井压裂和油气测试过程将产生压裂设备噪声和测试放喷噪声。

**1、压裂噪声环境影响预测及分析**

本项目压裂作业时间短，仅在白天施工。压裂过程中噪声源主要来自于压裂泵车，单台噪声源强情况90~100dB（A），由于压裂机组设备分布较为集中，距离敏感点较远，敏感点与项目之间有诸多树林间隔。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）：实际的室外声源组，可以用处于该组中部的等效点声源来描述，本项目最多同时6台压裂设备同时作业。

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25m～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5.1‑9 本项目压裂作业噪声影响 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **项目**  **点位** | | **贡献值** | | **达标情况** | |
| 最近场界处 | 昼间 | 75 | | 超标 | |
| 最远场界处 | 昼间 | 68 | | 达标 | |
| 施工期场界标准70dB（A）（昼间）、55dB（A）（夜间） | | | | | |
|  | | 贡献值 | 背景值 | 预测值 | 达标情况 |
| 距井口100m处 | 昼间 | 65 | 55 | 65 | 超标 |
| 距井口200m处 | 昼间 | 57 | 55 | 59 | 达标 |
| 敏感点标准60dB（A）（昼间）、50dB（A）（夜间） | | | | | |

由上表可知，压裂作业期间场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，压裂作业仅在昼间进行，不在夜间施工，进一步预测得知，压裂作业期间昼间噪声达标距离为井口约154m范围内，此范围内均有2户8人分布。压裂施工时间短，夜间不作业，单井约2～5天完成压裂作业，压裂施工不是连续施工，噪声产生也不是连续的，随着压裂作业的结束，噪声影响也消失。因此，压裂作业噪声影响是短暂的，建设单位根据噪声排放情况和监测结果，与超标居民加强沟通协调工作，或采取一定的补偿措施，争取取得其谅解后，项目压裂作业对周围居民影响是可接受的。

**2、测试放喷噪声环境影响预测及分析**

天然气测试放喷过程的噪声为连续噪声，仅在完井时测试中进行放喷，时间约为3小时，噪声源强度约为95~105dB（A）。项目通过在放喷池设置三面建较高的密实的防火墙，可以降低一定的噪声；同时由于测试放喷时间较短，并选择在昼间进行测试，随着测试的结束，噪声影响也消失。同时，根据本项目的测试外围应急疏散方案，放喷测试前组织临时疏散周边居民，因此，测试放喷噪声影响短暂的，对周围居民影响是可接受的。

#### 土壤环境影响分析

**（1）土壤环境影响分析**

1）大气污染途径

储层改造施工时的压裂车燃料燃烧废气中有SO2、NOx，放喷燃烧时的燃烧废气中有CO2。上述大气污染物通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。

根据对周边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CO2、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

对于储层改造阶段废水储层设施（压裂液储罐、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。

建设单位对压裂液储罐、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。并在储罐周围设置0.3m高围堰，防止废水外溢；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

对于储层改造阶段废水储层设施（压裂液储罐、放喷池）等区域，在事故情况下会造成污染物的泄漏，通过垂直入渗途径污染土壤。

本项目采取分区防渗措施，场地内方井、放喷池、压裂液储罐等采取重点防渗措施。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。

**（2）土壤环境影响预测与评价**

本次评价储层改造阶段同样类比同区域的老君701集气站内监测数据进行分析（老君701集气站涉及施工储层改造期，因此具有可比性），类比结果见前文表5.1‑8中数据。

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，项目建设对土壤环境的影响很小，可接受。

#### 固体废物环境影响分析

**（1）生活垃圾影响分析**

生活垃圾可分为两类，如可降解的果皮、菜根、废纸、烟盒、剩饭菜等，不可降解的塑料制品、废金属、废电池等，这些垃圾分类堆放，定期交由环卫部门妥善处置。

一般情况下，生活垃圾对环境影响不大，但在管理不严特别是大风天气时，轻质垃圾如废纸、塑料等随风移动，散乱在地或悬挂灌木，影响环境卫生；再者，遇到大雨时，如果垃圾没有堆放好，可能会被水冲走，影响周围土壤环境；若垃圾不能及时清运，则容易经风吹雨淋而腐烂变质，不但会影响周围环境的卫生和美观，而且产生的恶臭、淋液可能影响局部地下水。生活垃圾重在管理，施工作业场地设垃圾收集桶，生活垃圾依托当地环卫部门对生活垃圾进行定期清运在统一外运至当地垃圾处理场所进行处置后，对环境影响较小。

**（2）建筑垃圾**

完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾，主要如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方，对周围环境的影响也较小。

### 施工期油气集输工程建设环境影响分析

1、大气环境影响分析

管线和试采站建设施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘，以及施工机械、运输车辆排放的尾气，焊接烟尘以及防腐废气，主要污染物为CO和NOx等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在。

**（1）扬尘**

扬尘主要产生于两个部分：试采站基础、管线场地平整压实作业的地面开挖、填埋、土石方堆放，以及车辆运输过程产生的扬尘。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向1m处扬尘浓度可达3mg/m3以上，25m处为1.53mg/m3，下风向60m范围内TSP浓度超标。管道沿线的较近居住民施工期内会受到施工扬尘的影响，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，且本项目管线周边100m范围内居民都将拆迁，因此总体而言，管线施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大。因此在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后，施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。

汽车施工阶段运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

**（2）施工机具尾气**

施工期间，运输汽车、施工机械由于使用汽油或柴油，将产生燃烧尾气，主要污染物为CO、NOx等。但由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，该类污染源对大气环境的影响较小。

**（3）焊接烟尘**

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少。焊接工序随着管道的敷设分段进行，焊接烟尘属于流动源且为间歇式排放。焊接工序为野外露天工作，采用自带焊烟净化器处理后排放，且项目管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点。项目焊接烟气经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

**（4）防腐废气**

防腐废气主要是在管道补口补伤时产生的，产生量较少，且为间断性分散状排放，由于管线周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响不大。

2、地表水环境影响分析

本项目管线不涉及沟渠和河流的穿越，且项目废水主要为项目废水主要为管线试压废水、施工废水（主要污染物为SS）和施工人员的生活污水（主要污染物为COD、SS和NH3-N等）。管线建设工程量小，施工时间短，生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理；少量生产废水在施工现场设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘，不外排；管线试压废水试压完成沉淀后用于洒水降尘，不外排。对地表水环境影响小。

3、声环境影响分析

站场与管线建设的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，工程量小、时间短，噪声源强小，夜间不施工，对环境影响小，与钻前工程影响范围和影响距离相似，部分距离较近的居民点根据影响预测在管线施工期间不能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，但管线施工时间短，仅在昼间施工，施工噪声不连续，加强与近距离居民沟通后，噪声影响较小。

4、固废环境影响分析

站场与管线建设产生少量建筑垃圾，如包装袋、废弃建筑材料、废焊条、焊渣等，其量小，可回收利用的收集后外售废品回收站，剩余废料由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。此外，项目站场建设和集输管线施工还会产生少量管道焊接、防腐作业中产生的废材料，如废焊条、废材料桶等，由施工单位带走处置，不在现场暂存。因此，站场建设固废产生量少，经有效收集处置后，不会产生二次污染，对环境影响小。

## 试采期环境影响分析

### 试采期生态环境影响分析

#### 对土地利用类型的影响

本项目试采期不涉及新增占地（仅在钻井井场占地范围内进行建设），不会直接改变土地利用方式，项目运营不会改变评价区内现有的土地利用的基本格局。

#### 对植被及生物量的影响

（1）工程占地

本项目试采期不涉及新增占地，对植被及生物量无直接影响。

（2）人员活动

本项目试采期为无人值守站场，同时，项目区现有土地开发利用程度较高，野生动物组成比较简单，种类较少，多为已经适应人类生产生活等环境的鸟类和小型啮齿类动物，项目试采对其影响较小。

#### 对陆生野生动物的影响分析

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

#### 对重点保护野生动植物的影响

根据实地调查，在项目评价区内未发现国家和省级重点保护野生动植物。

#### 对天然林、公益林及生态红线影响分析

本项目试采期不涉及新增占地，因此对天然林、公益林、生态红线无直接影响。

#### 对景观生态和生态系统影响分析

项目试采期不新增占地，森林模地根基不会动摇，景观的恢复稳定性和阻抗稳定性不会改变，生态环境不会发生质的变化，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，不会对区域生态完整性产生影响。项目管线占地均为临时占地，项目建成后，要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，对穿越公益林段，栽植原占用树种马尾松并结合乡土灌草先锋物种种植。项目区亚热带温暖湿润气候特点，可快速恢复植被，快速增加与周围自然景观的协调性，将生态和景观阻隔效应降到最低。

#### 水土流失影响分析

项目试采期不涉及新增占地，试采井站采取了硬化措施并设置排水沟，管线进行了生态恢复，基本不会产生水土流失，对水土流失重点治理区影响很小。

### 大气环境影响分析

1、废气污染物源情况

本项目有组织废气主要来自水套加热炉燃烧废气，排放情况见下表。

表5.2‑1 项目运营后正常工况下有组织排放源强参数调查清单

| **污染源名称** | **排气筒编号** | **排气筒底部中心坐标（°）** | | **排气筒底部海拔（m）** | **排气筒参数** | | | | **污染物排放速率（kg/h）** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **经度** | **纬度** | **高度（m）** | **内径（m）** | **温度（℃）** | **流速（m3/h）** | **NOx** | **颗粒物** |
| 水套加热炉排气筒 | P1 | \* | \* | 468 | 8 | 0.2 | 200 | 1247.13 | 0.02 | 0.00031 |

2、预测分析

采用大气导则估算模式—AERSCREEN进行估算，估算参数详见，估算结果详见表5.2-4。

表5.2‑2 估算模型参数表

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

表5.2‑3 有组织废气排放影响估算结果表

| **距源中心下风向**  **距离D/m** | **水套加热炉排气筒（P1）** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **NOx** | | **颗粒物** | |
| **C/（μg/m³）** | **P/%** | **C/（μg/m³）** | **P/%** |
| 下风向最大浓度 | 18.6 | 7.44 | 2.88 | 0.32 |
| 最大浓度出现距离 | 79m | | | |
| 距源最远距离D10% | Pmax＜10% | | | |

注：上表中C表示落地浓度，P表示占标率。

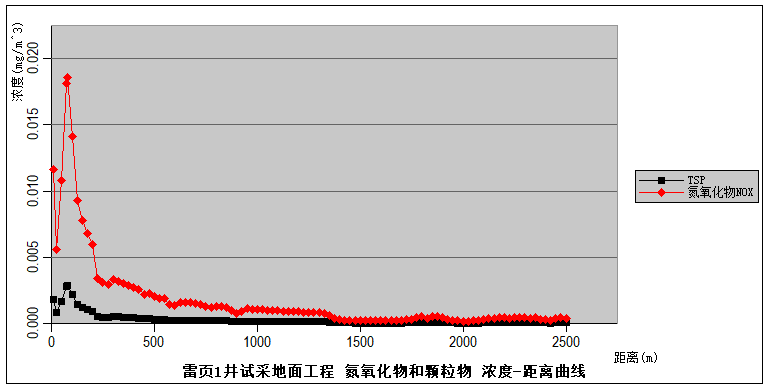


图 5.2-2 废气有组织污染源点大气预测结果浓度分布折线图

由表5.2-3预测结果可知，本项目水套加热炉排放的NOX、颗粒物最大落地浓度出现在79m处，最大落地浓度分别为18.6μg/m3、2.88μg/m3，相应占标率分别为7.44%、0.32%。由此可见，在正常排放情况下，本项目水套加热炉有组织排放的污染物对环境影响较小，不会改变周围大气环境功能，评价工作等级为二级，不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

3、染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）要求“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。污染物排放量核算表包括有组织及无组织排放量、大气污染物年排放量、非正常排放量等。”

1）有组织排放量核算

表5.2‑4 项目大气有组织排放量核算表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **排放口编号** | **污染物** | **核算排放浓度（mg/m3）** | **核算排放速率（kg/h）** | **核算年排放量（t/a）** |
| 一般排放口 | | | | | |
| 1 | 水套加热炉排气筒 | 颗粒物 | 10 | 0.0031 | 0.027 |
| NOX | 64.68 | 0.02 | 0.174 |

2）无组织排放量核算

试采期雷页1井试采站正常生产情况下，流程设备、管线、阀室等工艺设备为高压密闭作业，无天然气泄漏废气产生，因此不核算无组织排放废气。

本项目建成后，水套加热炉或分离器需要检修时，将对装置内残余天然气进行放空，每次排放时间2min～2h（可控），根据普光现有工程类比分析，单次排放天然气约180m3按照每年检修2次，则排放天然气360m3。设备检修排放的废气采用放空管燃烧处理后排入大气环境。

3）大气污染物年排放量核算

表5.2‑5 大气污染物年排放量核算表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **污染物** | **年排放量（t/a）** |
| 1 | 颗粒物 | 0.027 |
| 2 | NOX | 0.174 |

4）非正常大气污染物年排放量核算

本项目试采期非正常工况主要为井口紧急高压放空，其排放量如下。

表5.2‑6 大气污染物年排放量核算表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 污染物 | 年排放量 | 处置方式 | 最终污染物 | 最终污染物排放量 |
| 1 | 天然气（甲烷） | 约2～5次/a，50Nm3/次 | 引至放空火炬燃烧后经15m高排气筒有组织排放 | NOX | 少量 |

4、大气环境影响分析

1）水套加热炉废气环境影响分析

根据上述预测分析可知，本项目拟建的水套加热炉污染物排放的NOX、颗粒物最大落地浓度出现在79m处，最大落地浓度分别为18.6μg/m3、2.88μg/m3，相应占标率分别为7.44%、0.32%，污染物排放量小，不会显著增加环境空气中污染物浓度，污染物排放对环境空气的影响较小。

2）放空燃烧废气

本项目非正常工况主要废气为站场检修/事故放空废气，本项目非正常工况放空废气量小，放空次数少，项目区扩散条件好，对环境空气质量影响小。

总的来说，项目区扩散条件好，废气排放量小，污染物浓度低，对环境空气质量影响小。

### 地表水环境影响分析

**（1）气田水影响分析**

类比区块普光气田内页岩气井日产气田水情况，预估雷页1试验井组试采站气田水产生量约为50m3/d（初期储层改造期间未返排完全压裂返排液会和气田水一起返排，预计共计约200m3/d）。分离气田水进入试采井站新建设的50m3的采出水罐暂存，后经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注处理，均不外排。现场无废水外排，对地表水体影响较小。且随着采气试采，废水产生量将更小，水质简单，去向明确，本项目新建的放空分液罐、采出水罐和依托配套的环保设施处理能力满足本项目需求，该收集处理工艺在川东北气田开发区块已运行多年，效果稳定可靠，未发生过处理不佳导致环境污染的事故发生。因此，本项目试采期气田水不会对地表水环境造成不良影响。

**（2）非正常工况井下作业废水**

正常试采期，当地层堵塞时，为提高地层渗透率，需进行压裂酸化等作业，属于试采期非正常工况。根据类比调查，作业频次为1次/a，单井排放量为50m3/a，则本项目2口井排放量为100m3/a，将废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后经普光3井回注站回注，不外排，对地表水体影响较小。

**（3）生活污水影响分析**

本项目为无人值守站场，无生活污水产生。

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

### 声环境影响分析

**（1）采气设备噪声影响分析**

井站噪声主要来自水套加热炉、分离器等设备的气流摩擦噪声，通过大量钻井项目的试采期气流噪声源类比调查结果，其声级值见下表。

表5.2‑7 试采站噪声源及声值表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **噪声源** | **单台设备声级（dB（A））** | **排放规律** | **备注** |
| 水套加热炉 | 60 | 连续 | 单台声级 |
| 分离器 | 60 | 连续 | 单台声级 |
| 节流阀 | 60 | 连续 | 单台声级 |
| 放空系统 | 100~110 | 间断 | / |

为有效控制噪声，首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低试采站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套加热炉、分离器和调压设备。通过采取这些噪声控制措施后，噪声源的声级值约55dB（A）以下。

工艺流程区位于井场中后部偏后场靠近井口布置，试采期主要噪声源源强调查清单见下表：

表5.2‑7 试采期主要噪声源源强调查清单

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **声源名称** | **型号** | **空间相对位置/m** | | | **声源源强（dB（A）/1m）** | **声源控制措施** | **运行时段** |
| **X** | **Y** | **Z** |
| 1 | 分离器撬 | D1200mmx6000mm | 108.5 | 42.7 | 1.0 | 55 | 控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低集气站内噪声，选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备 | 昼夜连续 |
| 2 | 水套加热炉1 | 400kW | -83.4 | 42.9 | 1.0 | 昼夜连续 |
| 3 | 水套加热炉2 | 400kW | -81.8 | 43.1 | 1.0 | 昼夜连续 |
| 4 | 放空分液撬 | D1200mm×4800mm | -89.9 | 42.7 | 1.0 | 昼夜连续 |
| 注：以试采站厂界西南侧边角处为坐标原点，上述各类源强均属于室外源。 | | | | | | | | |

噪声影响预测结果如下。

\*

图 5.2-3 试采期噪声等声级线图

表5.2‑8 试采期噪声影响预测结果表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 监测点 | 预测点位置 | 距离站场中心最近  (m) | 现状值〔dB（A）〕 | | 贡献值〔dB（A）〕 | | 预测值〔dB（A）〕 | | 达标情况 | |
| 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
| 1# | 北厂界（-95.6，70.3，1.2） | / | / | / | 32 | 32 | / | / | 达标 | 达标 |
| 2# | 东厂界（-66.0，51.5，1.2） | / | / | / | 34 | 34 | / | / | 达标 | 达标 |
| 3# | 南厂界（-94.2，35.8，1.2） | / | / | / | 41 | 41 | / | / | 达标 | 达标 |
| 4# | 西厂界（-121.0，53，1.2） | / | / | / | 34 | 34 | / | / | 达标 | 达标 |
| 5# | 1#居民点（30.64，182. 38，1.2） | 185 | 55 | 45 | 8.0 | 8.0 | 55 | 45 | 达标 | 达标 |
| 6# | 2#居民点（-147.5，43.8，1.2） | 42 | 55 | 44 | 27.0 | 27.0 | 55 | 44 | 达标 | 达标 |
| 7# | 3#居民点（-158.7，96.7，1.2） | 161 | 55 | 44 | 10.0 | 10.0 | 55 | 44 | 达标 | 达标 |
| 标准值：昼间60dB（A），夜间50dB（A） | | | | | | | | | | |

由上表可见，项目试采期通过采取低噪声设备、优化试采站工艺、合理布局等综合防噪措施后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中2类标准。试采站周边200m范围内居民点声环境均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。由此可见，项目试采期不会对区域声环境造成噪声污染影响。

**（2）事故和检修放空噪声影响分析**

在事故和检修放空时，产生的放空噪声等级约为80dB（A），评价预测放空噪声在距声源不同距离的影响值见下表。

表5.2‑9 放空噪声预测结果 单位：dB（A）

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 与声源距离（m） | 10 | 15 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| 预测值（dB（A）） | 60 | 56.5 | 54 | 50.5 | 48 | 46 |

由上表可知，距离放空管10m外的昼间噪声便可达标，约在32m处夜间噪声便可达标。事故和检修放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

### 固废环境影响分析

本项目为无人值守站场，无生活垃圾产生。除砂器撬产生的砂土杂质定期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。废活性炭暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置，不会产生二次污染，对环境影响小。

### 土壤环境影响分析

本项目试采期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。对于放空分液罐、采出水罐、，在事故情况下会造成污染物的泄漏，通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

本项目试采期对井身固井合格后运行，地层水不会从井筒泄漏进入土壤环境；气田水暂存于放空分液罐、采出水罐，管输至雷页1试采站暂存，再罐车外运行处理；非正常工况井下作业废水管输至雷页1试采站暂存，再用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）经普光3井回注站回注；除此之外，无其他废水产生，井站也无生产固废产生和堆放。同时井站设置了清污分流，放空分液罐、采出水罐、和方井设置了围堰拦截放空分液罐、采出水罐事故状态下泄露的污水，同时放空分液罐、采出水罐周围设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置有排水沟与自然沟渠连接，便于疏导场地雨水。此外，本项目试采期对放空分液罐、采出水罐、方井周边采取重点防渗，工艺区进行一般防渗，放空分液罐、采出水罐暂存地层水及时转运，污水发生泄漏进入土壤环境可能性较小，在加强土壤环境的跟踪监测在后，试采期不会对土壤环境造成不利影响。

同时调查了川东北地区诸多天然气勘探、钻采工程，试采期均未对土壤环境造成不利影响，因此本项目试采期对土壤环境影响很小，项目在试采期对土壤环境的影响是可以接受的。

## 地下水环境影响分析

### 项目区水文地质条件

#### 地下水类型

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与碎屑岩类裂隙水为主。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\*\*\*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\*\*\*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\*\*\*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东向南西方向径流。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\*\*\*裂隙水和风化带网状裂隙水两大亚类。

A、\*\*\*裂隙水

\*\*\*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

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。

#### 地下水赋存特征及补径排关系

基岩裂隙水与碎屑岩类裂隙水广泛分布全区，地表出露较常见，井、泉可见，为当地居民之饮用水源。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：

A、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、裂隙发育程度的变化，其含水性在不同的井、孔中也可能相差十分悬殊。

C、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\*\*\*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100～200m。

区内含水层主要接受大气降雨补给，该类地下水主要依靠大气降水补给。因评价区内地形坡降较大，地表径流条件好，大气降水多以面流方式排泄，少量沿地表岩土层裂隙下渗并径流补给地下水。项目区含水层接受补给后，主要由项目区西北向东南径流，于地势较低及\*\*\*有利位置以泉的形式出露，或呈泄流的方式排泄至评价区最低排泄基准面中河。经调查，当地地下水水质良好，无原生水文地质环境问题。

#### 地下水开发利用现状

项目区地下水主要受大气降水补给，动态特征表现为受降雨和季节控制，变化较大。动态成因属雨水型。区内5～9月为丰水期，11月至次年4月为枯水期，丰水期的地下水位随不同微地貌地段而不同。经调查，评价区内无集中地下水水源地，评价区内分布有多口水井，居民多为3~15户1井。

#### 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。

### 地下水环境功能与环境保护目标

#### 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，本项目位于四川省达州市宣汉县\*\*\*石虎村8组（原雷页1井场西侧），评价区内有居民分布，均为饮用山泉水，居民3~15户1泉。

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资源功能。

#### 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西北至东南，排泄至州河。项目施工可能受影响的含水层为基岩裂隙水与碎屑岩类裂隙水。本项目地下水环境保护目标见前文“2.9.1外环境关系”。

### 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+、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、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数。

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；如该项目属于改扩建项目，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，本项目拟建地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。

### 水文地质参数识别

本次评价充分参考《雷页1井钻探工程环境影响评价专题》的地下水环境影响评价成果来选取水文地质参数。项目区域浅层风化带裂隙水储水介质为侏罗系中统上沙溪庙组（J2s2）地层，地层岩性为紫红色泥岩、粉砂质泥岩与灰～绿灰色细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩呈不等厚互层；砂岩类在上部以薄～中层状为主，中、下部以厚层状为主。与下伏下沙溪庙组整合接触。

### 地下水污染源源强分析

1、产污环节分析

钻前工程施工时间短，废水产生量小且为一般施工废水，无特殊污染物，回用于洒水降尘不会对地下水环境造成影响；试采期无生活污水产生，产生的气田水由放空分液罐、采出水罐收集后外输至雷页1试采站再外运处理，放空分液罐、采出水罐设置于防渗区，事故情况下也难以入渗地下水系统，钻井工程生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理，都不会对地下水造成污染。本工程建设施工过程中，钻井、固井等井下作业无防渗条件，其污染物下渗可能污染浅层地下水，钻井、固井施工时井场内罐、池泄漏也可能通过井场内未做防渗区域入渗进入地下水，故将钻井、固井作业中污染物可能进入地下水系统作为评价重点，但由于其水循环动力相对较小，其影响范围也相对较小。

2、地下水污染源分析

**（1）正常状况**

本项目的地下水污染源主要来自钻井废水、洗井废水、压裂返排液、场地初期雨水及钻井泥浆，柴油机房、储备罐中的油类物质等，这些物质都放置在相应的储备罐或储存池中，一般情况下，只要对各种地下水污染源及时采取回用、转运、防渗等方式处理，就不会对地下水水质产生大的影响。与此同时，井场选址于地质稳定地带，也不受当地河水洪灾危险，正常状况下废水外溢及下渗造成地下水污染的可能性极小。

本工程按《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ 610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）设计地下水防渗措施，根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ 610-2016）中9.4.2，本工程不进行正常状况情景下的预测。

**（2）非正常状况**

1）污染源分析

非正常状况下本项目对地下水可能产生的不利影响途径主要有以下几个方面：

①钻井初期钻井液渗入浅层地下水；

②罐体循环使用，发生腐蚀使防渗不到位出现废水渗漏，从围堰溢出或者基础防渗不到位入渗地下水，或是在雨季发生泥浆外溢情况，井场设备机油泄漏，生活污水、固废以及钻井所需材料堆放不当，井场污染物收集、存储措施不到位，在雨季产生地面溢流外溢废水进入井场未硬化地面入渗等都有可能造成不同程度的地下水污染；

③物料跑冒滴漏，钻井过程中物料管理不严格、化学品堆放不当、柴油泄漏等物料的跑冒滴漏不同程度的污染地下水；

④放喷池主要收集压裂作业废水，因防渗不到位出现返排液渗漏，有可能造成不同程度的地下水污染；

⑤井口作业区、泥浆循环系统区、泥浆不落地装置区散落的泥浆、废水进入井场未硬化地面入渗；

⑥压裂过程高压压裂作业导致井筒套管破裂，压裂液进入含水层。

钻井施工过程中若出现上述几种非正常状况，则可能对区域地下水环境产生影响。本项目浅层钻井前采用预埋导管封隔浅层含水层，同时钻井采取清水钻井液快速钻井，发生钻井液漏失进入浅层地下水含水层的可能性极小，同时即使极端情况下发生钻井液漏失，也是清水和泥土为主的钻井液，无有毒有害物质，不会对地下水造成污染；本项目采取分区分级防渗：场地内方井、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域（含油桶堆放区）、泥浆储备罐区、循环罐区、柴油罐区、放喷池、油基岩屑暂存区、埋地管道等采取重点防渗措施；井架基础、发电机房、钻井固废暂存区、气源房、材料棚、雨、污分流区域以及厕所等区域采取一般防渗措施；其他区域等采取简单防渗措施。本项目除放喷池直接采用池体外，其他存放污水和泥浆装置均为罐体且安装于防渗地面上，能及时发现泄漏和收集处理，放喷池使用时间短且重点防渗，同时对跑冒滴漏等散落在井场的污染物及时收集，可有效避免地表污染物入渗。因此非正常情况下，对地下水可能造成的影响主要是放喷池泄漏和压裂过程井筒破裂。

2）源强分析

①废水泄漏

本项目在井场界外设置有放喷池1座，单座设计容积300m3，单个尺寸为20m×10m×1.5m，主要在压裂期间用于暂存压裂返排液，储存时间短，在返排液进入放喷池后应及时转运返排液，储存周期不超过10天（本项目单井加砂压裂液的返排周期约3～5d），因此假定放喷池池底产生裂缝，压裂返排液通过裂缝逐渐渗漏到地下含水层中，对地下水水质造成污染，污染源类型为短时源强。根据放喷池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、超标范围和迁出场区后浓度变化。

根据类比防渗池体泄漏情况，一般泄漏面积因池子面积大小而不同，参考同类项目放喷池检修过程中池子破损的面积统计数据，300m3放喷池破损面积在0~10%之间，大于10%的池体破损还未发现过。假定放喷池渗漏面积为池底总面积的10%（20m2），放喷池中存储有废水，废水进入地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：



式中：

Q—渗入到地下水的污水量；

K—地面垂向渗透系数，0.0864m/d（取1.0×10-4cm/s）；

H—池内水深，按可能最大水深取1.5m；

D—地下水埋深，结合区域水位调查结果，按最不利，场地取5m；

A—池底泄漏面积（m2），取20m2。

根据计算，本项目泄漏量约为2.2m3/d，放喷池储存周期最长为10天，即持续渗漏持续时间为10d，渗漏量为22m3。

②压裂过程井筒破裂

事故工况下，压裂过程高压压裂作业导致井筒套管破裂，压裂液进入含水层，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，瞬时泄漏量按单段压裂液（约1800m3）用量的10%，泄漏时间假定为10min，因此瞬时泄漏量为180m3，非正常情况下污染源强统计表见表5.3‑1。

表5.3‑1 非正常情况下污染源源强统计表

| **泄漏位置** | **特征污染物** | **浓度（mg/L）** | **泄漏量（kg）** | **泄漏时间** | **含水层** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 放喷池破裂 | CODCr | 5000 | 110 | 10d | 潜水 |
| 石油类 | 200 | 4.4 | 潜水 |
| 氯离子 | 4000 | 88 | 潜水 |
| 压裂过程中井筒破裂 | CODCr | 5000 | 900 | 10min | 潜水 |
| 石油类 | 200 | 36 | 潜水 |
| 氯离子 | 4000 | 720 | 潜水 |

### 地下水环境影响预测及评价

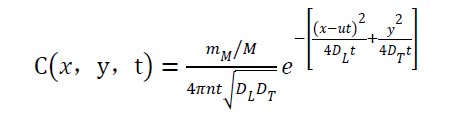
1、地下水环境影响预测原则

预测遵循保护地下水资源与环境的原则、遵循环境安全性原则，预测范围、时段、内容和方法根据评价工作等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，以拟建项目对地下水资源量、水质的影响及由此而产生的主要环境水文地质问题为重点，预测为评价项目的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

2、模型概化及参数选取

**（1）模型概化**

含有污染物的废水将以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。建设场地地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在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。本次评价采用《环境影响评价技术导则—地下水》（HJ610-2016）中的地下水一维稳定流二维水动力弥散瞬时注入模式，采用解析法进行估算。



式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t时刻点x，y处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

—纵向弥散系数，m2/d；

—横向y方向的弥散系数，m2/d；

—圆周率。

将本次预测所用模型转换形式后可得：

从上式可以看出，当污染物排放量一定，排放时间一定时，同一浓度等值线为一椭圆。同时从该式可知，仅当右式大于0时，该式才有意义。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度M；外泄污染物质量mM；岩层的有效孔隙度n；水流速度u；污染物纵向弥散系数DL；污染物横向弥散系数DT。这些参数主要由本次工作的调查资料以及类比区最新的勘察成果资料来确定。

**（2）模型参数选取**

①含水层厚度M：本区域含水层厚度为8～35m，本次取35m。

②瞬时注入的示踪剂质量mM：项目在污水罐泄漏，最大漏失量进行最不利计算，选取污染物特征因子石油类、CODMn、氯化物。

③含水层的平均有效孔隙度n：地下水含水层岩性以紫红色泥岩、粉砂质泥岩与厚至块状细粒长石石英砂岩互层为主，参考弗里泽孔隙度与岩石粒度近似关系范围并适当修正，有效孔隙度取0.1。

④水流速度u：评价区地下水为浅层风化带裂隙含水层，本评价渗透系数取值0.068m/d，水力坡度约为0.12，因此地下水的渗流速度v=KI=0.0082m/d，水流速度取实际流速u=v/n=0.082m/d。

⑤纵向x方向的弥散系数DL：参考Gelhar等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，根据本次污染场地的研究尺度，模型计算中纵向弥散度选用10.0m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数：DL=αL×u=0.82m2/d。

⑥横向y方向的弥散系数DT：根据经验一般DT:DL=0.1，因此DT取值0.082m2/d。

3、影响预测

**（1）预测方法**

本项目地下水水文地质条件相对简单，污染物排放对地下水流场无影响，且基本的水位地质参数在项目建设至服务期满的过程中变化不大，同时该项目的地下水环境影响评价较难采用类比和趋势外延等经验方法，因此本次评价采用解析法进行预测。

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，预测层位以潜水含水层为主。

**（2）预测时段**

地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后100d、1000d，服务年限或能反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天和3650天。

**（3）预测因子**

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），建设项目预测因子选取重点应包括：

1）改、扩建项目已经排放的及将要产生的主要污染物；

2）难降解、易生物蓄积、长期接触对人体和生物产生危害作用的污染物，应特别关注持久性有机污染物；

3）国家或地方要求控制的污染物；

4）反映地下水循环特征和水质成因类型的常规项目或超标项目。

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；如该项目属于改扩建项目，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，本项目附近潜水含水层地下水水质良好，现状监测指标基本能满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）中III类水质标准限值要求。基于本项目废水的水质特征，一方面考虑预测的可行性，同时考虑预测因子的代表性，并以各污染物最高浓度为源强进行预测，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。

根据现场勘查本项目区域地下水自北东向南西径流，地下水评价范围内地下水流向下游及侧游无在用居民饮用水井分布，因此本次评价不对地下水水井开展预测。

**（4）预测结果**

本次预测，各特征因子浓度超过标准限值即为超标，影响浓度定义为各指标的检出下限，当预测结果小于影响浓度（检出限或标准值的十分之一+背景值）时则视同对地下水环境几乎没有影响。背景值根据本次监测结果取最大值，其中CODCr按照耗氧量指标取最大值的2倍约2\*1.77=3.54mg/L，石油类取值为0.01mg/L，氯离子取值66.2mg/L。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）及项目执行的环保标准，该项目所在区域地下水属Ⅲ类水质，因此，Cl-标准限值参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，为250mg/L；CODCr和石油类标准限值参照《地表水环境质量标准GB3838-2002》Ⅲ类标准，分别为20mg/L、0.05mg/L；CODCr影响浓度为5.54mg/L（标准值的十分之一+背景值），石油类影响浓度为0.015mg/L（标准值的十分之一+背景值），Cl-影响浓度为91.2mg/L（标准值的十分之一+背景值），见表5.3‑2。

表5.3‑2 预测指标标准限值及影响浓度一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **CODCr** | **氯离子** | **石油类** |
| 背景值 | 3.54 | 66.2 | 0.01 |
| 标准限值（mg/L） | 20 | 250 | 0.05 |
| 影响浓度（mg/L） | 5.54 | 91.2 | 0.015 |

1）放喷池泄漏

①地下水中CODCr的超标及影响距离计算结果见表5.3-3及图5.3‑1。

表5.3‑3 放喷池泄漏地下水中CODCr超标及影响距离

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染时间** | **中心点迁移距离（m）** | **中心点处浓度（mg/L）** | **叠加背景值后浓度（mg/L）** | **最远超标距离（m）** | **最远影响距离（m）** |
| 100d | 8.2 | 96.44 | 99.98 | 32 | 45 |
| 365d | 29.9 | 26.4 | 29.94 | 53 | 86 |
| 1000d | 82 | 9.6 | 13.14 | / | 155 |
| 3650d | 299 | 2.6 | 6.14 | / | / |

|  |  |
| --- | --- |
| 1722863344383 |  |
| 100d | 365d |
| 1722863650043 | 1722863767247 |
| 1000d | 3650d |

图5.3‑1 放喷池泄漏不同预测时间CODCr贡献值与距离浓度关系图

②地下水中石油类的超标及影响距离计算结果见表5.3‑4及图5.3‑2。

表5.3‑4 放喷池泄漏地下水中石油类超标及影响距离

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染时间** | **中心点迁移距离（m）** | **中心点处浓度（mg/L）** | **叠加后浓度（mg/L）** | **最远超标距离（m）** | **最远影响距离（m）** |
| 100d | 8.2 | 3.858 | 3.868 | 48 | 55 |
| 365d | 29.9 | 1.057 | 1.067 | 93 | 110 |
| 1000d | 82 | 0.3858 | 0.3958 | 168 | 201 |
| 3650d | 299 | 0.1057 | 0.1157 | 405 | 490 |

|  |  |
| --- | --- |
| 1722864127971 |  |
| 100d | 365d |
| 1722863969287 |  |
| 1000d | 3650d |

图5.3‑2 放喷池泄漏不同预测时间石油类贡献值与距离浓度关系图

③地下水中氯离子的超标及影响距离计算结果见表5.3‑5及图5.3‑3。

表5.3‑5 放喷池泄漏地下水中氯离子超标及影响距离

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染时间** | **中心点迁移距离（m）** | **中心点处浓度（mg/L）** | **叠加后浓度（mg/L）** | **最远超标距离（m）** | **最远影响距离（m）** |
| 100d | 8.2 | 77.16 | 143.36 | / | 27 |
| 365d | 29.9 | 21.13 | 87.33 | / | / |
| 1000d | 82 | 7.72 | 73.92 | / | / |
| 3650d | 299 | 2.11 | 68.31 | / | / |

|  |  |
| --- | --- |
| 1722864281037 | 1722864337259 |
| 100d | 365d |
| 1722864379574 | 1722864418795 |
| 1000d | 3650d |

图5.3‑3 放喷池泄漏不同预测时间氯离子贡献值与距离浓度关系图

2）压裂过程中井筒破裂

①地下水中CODCr的超标及影响距离计算结果见表5.3‑6及图5.3‑4。

表5.3‑6 压裂过程中井筒破裂地下水中CODCr超标及影响距离

| **污染时间** | **中心点迁移距离（m）** | **中心点处浓度（mg/L）** | **叠加后浓度（mg/L）** | **最远超标距离（m）** | **最远影响距离（m）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 100d | 8.2 | 789.13 | 792.67 | 42 | 53 |
| 365d | 29.9 | 216.2 | 219.74 | 87 | 105 |
| 1000d | 82 | 78.9 | 82.44 | 155 | 202 |
| 3650d | 299 | 21.6 | 25.14 | / | 467 |

|  |  |
| --- | --- |
| 1722864567187 | 1722864639220 |
| 100d | 365d |
| 1722864704188 | 1722864791865 |
| 1000d | 3650d |

图5.3‑4 井筒破裂不同预测时间CODCr贡献值与距离浓度关系图

②地下水中石油类的超标及影响距离计算结果见表5.3‑7及图5.3‑5。

表5.3‑7 压裂过程中井筒破裂地下水中石油类超标及影响距离

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染时间** | **中心点迁移距离（m）** | **中心点处浓度（mg/L）** | **叠加后浓度（mg/L）** | **最远超标距离（m）** | **最远影响距离（m）** |
| 100d | 8.2 | 31.56 | 31.57 | 55 | 62 |
| 365d | 29.9 | 8.64 | 8.65 | 110 | 123 |
| 1000d | 82 | 3.156 | 3.166 | 203 | 226 |
| 3650d | 299 | 0.864 | 0.874 | 490 | 567 |

|  |  |
| --- | --- |
| 1722865181743 | 1722865132285 |
| 100d | 365d |
| 1722865055130 | 1722864886682 |
| 1000d | 3650d |

图5.3‑5 压裂过程中井筒破裂不同预测时间石油类贡献值与距离浓度关系图

③地下水中氯离子的超标及影响距离计算结果见表5.3‑8及图5.3‑6。

表5.3‑8 压裂过程中井筒破裂地下水中氯离子超标及影响距离

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染时间** | **中心点迁移距离（m）** | **中心点处浓度（mg/L）** | **叠加后浓度（mg/L）** | **最远超标距离（m）** | **最远影响距离（m）** |
| 100d | 8.2 | 631.31 |  | 26 | 41 |
| 365d | 29.9 | 172.96 |  | / | 77 |
| 1000d | 82 | 63.13 |  | / | 137 |
| 3650d | 299 | 17.30 |  | / | / |

|  |  |
| --- | --- |
| 1722865268050 | 1722865355587 |
| 100d | 365d |
| 1722865435573 | 1722865497780 |
| 1000d | 3650d |

图5.3‑6 井筒破裂不同预测时间氯离子贡献值与距离大小关系图

**（5）地下水影响评价**

1）放喷池池体破裂

①CODCr在放喷池池体破裂365d时最远超标距离为下游53m，最高浓度为29.44mg/L，在1000d时，已无超标范围。

②石油类在放喷池池体破裂3650d时最远超标距离为下游405m，最高浓度为0.1157mg/L。

③氯离子在放喷池破裂整个工况下中心点处均未出现超标现象。

2）压裂过程井筒破裂

①CODCr在井筒破裂1000d时最远超标距离为下游155m，最高浓度为82.44mg/L，在3650d时，已无超标范围。

②石油类在井筒破裂3650d时最远超标距离为下游490m，最高浓度为0.874mg/L。

③氯离子在井筒破裂100d时最远超标距离为下游26m，最高浓度为631.31mg/L，在365d时，已无超标范围。

综上所述，不同预测情景对地下水保护目标的预测结果见表5.3‑9。

表5.3‑9 非正常状况对地下水保护目标的影响预测结果

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **编号** | **非正常状况** | **方位** | **最大可能超标居民饮用水井（泉）** | **备注** |
| 1 | 压裂井筒破裂 | 西南侧 | 2处19户（Q5、Q8） | 按最不利估算 |
| 2 | 放喷池泄漏 | 西南侧 | 2处19户（Q5、Q8） |

本项目发生事故后会对地下水流向下游的居民饮用泉水点造成污染影响，放喷池泄漏时最大可能超标居民饮用泉水点共2处约19户居民使用，压裂井筒套管破裂时最大可能超标居民饮用泉水点共2处约19户居民使用。

由于项目所在区域水文地质条件简单，为潜水含水层，地下水径流速度一般，含水层有效孔隙度小，污染物扩散速度较慢，发生事故时可利用下游民井监控，因此可以有足够的时间来处理，控制污染影响范围。在此需要说明的是，根据中石化川东北地区多年来压裂测试情况，由于井筒质量和固井质量较好，井筒破裂的情况还未发生过，压裂过程处于全程监控，实际上发生井筒破裂的情况微乎其微。同时压裂在目的层进行，浅层套管破裂的可能性远远小于深层套管破裂，浅层含水层经过了多次固井，含水层以下有多层封隔层，压返液因深层井筒破裂进入浅层含水层是很难发生的；池体修建均采用高标准要求，防渗达到设计要求，发生垮塌泄漏的可能性非常小，因此由于井筒破裂事故和池体渗漏造成的地下水不利影响是极难发生的。

根据项目井场布置和周边居民水井分布情况，本项目在井筒破裂和放喷池风险泄漏初期小范围地区地下水水质，放喷池泄漏时最大可能超标居民饮用泉水点共2处约19户居民使用，压裂井筒破裂时最大可能超标居民饮用泉水点共2处约19户居民使用，其余地区地下水水质均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，随着时间的推移，污染物在整个评价范围内超标现象逐渐消失。

鉴于模拟的两种情况的污染物超标范围会随着时间的增加逐渐扩大。本环评建议：在钻井作业中加强生产管理，严密监控压裂液及放喷池的运行状况，发现井管破裂后应立即停止压裂作业并启动应急预案，按要求在下游设置的监控水井加密监控，采取有效措施控制污染物扩散范围，降低环境影响。同时建议建设单位在施工期应加强与周边居民的沟通联系，及时了解周边居民水井水质的变化情况，若发生改变应及时查明原因，确保与本项目的施工无关，并可协助主管部门采取相应保护措施。

在对下游居民水井加强监控后，项目建设不会对周围居民水井产生不利影响，也不会对地下水环境造成明显不利影响，项目建设对地下水的影响是可接受的。

4、试采期地下水影响预测分析

本项目为油气试采项目，对地下水的影响主要在项目的施工期，试采阶段对地下水的影响极小。

试采期无生产固废产生和堆放；气田水暂存于采出水罐，然后密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。试采期工作人员生活污水经站场化粪池处理后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理；除此之外，无其他废水产生。放空分液罐、采出水罐采取了围堰并重点防渗，放空分液罐、采出水罐暂存地层水及时转运，污水发生泄漏进入地下水环境可能性基本不存在。输气管线（气水混输）采用柔性复合双层高压输送管，管线地面辐射，管输压力小，同时管线占地区进行了压实处理，有效提高了包气带防污性能，输水管线设置了泄漏检测装置与截断系统联控，发生泄漏后能及时发现处理，因此管道输送采出水难以泄漏并进入地下水环境，因此在加强对监控井在试采期内例行监测后，试采期不会对地下水环境造成不利影响。

5、项目完工及试采结束后地下水环境影响

项目完工及试采结束后进行站场拆除、封井和生态恢复，对井场进行无害化治理，产生少量建筑垃圾及时转运至当地政府指定地点处理，避开雨季对固废的淋滤，项目完工及试采结束后对地下水环境影响很有限，对地下水环境的影响是可接受的。

6、地下水环境影响预测小结

根据项目外环境关系，本项目在井筒破裂和放喷池风险泄漏初期小范围地区地下水水质超标，放喷池泄漏时最大可能超标范围（下游405m）内有居民饮用泉水点共2处约19户居民使用，超标因子为石油类；压裂井筒破裂时最大可能范围（下游490m）内有居民饮用泉水点共2处约19户居民使用，超标因子为石油类。在对下游居民水井加强监控后，项目建设不会对周围居民水井产生不利影响，也不会对地下水环境造成明显不利影响，项目建设对地下水的影响是可接受的。

# 

# 环境风险分析

环境风险评价是分析和预测该项目在钻井、压裂测试过程中存在的潜在危险、有害因素，该项目在建设期间可能发生的突发性事件或事故（不包括人为破坏或自然灾害），引起平台内可燃气体、液体泄漏，所造成的人身安全、环境影响的损害程度，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、损失和环境风险影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）导则要求，本次环境风险评价关注点为环境风险事故状态下对厂（场）界外环境的影响，同时关注生产放喷池泄漏等对当地耕地、水体的环境风险影响。

## 评价依据

### 风险调查

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的有关规定，本项目试采的天然气不含硫，因此，项目涉及的主要危险物质主要包括CH4、盐酸、停电等紧急情况下使用柴油发电机所需的易燃物质柴油以及生产过程中产生的废油、白油和油基泥浆，存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。

根据工艺生产特点，该项目钻井过程中使用主要原、辅材料有泥浆、加重剂、固井水泥、添加剂、堵漏剂、试采的天然气、柴油发电机用柴油、白油（三开采用油基钻井），井站试采期由工艺系统分离产生的气田水、试采的天然气。试采结束后对油罐进行清罐会产生三甘醇脱水单元产生的废活性炭，暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置，不在场内暂存，故不将其作为环境风险物质。

钻井过程中设置了自动、手动和电子共3套点火装置，根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）等井控技术规范，发生井喷后可保证在15min内实施井口点火，故钻井施工现场风险事故泄漏的甲烷泄漏量按15min计。根据项目可研报告可知，本项目酸化前最大无阻流量为40×104m3/d，15min井喷天然气量为4166m3。CH4含量为85.427mol％96.643mol％，即CH4含量为690307mg/m3，15min井喷CH4量为2.87。

本项目涉及危险物质数量及分布情况见表6.1‑1。

表6.1‑1 本项目涉及危险物质数量及分布情况表

| **序号** | **时段** | **物质** | **最大存在量** | **分布位置** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 施工期（钻井工程） | 水基泥浆、固井水泥及添加剂 | 约350m3 | 泥浆循环系统、泥浆不落地工艺区，重浆罐、泥浆材料区 |
| 2 | 钻井废水 | 160m3 | 泥浆不落地装置区废水罐 |
| 3 | 柴油 | 16t | 柴油罐区 |
| 4 | 废油 | 0.085t | 泥浆不落地装置区（4个25L油桶暂存） |
| 5 | 白油（采用油基钻井时） | 40t | 油桶区 |
| 6 | 油基泥浆（采用油基钻井时） | 约300t | 泥浆循环系统 |
| 7 | 甲烷 | 2.87t | 单井井喷失控（按井喷15min计算） |
| 8 | 施工期（储层改造） | 压裂液（含压裂反排液） | 1600m3 | 井场压裂液储罐 |
| 9 | 600m3 | 清水池 |
| 10 | 300m3 | 放喷池 |
| 11 | 柴油 | 16t | 柴油罐区 |
| 12 | 盐酸 | 4.5t | 盐酸罐车 |
| 13 | 试采期（站内） | 甲烷 | 0.29t | 井口和站场工艺设备、管线（按500m3计） |
| 15 | 气田水 | 40m3 | 采出水罐（达到容积80%即刻外输） |
| 16 | 试采期（外输管线） | 甲烷 | 0.19t | 外输管线（按0.14km计，输气压力10MPa计算） |
| 17 | 气田水 | 0.7m3 | 外输管线（按0.14km计） |

本项目涉及的危险物质物理化学特性及毒理性如下：

**（1）水基泥浆、固井水泥及添加剂危险性分析**

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等20多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，本项目采用的泥浆不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

**（2）钻井废水危险性分析**

钻井废水主要呈现出pH值偏高，属碱性废水，含较高的COD和色度，具有一定的腐蚀性。

**（3）压裂液危险性分析**

压裂液主要成分为清水，主要添加成分为稀盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁稳剂、助排剂、NaOH、多功能增效剂、瓜胶等。本项目采用的压裂液不含有重金属和其他有毒物质，呈酸性，影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类。

**（4）气田水危险性分析**

气田水中的主要污染物成分为石油类、COD、Cl-。结合工程项目的实际情况，气田水泄漏后会对地表水、地下水和土壤产生一定危害。

**（5）甲烷危险性分析**

从地层中试采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸，主要烃组分的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》（GB13690-2009）中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为5%～15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）将使用或产生甲烷（CH4）的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表6.1‑2。

表6.1‑2 甲烷危险、有害特性表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **标识** | **中文名** | **甲烷** | **英文名** | **Methane** | |
| 化学式 | CH4 | 分子量 | 16.04 | |
| ICSC编号 | 0291 | IMDG规则页码 | 2156 | |
| CAS号 | 74-82-8 | RTECS号 | PA1490000 | |
| UN编号 | 1971 | 危险货物编号 | 21007 | |
| EC编号 | 601-001-00-4 |  |  | |
| **理化**  **性质** | 外观与性状 | 无色无臭气体。 | | | |
| 溶解性 | 微溶于水，溶于乙醇、乙醚. | | | |
| 主要用途 | 用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。 | | | |
| 熔点（℃） | -182.5 | 相对密度（水=1） | | 0.42/-164℃ |
| 沸点（℃） | -161.5 | 相对密度（空气=1） | | 0.55 |
| 饱和蒸汽压（kpa） | 53.32（-168.8℃） | | |  |
| 临界温度（℃） | -82.6 | 临界压力（Mpa） | | 4.59 |
| 燃烧热（KJ/mol） | 889.5 | 最小引燃能量（mJ） | | 0.28 |
| **毒性**  **及健**  **康危**  **害** | 接触限值 | 中国MAC | 未制定标准 | | |
| 前苏联MAC | 300mg/m3 | | |
| 美国TWA | ACGIH窒息性气体 | | |
| 美国STEL | 未制定标准 | | |
| 侵入途径 | 吸入 | | | |
| 健康危害 | 1、当空气中甲烷浓度达25%—30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；  2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。 | | | |
| **燃烧**  **爆炸**  **危险**  **性** | 燃烧性 | 易燃 | 建规火险等级 | | 甲 |
| 闪点（℃） | -188 | 爆炸下限（v%） | | 5 |
| 自然温度（℃） | 538 | 爆炸上限（v%） | | 15 |
| 危险特性 | 1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 | | | |
| 稳定性 | 稳定 | | | |
| 聚合危害 | 不会出现聚合危害 | | | |
| 禁忌物 | 强氧化剂，如氟、氯等 | | | |
| 灭火方法 | 1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。 | | | |
| **包装**  **储运** | 危险性类别 | 第2.1类（UN类别）易燃气体 | | | |
| 危险货物包装标志 | 4 | | | |
| **包装**  **储运** | 储运注意事项 | 1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。 | | | |
| **急救** | 皮肤接触 | 若有冻伤，就医治疗。 | | | |
| 吸入 | 1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。 | | | |
| **防护**  **措施** | 工程控制 | 全面通风。 | | | |
| 呼吸系统防护 | 一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩戴供气式呼吸器。 | | | |
| 眼睛防护 | 一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 | | | |
| 手防护 | 一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。 | | | |
| 其它 | 1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触；  3、进入罐区或其它高浓度区作业时须有人监护。 | | | |
| **泄露**  **处理** | 1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排（室内）或强力通风（室外）。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应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。5、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。 | | | | |

**（6）柴油危险性分析**

钻井及井下作业过程中使用柴油机作为钻井作业现场电力和动力输出，柴油具有可燃性，其物理化学特性见表6.1‑5。

表6.1‑3 柴油特性表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 第一部分危险性概述 | | | |
| 危险性类别 | 第3.3类高闪点易燃液体。 | | |
| 侵入途径 | 吸入、食入、经皮肤吸收 | | |
| 健康危害 | 皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸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、鼻刺激征状，头痛。 | | |
| 第二部分急救措施 | | | |
| 皮肤接触 | 脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。 | | |
| 眼睛接触 | 立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少15min。就医。 | | |
| 吸入 | 脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防治吸入性肺炎。 | | |
| 误服 | 误服者饮牛奶或植物油，洗胃并灌肠，就医。 | | |
| 第三部分消防措施 | | | |
| 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。 | | |
| 有害燃烧产物 | 一氧化碳、二氧化碳。 | | |
| 灭火方法灭火剂 | 泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。 | | |
| 第四部分泄漏应急处理 | | | |
| 应急处理 | 切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。 | | |
| 第五部分操作处置与储存 | | | |
| 储存注意事项 | 储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。 | | |
| 第六部分接触控制/个体防护 | | | |
| 工程控制 | 密闭操作，注意通风。 | | |
| 眼睛防护 | 必要时戴安全防护眼镜。 | | |
| 呼吸系统防护 | 一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。 | | |
| 身体防护 | 穿工作服。 | | |
| 手防护 | 必要时戴防护手套。 | | |
| 其他防护 | 工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。 | | |
| 第七部分理化特性 | | | |
| 外观及性状 | 粘性棕色液体。 | 闪点（℃） | 55 |
| 相对密度 | 0.87～0.9（水=1） | 爆炸下限（V%） | 1.5 |
| 相对密度 | 3.5（空气=1） | 爆炸上限（V%） | 4.5 |
| 引燃温度（℃） | 257 | 用途 | 用作柴油机的燃料。 |
| 溶解性 | 不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇，易溶于脂肪。 | | |
| 第八部分稳定性及化学活性 | | | |
| 稳定性 | 稳定 | 避免接触的条件 | 明火、高热 |
| 禁配物 | 强氧化剂、卤素 | 聚合危害 | 不能出现。 |
| 分解产物 | 一氧化碳、二氧化碳。 | | |

**（7）白油危险性分析**

白油为石油分馏的高沸馏分，不在现场储存，仅在紧急情况下临时调用，其物理化学特性见表6.1‑4。

表6.1‑4 白油特性表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 标识 | 中文名 | | 白油 | | | | 危货及UN编号 | |  | |
| 主要成分 | | C16～C31的正异构烷烃的混合物 | | | | 分子量 | | 250～450 | |
| 理化特性 | 相对密度（水=1） | | 0.831～0.883 | | | | 相对密度（空气=1） | |  | |
| 外观与性状 | | 无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性。 | | | | | | | |
| 溶解性 | | 不溶于水和乙醇。 | | | | | | | |
| 沸点，℃ | |  | 熔点，℃ | | | |  | | |
| 燃爆特性 | 闪点，℃ | | ≥130℃ | 爆炸极限，%(V/V) | | | | |  | |
| 引燃温度，℃ | |  | 临界压力，MPa | | | | |  | |
| 火灾危险类别 | |  | 爆炸危险组别/类别 | | | | |  | |
| 危险特性 | | 温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有 开裂或爆炸危险。 | | | | | | | |
| 灭火方法 | | 灭火剂：二氧化碳﹑干化学粉末、泡沫、砂、泥土或水雾（不可用水 喷射）。 | | | | | | | |
| 毒性及健康危害 | 急性毒性 | LD50(mg/kg，大鼠经口） | | | ―― | LC50（mg/m3，大鼠吸入） | | | | ―― |
| 健康危害 | 吸入：吸入大量挥发气体会感觉眩晕。 眼接触：有刺激感，损伤视力。 | | | | | | | | |
| 操作注意事项 | 密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止容器及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 | | | | | | | | |
| 急救措施 | 皮肤接触：建议使用脂枪加脂，如意外注射使皮肤受伤，应送医治疗。眼接触：张开眼皮，以洁净清水冲洗，如刺激持续，建议看医生。食入：用清水洗胃稀释，毋须诱发呕吐，如大量入肚确感不适，需立即就医。 | | | | | | | | |
| 泄漏应急处理 | 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源，防止火花产生，除处理备油人员外，从速撤离现场，避免吸入油雾；小量泄漏：用砂泥土或木屑，吸收溢出的油，然后移至安全地点。根据有关法例处理，后以大量水冲洗被沾污的地方；大量泄漏：以砂或泥土截溢油蔓延，防止溢油流入下水道。如有可能，将溢油以槽罐截起，随后处理，或按“小量泄漏”方法处理。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。 | | | | | | | | | |
| 储运 | 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开 | | | | | | | | | |
| 注意事项 | 存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。储存容器必须加盖密封，减少挥发量；避免日光照射，置于低处放置；使用：轻拿轻放，使用者戴手套。特殊注意事项：避免过多接触，工作完毕后沐浴更衣。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。 | | | | | | | | | |

**（8）压裂前置酸（主要成分为7%的稀盐酸）**

盐酸，化学式为HCl，是氯化氢水溶液，相对密度1.187。熔点：114.8℃。沸点：84.9℃。易溶于水，有强烈的腐蚀性，能腐蚀金属，对动植物纤维和人体肌肤均有腐蚀作用。浓盐酸在空气中发烟，触及氨蒸气会生成白色云雾。氯化氢气体对动植物有害。盐酸是极强的无机酸，高浓度对人体有极度伤害，具有刺激性气味，能和很多金属发生反应。

健康危害：接触其蒸气或烟雾，可引起急性中毒：出现眼结膜炎，鼻及口腔黏膜有烧灼感，鼻出血、齿龈出血，气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。

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。

慢性影响：长期接触，引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。

环境危害：对环境有危害，对水体和土壤可造成污染。

燃爆危险：该品不燃。具强腐蚀性、强刺激性，可致人体灼伤。

盐酸属于危险化学品和易制毒化学品，根据《危险化学品管理条例》和《易制毒化学品管理条例》，本项目使用盐酸前应落实使用盐酸具体责任单位，并在当地公安机关备案。

**（9）油基泥浆及油基岩屑**

本项目三开采用油基钻井液钻井，油基钻井液是以油为分散介质组成的泥浆，油基泥浆的成分主要为白油、1%～2%有机土、4%～5%主乳化剂、3%～4%辅乳化剂、2%～4%润湿剂、2%～5%生石灰、氯化钙溶液（25%～30%)、4%～5%降滤失剂、3%～5%封堵剂、1%～2%流型调节剂、1%～3%除硫剂、加重剂（按密度需要）等。危险性主要表现在油性物质的可燃性。油基泥浆现场不储存，油基泥浆和油基岩屑主要危险成分白油为无色透明油状液体，两者的危险性均远低于油类物质，其中油基岩屑相比于油基泥浆其含油率更低。通过加强管理，及时转运处置后其环境风险事故影响很小。

**（10）废油**

项目钻井使用设备过程中，或多或少会产生一些废油，主要是设备润滑、保养产生的废机油。废油主要分布于油桶里面，其特性和润滑油差不多。废油对眼睛、皮肤、黏膜和上呼吸道具有刺激作用。吸入后，可引起喉、支气管的火症、水肿、痉挛、化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起燃灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。皮肤接触可发生接触性皮炎及油疹，可致急性肾脏损害，吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。结合工程项目的实际情况，主要危害为废油泄漏后地表水、地下水和土壤的影响。

### 环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ、Ⅳ+级。根据建设项目设计的物质和工艺系数的危险性及其所在地的敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表6.1‑5确定环境风险潜势。

表6.1‑5 建设项目环境风险潜势划分

| 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。 | | | | |

分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，参见HJ 169-2018中附录B确定危险物质的临界量，并参照附录C进行判定。

①当企业只涉及一种风险物质时，该物质的数量与其临界量比值，即为Q。

②当企业存在多种风险物质时，则按下式计算：

Q=q1/Q1+q2/Q2+...+qn/Qn

式中：q1，q2，...，qn——每种风险物质的存在量，t；

Q1，Q2，...，Qn——每种风险物质的临界量，t。

当Q＜1时，本项目环境风险潜势为Ⅰ级。

当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），本项目天然气所含的甲烷、盐酸、柴油和废油等油类物质属于附录B.1突发环境事件风险物质，甲烷临界量为10t、盐酸临界量为7.5t、柴油、废油、白油、油基泥浆等油类物质临界量为2500t。

本项目大气环境危险物质主要涉及甲烷（CH4）、盐酸和油类（柴油、废油）三类物质。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。

施工期：根据前文计算，本项目事故时CH4泄露总量按单井计最大为2.87t，小于其临界量10t；钻井阶段现场柴油储存、使用量最大为16t；废油单井产生量约0.7m3，现场采取4个容积为25L的废油收集桶，废油随时回用，废油最大存在量为0.1m3，废油密度约0.85，故废油量最大为0.085t，因此共计油类16.085t，远小于油类物质临界量为2500t。油基钻井泥浆和油基岩屑其环境风险主要表现在油基钻井液泄漏环境风险，项目油基钻井液井场内最大存在量为300m3，油基钻井液比重约1.9，计算得油基泥浆重约570t。

酸化压裂使用稀盐酸由玻璃钢罐车专业运输车辆拉运至现场使用，每批次约20m3。井场内不再设置储罐暂存，根据预估使用量，分批次运输至井场。现场最大贮存量不超20m3。本项目酸化使用酸液为7%的稀盐酸，根据《企业突发环境事件风险分级》（HJ941-2018）中提出“混合或稀释的风险物质按其组分比例折算成纯物质”的原则折算成37%浓度盐酸，同时查表盐酸在37%、温度25℃情况下密度为1.1899t/m3，可计算本项目折算成（37%）盐酸风险物质最大在线量为4.5t。

试采期站内：类比川东北地区类似井站经验数据，试采站场工艺设备及管道内天然气在发生事故后可通过截断阀控制，试采期采气设备、管线内单井天然气量约500m3，其中甲烷在线量为0.29t，小于其临界量10t；气田水最大暂存量为40t，小于其临界量100t。

试采期外输管线约0.14km长，管道内径为200mm，管道容积约4.39m3，输气压力6.3MPa计算，CH4含量为690307\*6.3\*106/101325=42920642.49mg/m3，根据计算可知，该段管线内甲烷在线量为0.19t，小于其临界量10t。

表6.1‑6 本项目环境风险物质数量与临界量的比值Q统计表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 钻井施工阶段 | **序号** | **物质** | **qn，储存量，t** | **Qn，临界量，t** | **Q** |
| 1 | 甲烷 | 2.87 | 10 | 0.287 |
| 2 | 柴油 | 16 | 2500 | 0.0064 |
| 3 | 废油 | 0.085 | 2500 | 0.000034 |
| 4 | 白油 | 40 | 2500 | 0.016 |
| 5 | 油基泥浆 | 570 | 2500 | 0.228 |
| 合计 | | | | 0.537 |
| 储层改造阶段 | 1 | 盐酸 | 4.5 | 7.5 | 0.6 |
| 2 | 柴油 | 16 | 2500 | 0.006 |
| 合计 | | | | 0.606 |
| 试采期（站内） | 序号 | 物质 | qn，储存量，t | Qn，临界量，t | **Q** |
| 1 | 甲烷 | 0.29 | 10 | 0.029 |
| 合计 | | | | 0.029 |
| 试采期（外输管线） | 序号 | 物质 | qn，储存量，t | Qn，临界量，t | **Q** |
| 1 | 甲烷 | 0.19 | 10 | 0.019 |
| 合计 | | | | 0.019 |

根据上表计算可知，企业的主要危险物质：钻井施工期天然气所含的甲烷和油类物质的Q值计算结果为0.537，Q值＜1；储层改造阶段的风险物质盐酸和柴油的Q值计算结果为0.606，Q值＜1；试采期站内天然气所含的甲烷的Q值计算结果为0.029，Q值＜1；试采期外输管线天然气所含的甲烷的Q值计算结果为0.019，Q值＜1。该项目钻井阶段、储层改造阶段、试采期站内、试采期外输管线环境风险潜势均为I，因此，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

### 评价工作等级

评价等级根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级划分原则，建设项目环境风险评价工作等级判定标准表见表6.1‑7。

表6.1‑7 项目环境风险评价分级判定

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

根据上述环境风险潜势初判结果，本项目需做“简单分析”。

## 环境敏感目标概况

简单分析，不设置环境风险评价范围，只对涉及的危险物质、环境影响途径、环境危害、风险防范措施等方面给出定性的说明。本项目外环境关系简单，无环境制约因素，项目与外环境相容，本次环境风险重点调查井场周边500m范围与管线沿线两侧200m范围，主要调查居民点、地表水、地下水等保护目标，具体见前文表2.9‑6。

## 环境风险识别

### 物质危险性识别

本项目生产过程中涉及的危险物质有天然气、天然气中的甲烷、天然气燃烧后的二氧化碳、柴油、盐酸、钻井废水、压裂液及返排液、废油、钻井固废和气田水等，具体见“6.1评价依据”章节内容。本项目涉及的主要危险物质包括CH4（易燃易爆）、盐酸和油类物质等。

### 生产系统风险识别

**（1）井喷失控造成天然气释放**

页岩气井在开发过程中，如果遇到地层压力异常高、井控措施不当或设备故障等情况，可能发生井喷现象。井喷主要是钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流，此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

②遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

③压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

④操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

**（2）井漏导致泥浆泄漏**

当井下泥浆压力大于地层压力会发生井漏事故；水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失等。井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层。

**（3）油类物质泄漏**

柴油和废油等油类物质在使用、储运过程中的风险主要来自于油罐、油桶自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。油类物质泄漏可能污染土壤、地表水和地下水，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

**（4）钻井液、压裂液泄漏**

钻井泥浆、压裂液在施工过程中的泄漏风险主要来自设备老化、管道破损或人员误操作等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。钻井泥浆、压裂液泄漏可能污染地表水、地下水及土壤，影响农作物生长发育和产量。

**（5）井场、站场废水泄漏**

项目废水泄漏包括钻井期废水收集设施泄漏，试采期站场污水罐泄漏。废水泄漏原因可能为罐体老化、管道破损或人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。泄漏废水可能污染地表水、地下水及土壤，影响农作物生长发育和产量。

**（6）废水转运过程泄漏**

本项目钻井废水、场地初期雨水、洗井废水、废压裂返排液等均会通过罐车转运处理，试采期气田水通过管道外输至雷页1试采站缓冲罐暂存后再罐车外运处理。废水转运过程中可能存在罐体泄漏、运输车侧翻导致污水外溢的风险。如途经集中式饮用水水源地、水产种质保护区等特别敏感区域时发生泄漏，将产生一定的影响。

**（7）试采站场及集输管线**

本项目天然气泄漏情形为试采站场内部的管线或设备泄漏。试采站场内部管线为井口～水套加热炉～外输截止阀，井场可能存在天然气泄漏的设备为撬装卧式分离器。本项目站内集输管线为天然气管线和设备破裂原因为内、外腐蚀作用，母体材料缺陷或焊口缺陷隐患，意外重大的机械损伤或地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。管线或设备破裂会造成天然气泄漏，本项目根据建设单位管理要求，本项目井口100m范围内无居民分布，区域大气扩散条件较好，天然气不含硫，发生泄漏后及时关闭阀门，泄漏的天然气量较少，因此天然气泄漏对空气影响较小。

**（8）火灾爆炸引发次生污染**

本项目发生火灾爆炸情形有如下几种：①钻井过程发生井喷失控，天然气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸，产生污染物CO进入大气；②施工期柴油泄漏后，遇明火燃烧产生污染物CO进入大气；③试采过程站场或集输管线发生天然气泄漏后，遇明火燃烧产生污染物CO进入大气。

### 危险物质可能影响环境的途径

通过以上物质识别、生产系统危险性识别过程可以看出，本项目涉及危险物质的向环境转移的途径主要有：

（1）井场发生井喷后，天然气进入大气对环境空气的影响；

（2）井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层；

（3）柴油泄漏可能污染土壤、地表水和地下水；

（4）钻井泥浆、压裂液泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；

（5）井场、放喷池、站场废水泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；

（6）废水转运过程发生泄漏可能污染地表水、地下水及土壤；

（7）试采站场及集输管线发生天然气泄漏对环境空气的影响；

（8）天然气、柴油泄漏后，遇明火燃烧次生污染物CO进入大气对环境空气的影响。

## 环境风险分析

### 大气环境风险影响分析

**（1）井喷环境风险影响分析**

天然气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着火爆炸是钻井工作中最重大的危险。

其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）和本项目钻井工程设计资料，钻井现场配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，按照中石化集团公司对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求，“在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”；在符合下述条件之一时，须在5min内实施井口点火：①“气井发生井喷失控，且距井口500m范围内存在未撤离的公众；②距井口500m范围内居民点的H2S在3min平均监测浓度达到100ppm，且存在无防护措施的公众；③井场周边1000米范围内无有效的H2S监测手段”。

本项目预计不含硫化氢，井口周边500m范围内有分散居民，事故状态下应在5min内启动点火程序实施点火。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后5min内成功实施点火作业。

**（2）井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析**

本项目在钻井施工中井组内布设2口井，符合《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），在钻井作业中严格控制直井段井斜和斜井水平段的位置方向，加强钻井位置监测，类比同类丛式水平井组钻井，从未发生过串井事故，因此井下工具破坏已完钻气井套管的可能性基本不存在。

完井套管均采用高压无缝钢管，压裂作业在高压压裂时破坏已完钻气井套管的可能性也很小。根据川东北地区多年来的钻井记录，井眼碰撞以及压裂作业导致套管损坏在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后天然气窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多，但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外1km范围内。泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

**（3）套管破裂天然气串层泄漏进入地表环境风险影响分析**

在施工中，出现套管破裂的概率很小。由于地下岩层的阻隔，事故发生后串层泄漏进入地表的天然气量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。

该事故主要控制措施是加强对周边3km范围内居民进行宣传教育，遇到此类事故应立即撤离泄漏点，撤离距离根据应急监测确定。企业应在可能的泄漏点周边设置便携监测仪，确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。企业同时应对事故后主要是堵漏，通过井口周边放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，对地表泄漏点进行点火燃烧。

**（4）试采期井站天然气泄漏风险分析**

由于地面试采工程时在测试放喷定产后配产规模下生产，单井最大配产规模10×104m3/d，地面试采阶段环境风险源较钻井和储层改造施工阶段小，其环境风险影响范围较施工期小，且在站内工艺管道发生断裂泄漏事故后，自控系统控制的截断阀能在2min内截断上游气源，管道两边截断阀（井口截断阀、出站阀组区截断阀）在第一时间响应关闭并启动放散程序，最大泄漏量为管线在线量和2min的天然气流量，天然气泄漏量很小。由于天然气主要成分为甲烷和硫化氢，稀释扩散较快，对环境、人和动物的影响是局部影响，且井口周边500m范围内无居民分布，发生风险事故后周边居民能及时地进行疏散。因此，对大气环境影响小。

**（5）集输过程中甲烷泄漏环境风险分析**

在天然集输过程中，若发生甲烷泄漏事故时，会进入周边环境，造成大气污染。当空气中甲烷浓度达25%～30%时，将造成人体不适，甚至窒息死亡。当甲烷浓度到达爆炸极限时，会发生爆炸，引发火灾，造成人员和财产损失。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。本项目外输管线较短，管线处于农村地区，周边居民点少，无集中居民区等，管线天然气泄漏导致的环境风险小。

**（6）火灾爆炸产生次生污染物对大气的影响**

钻井过程发生井喷失控后天然气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程站场或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，充分燃烧情况下燃烧产物主要为CO2，毒性较大的CO的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，火灾爆炸燃烧产物对大气产生的影响较小。

### 地表水环境风险影响分析

**（1）废水泄漏或外溢风险分析**

钻井废水、压裂废水、气田水的危害主要表现在：pH值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于森林生态环境与农业生态环境中，周边主要为耕地与林地，项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入对周边地表水水体，使地表水中的COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长。

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。试采期气田水于放空分液罐、采出水罐内暂存，放空分液罐、采出水罐外围设置有采取防渗处理的围堰，也有效防止气田水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄露收集处理不及时等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，要求建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置或放喷池。建议建设单位适当加大集污坑的规格或者将集污坑改建为隔油污水池并做好防渗，增大废水储存规格，避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水泄漏对外环境（如地下水、耕地）的影响。本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认罐池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄露的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄漏废水散排进入井场其他区域；

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，并及时处理转运。因此，项目钻井施工时废水外溢事故对周边地表水水体产生影响的可能性较小。

**（2）油类物质的泄漏或外溢风险分析**

柴油及废油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油或废油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地和林地，项目附近有冲沟等，泄漏的柴油或废油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：表层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。钻井施工期油罐布置在井场外地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的火灾爆炸。钻井期油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集污坑。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在集污坑内，可有效防止污染。钻井施工期设置废油桶集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理，废油在施工生产过程中随时利用，废油暂存量小，废油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。废油在生产过程中随时利用，废油暂存量小，废油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。

尽管项目在钻井期存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对周边地表水水体的环境影响降至最低限度。

**（3）物质外运过程事故风险分析**

钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注；压裂废水和洗井废水暂存于放喷池，装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注；采出水（气田水）暂存于放空分液罐、采出水罐，后装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。

经调查，运输路线主要沿现有乡村道路、县道、国道等运输，现有道路路况较好，沿线环境保护目标主要为道路两侧居民及途经的地表水体，主要跨越州河，跨越点下游10km范围内均无集中式饮用水源取水口。运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材，转运时应避开大雾、暴雨等恶劣天气，在车辆行驶在乌江段旁边时，应减速慢行，观察并安全通过。

本项目液体类物质转运采用罐体装载，固废采用密封袋装运输，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经2～3次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。达州地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、耕地经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。

### 地下水及土壤环境风险影响分析

**（1）井漏事故影响分析**

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。同时本项目不涉及表层钻井，钻井深度大于2000m，因此井漏事故情景下不会对地下水和土壤造成污染影响。同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边地下水影响小。

**（2）柴油、废油、钻井液、钻井废水、压裂返排液、气田水等泄漏影响分析**

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若放喷池发生渗漏或压裂施工井筒破裂压裂液漏失，污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，但超标范围内居民水井分布较少，因此对地下水环境影响较小。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，建议以泄漏处两侧150m至下游划分为分散式水源禁止饮用带，同时设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对下游邻近的居民水井进行取样监测，同时对居民进行告知。

其他油类物质和钻井液、压裂返排液等均存在罐内，罐和基础地面进行了防渗处理，设置于地面基础上，四周设置了围堰，若发生泄漏能及时发现处理，污染物不会进入地下水或土壤环境，难以对地下水和土壤环境造成不利影响。同时若机械设备有少量油类物质泄漏于井场内，泄漏的柴油和废油在泄漏处呈点状分布，其在壤土中渗透能力不强，与水的溶解度低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、废油对当地地下水裂隙水水质影响较弱，对土壤污染仅限于接触油类物质少量井场内部分，污染有限。只要对泄漏的柴油、废油采取有效的回收措施，对浅层地下水和土壤环境不会产生明显影响。

**（3）套外返水风险影响**

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井（山泉）水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小，对地下水和土壤环境影响小。

## 环境风险防范措施

### 钻井过程风险防范措施

**（1）施工设计中的防井喷措施**

1）选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染；

2）选择合理的射孔方式；

3）规定上提钻具的速度，井内下有大直径工具（工具外径超过油层套管内径80%以上）的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染；

4）对防喷装置的配备要有明确要求；

5）选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

**（2）钻井作业中的井喷防范措施**

施工单位应按照《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283-1997）、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

1）开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

2）严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部24h值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

3）井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

4）每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

5）气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

6）按班组进行防喷演习，并达到规定要求；

7）严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

8）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

9）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

10）加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

11）钻井中遇到钻速突然加快、放散、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

12）发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻井；

13）关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的80％和地层破裂压力三者中的最小值；

14）强化员工的爱岗敬业教育，严格执行各项操作规程，确保钻井作业过程中不因操作失误导致井喷事故的发生。

**（3）防井喷装置**

1）以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压闸门、自封、四通、套管头、过渡法兰等；

2）以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等；

3）井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等；

4）具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统；

5）防止井喷失控的专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

**（4）井喷前期气侵、井涌防范措施**

1）选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染；

2）选择合理的射孔方式；

3）规定上提钻具的速度。井内下有大直径工具（工具外径超过油层套管内径80%以上）的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染；

4）发生气侵时，及时检查调整钻井液密度，发现井涌时及时关泵压井。

**（5）钻开气层前验收**

钻开气层时极容易发生井下事故从而导致环境污染事故。钻开气层前验收就是在钻开气层前对井队的安全和井控工作进行全面大检查，以消除事故隐患，实现安全生产和清洁生产。

**（6）钻井、完井防腐措施**

应加强油管腐蚀监测，掌握气井腐蚀状况，按井下作业流程检查油管腐蚀情况，记录每口作业井的油管腐蚀情况，根据井油管腐蚀情况进行专门的更换油管修井，以避免油管腐蚀穿孔、断落。

### 废水、油类外溢或泄漏等风险防范措施

钻井期废水收集罐、试采期放空分液罐、采出水罐通过设置围堰和防渗，放喷池通过加固池壁和防渗，降低垮塌风险；对井场排污沟及时清扫，保证排污沟畅通；集污坑和泥浆不落地装置加强保护管理，泥浆不落地装置设计时向集污坑倾斜，避免少量集水因围堰垮塌外流。由于项目区域地势高差较大，考虑到暴雨等情况下排水问题，建议对集污坑和泥浆不落地装置内集水进行及时清理，及时清掏，适当加大集污坑规格或者适当扩大其容量，确保集污坑有足够的容量，能够对初期雨水及时收集；加大外环沟和集水坑规格，外排沟系统应与周边泄洪沟有效连接，确保雨水能正常排放，不至于淹没井场；建议对井场雨水排放口（集水坑）进行适当扩建，对正常雨水进行隔油沉淀后外排。加强平时管理，保证放喷池、泥浆不落地装置的储罐内有足够空余容积，水位达到池体80%时应外运处理，可有效防止水体污染事故。若池体发生垮塌事故，立即封堵内外环沟与自然沟渠连通处，及时清理池内及排污沟内废水，池底废水清理完后立即重新修建池壁，并进一步加固。试采期站内放空分液罐、采出水罐安装外溢报警器，以便及时发现外溢情况。设置围堰，围堰容积不小于单个储罐的容积，且罐区架空设置，地面进行防渗处理。

### 物质外运风险防范措施

1）废水、钻井固废等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、钻井固废等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、钻井固废等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、钻井固废等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、钻井固废等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、钻井固废等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、钻井固废等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行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

9）废水、钻井固废等产生单位和废水、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、钻井固废等泄漏。

### 井漏防范措施

本项目不涉及浅层钻井，钻井深度大于4000m，即使发生井漏事故后仍不会对浅层地下水造成污染影响。从钻井工艺上优化尽可能的减少井漏事故对当地地下水环境的影响，在钻遇地下溶洞等不良地质时，漏失仅引起地下水浊度等物理指标变化，且工程上会采取快速钻井快速下管的施工工艺，因此对地下水尤其是对地下水饮用水源或水井影响不大，尽管如此，仍提出如下预防和应急措施：

1）井场井站项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，必要时应采取钻探等方法进行调查分析，查明项目所在地的地下水分布情况、埋藏深度及岩溶发育情况等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。

2）采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。

3）对钻井体系进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现井漏，立即采取堵漏措施，在压裂过程亦需监控压裂液的漏失情况，以防止压裂液的扩散污染。

4）若发现地下水受到污染，立即告知村民，定期进行监测，直至污染影响消失。

### 套外返水事故防范

设计通过固井、水泥返至地面是防止套外返水的有效措施。固井质量的好坏是产生套管内外返水的控制因素。

施工单位应严格按照钻井行业固井作业规范进行，确保固井质量，避免和减少出现固井裂纹、缝隙、窜槽。加强套管的防腐，防止在运输、下套管，作业时对外表面防护层的磨损及套管与钻柱之间的内磨损。套管是油气与地下水隔离的屏障，要防止腐蚀和破损。

### 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、油罐的安全设备、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）加强对施工期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，可防止油罐破损泄漏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漏。

（6）建设方将施工期柴油、废油、盐酸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。

### 试采工程风险防范措施

（1）场站应配备足够数量的正压式空气呼吸器及空气呼吸器气瓶压力相应的空气压缩机等。配备相应的安全设施，如井口安全系统、放散系统、灭火器、消防砂池、警示标志、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标、高音喇叭等。

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

（3）设备和管线焊接和检验，应符合相关标准和规范要求。

（4）场站的建设和布局，应严格按照设计规范要求进行设计，确保站场安全。

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

（6）加强污水运输车辆的管理，防止运输过程发生事故导致废水泄露，污染环境；定期对污水进行转运，避免由于储存过多导致其外溢污染环境；加强放空分液罐、采出水罐的维护保养工作，避免由于腐蚀等造成其泄露污染环境。

（7）放空分液罐、采出水罐、设置防渗围堰，防止泄漏废水。

（8）自动控制系统。

1）井场井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

2）对本项目井场井站生产装置等全部工艺过程进行监视和控制，实现对整个试采区域的生产运行进行监控和调度管理；

3）场站可实现对下列数据的采集和传递：站场/工艺设施的工艺变量、站场/工艺设施的阀门状态、设备状态、井口温度、压力、流量信息/计量参数、管道防腐参数等；

4）可进行安全报警、装置气体泄漏检测；

5）对井场井站进行远程监视，实现紧急情况下30s内各切断阀自动截断关停。

### 环境风险防范措施工程监理

为确保工程环境风险防范措施合理有效地实施，可在钻采过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，并将环境监理内容纳入工程监理中，确保各项措施得到合理有效的落实。

### 其他环境风险防范措施

**（1）公众安全防护**

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

根据照钻井行业环境风险应急预案规范要求，并结合中石化普光气田风险管控要求和《石油天然气井控技术规范》（GBT31033-2014）中井喷失控的处理要求，本次评价在发生井喷失控等风险事故时应及时撤离疏散井口周边0~500m范围内居民和企业员工，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，应设置观察点，定时取样，测定井场各处天然气、硫化氢和二氧化碳含量，划分安全范围，并根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

（2）钻井、储层改造期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于10m，用点火枪点火。

（3）地质灾害防范

对项目地周边开展详尽地质勘探工作，进而指导钻前施工和钻井施工，严防地质灾害环境影响诱发本项目环境风险。

（4）夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要24小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井喷失控15min内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持一定的警惕性。

（5）运输路由要求及风险防范

本项目废物、回用钻井液、钻井固废等运输均由有资质单位负责运输，不能利用的废油、含油抹布手套等危废由钻井队委托具有危废道路运输经营许可证单位运输。转运废物工作中要加强对车辆的监督和管理，采取转运联单制度，规范转运台账，避免私拉乱倒的现象发生。

## 应急措施

### 井喷及井喷失控应急处理预案

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3800m范围内散居农户和企业员工，以及周边场镇居民、学校、医院、企业等的疏散工作。此外，事故时应根据井喷的实际情况，确定扩大疏散范围。

（3）设置观察点，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等，划分安全范围，并根据对监测结果和井喷事故的严重程度及时进行研判，若井喷事故较为严重，监测（大气/空气）中的天然气、硫化氢和二氧化碳含量等浓度较高，可将撤离疏散距离扩大。

（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）当井喷失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口500m范围内的散居农户，以及场镇居民、学校、医院、企业等环境敏感点和社会关注点，根据检测情况，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；关停生产设施；请求援助。

（6）在确保人员安全的前提下，将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区。

（7）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，要严密制定并采取保护措施，防止事态扩大和引发次生灾害。

（8）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。

### 井喷或场站泄漏应急疏散预案

当井喷或天然气试采期间出现失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口500m范围内的散居农户等，周边较近的场镇居民、学校师生、医院医护人员和病人等。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。

为了保障每位员工和井场周围群众的生命安全，应按正确的方法和方向撤离，每位接到撤离通知的员工和群众应按下列程序撤离：

（1）群众由当地政府组织撤离，井队员工由井队组织撤离；

（2）逃生时要注意风向，一要沿上风（逆风）方向逃生，二要沿着地面上的高处跑。建议撤离时根据风向，根据所在地道路分布情况转移至高处安全集合点，同时建设单位应引导周边群众撤离。撤离路线应根据实际风险进行调整，原则就是往上风向撤离。项目撤离路线均不受周边地形限制，项目区域主导风为东北风，撤离路线不位于下风向，因此撤离路线是合理的。

本项目所在的普光气田区域5km范围内各村镇均已设置有应急高音喇叭，能够对区域范围内所有居民点进行覆盖，且主要村镇均已设置有应急安置点，各村镇联系人已在中原油田普光分公司应急指挥中心办公室存档，应急措施完善，能够确保发生风险事故后第一时间启动应急预案与撤离方案，具体方案见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4月》，项目所在区域路网及交通条件较好，能够确保500m范围内的居民均能及时有效的撤离至安全的应急安置点。

（3）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。

（4）当所处位置离井场很远时，则只要偏离风向往离井场越来越远的方向逃生即可。

### 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边500m居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄露点。企业在泄露点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄露点泄漏量，此类环境风险是可控的。

### 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

（1）分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

（2）保质保量的配置堵漏泥浆。

（3）施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

（4）使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

（5）施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

（6）凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

（7）憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

（8）施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

### 废水、油类物质泄漏应急措施

（1）当钻井废水或油类物质油外溢时，应及时围堵，并及时进行清理，确保废水、柴油不进入河流中。

（2）对受泄露钻井废水或油污染的土壤进行清理和置换，确保农业生产不受影响，同时避免雨水冲刷进入河流中。

### 外运过程应急措施

废水外运均采用密闭罐车运输，固废采用密封袋装运输，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约10t/车，一次运输量不大，发生事故时对环境也不会造成重大环境影响。一旦发生事故，井场废水外溢造成环境污染时，现场人员应及时向上级汇报并视情况向当地生态环境局汇报，同时采取有力措施，防止污染扩大。应急抢险应以尽量减少泄漏量、控制废水扩散范围为基本原则。施工单位须制定出应急救援预案和与当地政府和有关部门建立相衔接的应急救援体系，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的通讯联络系统。

### 套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

### 事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

### 宣传、培训和演习

（1）公众信息交流。各级政府、天然气开采企业要按规定向公众和员工说明天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

（2）培训。天然气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

（3）演习。普光分公司及所属单位每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

### 风险管理措施

普光分公司成立专门的机构应对油气勘探、开发等生产经营过程中可能发生的重大突发事故，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害。普光分公司建立了详细周密的应急救援体系，设立了三级应急救援网络。

普光分公司应急领导小组负责所属范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等五个专业事故应急小组职责履行情况。发生重大事故，专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，普光分公司应急领导小组协调有关工作。对特大事故，普光分公司应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产，并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

### 应急联动

（1）上层联动：本项目所在的达州市、宣汉县、老君乡、普光镇政府均设置有应急管理办公室，工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

（2）下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

### 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4月》，2021年6月22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6.6‑1。

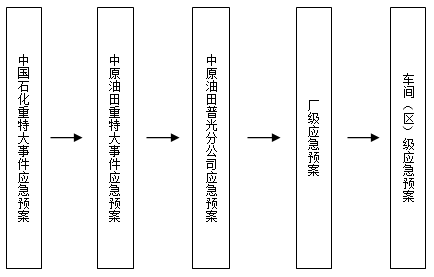


图6.6‑1 普光分公司应急预案体系图

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6.6‑2，普光分公司专项应急预案框架见图6.6‑3。

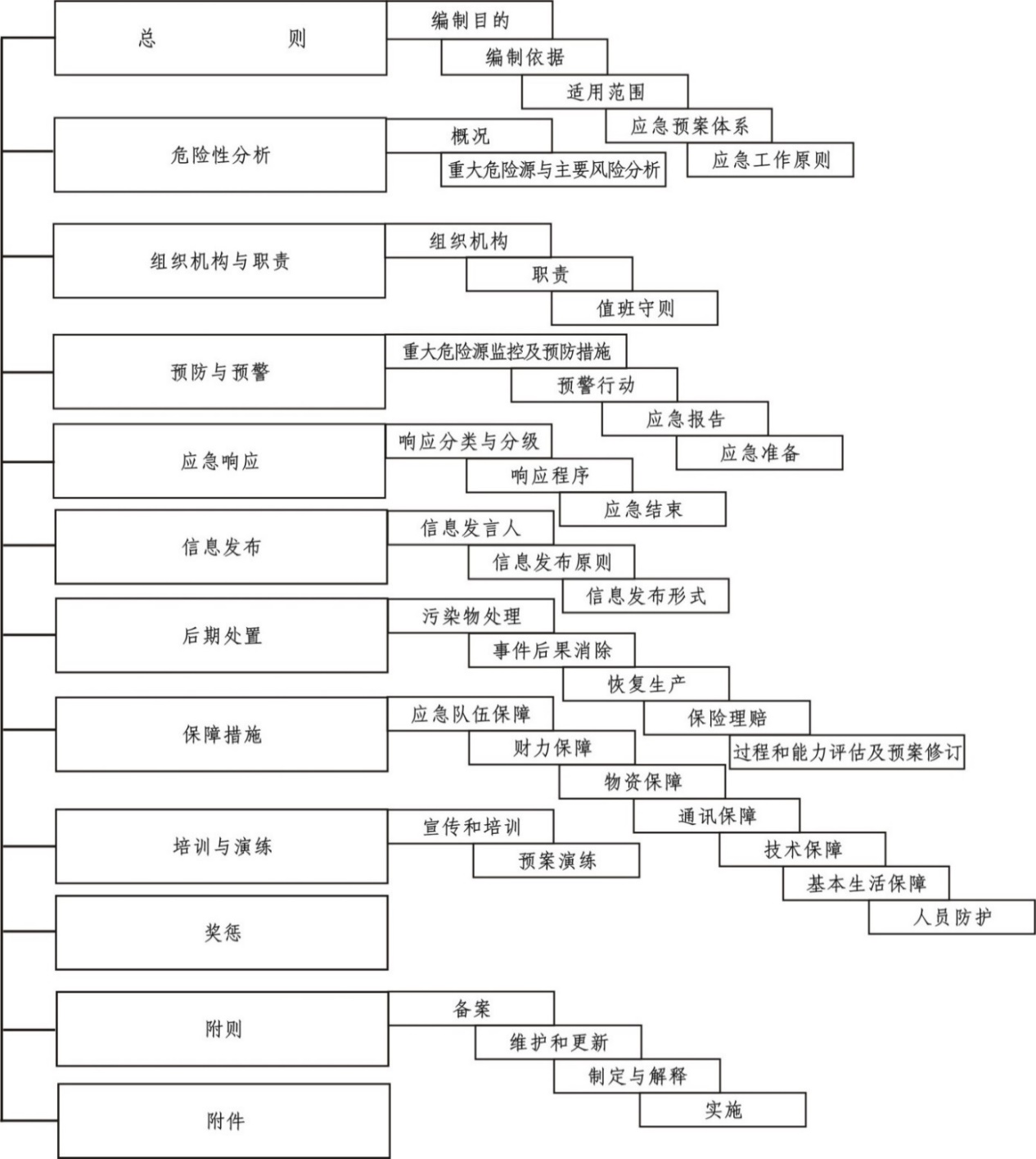


图6.6‑2 普光分公司综合应急预案框架图

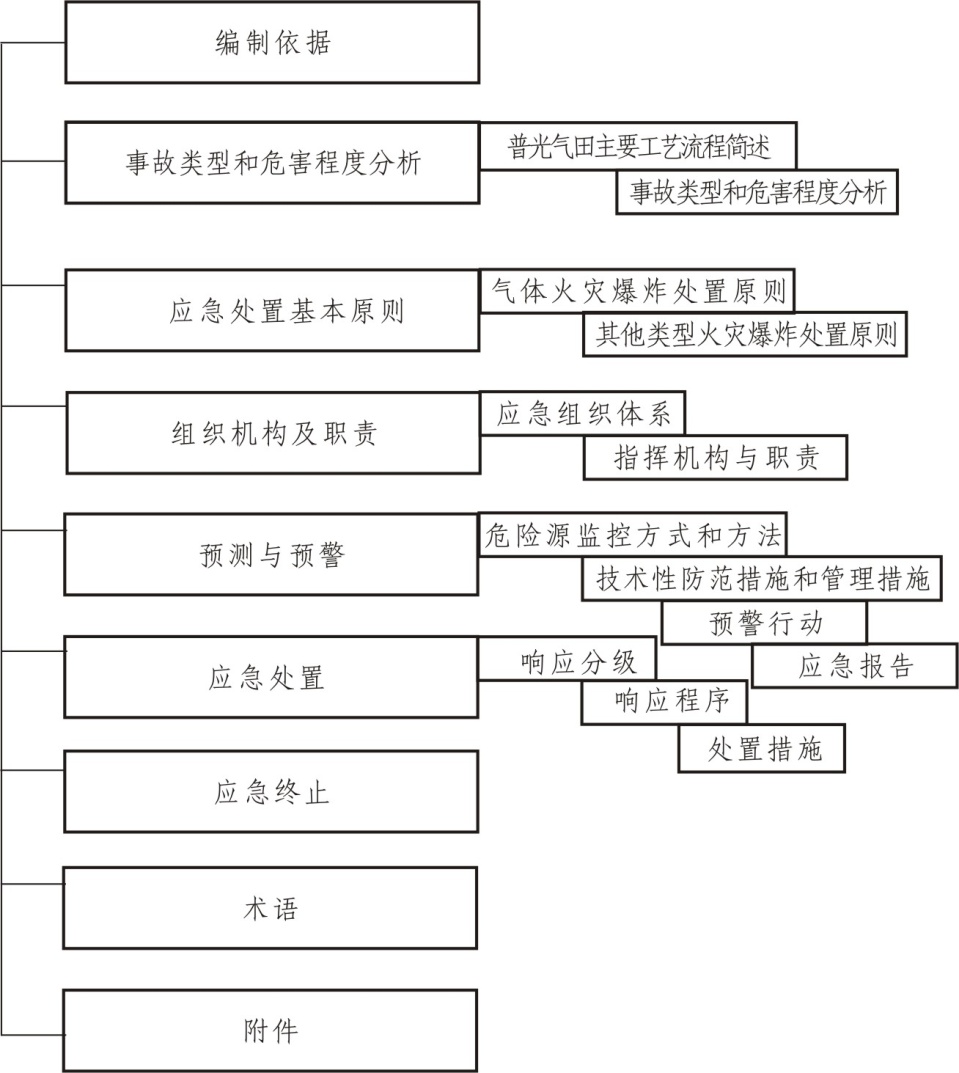
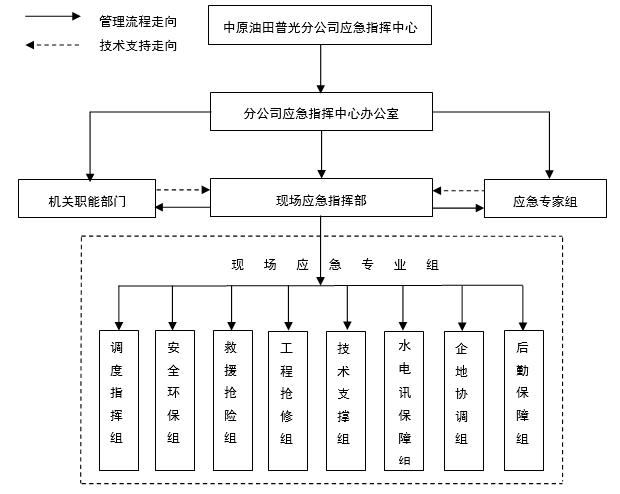


图6.6‑3 普光分公司专项应急预案框架图

（3）普光分公司应急组织机构

图6.6‑4 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图6.6‑5。

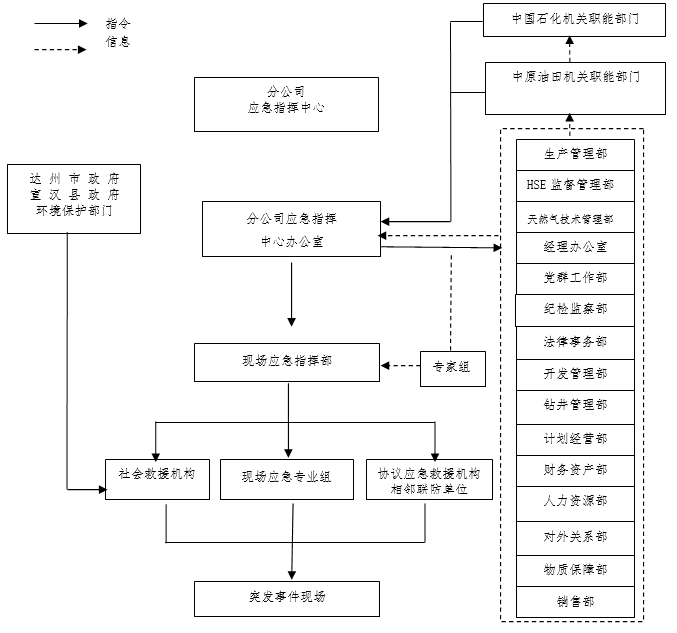


图6.6‑5 普光分公司应急指令下达程序框图

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事发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。

### 本项目环境风险应急预案

**（1）钻井****过程风险应急预案**

环评要求建设单位在钻井工程施工前编制本项目钻井工程专项应急预案，并在地方生态环境主管部门进行备案。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。

**1）应急预案编制内容及要求**

根据前述环境风险事故分析，本项目环境风险事故应急预案编制要求见表6.6‑1。

表6.6‑1 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：测试放喷时，井口周边0～500m为紧急撤离范围。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500m的居民。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：井口外500m范围为紧急撤离区。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门做好医疗救护工作，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500m范围内居民纳入培训、演练队伍。井队安全监督要对井队全体员工进行应急救援培训，提高员工的应急救援能力。加强对组织人员向井场附近居民宣传H2S和井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。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500m范围内的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 | 将本项目钻井工程应急预案报送地方环保部门备案。 |

**2）宣传、培训和演习**

①公众信息交流：各级政府、各陆上石油天然气开采企业要按规定向公众和员工说明陆上石油天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和陆上石油天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

②培训：陆上石油天然气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；陆上石油天然气开采企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

③演习：陆上石油天然气开采企业按有关规定定期组织应急救援演习；中石化有关专业应急机构和地方人民政府根据自身实际情况定期组织陆上石油天然气开采事故应急救援演习，并于演习结束后向安全监管总局提交书面总结。应急指挥中心每年会同有关部门和地方政府组织一次应急演习。

普光分公司及所属单位每年至少组织一次井喷失控事故应急演习，并将演习总结报应急指挥中心办公室。

**3）放喷池垮塌、污染物外溢的应急预案**

因山洪等发生污水池垮塌、污染物外溢事故时，现场工作人员应立即向现场应急领导小组组长报告；组长应立即安排人员采取堵塞沟渠或筑隔离带，拦截外溢的泥浆污染物，用泵、人工回收等方法及时清理回收废泥浆，防止污染继续扩大，同时修复放喷池，彻底消除污染事故隐患。

对于受污染的居民饮用水井，现场应急领导小组组长安排人员在井口处设置“不准饮用”警示牌。派人通知各饮用水住户，告知井水被污染的情况和不准饮用的信息。用水泵抽尽井内受污染的水源。通知监测机构对新井水取样检测，确认没有污染后，经地方生态环境局确认后，移走“不准饮用”的警示牌，告知当地饮用水住户可饮用的信息。

如果污染控制措施失败，污染继续扩大，钻井队已无能力继续控制时，则报当地政府及生态环境局，请求立即给予应急救援。同时配合上级有关人员对污染事故进行处理。

**4）发生火灾、爆炸的应急预案**

当施工期间发生火灾、爆炸事故时应马上关井转入抢险救援工作。

①放喷燃烧筒等设备发生火灾爆炸，设备设施破坏，现场指挥应立即指挥各工段岗位紧急停车，按紧急停车操作规程执行。

②因爆炸损坏井场液体装置发生泄漏，当班班长立即组织人员用雾状水喷淋泄漏源，岗位当班操作人员开关设备的相关阀门等措施处理事故。

③初期火灾应采取现场灭火器材和消防车结合扑救方式消除，严重火灾、爆炸事故要立即通知地方公安消防部门。

④轻症烧、灼伤、机械挫伤、中毒、触电和其他轻伤人员由现场医护人员医治处理、重症人员由专车、专业医护人员陪护送就近县级以上医院医治。

**5）井喷及井喷失控应急处理预案**

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：

a.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。

b.立即向当地政府报告，协助当地政府作好井口500m范围内居民的疏散工作，同时通报普光分公司应急指挥中心办公室。

c.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。

d.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。

e.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）废水转运事故应急预案**

为防止环境污染，建设单位应制定废水转运事故应急预案。

①发生废水泄漏或者交通事故等导致废水外泄时，现场拉运工作人员和驾驶员在向主管部门报告的同时，应立即采取有效措施，切断废水与河流、农田等之间的泄漏途径，防止废水进入河流或者农田，阻止事态扩大。

②建设单位应立即组织人员赶赴现场指挥应急抢险，了解掌握事故动态，采取有效措施，组织实施抢救，防止事态扩大；严格保护事故现场，维护现场秩序，收集相关证据；及时将污染情况和应急工作情况上报。

③结合废水转运应急预案，建设单位定期组织进行应急预案演习和培训，提高废水罐车司机和拉运工作人员对突发环境事件的应急处置能力。

④发生事故后，应由当地专业环境监测队伍负责对事故现场进行环境监测，对事故性质、参数与后果进行评估。监测方案可参照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）制定。

**（2）试采过程风险应急预案**

根据前述环境风险事故分析，本次评价将针对本项目试采作业的特点，结合企业制定的应急预案，提出试采期环境风险事故应急预案编制要求，供企业及有关部门参考。

**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，采用先电话告之，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，巡回告之。

**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（考虑该工程距离居民房屋近的特点，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集气站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**

当项目天然气发生泄漏时，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。

**4）应急监测**

按照《中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司环境突发环境事故应急预案》要求开展应急监测。

**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。按照《中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司环境突发环境事故应急预案》要求执行应急培训与演练。

根据调查了解，本项目所在的普光气田自勘探开发以来未发生过井喷或废水、固废泄露导致周边河流、地下水与土壤污染的事故发生，因此本项目拟采取的环境风险防范措施有效可行。

## 分析结论

本工程地质条件、钻井深度、地层压力、天然气含量等综合试采条件在行业的试采井中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，与工程地层情况类似的相邻井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，仅表现为井漏，未出现井喷情况。废水、固废、油类物质等设置于罐内或池内，井场分区分级防渗，发生泄漏可能性低且有完善应急处置措施。项目发生风险事故的机率小，风险事故对人身安全、健康、环境的后果影响小，但是要尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，可将工程环境风险控制在可接受范围内，本项目环境风险可接受。

表6.7‑1 建设项目环境风险简单分析内容表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 建设项目名称 | 普光气田雷页1井组试验项目 | | | |
| 建设地点 | 宣汉县\*\*\* | | | |
| 地理坐标 | 经度 | 107.60971740°东 | 纬度 | 31.33034049°北 |
| 主要危险物质及分布 | 1、施工期：柴油、白油及废油，总量为56.085t，油罐暂存井场防渗区内，白油暂存于油桶区，废油及废含油抹布手套设置废油桶集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理；甲烷井喷失控泄漏量为2.78；储层改造阶段柴油约16t暂存于油罐区，盐酸折算后约4.5t临时存于罐车内。  2、试采期站内：甲烷设备在线量为0.29t；气田水暂存于放空分液罐和采出水罐内。  3、试采期外输管线甲烷在线量为0.19t。 | | | |
| 环境影响途径及危害后果 | 油类危害途径及危害后果为：柴油、白油在使用、储运过程中的风险主要来自于柴油罐、白油罐、自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故以及柴油、白油拉运至井场及外运过程中出现交通事故可能引起柴油、白油泄漏污染水体、土壤；  甲烷危害途径及危害后果为：当钻进气层后，遇到高压气流，因各种原因使井内压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故；其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气扩散中毒影响环境空气及破坏植被，天然气遇火燃烧爆炸造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。 | | | |
| 风险防范措施要求 | ①制定应急救援预案并定期演练；  ②配备完善的放空系统、安全截断系统、可燃气体报警系统；  ③按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计；  ④与站场周边的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力；  ⑤定期对站场设备及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生；  ⑥钻井期做好分区分级防渗，设置围堰，试采期对放空分液罐、采出水罐等进行地面硬化、防渗，做好防雨、防晒措施；修建围堰，防止油类泄漏进入周围环境。 | | | |

# 环境保护措施及其可行性论证

## 施工期环境保护措施及可行性分析

### 施工期生态环境保护措施及可行性分析

坚持尊重自然、顺应自然、保护自然的理念，采取自然的恢复措施或绿色修复工艺，避免生态保护措施自身的不利影响。

本工程建设过程中，将不可避免地对施工区的植被、动植物、景观和周围环境产生一定影响。这些影响是暂时性的，可通过采取自然或人工辅助措施的方法加以恢复，通过采取人工措施的方法提高占用地区植被覆盖率，使区域生态系统的结构和功能整体得到逐步改善，完全恢复，乃至更为高效。

#### 生态保护的宣传

建设单位在施工期需认真做好生态保护的宣传和监督工作，如印发宣传册、制作宣传栏、定期开展宣传活动等。绝不能超计划占用耕地、林地、草地及其他用地；施工过程中，注意加强对施工人员的管理和宣传教育，提高他们保护环境、保护野生动物的意识和觉悟，严令禁止偷猎和捕杀野生动物，禁止乱砍滥伐，做到文明施工。施工期间若遇到野生动物，应注意对其即刻采取适当的保护措施，必要时进行临时人工饲养或上报上级部门处理，不使其受到捕杀和伤害等在内的各种威胁。

#### 避让、减缓措施

（1）土地与植被保护措施

施工期间为充分的保护评价范围现有土地和植被，可采取如下保护措施：

①优先采用生态友好的工程建设技术、工艺及材料。

②根据施工总体平面布置，严格规范施工范围，确定施工用地范围，进行标桩划界，禁止施工人员进入非施工占地区，严禁任意越界破坏周围植被。

③做好环卫工作，废弃物应合理堆放，及时处置，禁止乱丢垃圾和废弃物，严禁场内污水进入外环沟，确保周边环境不被污染。

④在项目建设过程中，强化临时占地的及时复耕复垦，对可以恢复的临时占地及时进行植被恢复。

（2）水土流失的防治对策措施

①在施工过程中合理安排施工进度，施工尽量避开雨天和大风天；分段施工，减少风蚀导致的水土流失。

②严格按照有关项目施工规范进行施工，划定施工作业范围和路线，不得扩大施工作业范围，尽可能减少对土壤和植被的破坏以及由此引发的水土流失。

③在井场站场施工，设置一定围挡，减少施工过程中水土流失量；弃土场先挡后弃，表土堆场做好遮盖及围挡措施，用塑料薄膜或草席覆盖，同时设置挡土墙和排水沟，以防止雨水冲刷和风扬。

④施工中合理安排施项目顺序，分段施工，在先期施工完成后必须立即做好护坡、护脚、边沟、排水沟等防护项目及排水设施建设，做好坡面水保和植被恢复措施，对于坡面项目应及时采取临时防护措施或植物措施加以防护以减少水土流失。

⑤在降雨排水相对困难的区域，应加大边沟，将排水集中于边沟排除或蒸发，有条件的施工区域将降雨排水引至附近河道或排水渠中。

⑥妥善处理施工中产生的废弃物及清洗设备的废水及生活污水，严禁直接排入周边，对于施工过程中产生的不能利用的废弃土石不得将任意裸露弃置，做到随挖随填，以免遇强降雨引起严重的水土流失。

⑦在所有工作面完工后，应立即进行裸露区的植被恢复，包括开挖的坡面。恢复时根据其实际情况，因地制宜地对各类施工迹地进行绿化恢复，尽量减少项目区内的施工痕迹。施工迹地的绿化恢复过程中尽量采用当地树种、草种，最好是利用原自然植被的建群种进行恢复。建群种在整个植被中盖度最大，生物量最大，占有空间也最大，并在建造群落、改造环境以及物质与能量交换中作用最突出。具体可采取人工栽植幼苗的方式，遵循夹杂混合种植、密度适宜、杜绝纯林的原则。

（3）对陆生野生动物保护措施

①加强宣传野生动物保护法规，打击捕杀野生动物的行为

增强施工人员的保护意识，施工人员必须遵守《中华人民共和国野生动物保护法》，严禁捕猎保护动物，特别是重点保护野生动物。

②防止动物生境污染

人类活动的增加，会给环境污染带来新的隐患。从保护生态与环境的角度出发，建议本工程开工之前，尽量做好施工规划前期工作，做好工程完工后生态环境的恢复工作，以尽量减少植被破坏对动物栖息地的不利影响。

③杜绝夜间施工，以保证自然生态系统和野生动物栖息地的稳定。

④对野生动物具体保护方案

鸟类：①尽量减少施工对植被的破坏，保证施工后植被的恢复。②增强人们的环境保护意识，加强对重点保护野生动物的保护，严禁非法猎捕保护鸟类及对人类有益的鸟类。

兽类：保护好现有的植被，使兽类有一个稳定的栖息地。为将项目建设对兽类栖息地的影响减少到最低限度，应在所有可能的地区采用可能的方法恢复植被；对工程废物和施工人员的生活垃圾进行快速处理，尽量避免废物为鼠类等疫源性兽类提供生活环境，同时也可减少工程对动物栖息地的破坏。

（4）外来入侵植物防范措施

目前防止外来物种入侵的方法主要有植物检疫、人工方法防治、化学方法防治、生物防治等。结合工程特点，要求加大宣传力度，对外来物种的危害以及传播途径向施工人员进行宣传；对现有的外来种，利用工程施工的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，在临时占地的地方要及时绿化等。

在施工占地区或裸地绿化应采取相应的防范措施，在选择绿化树种和水土保持植物中不使用外来入侵植物，尽可能使用乡土树种。

#### 恢复和补偿措施

陆生植物恢复原则是优先使用原生表土和选用乡土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统。生态修复的目标主要包括：恢复植被和土壤，保证一定的植被覆盖度和土壤肥力；维持物种种类和组成，保护生物多样性；实现生物群落的恢复，提高生态系统的生产力和自我维持力；维持生境的连通性等。

（1）表土剥离及堆存

工程建设过程伴随着土石方开挖、回填活动，不可避免地对林地和草地造成破坏，毁坏地表植被、挖损和埋压土地、破坏地表土壤等，不仅降低了土壤抗蚀能力，加剧了评价区水土流失。根据区域环境的特点，需针对性地开展表土剥离和堆存，尽可能的减少水土流失。

①剥离区域

施工结束后需要复绿的区域都应列为表土剥离区域，但在实际设计中应根据具体情况分析确定，如根据施工区域土层厚度、肥沃程度及后续植物措施搭配等确定。

对于新增占地区，在开工前，应首先剥离表层土，将其暂时堆放在表土堆存场，用塑料薄膜或草席覆盖，以防止雨水冲刷和风扬，作为项目完工后覆土造地或绿化的回填表土之用。

②剥离厚度

根据现场调查，剥离区表层土的厚度平均为20cm，厚的可达30cm，但在具体的设计中应根据剥离区域土壤耕植层厚度及后期复绿所需回填量来确定剥离厚度。由于区域内表土厚度存在差异，对土层深厚、肥沃的地方可适当深剥，对土层较薄、肥力不高的地方可适当浅剥，在总量控制（用多少剥多少）的前提下应尽量将剥离区域内最肥沃的部分土壤剥离出来。

占地区的草地表土厚度一般在30cm以内，表土剥离中应控制剥离厚度，剥离厚度过大，否则给保存带来不便，下部生土如混进表土，致使土地生产力下降。

③保存及保护

a）表土临时堆存应尽量占用场内空闲地，如场内无适合堆处则应另行征地，表土保存过程中应设有临时防护措施。

b）根据剥离量和堆放条件，先用塑料彩条布或薄膜覆盖即可，四周用编制土袋临时挡护，编织袋外0.5m～1.0m处设临时排水沟，堆积形成后可利用铲车或推土机对顶部和边坡稍作压实，顶部应向外侧做成一定坡度，便于排水。

c）如保存期较长，超过1个生长季，可撒播草籽临时绿化，草种应该选择有培肥地力的（豆科）牧草。如堆放在渣场，一般应集中堆放在渣场下游或者两侧地势平缓处，避开低洼及水流汇集处。

④回填利用

a）为提高草皮成活率，植草皮前应先覆土，覆土应控制厚度，一般为3cm～5cm，覆土时应适当压实，增加与边坡粘合力，避免剥落或因含水量增加与草皮一起顺坡向下滑移，如采用框格植草护坡，也应在框格内覆土。

b）表土回填及整地过程中应地面与周边地形相协调，应避免出现中间低四周高，以避免雨天造成洼地积水。

c）临时占地利用完毕后应先铲除地表泥结石层，然后回填表土进行全面整地，全面整地后地面高度应与周边相一致，以利于复绿。

（2）恢复措施与技术

①植被恢复措施与技术

a）对因施工期间破坏的草地植被和生境、临时占用的草地植被及各种施工迹地，工程结束后应该尽量通过实施生态恢复措施使其逐步得到恢复。

b）在植被恢复或其他生态恢复活动中，应该依照适地适树、原生性、特有性、实用性的基本科学原则，种植当地生态系统中原有的重要的各种植物种类，乔、灌、草植物有机搭配。

c）在采集种子或繁殖体时，要根据不同树种和植物，注意选择具有生长正常、健壮、结实率高等优良性状的种源。

d）不能营造单一树种的单优群落，要营造为混交林，以最大限度保证群落丰富及生物多样性。

e）尽量利用自然更新的方式恢复植被，并且注意恢复过程中的环境保护，同时加强管护，要通过围栏等措施防止人、畜破坏。

②植物资源恢复措施及技术

a）对各施工区发现的重要植物要认真清查登记、备案。以便在今后植物资源的恢复中作为选择植物种类的依据。

b）种植原生种，杜绝外来种。在植被恢复或其他生态恢复活动中，避免外来种可能对当地的生态系统造成无可挽回的破坏。

c）多种植当地的特有植物。

d）注意采种时间、种源选择，以及造林时间。造林时，严格执行苗木检验，做好苗木保护，提高造林质量，保证成活率。加强抚育管理和管护，使植被尽快恢复。

e）植物种类选择

在进行植被恢复时，根据适地适树、原生性、特有性、观赏性等原则，应该采用有生态价值或经济价值的当地特有的原生植物，尤其是那些被项目建设破坏的重要物种。第一，可以恢复和增加当地植物多样性；第二，可以使植被恢复和绿化具有地方特色；第三，就地取材，可以降低绿化成本；第四，选择有一定经济价值的原生种类，可以增加一定的经济收入。

（3）资金保障

设立生态补偿专项经费，将野生动植物的保护和监测费用、工程地形地貌恢复费用纳入生态补偿费，确保生态恢复资金足额到位。

（4）项目占地恢复及复垦要求

施工期占地内容为井场及边坡，进场道路，放喷池，放喷管线及施工便道，集输管线，表土堆场，生活营地占地，占地主要以新建井场及管线临时占地为主，占地类型以旱地植被和乔木林地为主。

项目退役后，在相关设施拆除后，需在占地区进行植被复绿，复绿采用乔、灌、草植物有机搭配方式，择具有生长正常、健壮、结实率高等优良性状的种源，树种主要采用本地青冈、麻栎、栓皮栎、马尾松为主的乔木树种，结合马桑、黄荆、火棘、荚蒾、芒、白茅、芒萁等相关灌草丛，严控外来物种的入侵，对复绿植被做好生态监测，加强管护，保证成效，使植被尽快恢复。

#### 基本农田复垦

本项目严格缴纳复垦保证金，根据《土地复垦条例实施办法》有关规定办理土地复垦费用预存手续。并及时编制土地复垦方案，复垦方案需要求基本农田在用地手续到期后及时开展复垦，并要求恢复至不低于现有土壤环境质量现状。

#### 临时用地复垦

项目开工建设前需编制临时用地土地复垦方案报告书，并按照复垦方案报告书要求及时开展复垦，主要复垦流程如下：

（1）表土剥离工程

主体工程开始前一个月，根据项目区各临时用地地块实地勘测和土壤剖面观察，对项目范围内除表土堆放区的区域进行表土剥离，对水田剥离30cm，旱地剥离40cm，林地剥离30cm，其他地类表土达不到复耕表土要求，剥离意义不大，不进行剥离。将剥离的表土有序堆放至表土堆放区，对于放喷池表土层下层进行挖方，将挖方产生的土块、碎石有序堆放至表土堆放区，与剥离的表土进行分层堆放。最后要对表土堆放区撒播草籽和无纺布遮盖，并挖边沟以防止水土和土壤肥力流失。

（2）拆除工程

工程建设完成后拆除无后续开发利用计划的场地内的建筑和构筑物，利用拆除的废渣填充放喷池及清水池的深挖坑（若放喷池及清水池有后续开发计划则保留并按要求办理临时用地续征手续）；拆除后对场地废弃物进行清理，清理厚度取10cm。

（3）土壤重构工程

工程建设完成后，先将表土堆放区内由放喷池表土层下层挖方而产生的土块、碎石回填至放喷池及清水池，再将表土堆放区的耕作土回填，表土堆放区复垦为旱地，其土壤耕作层厚度达到旱地耕作要求的最小土壤厚度时，项目区未回填的地块不用表土堆放区的表土进行回填，用外买表土回填。回填厚度设计为：复垦永久基本农田区域的水田回填60cm，旱地回填50cm；一般耕地的区域旱地回填40cm，林地回填30cm。

耕作层土壤覆土后采用平地机和人工平地相结合的方式进行土地平整，修建田埂并进行深翻和土壤改良。复垦区由于机械和人工作业的缘故，土壤一般比较紧实，可采用耙、深松翻等措施，调高土壤空隙度，改良土壤结构。项目区内土地面积比较小，复垦单元之间有一定距离和坡度等差异，所以设计多个地块，分别通过清理、平整、覆土等工程措施，平整翻耕，并填平补齐地面，保证地面复垦为水田的土地坡度小于15°，旱地的土地坡度小于25°，将拟损毁的土地复垦为可供农业利用的土地。

#### 生态景观影响减缓措施

本项目在施工期采取如下生态景观减缓措施。

（1）对施工弃土进行严格管理，做到随挖随填；

（2）进一步做好环卫工作，废弃物应合理堆放，及时处置，禁止乱丢垃圾和废弃物，严禁场内污水进入外环沟，确保周边环境不被污染；

（3）施工人员应严格按照设计路线和场地范围活动，减少对道路和井场周围植被的破坏；

（4）建议合理安排项目施工时间，尽量选择项目所在地处于荒芜期间（冬季）进行施工，大大减少对植被破坏，降低项目对生态景观的影响；

（5）在项目建设过程中，对可以恢复的临时占地及时恢复，项目完成后应及时和规划部门和当地居民或村委会协商临时用地恢复使用恢复要求，及时对项目临时占地进行恢复，力求提高当地生态景观观感。

#### 永久基本农田、公益林保护方案

在项目建设中应当尽可能减少对土地、林地的占用，严格在征地红线范围内施工，最大限度节约土地资源。

项目管线施工前，建设单位应针对管线占用公益林，制定相关保护方案，具体要求如下：①优化施工方案，严格控制施工作业面，必须避免超挖破坏周边天然林、公益林植被。②严格按照施工方案要求将弃土、弃渣等运往指定场地，禁止在非施工区任何位置随意堆放。③施工过程中，施工单位应加强防火知识宣传教育，增强员工和附近居民的防火意识，杜绝火灾的发生。④应按照《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）、《四川省林地保护管理办法》（川林发〔2010〕33号）相关林地审批手续办理使用林地审批手续并获得相应批文后方可实质性施工，严禁违法使用公益林地。

项目施工前，建设单位应针对占用永久基本农田，制定相关保护方案，具体要求如下：①优化施工方案，严格控制施工作业面，必须避免超挖破坏周边永久基本农田。②严格按照施工方案要求将弃土、弃渣等运往指定场地，禁止在非施工区任何位置随意堆放。③在施工结束后，对开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。④本项目严格缴纳复垦保证金，根据《土地复垦条例实施办法》有关规定办理土地复垦费用预存手续。并及时编制土地复垦方案，复垦方案需要求基本农田在用地手续到期后及时开展复垦，并要求恢复至不低于现有土壤环境质量现状。

#### 水土流失预防措施

根据《中华人民共和国长江保护法》（2021年3月1日实施）第六十一条：

①长江流域水土流失重点预防区和重点治理区的县级以上地方人民政府应当采取措施，防治水土流失。生态保护红线范围内的水土流失地块，以自然恢复为主，按照规定有计划地实施退耕还林还草还湿；划入自然保护地核心保护区的永久基本农田，依法有序退出并予以补划。

②禁止在长江流域水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续。

③长江流域县级以上地方人民政府应当对石漠化的土地因地制宜采取综合治理措施，修复生态系统，防止土地石漠化蔓延。

本项目位于长江流域水土流失重点治理区，本项目未位于生态红线范围内，本项目新增用地面积小，本项目为天然气钻井与试采项目，且将依法办理审批手续。本项目所在地植被茂盛，周边树林分布广泛，水土流失现象不明显，不涉及石漠化等。综上所述，本项目与《中华人民共和国长江保护法》相符。

本项目在施工期拟采取如下水保措施：

（1）在施工过程中合理安排施工进度，施工尽量避开雨天和大风天；分段施工，未留疏松地面，减少风蚀导致的水土流失。

（2）划定施工作业范围和路线，不得扩大施工作业范围，尽可能减少对土壤和农作物的破坏以及由此引发的水土流失。

（3）在施工中破坏植被的地段，施工结束后，必须及时进行植被恢复工作，减轻水土流失。

（4）在井场站场施工，设置一定围挡，减少施工过程中水土流失量。

（5）加强对水土流失的综合治理，严格按照水土保持方案做好水土保持工作。

（6）在施工过程中及时将土石方回填、夯实，避免长时间堆放，同时尽量减少堆放坡度；

（7）表土堆场采用编织袋装土压边作为临时拦挡。在表土堆场底端截排水沟交汇处设置临时沉沙池，场地内的雨水汇集后经沉沙池沉淀后排放。

（8）挖方在边坡未修整前，如遇中到大雨或暴雨，应立即用花胶布覆盖边坡，以免被雨水浸泡和冲刷。开挖的土方在未进行填实和进行地表恢复前，在遇大风或大雨，应用篷布遮盖，以减少水蚀和风蚀量。

（9）工程场地建设时，严格控制施工区域，严禁超挖。

（10）在施工时应特别注意边坡坡度，边坡坡度应严格符合设计边坡坡度的要求，不得使挖方边坡陡于设计边坡坡度，否则边坡既不稳定，又增加了挖方量，容易造成余土。

（11）道路工程用条石护基，并修建排水沟，路面采用碎石铺垫，防止雨水冲刷。井场周围设置挡土、水墙，井场内设施基础采用水泥砼，其余地面均为碎石铺垫。井场内外设置排水、截水沟，减少雨水对施工场地冲刷，排水沟两侧及沟底均为水泥砂浆抹面。

以上生态保护措施为川东北地区钻采工程常见措施，成熟可靠，能有效降低项目建设对区域生态环境的影响。

### 施工期大气污染防治措施及可行性分析

1、钻前工程

针对钻前工程产生的施工扬尘，施工单位拟采取硬化进出口、冲洗、洒水等措施控制扬尘。对露天堆放河沙、石粉、水泥、灰浆、灰膏等易扬撒的物料予以覆盖，对开挖施工作业面（点）洒水降尘，临时表土堆场洒水、覆盖降尘，密闭运输渣土、砂石等易撒漏扬散物质；针对施工机械废气，施工单位拟采取选用尾气排放达标机械车辆，加强保养维护等措施来减少废气的排放量。

由于钻前工程施工工时不长，施工人员不多，不会对当地环境空气造成明显不利影响，对周围环境影响是可接受的，且上述措施为施工扬尘抑制及减少施工机械废气产生所采取的常用措施，能够有效减少钻前施工阶段的废气影响，措施可行。

2、钻井工程

**（1）备用柴油发电机废气减缓措施**

钻井过程中备用柴油机燃油废气，可以通过采用节能环保型柴油动力系统设备（自带消烟除尘装置），并适当提高排气筒高度（6m以上），减少污染物排放量与大气环境影响，其影响为临时性，将随网电的正常使用和钻井工程的结束而消除，污染减缓措施可行。

**（2）无组织挥发性废气减缓措施**

本项目为天然气钻井及试采工程，因此，除燃油机械使用过程中产生的少量无组织挥发性有机物排放外，还有少量钻井施工过程中无组织排放源。因此，本项目无组织挥发性有机物排放量小，通过自然扩散可有效降低其影响，污染减缓措施可行。

**（3）事故放喷废气减缓措施**

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件。事故放喷主产物是不含硫天然气燃烧后产生的CO2。事故放喷时间持续较短，且通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，事故放喷时间短，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响。该措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，措施有效可行。

3、储层改造工程废气减缓措施

**（1）压裂作业废气减缓措施**

为减缓压裂期间机械、车辆尾气造成的环境空气污染，施工单位应定期对运输车辆进行维护和保养，尽量使用清洁燃料，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，能有效减少尾气中污染物排放，污染减缓措施可行。

**（2）完井测试废气减缓措施**

本项目测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，放喷管口高为1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池及挡墙减少辐射影响。正对燃烧筒的墙高5.3m，下部厚0.5m，上部墙厚0.24m，两侧墙高4.3m，厚0.5m；内层均采用耐火砖修建。放喷池地势较为空旷，并清除周边25m范围内的杂草、杂树，放喷池内储存约1.0m深的清水，有利于燃烧废气的扩散和减少热辐射污染。本项目气井为不含硫化氢天然气井，其燃烧主要产物为CO2、水蒸气、NOx、颗粒物等。针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，同时应对测试放喷时周边居民进行临时疏散。除了必要的放喷测试放空外，建议建设单位采取先建内外部集输管网的方式及时将井下天然气接管外输，减少天然气放空量。该措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，措施有效可行。

4、油气集输工程

油气集输工程在进行试采井站和外输管线建设时产生的废气主要为施工扬尘及施工机械和运输车辆尾气，其污染特性与处置方式与钻前工程类似，主要通过定期洒水抑尘及选用尾气排放达标机械车辆，加强保养维护等减少废气影响，该措施能够满足项目废气处置要求。少量焊接烟尘采用自带焊烟净化器处理后排放，防腐废气自然扩散，措施可行。

综上所述，本项目施工期各类废气处置措施在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。本项目周边中石化川东北地区钻采工程采用相同废气处理措施，到目前为止，中原油田普光分公司未收到废气污染的环保投诉。因此，本项目施工期废气治理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

### 施工期废水污染防治措施及可行性分析

1、钻前工程

钻前工程废水由施工废水和生活污水两部分组成。

（1）施工废水经沉淀处理后循环使用，不外排。

（2）生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，钻前工程人员生活污水依托周边农户已建设施处理。

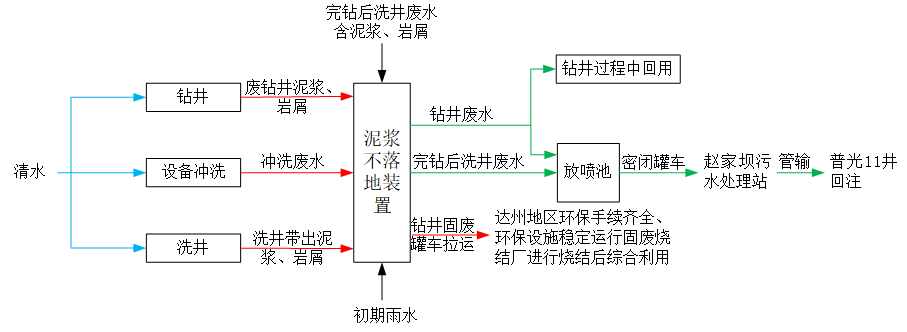
上述措施为钻前施工阶段常用的废水处理措施，能够有效处置钻前施工阶段产生的生活污水和施工废水，做到现场无生活污水排放，不会对井场周边地表水产生影响，措施可行。

2、钻井工程

（1）治理措施

1）钻井废水

钻井泥浆大多数回用于项目本身，先经固控设备固液分离后，合格泥浆直接进入泥浆循环罐回用，不合格泥浆和设备冲洗废水、洗井废水等经泥浆不落地处理后的钻井废水约90%回用于钻井过程，约10%暂存于泥浆不落地装置内，定期用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排；固体为钻井固废用密闭罐车及时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。项目钻井期间钻井废水、洗井废水回收及处置措施工艺流程如下。



罐装

普光3井回注

赵家坝污水处理站

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

图7.1‑1 项目钻井废水与洗井废水回收利用工艺流程图

2）生活污水

钻井期间生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。

3）初期雨水

本项目采用清污分流，井场四周设置排水沟，并设置集水坑，初期雨水收集进入泥浆不落地装置区与钻井废水合并处理，后期雨水依靠井站设置的地面坡度和内外环沟的阀门控制，就地散排至排水沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至泥浆不落地装置区或放喷池。

泥浆不落地装置和放喷池均比地面高且有遮雨篷遮盖，可防止周边雨水汇入；井场周围设置雨水沟，井场周边雨水均不会进入井场内，井场内的雨水则顺着地势而排入四周的雨水沟；泥浆不落地装置上方配备了防雨棚，这样可避免因雨水进入泥浆不落地装置而增加废水量。

由于项目拟建地周围有冲沟与河流，为了进一步做好对附近河流的保护工作，建议建设单位做好以下应急环保工作：

①在钻井过程中应加强废水管理，尤其雨季时加强监管内外排水沟，确保污水不流出井场。

②在做好泥浆不落地装置区水罐和放喷池的清运工作同时，对集水坑进行及时清掏，做好防渗。

③废水在拉运过程中经过河渠与冲沟附近时，应减缓车速，平稳通过。

④本次环评要求构建的地表水“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐、池定期检查，确认罐、池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄露的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄漏废水散排进入井场其他区域；

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地系统废水罐或放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、放喷池等常空，有足够容积。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持放喷池常空，有足够容积，在沙包、装土编织袋等拦截措施失效时，通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区废水罐、污水池、放喷池并及时处理转运。

（2）治理措施可行性分析

1）污水收集处理设施可行性分析

钻井过程中废水由泥浆不落地装置收集，泥浆不落地装置内放置有现场配备40m3废水罐4个（位于清洁化操作平台废水处理区，分为1个隔油罐、2个沉淀罐、1个回用罐），本项目废水临时存放能力达到460m3（4个废水罐共计160m3，1个放喷池300m3）。本项目钻井期间污水经固控设备固液分离后，钻井废水\*\*\*m3，井站设立污水定期拉运机制，通过定期拉运，能使现场废水最大存量保持在始终低于460m3的水平，井场的泥浆不落地装置与放喷池的容量能满足井场整个钻井期的生产需求。

经固控设备固液分离后洗井废水产生量最大为200m3，洗井废水边处理边拉运回用，井场的泥浆不落地装置与污水池的容量能满足井场洗井期的生产需求。

为防止在暴雨或连续降雨等极端天气条件下发生废水泄露，对初期雨水进行收集，本项目“不落地”处理装置与放喷池有效容积达到460m3，能满足本项目应对暴雨或连续降雨等极端天气条件下初期雨水的收集需要（初期雨水量202.1m3），杜绝废水外溢污染事故。

钻井期生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理，钻井期生态厕所能满足50人如厕需求，本项目钻井期最多人员为45人，且加强管理，定期拉运后，生态厕所满足使用需求。

2）泥浆不落地工艺可行性分析

随钻泥浆不落地能做到泥浆、岩屑“不落地”，对钻井过程中产生的污染物实行随钻处理，增大了废水利用率，同时降低道路运输风险。随钻处理污染物技术成熟、可靠，资源化处置得到的泥饼体积减小，固化后泥饼含水率约60%，运输方便，分离出液体大部分能回用钻井作业，在减少废物排放的同时节约了成本。尤为重要的是项目对污染物实现了综合利用，符合当前环保管理减量化、无害化、资源化的要求，属“三废”综合利用及治理工程，泥浆不落地工艺的实施，将大大提高废水回用率和降低固废产生量，降低环保风险，确保中原油田普光分公司清洁生产、绿色开发和可持续发展。根据川东北地区配套的泥浆不落地系统处理经验，系统内正常运行设置40m3废水罐4个，20m3岩屑固化罐4个，3m3岩屑收集罐8个，化学品存放区1处和1套固废处理设备就能满足川东北地区单井泥浆不落地处理能力要求。本项目按照上述进行了设置，同时本项目仅有1口钻井，故泥浆不落地装置处理能力满足本项目需求。因此，本项目采用随钻泥浆不落地工艺是可行的。

3）钻井废水回用可行性分析

经泥浆不落地处理后的钻井废水水质简单，悬浮物和油含量低，将钻井废水经简单预处理即符合配置钻井液的要求。将钻井废水重复使用，已经属成熟工艺，在钻井施工中广泛使用。因此将钻井废水重复配置钻井液是可行的。可以满足钻井作业废水的处置需求，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中“在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用”的要求，属清洁生产措施，已在钻井工程中得到广泛采用，技术较成熟，该措施技术有效、可行。

4）剩余钻井废水转运预处理和回注可行性分析

不可回用钻井废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。

①赵家坝污水处理站

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内，属于普光主体工程，赵家坝污水处理站设计处理能力800m3/d，目前实际处理污水量为350m3/d，处理后的污水进入普光3井回注，污水处理系统采用“气浮+絮凝沉降+压力接收（沉降）+双滤料过滤”工艺，出水水质能够满足《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）表1中标准。

赵家坝污水处理站目前剩余处理能力为450m3/d，本项目施工期未能回用的作业废水施工期日运输量不超过50m3/d，在赵家坝污水处理站处理本项目废水期间，中石化普光气田和赵家坝污水处理站加强沟通，同时运输过来的废水处理量根据赵家坝污水处理站实际剩余处理能力整体调配，预计控制在400m3/d左右，能确保本项目施工期和试采期废水得到有效收集处置，故赵家坝污水处理站完全有能力处理本项目产生的废水。

②普光3井回注站

本项目经赵家坝污水处理站处理后的作业废水经处理达标后均通过普光3井回注地层。普光3井回注站位于达州市宣汉县黄金镇斑竹村3组，该井站回注层位为飞仙关组飞一段~飞二段、飞二段~飞三段，注水深度为5423.6m~5476.0m，回注储集空间191×104m3，注水压力约为35MPa，污水回注设计规模为300m3/d，目前回注量为90~130m3/d，剩余回注能力170~210m3/d，已回注总量为90.33×104m3，剩余100.67×104m3。本项目施工期未能回用的作业废水施工期日运输量不超过50m3/d，本项目废水和其他项目废水在赵家坝污水处理站后，根据普光3井回注站实际剩余回注能力进行整体调配，其他项目废水进入普光3井回注站回注的废水预计控制在120m3/d左右，因此本项目废水能进入普光3井回注站回注，确保本项目废水最终得到有效处置。

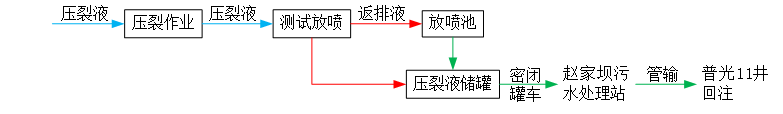
赵家坝污水处理站运行多年，工艺成熟稳定，水质能长期稳定达标，满足作业废水预处理要求；普光3井已稳定运行多年，地下空间结构稳定，运行期间未检测到地下空间发生结构变化，剩余总回注量远大于本项目试采废水产生量，剩余储集空间较大，满足回注要求。

3、储层改造工程

（1）治理措施

1）压裂返排液及洗井废水

完井阶段产生的洗井废水与压裂返排液（放喷时）由放喷管排入压裂液储罐或放喷池，在返排期间可控制返排速率，若放喷池（300m3）、压裂液罐（1600m3）无多余容积或周边井场暂时无法回用、赵家坝污水处理站暂时无法接收处理时可临时转运至周边中石化场站设置的防渗完好、环保满足要求的储罐或水池暂存，或暂停压裂、返排等，待放喷池、压裂液罐中压裂返排液转运回用或回注后有足够容积空间后方可继续压裂、返排，因此在压裂返排期间在控制好压裂、返排作业，充分利用周边储存设施的条件下，本项目设置放喷池、压裂液罐可满足暂存要求。放喷池中压裂返排液全部通过泵抽入至压裂液储罐，大部分区块内回用于压裂液配置，多余废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。



普光3井回注站

赵家坝污水处理站

完井作业

优先回用于其他井场压裂液配置

图7.1‑2 项目压裂返排液、洗井废水回收利用工艺流程图

2）生活污水

储层改造期间钻施工人员生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。该措施做到现场无生活污水产生和排放，不会对井场周边地表水产生影响，措施可行。

（2）治理措施可行性分析

1）污水收集处理设施可行性分析

经固控设备固液分离后洗井废水产生量最大为200m3，井场的泥浆不落地装置与放喷池的容量能满足井场洗井期的生产需求。

完井测试分段压裂产生的加砂压裂返排液大部分进入压裂液储罐，少量进入放喷池，进入放喷池内的返排液全部泵入压裂液储罐。压裂返排液产生时及时拉运出井场，现场需要暂存的压裂返排液量相对较小，压裂液返排前期可由已空置的压裂液储罐进行收集储存，由于地层吸收损耗及放喷蒸发，返排液量远小于入井液量，压裂液罐总容积大于压裂返排液返排量，满足储存要求。项目在井场周围设置了放喷池1座，放喷池容积为300m3，由于放喷池主要起接收中转压裂返排液作用，压裂返排液暂存在空置的压裂液储罐，因此只要及时对放喷池废水及时抽吸至压裂液储罐，井场的放喷池的容量就能满足井场整个压裂期的生产需求。放喷池底部及四周铺设复合防水卷材（聚乙烯丙纶复合卷材）作防渗漏处理，防水卷材搭接长度不小于150mm，阴角处做处理，防止卷材折断。

储层改造期生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理，项目钻井期已建设的生态厕所能满足50人如厕需求，本项目储层改造期最多人员为40人，且加强管理，定期拉运后，生态厕所满足使用需求。

2）洗井废水、压裂返排液回用可行性分析

用于配置压裂液的液体经去除杂质、添加药剂等简单处理后即可重复使用，项目产生的经固液分离后的洗井废水和压返液水质简单，悬浮物和油含量低，在配置压裂液前经简单预处理即符合压裂液配置要求。将洗井废水和压返液重复配置压裂液，已经属成熟工艺，在压裂施工中广泛使用。因此将洗井废水和压返液重复配置压裂液是可行的。

压裂返排液使用指标及回用要求如下：降阻水：固相含量≤1000mg/L、氯根含量≤50000mg/L、铁细菌TGB≤2.5×104个/mg、腐生菌≤2.5×104个/mg，瓜胶压裂返排液除上述指标外，增加以钙离子计算的总硬度≤800mg/L。本项目洗井废水和压裂返排液中固相含量＜500mg/L、氯根含量≤4000mg/L、总硬度≤800mg/L，铁细菌TGB和腐生菌含量也符合要求，因此将洗井废水和压返液重复配置压裂液是可行的。同时根据统计，同一口井可回用废水产生量远小于单井需要配置压裂返排液新水使用量，因此洗井废水量能全部用于区域内压裂液配置。将洗井废水和单井废弃的压返液返排液重复配置压裂液，用于重复压裂，可以满足钻井作业废水的处置需求，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中“在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用”的要求，属清洁生产措施，已在钻井工程中得到广泛采用，技术较成熟，该措施技术有效、可行。

3）洗井废水、压裂返排液转运预处理和回注可行性分析

若周边无用水需求的井场时，则项目产生的洗井废水、压裂返排液将用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排。洗井废水量约200m3，根据前文分析，赵家坝污水处理站目前剩余处理能力为450m3/d，在赵家坝污水处理站处理本项目废水期间，中石化普光气田和赵家坝污水处理站加强沟通，同时运输过来的废水处理量根据赵家坝污水处理站实际剩余处理能力整体调配，预计控制在400m3/d左右，仍有富裕能力50m3/d，仅需2天就能处理本项目洗井废水，因此赵家坝污水处理站完全满足洗井废水的处理要求。普光3井回注站剩余回注能力170~210m3/d，剩余100.67×104m3，本项目废水和其他项目废水在赵家坝污水处理站后，根据普光3井回注站实际剩余回注能力进行整体调配，其他项目废水进入普光3井回注站回注的废水预计控制在120m3/d左右，仍有富裕能力20~90m3/d，仅需最多5天就能处理本项目洗井废水，因此普光3井回注站完全满足洗井废水的处理要求。在处理洗井废水期间其他项目需要到赵家坝污水处理站处理的废水量根据赵家坝污水处理站实际剩余处理能力整体调配，同时赵家坝污水处理站管输至普光3井回注站的废水量接受普光3井回注站的调配，由于洗井废水产生量小且能在泥浆不落地装置内水罐暂存，因此赵家坝污水处理站和普光3井回注站接收处理能力满足洗井废水的处理要求。

本项目总的压裂返排液量约59778m3，大部分回用于其他井压裂，最大约5977.8m3（10%）需要依托赵家坝污水处理站和普光3井回注站处理。在返排期间可控制返排速率，若放喷池（300m3）、压裂液罐（1600m3）无多余容积或周边井场暂时无法回用、赵家坝污水处理站暂时无法接收处理时可临时转运至周边中石化场站设置的防渗完好、环保满足要求的储罐或水池暂存，或暂停返排等，待放喷池、压裂液罐中压裂返排液转运回用或回注后可继续返排，因此在压裂返排期间放喷池、压裂液罐可满足暂存要求。压裂返排液每天返排液量控制在1600m3以内，大部分回用于其他井压裂，每天最大160m3（10%）依托赵家坝污水处理站和普光3井回注站处理，根据前文分析，在本项目废水依托赵家坝污水处理站和普光3井回注站处理期间，赵家坝污水处理站仍有富裕能力50m3/d，仅需3.2天就能处理本项目压裂返排液，普光3井回注站仍有富裕能力20~90m3/d，最多8天就能处理本项目压裂返排液，可见赵家坝污水处理站和普光3井回注站接收处理能力满足施工期压裂返排液处理要求。同时压裂返排液转运至赵家坝污水处理站的水量接受赵家坝污水处理站统一调配，赵家坝污水处理站处理后管输至普光3井回注站的废水量接受普光3井回注站的调配，由于压裂返排液返排可控，井场有足够的暂存能力，因此只要加强废水的统一管理和调配，赵家坝污水处理站和普光3井回注站接收处理能力满足施工期压裂返排液处理要求。

赵家坝污水处理站运行多年，工艺成熟稳定，水质能长期稳定达标，满足作业废水预处理要求；普光3井已稳定运行多年，地下空间结构稳定，运行期间未检测到地下空间发生结构变化，剩余总回注量远大于本项目试采废水产生量，剩余储集空间较大，满足回注要求。

4、油气集输工程

油气集输工程在进行试采井站和外输管线建设时产生的废水主要为施工人员产生的生活污水，施工期间生活污水产生量小，施工人员生活污水依托周边农户已建设施处理。该措施能够有效处置油气集输工程施工阶段产生的生活污水，做到现场无生活污水产生和排放，不会对井场周边地表水产生影响，措施可行。

综上所述，本项目施工期各类废水处置措施在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。项目附近的中石化川东北地区钻采工程采用相同污水处理措施，到目前为止，中原油田普光分公司未收到钻井废水、洗井废水、压裂返排液等乱排乱放的环保投诉。因此，本项目施工期废水治理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

### 地下水防治措施及可行性分析

1、钻井工艺选择

项目钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺。本项目钻井方式选用水基钻井液体系，采用清水钻井液（\*\*\*钻井液）钻进，在设计表层先下导管封隔浅层含水层，导管段采用清水钻井液（\*\*\*钻井液）钻进，以避免重点关注的表层含水层受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染；一开采用聚合物钻井液体系，二开采用\*\*\*钻井液体系，三开采用油基钻井，同时采用套管和水泥固井防止地下水污染，并在设计中做好及时堵漏准备，水基钻井液难以返回地面污染浅层含水层，能有效防止泥浆流失进入地下水。上述工艺广泛应用于川渝地区气田开发，能有效保护井下地质环境，能进一步减少对浅层地下水环境的影响。

2、钻井过程其他防护措施

（1）项目在施工建设前，应充分研究地质设计资料和钻井设计资料等，进行充分的地下水水文地质勘察工作，在了解项目所在地地下水分布、埋藏深度及岩溶发育等基本情况并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等。在钻井、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等。

（2）每开钻井结束后的固井作业可有效封隔底层和套管之间的环空，防止污染地下水。固井作业应提高固井质量，有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。每开钻井结束后下套管并在套管及地层间注入水泥浆进行固井，待固井质量达标后，再进行下一开钻井作业。

（3）加强钻井的完整性管理，确保固井质量。本项目完井作业采用酸化压裂作业的方式进行，在压裂作业前对固井质量等进行有效评估，并在压裂过程数值模拟期间要评估压裂液运移到含水层特别是水井的可能性；

（4）项目井场建设时设置了雨污分流系统，实现了钻井废水和雨水的有效分流，可有效降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水风险。

（5）项目实施过程中，应定期检查各防渗基础是否出现裂缝、防渗膜是否完好，并及时对出现破损的部位进行修复。

（6）平衡操作，避免因压力剂动和开泵过猛使泥浆憋入地层。

（7）钻井过程中密切注意钻井液的漏失情况，一旦出现漏失，立即采取堵漏措施，减少漏失量，防止钻井液的漏失污染地下水。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类，建议采用水泥堵漏。

（8）废油及废含油抹布手套采用符合《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）和《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的废油桶暂存，并置于泥浆不落地装置区，做好防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施。

（9）钻井过程中及时对钻井废水、压裂返排液、泥浆岩屑等进行及时转运处理，尽量缩短在现场放置时间。建议泥浆循环系统、固控系统、放喷池等均设置临时雨棚，采取各种措施防止废水外溢。

3、清污分流

本项目在井场施工中使用清污分流设计，其具体做法是井场设置内外环沟，将其生产装置运行中产生的废水进行集中收集、排放在泥浆不落地装置区和放喷池中，井场内设置内环沟，配建集污坑，井场外设置外环沟，并设置集水坑，初期雨水经内环沟收集后与钻井废水合并处理，后期雨水依靠井站设置的地面坡度和内外环沟的阀门控制，就地散排至外环沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至泥浆不落地装置、放喷池，可以有效降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢的危险；另一方面，针对高危的柴油储油罐、泥浆循环系统、泥浆不落地装置区等，在罐体下方修建收集区，设置围堰，收集区该做好防渗处理，以防止意外情况下，柴油、泥浆等泄漏造成地下水、土壤污染。

4、分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的建议，本工程充分参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求，实施地下水污染防渗措施。本项目以水平防渗为主，项目所在地岩（土）层单层厚度Mb大于1.0m，渗透系数1×10-6cm/s＜K≤1×10-4cm/s，且分布连续、稳定，故天然包气带防污性能为中，项目可能泄露的废水中含有部分钻井液中使用的增粘剂等持久性有机污染物。场地内场地内方井、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域（含油桶堆放区）、危险废物暂存场所、泥浆储备罐区、循环罐区、柴油罐区、放喷池等采取重点防渗措施；井架基础、发电机房、钻井固废暂存区、气源房、材料棚、雨、污分流区域以及厕所等区域采取一般防渗措施；其他区域等采取简单防渗措施。

本项目分区防渗布设情况及防渗系数要求见表7.1‑1所示。

表7.1‑1 分区防渗布设情况及防渗技术要求表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **名称** | **防渗区域及部位** | **防渗分区** | **防渗技术要求** | **采取的防渗措施** |
| 放喷池 | 放喷池的池底及池壁 | 重点防渗分区/部位 | 等效黏土防渗层Mb≥6.0m，防渗系数1.0×10-7cm/s，或参照GB18598执行 | 混凝土+2mm厚高密度聚乙烯膜处理或防渗系数达到1.0×10-10cm/s的防渗材料 |
| 方井 | 方井池壁和池底 |
| 油罐区、油桶堆放区 | 油罐区的池底及围堰、油桶区域及围堰 |
| 泥浆循环系统 | 重浆罐的池底、池壁围堰及泥浆泵基础 |
| 泥浆不落地系统 | 整体基础 |
| 循环罐、储备罐 | 循环罐、储备罐的池底及围堰 |
| 危险废物暂存场所（若使用油基钻井液时设置） | 底部及四周 | 按GB18597执行 | 混凝土+2mm厚高密度聚乙烯膜处理或防渗系数达到1.0×10-10cm/s的防渗材料 |
| 发电机房及电传系统 | 发电机房基础 | 一般防渗分区/部位 | 等效黏土防渗层Mb≥1m，防渗系数1.0×10-7cm/s，或参照GB16889执行 | 混凝土+防渗系数达到1.0×10-7cm/s的防渗材料 |
| 清水池 | 清水池壁和池底 |
| 井架基础 | 钻井平台基础 |
| 钻井固废暂存区 | 整体基础 |
| 气源房、材料棚、雨、污分流区域 | 基础 |
| 环保厕所 | 池底及池壁 |
| 水罐 | 水罐周围地面 | 简单防渗区/部位 | 一般地面硬化 | 水泥地面硬化或砂石黏土碾压 |
| 其他区域 | / |

5、地下水环境监控

**（1）地下水监控原则**

按照地下水环评导则及地下水监测技术规范等相关要求，地下水监测应按以下要求进行：

①在地下水水流上游方向应设不少于1眼地下水背景（或对照）监控井；

②在项目场地外可能受到影响的地下水环境敏感目标的上游应至少布设1眼地下水污染监控井；

③以取水层为监测目的层，以浅层潜水含水层为主，并应考虑可能受影响的承压含水层；

④在重点污染防治区加密监测；

⑤根据各区块地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井。

⑥充分利用现有民井、监测井，污染事件发生后监测井可以作为地下水污染事故应急处置的抽水井；

⑦水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测或者委托专业的机构分析。

**（2）监控井布置**

根据项目所在地区域地下水埋深、地下水走向、补径排关系以及监控井布设的难易程度，结合地形及位置关系，本项目布置3口泉水点作为地下水例行监测点，监测方案见表7.1‑2。环评建议施工期间加强对上述监测控制点的监控，若监测结果表明项目实施导致地下水污染，应采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障居民的饮用水源安全。

表7.1‑2 施工期间地下水水质监测方案

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **监测井位与建设项目的位置关系** | **含水层** | **监测项目** | | **监测频次** |
| **常规因子** | **特征因子** |
| 1#新建雷页1试验井组中心西南侧489m泉水点 | 监控点，潜水层 | pH值、总硬度、六价铬、铁、锰、耗氧量 | TDS、COD、石油类、氯离子（Cl-） | 开工前1次，完钻后1次，发生事故时加密监测；试采期每年对1#点位例行监测两次，事故时加密监测 |
| 2#普建雷页1试验井组东侧379m泉水点 | 监控点，潜水层 |
| 3#新建雷页1试验井组东北侧89m泉水点 | 背景点，潜水层 |

6应急响应

无论预防工作如何周密，地下水污染事故总是难以根本杜绝，制定地下水污染应急响应是要迅速而有效的将事故损失减至最小，应急响应如图7.1‑3。

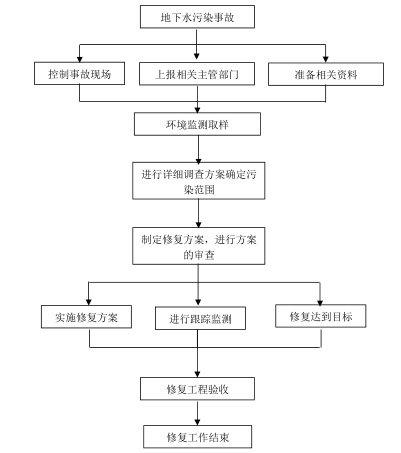


图7.1‑3 地下水污染应急响应程序图

**（1）风险应急预案**

建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发〈企业突发环境事件风险评估指南（试行）的通知〉》（环办〔2014〕34号），将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。

**（2）成立事故应急对策指挥中心**

成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，负责发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

**（3）建立事故应急通报网络**

发生事故后，现场操作人员应立即向负责人报警，第一时间通知相关部门协作，采取应急防护措施。负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时向事故应急对策指挥中心报警，事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即向环保部门、卫生部门、消防部门等请示，进行抢险工作。应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分布制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

**（4）应急措施**

一旦发生井漏等地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目污染现场，切断污染源，划定污染可能波及的范围，在划定圈内的群众在井中取水的，要求立即停止使用，严禁人畜饮用（本项目地下水评价范围内无居民饮用水井），对水源进行监控，防止水污染中毒，并随时准备启动供水替代方案。同时根据本项目下伏含水层地下水水质进行跟踪监测，一旦发现地下水受到污染，应及时采取必要的水动力阻隔措施。

综上所述，本项目施工期针对地下水环境采取的措施符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。根据本井场周边其他中石化川东北地区钻采工程采用相同地下水污染防治措施，到目前为止，中原油田普光分公司未收到地下水污染方面的环保投诉。因此，本项目施工期地下水防治措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

### 施工噪声防治措施及可行性分析

结合项目特点，施工噪声，施工期的噪声影响主要来自钻井噪声、储层改造时的设备噪声及测试放喷噪声等。

其中对于钻井噪声，目前还没有针对声源的十分经济有效的防治措施，主要是选用低噪声设备，再通过合理的井场布局来减轻噪声的影响。为进一步降低噪声对周边居民的影响，施工期间建设单位应采取如下措施：

（1）本项目新钻井设备安装等少量钻前施工前应作好沟通工作，合理安排作业时间，尽量避免午间12：00~14：00和夜间22：00~7：00施工，并尽量缩短施工周期。

（2）合理布置主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；为办公及生活提供电力的发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫；空压机和增压机安装在房间内，隔声并安装减震垫层。

（3）建设单位应做好与地方供电部门的沟通工作，确保供电正常，根据当地停电计划合理安排施工，尽量减少备用柴油机的启用。为办公及生活提供电力的备用发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；泥浆泵设置泵房；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础。

（4）施工方在施工期间应加强施工管理，柴油机、泥浆泵等设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；在夜间作业时，应平稳操作，尽量避免敲击噪声；加强施工人员的管理和教育，减少不必要的金属敲击声和人为噪声。

（5）运输车辆沿规定路线行驶，减少鸣笛，经过村庄等居民区时缓慢平稳行驶。

（6）本项目优先采用网电供电，根据具体施工时噪声超标情况，针对可能超标的局面建设单位应通过宣传讲解、加强与周边居民的沟通协调、取得村民理解和谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低，做到超标不扰民，确保无噪声污染投诉。

针对于储层改造阶段噪声，主要通过以下措施减小影响：

（1）选用低噪声设备压裂作业设备，并加强维护保养；

（2）放喷池设置三面建3m的围墙，可以降低一定的噪声；

（3）放喷测试前，建设方和当地政府应对距放喷口一定范围内（该距离根据行安全预评价预测结果来确定）的居民进行临时撤离并建立警戒点进行24h警戒，能有效避免测试放喷噪声对周边居民影响。

综上所述，本项目施工期声环境保护措施，在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。根据本井场周边其他中石化川东北地区钻采工程采用相同噪声污染防治措施，治理措施有效可行。因此，本项目施工期噪声污染防治措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

### 施工期土壤环境污染防治措施

1、源头控制措施

从钻井原辅材料和污染物（废水、废油、钻井固废）储存、装卸、运输、钻井过程等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料（循环泥浆）、污染物（废水、废油、钻井固废）泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其进入土壤中，即从源头到末端全方位采取控制措施，防止项目的建设对土壤造成污染。

从钻井过程入手，在工艺、管道、设备、给排水等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过防渗处理的地面有效阻止污染物的下渗。

2、过程控制措施

**（1）地面漫流污染途径治理措施**

对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，危险废物、发电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置0.5m高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置0.15m高围堰及集油池，防止泄漏油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于0.5m，避免废水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于排出场地内雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

（2）垂直入渗污染途径治理措施

井场进行分区防渗，见地下水污染防治措施章节。对易泄漏的废水收集罐、废渣收集罐、泥浆储罐、泥浆循环罐、柴油罐、污水罐等罐体采用防腐、不易破损的材质，防治罐体腐蚀破裂导致污染物泄露；井场设备、管道阀门宜采用密封性好、不易腐蚀的，防止污染物通过阀门泄漏到地面上。

总的来说，地下水和土壤污染防治措施应按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。这些措施在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。根据本井场周边其他中石化川东北地区钻采工程采用相同土壤污染防治措施，在加强管理和监控后，无土壤污染现象和投诉发生。因此，本项目施工期土壤污染防治措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

### 施工期固体废物污染防治措施

1、钻前工程

**（1）基础开挖土石方**

项目钻前工程在设备基础过程中将产生土石方，集中堆放至井场东侧的表土堆场，表土用于后期生态恢复，综合利用。由于土石方产生量较少，前期老井场已建有表土堆放区，能够满足本项目少量的土石方堆放需求。因此，该措施可行。

**（2）建筑垃圾**

在施工现场设置临时建筑垃圾堆放场，覆盖塑料布并做好地面防渗漏处理。建筑垃圾除部分回收利用以外，剩余部分堆放达一定量时应及时清运到当地政府指定的建筑垃圾场处理。运输应尽量避开交通高峰期，并选择对周围环境影响较小的运输路线，运输车辆出场时必须封闭，避免在运输过程中的抛洒现象。该措施可行。

2、钻井工程

**（1）清水岩屑**

清水岩屑及时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。

**（2）水基钻井固废**

水基废弃泥浆和岩屑在钻井现场经泥浆不落地工艺经脱稳-板框压滤进行固液分离后产生的固态钻井固废，在泥浆不落地装置附近设置钻井固废暂存区由废渣收集罐收集后临时暂存，定期用密闭罐车及时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。本项目水基钻井固废产生量约8145.234t，项目设置在钻井固废暂存区的废渣收集罐容积约100m3，在暂存容积剩余约20％前及时进行转运，能够确保满足水基钻井固废的暂存，不会出现外溢的现象。整个过程废泥浆和岩屑能实现“不落地”，收集和储存主要在罐中实现，最终需拉运资源化利用的为固相。由于其为第Ⅱ类一般工业固体废物，建设单位参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》GB18599-2020中对第Ⅱ类一般工业固体废物的处置要求。本项目水基钻井固废钻井过程中经泥浆不落地工艺进行固液分离后定期用密闭罐车及时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，基本不在井场暂存。同时此举符合《水泥窑协同处置固体废物污染防治技术政策》（环保部公告2016年第72号），属国家鼓励的污染物治理方式。完钻后井筒内替换出来的泥浆经循环系统处理后与泥浆循环系统内剩余的合格钻井泥浆用于区块其他项目钻井回用。

本项目水基钻井固废属于第Ⅱ类一般固体废物，收集后定期用密闭罐车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。满足《达州市生态环境局办公室关于加强固体废物污染防治工作的通知》达市环办发〔2019〕49号文件要求。钻井废弃物中SiO2、Al2O3及CaO为其主要成分，其与砖、水泥生料成份有相似之处，类比同类钻井废弃物处置项目，钻井废弃物资源化利用从技术上是可行的。与中石化合作的有资质单位均有接收本项目钻井固废的能力且接收能力很大，因此建设单位在钻井期应根据中石化中原油田普光分公司统筹安排，尽量就近选择有处理能力的资质单位处置本项目的钻井固废，在开钻与拉运前做好协调沟通工作，确保项目钻井固废能够得到妥善有效处置，在采取上述措施后本项目钻井固废资源化综合利用从环保角度分析是可行的。

**（3）油基钻井固废、废油及其他不能使用含油废物等危险废物**

**油基钻井固废：**三开段使用油基钻井液，产生的废弃油基钻井泥浆与油基岩屑产生量约为1005.54m3。废油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时交由有资质的单位处置。

**废油及其他不能使用含油废物：**施工期产生的废油由施工单位统一收集并综合利用，若不能全部回用，不能综合利用的废油以及擦拭站场设备产生的废含油抹布手套其他含油固废交由有资质的单位处理。废油的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）及《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）相关规定。

建设单位承诺对于本项目产生的危险废物，将严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物转移管理办法》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等要求采取管理，建立健全危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，确保各危险废物得到有效收集、贮存和处置，具体如下：

1）井场暂存的可行性分析

**油基钻井固废：**根据《国家危险废物名录》（2021年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，含油钻井岩屑或废钻井泥浆以及混浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。井场现场油基钻井固废由双层袋密封袋装后临时贮存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），暂存区按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中贮存场进行管理：①采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物；②贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝；③贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于10-7cm/s），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于10-10cm/s），或其他防渗性能等效的材料；④贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入；⑤贮存场应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于25年的暴雨流入贮存区域，并采取措施防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量；贮存场可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质；贮存场应采取防止危险废物扬散、流失的措施。本项目油基钻井固废暂存区采取彩钢棚防雨、防风、防晒，并由废渣收集罐盛装临时贮存，油基钻井固废采取分批分次及时交由具有相应危废处置资质单位妥善转运和处置，现场无油基固废排放。钻井固废暂存区（危废暂存库）设置满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，暂存油基钻井固废时应按要求设立危废标识，因此措施可行。

**废油及其他含油固废：**井场内设置废油桶集中收集废油，废油桶置于泥浆不落地装置区，并防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施。暂存区严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中贮存点进行管理，实时贮存量不应超过3吨。废油及废含油抹布手套用废油桶分类收集后放置于暂存区内，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）设置危险废物识别标志，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设计要求。暂存期间做好废油管理记录，通过擦拭站场设备等方式回收综合利用，不能综合利用的废油以及擦拭站场设备产生的其他含油固废交由有资质的单位处理，因此废油及其他含油井固废在井场内暂存可行。

2）危险废物贮存、处置环境管理

本项目废油等其他含油固废采用油桶收集，油基钻井固废采用双层密封袋或封闭桶装包装，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，场内转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，场外转运委托危废资质单位专业转运，转运车辆环境管理措施可行。

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强危废的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第5号）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等相关环境管理要求，做到如下环境管理。

①落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

⑥落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

⑦落实排污许可制度。

⑧落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集贮存 运输技术规范》（HJ2025）等有关规定。

⑨落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

⑩落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。井场设专门的储存区贮存废润滑油、废含油抹布和劳保用品、含有或沾染矿物油的废弃包装物和容器等。

**综上所述，本项目钻井施工期危废主要为HW08 900-214-08含废油危废和HW08 072-001-08以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，由于本项目HW08类危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制该类危废产生，产生量进一步减小，而四川省内有大量的HW08 类危废处置单位，处置剩余能力很大，本项目产生的危废不会超过省内危废处置单位处置能力，因此项目产生的HW08类危废交由省内具有相应危废资质单位处置的措施可行。**

**（4）生活垃圾**

钻井期井场设置垃圾桶进行收集，垃圾桶进行防雨防风处理，定期清运交由当地环卫部门统一处理，措施可行。

**（5）废包装材料等其他一般固废**

钻井期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋，为一般废物，集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理；其他一般固废部分回收重复利用，不可回用部分经收集后暂处于井场内，定期送当地废品回收站处理。废包装材料能够得到妥善处置，该处置措施可行。此外，项目站场建设和集输管线施工还会产生少量管道焊接、防腐作业中产生的废材料，如废焊条、废材料桶等，由施工单位带走处置，不在现场，措施可行。

这些措施在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。根据本井场周边其他中石化川东北地区钻采工程采用相同固废污染防治措施，在加强管理和及时转运后，无固废产生二次污染和投诉发生。因此，本项目施工期固废污染防治措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

### 陆生生物及其生态系统保护措施

坚持尊重自然、顺应自然、保护自然的理念，采取自然的恢复措施或绿色修复工艺，避免生态保护措施自身的不利影响。

本工程建设过程中，将不可避免地对施工区的植被、动植物、景观和周围环境产生一定影响。有些影响是永久性的和不可逆的，如井场的占地；有些影响是暂时性的，如弃土、表土堆放区、清障区。后者可通过采取自然或人工辅助措施的方法加以恢复，前者可通过采取人工措施的方法提高占地区植被覆盖率，使区域生态系统的结构和功能整体得到逐步改善，完全恢复，乃至更为高效。

1、生态保护的宣传

建设单位在施工期需认真做好生态保护的宣传和监督工作，如印发宣传册、制作宣传栏、定期开展宣传活动等。绝不能超计划占用耕地、林地、草地及其他用地；施工过程中，注意加强对施工人员的管理和宣传教育，提高他们保护环境、保护野生动物的意识和觉悟，严令禁止偷猎和捕杀野生动物，禁止乱砍滥伐，做到文明施工。施工期间若遇到野生动物，应注意对其即刻采取适当的保护措施，必要时进行临时人工饲养或上报上级部门处理，不使其受到捕杀和伤害等在内的各种威胁。

2、避让、减缓措施

**（1）土地与植被保护措施**

施工期间为充分的保护评价范围现有土地和植被，可采取如下保护措施：

①优先采用生态友好的工程建设技术、工艺及材料。

②根据施工总体平面布置，严格规范施工范围，确定施工用地范围，进行标桩划界，禁止施工人员进入非施工占地区，严禁任意越界破坏周围植被。

③做好环卫工作，废弃物应合理堆放，及时处置，禁止乱丢垃圾和废弃物，严禁场内污水进入外环沟，确保周边环境不被污染。

④在项目建设过程中，强化临时占地的及时复耕复垦，对可以恢复的临时占地及时进行植被恢复。

**（2）土壤侵蚀的防治对策措施**

①在施工过程中合理安排施工进度，施工尽量避开雨天和大风天；分段施工，减少风蚀导致的水土流失。

②划定施工作业范围和路线，不得扩大施工作业范围，尽可能减少对土壤和植被的破坏以及由此引发的水土流失。

③在井场站场施工，设置一定围挡，减少施工过程中水土流失量。

④在地面施工过程中，对于施工破坏区，施工完毕要及时平整土地及植被恢复，以防止发生新的土壤侵蚀。

⑤对于施工过程中产生的不能利用的废弃土石不得将任意裸露弃置，做到随挖随填，以免遇强降雨引起严重的水土流失。

**（3）对陆生野生动物保护措施**

①加强宣传野生动物保护法规，打击捕杀野生动物的行为

增强施工人员的保护意识，施工人员必须遵守《中华人民共和国野生动物保护法》，严禁捕猎保护动物，特别是重点保护野生动物。

②防止动物生境污染

人类活动的增加，会给环境污染带来新的隐患。从保护生态与环境的角度出发，建议本工程开工之前，尽量做好施工规划前期工作，做好工程完工后生态环境的恢复工作，以尽量减少植被破坏对动物栖息地的不利影响。

③杜绝夜间施工，以保证自然生态系统和野生动物栖息地的稳定。

④对野生动物具体保护方案

鸟类：①尽量减少施工对植被的破坏，保证施工后植被的恢复。②增强人们的环境保护意识，加强对重点保护野生动物的保护，严禁非法猎捕保护鸟类及对人类有益的鸟类。

兽类：保护好现有的植被，使兽类有一个稳定的栖息地。为将项目建设对兽类栖息地的影响减少到最低限度，应在所有可能的地区采用可能的方法恢复植被；对工程废物和施工人员的生活垃圾进行快速处理，尽量避免废物为鼠类等疫源性兽类提供生活环境，同时也可减少工程对动物栖息地的破坏。

**（4）对重点保护野生动物保护措施**

评价区人类活动较为频繁，未分布适宜的重点保护野生动物雀鹰、画眉栖息地及生境，其主要为过境取食及活动。同时，雀鹰、画眉飞翔能力和自主迁徙能力较强，捕食范围很广，施工活动对其影响很小，在施工期，要加强在施工人员中的宣传教育，如发现上述保护动物过境，要加强保护，严禁捕捉，同时，要文明施工，将人为影响降至最低。

**（5）对生态公益林的避让和优化占用**

项目施工占地不涉及宣汉县公益林，其中施工占地距离最近的公益林约180米。项目施工期间，需要严格按照施工占地范围界限施工，严禁越界破坏公益林情况发生。

**（6）外来入侵植物防范措施**

目前防止外来物种入侵的方法主要有植物检疫、人工方法防治、化学方法防治、生物防治等。结合工程特点，要求加大宣传力度，对外来物种的危害以及传播途径向施工人员进行宣传；对现有的外来种，利用工程施工的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，在临时占地的地方要及时绿化等。

在施工占地区或裸地绿化应采取相应的防范措施，在选择绿化树种和水土保持植物中不使用外来入侵植物，尽可能使用乡土树种。

3、恢复和补偿措施

陆生植物恢复原则是优先使用原生表土和选用乡土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统。生态修复的目标主要包括：恢复植被和土壤，保证一定的植被覆盖度和土壤肥力；维持物种种类和组成，保护生物多样性；实现生物群落的恢复，提高生态系统的生产力和自我维持力；维持生境的连通性等。

**（1）表土剥离及堆存**

工程建设过程伴随着土石方开挖、回填活动，不可避免地对林地和草地造成破坏，毁坏地表植被、挖损和埋压土地、破坏地表土壤等，不仅降低了土壤抗蚀能力，加剧了评价区水土流失。根据区域环境的特点，需针对性地开展表土剥离和堆存，尽可能的减少水土流失。

①剥离区域

施工结束后需要复绿的区域都应列为表土剥离区域，但在实际设计中应根据具体情况分析确定，如根据施工区域土层厚度、肥沃程度及后续植物措施搭配等确定。

对于升压站区域，在开工前，应首先剥离表层土，将其暂时堆放在表土堆存场，用塑料薄膜或草席覆盖，以防止雨水冲刷和风扬，作为项目完工后覆土造地或绿化的回填表土之用。

②剥离厚度

表层土的厚度平均为20cm，厚的可达30cm，但在具体的设计中应根据剥离区域土壤耕植层厚度及后期复绿所需回填量来确定剥离厚度。由于区域内表土厚度存在差异，对土层深厚、肥沃的地方可适当深剥，对土层较薄、肥力不高的地方可适当浅剥，在总量控制（用多少剥多少）的前提下应尽量将剥离区域内最肥沃的部分土壤剥离出来。

林地、草地表土差异较大，厚度一般在30cm以内，表土剥离中应控制剥离厚度，剥离厚度过大，否则给保存带来不便，下部生土如混进表土，致使土地生产力下降。

③保存及保护

a）表土临时堆存应尽量占用场内空闲地，如场内无适合堆处则应另行征地，表土保存过程中应设有临时防护措施。

b）根据剥离量和堆放条件，先用塑料彩条布或薄膜覆盖即可，四周用编制土袋临时挡护，编织袋外0.5m～1.0m处设临时排水沟，堆积形成后可利用铲车或推土机对顶部和边坡稍作压实，顶部应向外侧做成一定坡度，便于排水。

c）如保存期较长，超过1个生长季，可撒播草籽临时绿化，草种应该选择有培肥地力的（豆科）牧草。如堆放在渣场，一般应集中堆放在渣场下游或者两侧地势平缓处，避开低洼及水流汇集处。

④回填利用

a）为提高草皮成活率，植草皮前应先覆土，覆土应控制厚度，一般为3cm～5cm，覆土时应适当压实，增加与边坡粘合力，避免剥落或因含水量增加与草皮一起顺坡向下滑移，如采用框格植草护坡，也应在框格内覆土。

b）表土回填及整地过程中应地面与周边地形相协调，应避免出现中间低四周高，以避免雨天造成洼地积水。

c）临时占地利用完毕后应先铲除地表泥结石层，然后回填表土进行全面整地，全面整地后地面高度应与周边相一致，以利于复绿。

**（2）恢复措施与技术**

①植被恢复措施与技术

a）对因施工期间破坏的各种植被和生境、临时占用的植被及各种施工迹地，工程结束后应该尽量通过实施生态恢复措施使其逐步得到恢复。

b）在植被恢复或其他生态恢复活动中，应该依照适地适树、原生性、特有性、实用性的基本科学原则，种植当地生态系统中原有的重要的各种植物种类，乔、灌、草植物有机搭配。

c）在采集种子或繁殖体时，要根据不同树种和植物，注意选择具有生长正常、健壮、结实率高等优良性状的种源。

d）不能营造单一树种的单优群落，要营造为混交林，以最大限度保证群落丰富及生物多样性。

e）尽量利用自然更新的方式恢复植被，并且注意恢复过程中的环境保护，同时加强管护，要通过围栏等措施防止人、畜破坏。

②植物资源恢复措施及技术

a）对各施工区发现的重要植物要认真清查登记、备案。以便在今后植物资源的恢复中作为选择植物种类的依据。

b）种植原生种，杜绝外来种。在植被恢复或其他生态恢复活动中，避免外来种可能对当地的生态系统造成无可挽回的破坏。

c）多种植当地的特有植物。

d）注意采种时间、种源选择，以及造林时间。造林时，严格执行苗木检验，做好苗木保护，提高造林质量，保证成活率。加强抚育管理和管护，使植被尽快恢复。

e）植物种类选择

在进行植被恢复时，根据适地适树、原生性、特有性、观赏性等原则，应该采用有生态价值或经济价值的当地特有的原生植物，尤其是那些被项目建设破坏的重要物种。第一，可以恢复和增加当地植物多样性；第二，可以使植被恢复和绿化具有地方特色；第三，就地取材，可以降低绿化成本；第四，选择有一定经济价值的原生种类，可以增加一定的经济收入。

**（3）资金保障**

设立生态补偿专项经费，将野生动植物的保护和监测费用、工程地形地貌恢复费用纳入生态补偿费，确保生态恢复资金足额到位。

## 试采期环境保护措施及可行性分析

### 试采期大气环境污染防治措施可行性分析

1、水套加热炉燃气废气治理措施

本项目水套加热炉所用的燃料气为自产的不含硫天然气，废气产生量较小，且通过自带的8m高排气筒排放，同时加强水套加热炉的保养维护，在采取上述措施后水套加热炉燃烧废气治理措施有效可行。

2、火炬及放空系统长明灯燃烧废气治理措施

本项目火炬及放空系统主要处理放空分液罐产生的有机废气、油罐大小呼吸排放有机废气和系统非正常情况放空的天然气，采用井口自产的经调压后天然气作为燃料，燃料气为自产的不含硫天然气，废气产生量较小，且通过15m高的放空火炬排放，在采取上述措施后火炬及放空系统长明灯燃烧废气治理措施有效可行。

3、非正常工况放空废气

项目井口高压或设备检修排放的废气少，通过放空管引至放空火炬燃烧排放，属间歇排放，通过15m高的放空火炬点火燃烧后排放，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（*5.7.3 对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案*）和《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）（*4.强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。*）的相关要求，因此本项目对非正常情况下放空的天然气采取15m高的放空火炬点火燃烧是可行的。

本项目试采井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

### 废水污染物防治措施

1、治理措施

**（1）生活污水**

本项目试采期为无人值守站场，无生活污水产生。

**（2）气田水**

本项目试采期地层水产生量预计最大为50m3/d（初期储层改造期间未返排完全压裂返排液会和气田水一起返排，预计共计约200m3/d），试采站内新建1个50m3采出水罐进行收集暂存，定期通过拟建采出水管线外输至雷页1试采站缓冲罐暂存后外运处理，能保证井站污水罐对项目废水的收纳。井站设置放空分液罐、采出水罐于防渗区，做好放空分液罐、采出水罐的保养检查，杜绝污水泄漏。后经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注处理，不外排。应做好气田水转运计划，及时转运气田水（根据各井产水情况加快拉运周转，确保采出水罐废水收集到其容量75-80%时，由罐车及时拉运），能够确保废水得到有效处置。

2、气田水依托措施的可行性分析

本项目气田水通过拟建采出水管线外输至雷页1试采站缓冲罐暂存，再用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，后期无压裂返排液返排时，则直接经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注处理。根据前文分析，本项目试采期间2口井的采出水量约50m3/d（初期储层改造期间未返排完全压裂返排液会和气田水一起返排，预计共计约200m3/d），由于本项目新建的污水罐仅能暂存50m3废水，至少能满足本项目试采期1天（初期0.25天）采出水的暂存，因此，需要加强雷页1试采站内采出水的转运管理，合理安排本项目试采期采出水的外输计划（初期最少每天拉运4-5次，后期每天至少拉运1次），本项目采出水的处理方式是可行的。

根据前文分析，赵家坝污水处理站和普光3井回注站接收处理能力满足试采期采气废水处理要求。同时赵家坝污水处理站运行多年，工艺成熟稳定，水质能长期稳定达标，满足作业废水预处理要求；普光3井已稳定运行多年，地下空间结构稳定，运行期间未检测到地下空间发生结构变化，剩余日回注量远大于本项目钻井作业废水产生量，剩余储集空间较大，满足回注要求。

此外，非正常工况井下作业废水产生频次为1次/a，单井排放量为50m3/a，2口井共计100m3/a，通过拟建采出水管线外输至雷页1试采站缓冲罐暂存后经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排，根据前文分析，其废水量相对于气田水水量小得多，通过合理调配后能有效收集处置，因此措施可行。

本项目试采井站废水采用的处理措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采井站工程项目中广泛应用，依托污水处理站专门为中石化钻采项目服务，运行稳定可靠，废水均能做到达标排放或有效回注，不外排，因此，废水处理措施合理、可行。

### 地下水和土壤环境防治措施可行性分析

项目实施对地下水及土壤可能造成的影响主要发生在施工期间。试采期井站暂存废水等污染物较少，放空分液罐、采出水罐、外输管线进行了防渗和设置围堰，废水等污染物难以泄露，有完善的防漏洒措施，难以对地下水和土壤环境造成影响。

地下水和土壤污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。本项目试采期方井、放空分液罐、采出水罐、和流程区进行了分区分级防渗清污分流等措施，同时对井站外临时占地进行了生态恢复，进行监测合格后复耕复植，井站内空地采取硬化，井站内清污分流，能有效避免项目对地下水和土壤环境造成影响。在方井或放空分液罐、采出水罐、垮塌或外溢、泄漏，防渗失效等极端情况下，本项目一般应设置备用放空分液罐、采出水罐，封闭外环沟，及时将泄漏的污水转移至备用放空分液罐、采出水罐或罐车转运处理，同时对事故进行处理恢复，降低污染范围和影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中分区防控措施和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934）中的有关要求，本项目放空分液罐、采出水罐和生产流程区置于地面上，采出水管线有完善的监控截断装置，污水泄漏后可以及时发现处理，污染控制难易程度为易，场地天然包气带防污性能为中，采出水等含持久性污染物，因此放空分液罐、采出水罐、外输管线、生产流程区属于一般防渗区，放空分液罐、采出水罐和生产流程区建设选在钻井井场进行了重点防渗或一般防渗的区域进行建设，若上述防渗区无法满足建设时，应至少做一般防渗，并在放空分液罐、采出水罐罐区修建围堰，围堰内容积要足够储存放空分液罐、采出水罐泄露的污水，采出水管线沿线基础进行一般防渗，因此放空分液罐、采出水罐和采出水管线的建设时可行有效的。

本项目试采井站地下水土壤污染防治措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采井站工程项目中广泛应用，采气试采未发生过地下水和土壤污染事故，因此，地下水和土壤防治处理措施合理、可行。

### 噪声防治措施

根据泵的噪声频谱特性，采取的噪声控制措施为隔声、减震等，具体措施为：

（1）平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低试采站内噪声。

（2）选用高效低噪声的水套加热炉、分离器和调压设备。

（3）种植绿化隔声。

试采期采取以上措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，类比已在建设单位同类型天然气试采井站工程，项目试采期不会对声环境和敏感点（农户）造成噪声污染影响，因此，试采期噪声污染防治措施合理、可行。

### 固体废弃物处置措施

本项目试采期无生活垃圾、清管废渣产生，除砂器撬产生的砂土杂质定期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；三甘醇脱水单元产生的废活性炭暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置，处置措施合理、可行。

### 陆生生物及其生态系统保护措施

试采期不涉及新增占地，无新增固废和新增生活污水产生，因此试采期需管护好项目区植被恢复成效，防止新的水土流失情况发生。

## 项目完工及试采结束后环境保护措施及可行性分析

（1）对拆除地面设施过程中产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理。

（2）保留各类绿化、生态保护设施，以保持评价区生态环境功能不变。

（3）针对管线临时占用公益林情况，由于管线地面敷设，对公益林破坏相对较少，具备恢复为林地的条件，在临时占用公益林区域应采取种植原有林木生态恢复方式，在靠近管线附近小范围区域采用林区常见的灌草类植物进行生态恢复，将对公益林的影响降到最低。针对管线和场站对基本农田的占用，临时占地具备恢复条件后应及时严格按照复垦方案复垦，利用前期堆放的表土，分层复原，及时复耕，减少因施工生土上翻导致耕层养分损失农作物减产的后果，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。类比同类地区的复垦效果，项目采取复垦措施后，临时占地生态能基本恢复到占用前的状态，措施可行。

（4）加强与拆除后原有占地复耕或生态恢复责任人员的沟通，若发现生态恢复未达到预期效果，则及时进行补种、施肥等措施，确保生态恢复达到目标要求，同时采取措施防止新的水土流失情况发生。

评价认为，在采取了上述污染防治措施后，可减缓项目完工及试采结束后对环境的影响，措施可行。

# 

# 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析主要任务是衡量建设项目要投入的环保投资所能收到的环境保护效果，本评价环境经济损益分析主要研究工程环境经济损益情况，除需计算用于控制污染所需投资和费用外，还同时核算可能收到的环境与经济效益。

## 环保投资估算

本项目总投资\*\*\*万元，环保投资\*\*\*万元，占总投资的2.44%。环保投资主要用于废水治理、固体废物处理、噪声污染防治，以及施工迹地生态恢复等，符合该项目的实际特点。具体情况见表8.1‑1。

表8.1‑1 本项目环保措施及投资估算一览表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **项目** | **内容** | **投资（万元）** |
| 废气治理 | 施工期：土石方覆盖材料，洒水降尘；放喷设施（套）、放喷池等 | 30 |
| 试采期：水套加热炉、放空火炬保养维护 | 18 |
| 废水治理 | 施工期：新建环保厕所，钻前施工废水沉淀池，泥浆不落地系统，废水转运，放喷池 | 58 |
| 试采期：新建的1个50m3采出水罐，放空分液罐、采出水罐、防渗，废水定期转运 | 52 |
| 噪声治理 | 施工期：合理安排施工作业时间；选用低噪声设备；发电机、泥浆泵等设置隔声、吸声棚；为柴油机安装消声器和减震基础等 | 25 |
| 试采期：合理布局，基础减振等 | 4 |
| 固废治理 | 施工期：土石方回填；生活垃圾交市政环卫部门统一处理；施工废料由施工方回收利用或统一清运；泥浆不落地系统；钻井泥浆及钻井固废转运处置，废油桶收集及暂存 | 260 |
| 试采期：三甘醇脱水单元产生的废活性炭暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置 | 5 |
| 地下水及土壤防治措施 | 施工期：清污分流，排水沟，弃土场覆盖围挡，分区分级防渗，污染监测  试采期：清污分流，分区分级防渗，污染监测 | 55 |
| 生态恢复 | 青苗（林木）赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等 | 30 |
| 污染监控 | 施工期环境监测，正常时例行监测，污染发生时加密监测  试采期环境监测，正常时例行监测，污染发生时加密监测 | 15 |
| 风险防控措施 | 施工期：井喷事故风险的应急处置措施、制定应急处置预案、环境风险应急预案等；地表水三级防控，分区防渗，测试放喷应急措施等  试采期：清污分流，分区分级防渗，污染监测 | 15 |
| 风向标、环保管理、事故人员撤离等修订应急预案并定期演练，加强站内设备及管线的巡线 | 6 |
| 合计 | / | \*\*\* |

## “三效益”分析

### 经济效益

内部效益：中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司项目总投资\*\*\*万元建设本项目，产气规模预计20×104m3/d。本项目经济效益较好，具有较强的盈利能力和偿债能力，在财务上是可行的。

外部效果：根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值2.650万元；每万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴640元。因此本项目实施可为社会创造工业产值和节约运煤补贴。

从内部经济效益和外部经济效益来看，该工程的投产将普光气田内天然气资源的优势转化为经济优势，可大大增加地方利税收入，企业也将获得巨大的利润，为该地区带来巨大的天然气化工等方面经济效益。

### 社会效益

根据项目建设内容，社会环境影响分析见表8.2‑1。

表8.2‑1 社会环境影响一览表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **环境影响因素** | | **环保措施** |
| 负面影响 | 放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙减小热辐射影响。会对周边农作物产生轻度影响，本项目放喷池周边的植被主要为杂木和灌木林地。 | 对热辐射破坏的植被进行补偿。 |
| 钻井噪声影响、测试防喷影响需要以及钻遇含硫地层对居民进行临时撤离。对居民生产生活产生轻度的影响。雨水冲入耕地或林地对农业生产、植被生长产生轻度影响。 | 通过协调补偿方式解决。 |
| 正面影响 | 天然气属于清洁能源，天然气的开采可以缓解用气紧张，增加企业经济效益，促进社会、经济发展，增大区域清洁能源的使用，对调整能源结构、缓解地区能源缺口有积极意义。 | |
| 项目钻井前会对乡村公路做维护及改建，加强了当地交通基础设施建设，改善交通条件。 | |
| 拟建井站位于农村地区，有富余劳动力，本工程建设可带来一定的就业机会，解决当地部分人员就业，增加当地居民收入，促进本地经济发展。 | |

从上表可看出，虽然项目建设存在一定的社会环境负面影响，在采取相应的环保措施后，负面影响降低或可避免，为社会环境所接受；而项目对调整社会能源结构、促进当地经济发展、改善当地交通状况等社会环境正面影响很明显，从总体来看，项目正面影响远高于负面影响，为社会环境所接受。

### 环境效益

天然气利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本项目在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。

我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因。根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一就是用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。燃烧天然气排放的CO、NO2、SO2、灰分大大低于煤和原油的排放量。天然气燃烧可以节省NO2、SO2、烟尘、固体废物等处理费用，减少燃煤灰渣引起的土地占用。因此本项目的建设将很大程度上减少了燃煤等对环境的污染影响，带来较好的环境效益。

## 环境经济损益分析结论

本项目经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则，环保投资小，由此可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目的实施，可以改善用气地区能源结构，天然气替代煤炭燃烧，减少因燃煤造成的环境污染，改善大气环境质量，本项目对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

# 清洁生产与总量控制

## 清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入生态环境部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本评价从天然气开采建设的各个环节出发，对本项目的产品、原材料、工艺技术的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

### 工艺技术选择合理性分析

本项目以网电为动力，只有在停电等紧急情况下才启用柴油发电机供电，可减少柴油机废气排放。柴油发电机主要能源为柴油，项目设置多台柴油机进行组合，使柴油机运行功率最接近钻井所需要的动力功率，让柴油机运行时可处于高效运行状态，以减少柴油的使用量和减少废气排放。柴油机效率达到国内清洁生产先进水平。

钻井液优先采用较清洁的水基钻井液为主，不含重金属，并且可根据不同地层性质和地下压力进行组份调整，能较好地满足钻井需要。符合清洁生产的要求。

### 产品的清洁性分析

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

### 清洁生产措施

**（1）废水处理措施**

本项目钻井废水、初期雨水、洗井废水和压裂返排液等通过在井场内或井场间回用实现最大程度回用，做到正常工况下无压裂液外排，若不能回用的压裂液全部外输雷页1试采站内缓冲罐暂存，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光3井回注站回注处理，不外排，对地表水和浅层地下水无影响。

**（2）施工期生活污水**

井场钻井建设施工阶段生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。

**（3）废气处置措施**

本项目正常工况下均采取带压采输气，无组织废气少。水套加热炉和放空火炬使用自产不含硫天然气为燃料，放空废气采用引至15m高的放空火炬点火燃烧方式燃烧后排放。

**（4）固体废物处理措施**

本项目钻井液采用水基泥浆，并采用钻井液闭环管理系统，对钻井泥浆进行循环使用，完井后产生的废泥浆和岩屑定期用密闭罐车及时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；整个过程产生的少量废油优先综合利用后交给具有相应资质的单位处理，无固废外排。

### 清洁生产结论

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

## 总量控制

本项目为天然气开发勘探项目，根据《关于做好固定污染源排污许可清理整顿和2020年排污许可发证登记工作的通知》（环办环评函〔2019〕939号）和《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），本项目实行登记管理。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司在达州地区各个集气站场均无总量控制指标要求，水套加热炉、放空火炬系统按要求缴纳环保税，因此本评价建议本项目不核定大气总量指标。

施工期项目钻井废水、初期雨水、洗井废水和压裂返排液等尽量回用，不能回用部分通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光3井回注站回注，不外排；试采期气田水（含初期压裂返排液）通过新建管道外输至雷页1试采站暂存最终密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。本项目处理后回注的废水不计算总量，处理后外排的废水的总量纳入依托的废水处理设施总量指标。

# 环境管理与环境监测

## 环境管理

### 环境管理的目的和意义

环境管理是协调经济、社会、环境有序发展的重要手段。环境管理就是以环境科学理论为基础，运用经济、法律、技术、行政、教育等手段去约束人类的社会经济活动，达到不超出环境容量的极限，又能满足人类日益增长的物质生活需要，并使经济发展与生态环境维持在相互可以接受的水平。实践证明，要解决好建设项目的环境问题，首先必须强化其环境管理。

项目建成后应加强环境管理工作，按照国家的环保政策，建立环境管理制度，治理污染源，减少污染物的排放，最大限度地减少项目施工期和试采期对周围环境的不利影响，实现经济效益、社会效益和环境效益的统一。

### 施工期环境管理

1、建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于井场井站涉及钻前、钻井、压裂和试采运营四个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

在钻井施工阶段重点监督检查如下环保措施：

1）泥浆不落地处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行；

2）按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水、固废严禁外排措施的执行情况；

3）监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

在储层改造阶段重点监督检查如下环保措施：

1）阶段取水，避免对当地水资源的占用影响当地河流水体生境；

2）返排液收集、转运、处置措施执行情况；

3）分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改。

2、建立有效的环境管理机构

建设方应设专人负责各作业单元HSE管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

3、建立完善的环保工作计划

1）在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

2）进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

3）紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

4）施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆除后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

### 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。

在项目试采期，环境管理除做好监督与检查站场各项环保设施的运行和维护等工作外，工作重点应针对工艺装置或管线破裂后天然气泄漏着火爆炸、着火爆炸等重大事故的预防和处理上。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重、污染影响长远且难于完全消除等特点。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。

## 污染物排放清单

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）相关要求，建设项目应给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求。包括工程组成及原辅材料组分要求，建设项目拟采取的环境保护措施及主要运行参数，排放的污染物种类、放浓度和总量指标，污染物排放的分时段要求，排污口信息，执行的环境标准，环境风险防范措施以及环境监测等。提出应向社会公开的信息内容。本项目污染物排放具体见表10.2‑1。

表10.2‑1 本项目污染物排放清单一览表

| **污染物** | **污染物种类** | | **排放浓度mg/m3** | **排放速率kg/h** | **排放量t/a** | **环保措施** | **运行参数** | **处理效果、执行标准或拟达要求** | **总量控制** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 大气污染物 | 施工扬尘 | TSP | — | — | — | 定期洒水抑尘 | 施工期，白天 | 对周围环境影响很小 | 无 |
| 施工机械和运输车辆尾气、压裂作业废气 | CO、NOx等 | — | — | — | 选用尾气排放达标机械车辆，加强保养维护 | 施工期，白天 | 对周围环境影响很小 | 无 |
| 无组织挥发性废气 | 无组织挥发性有机物 | — | — | — | — | 钻井期 | 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）要求 | 无 |
| 备用柴油发电机尾气 | NOx | 150 | 1.17 | — | 自带消烟除尘装置处理后经6m高排气筒排放 | 偶尔 | 对周围环境影响很小 | 无 |
| SO2 | 1.0 | 0.008 | — |
| TSP | 41 | 0.33 | — |
| 加热炉、火炬长明灯等燃烧产生的烟气 | 烟气 | — | — | 1249.93万Nm3/a | 水套加热炉燃烧废气通过自带8m高排气筒排放；火炬长明灯等燃烧产生的烟气经15m高放空火炬点火燃烧排放 | 全年 | 《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）与《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） | 无 |
| NOx | — | — | 0.7515t/a |
| 非正常工况放空废气 | 非甲烷总烃 | — | — | 少量（NOx） | 引至放空火炬燃烧排放 | 偶尔 | 无 |
| 水污染物 | 钻井废水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | — | — | \*\*\*m3 | 约90%回用于区块内钻井或压裂液配置，剩余的转运预处理后回注 | 钻井期定期转运 | 污水全部回用或回注 | 无 |
| 洗井废水 | — | — | 200m3 | 无 |
| 压裂返排液 | 石油类、悬浮物、COD等 | — | — | 59778m3 | 无 |
| 钻井生活污水 | CODCr、BOD5、SS等 | — | — | 2.88m3/d | 生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理 | 有效收集处理，无乱排 | 无 |
| 钻前生活污水 | — | — | 少量 | 利用农户已有的设施进行收集处置 | 无 |
| 钻前施工废水 | SS和石油类 | — | — | 少量 | 经隔油池沉淀处理后回用于洒水降尘 | 施工期 | 无 |
| 气田水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | — | — | 50m3/d（初期可达200m3/d） | 外输至雷页1试采站暂存后拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排 | 试采期定期转运 | 污水全部回注 | 无 |
| 噪声污染物 | 施工期设备噪声 | 噪声 | — | 75～103dB（A） | | 选用低噪声设备、加强维护保养，置于钻井井场内，基础安装减振垫层，柴油发电机设置于室内 | 连续/间断 | 不扰民 | 无 |
| 试采期噪声 | 噪声 | — | ＜55dB（A） | | 设备选型时选择低噪声设备，设置减震基础；站内工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；站内设备合理布局 | 连续 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准 | 无 |
| 固体废物 | 施工期固废 | 清水岩屑 | 205.51m3 | | | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后及时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（或油基岩屑、废油基泥浆交由资质单位处置） | 钻井期定期转运 | 妥善处置，不会对环境造成二次污染 | |
| 水基钻井固废 | 8145.234t | | |
| 油基钻井固废 | 1005.54m3（废油基泥浆、油基岩屑） | | | 三开采用油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时交由有资质的单位处置 |
| 废油 | 1.4m3 | | | 通过设置废油桶收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，最终由钻井队综合利用或交由有资质的单位处理 |
| 废含油抹布手套等含油固废 | 少量 | | | 通过设置废油桶收集，暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，交由有资质的单位处理 |
| 废包装材料 | 2.0t | | | 集中收集后部分回用，剩余的送当地废品回收站处理 |
| 生活垃圾 | 22.5kg/d | | | 集中收集，交由当地环卫部门处置 |
| 钻前、完井搬迁与试采站、集输管道等建设建筑垃圾 | 70t | | | 施工队伍统一收集清运至政府指定地方 | 完井搬迁期 |
| 试采期固废 | 三甘醇脱水单元产生的废活性炭 | 0.127t/a | | | 暂存于危险废物暂存间，定期交由资质单位处置 | 间断/偶尔 |
| 除砂器杂质 | 少量 | | | 定期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。 | 间断/偶尔 |

## 

## 环境监测

### 监测计划

从本评价的预测结论来看，项目单位在建设施工过程及运行过程中的环境影响，除采取必要的工程性措施控制外，更需通过环境管理来解决。而环境监测是环境管理重要的手段之一。今后，通过周围环境质量及企业生产污染排放的实时监控，可正确、迅速、完整地为建设单位日常环境管理及制定环境污染事故应急措施提供必要数据。

根据天然气试采对区域环境可能产生的影响，确定本项目环境监测对象为土壤、水、气、声。监测范围一般根据各种污染因子对环境产生的影响范围而定，具体范围可参见环境影响范围。

本项目正常施工或生产期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。参照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248—2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）、《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）中的有关规定要求，针对本项目产排污特点，制定本项目的监测计划。

根据项目的特点，环境监测重点为井场场界噪声值、最近居民点的噪声值和场界周边CH4浓度。

在钻入气层后根据钻井出现井喷、井漏、井涌、气侵等情况检测CH4、H2S浓度，测试和事故放喷时根据事故控制情况监测CH4、H2S浓度，监测点位设在井场场界、放喷口周围以及最近居民点处。

噪声监测设在场界处和最近居民点处（井场周边200m范围内无居民点，因此可根据实际情况考虑是否对敏感点进行监测），钻井期间分别监测昼间、夜间各1次，试采期间每年昼间、夜间各监测1次。

本次评价建议建设单位开展土壤环境跟踪监测，主要设置下游监控点和上游背景点。

地下水监测设置在周边有代表性的水井，根据《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）要求，应选用经常使用的民井和生产井，井的出水量宜大于0.3L/s，对于装有水泵的井，不能选用以油为泵润滑剂的水井。在按照监测计划对环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，及时采取应急措施。监测计划见表10.3‑1。

表10.3‑1 本项目环境监测计划

| **环境要素** | **监测点位** | **监测项目** | **监测频次** | **监测时段** | **依据** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 土壤 | 本项目在放喷池下游处设置1处表层土壤监测点 | pH值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C10-C40）、全盐量等 | 1次/年 | 定期 | HJ1209-2021、HJ964-2018 |
| 大气 | 井场场界、放喷口周围、最近居民点处 | CH4 | 测试和事故放喷时根据事故控制情况布置监测 | 事故过程 | / |
| 井场场界、最近居民点处 | TSP | 施工阶段1-2次 | 施工阶段 | / |
| 噪声 | 场界处 | 场界噪声 | 钻井期间分别监测昼间、夜间各1次；试采期每季度监测1次，根据监测结果，若场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测 | 投诉时对投诉敏感点监测 | HJ1248—2022等 |
| 地表水 | 废水泄露地表水体时被污染水体 | pH、COD、BOD5、氨氮、硫化物、石油类、氯化物等 | 实时监控 | 事故过程 | / |
| 雨水 | 雨水排放口 | COD、石油类 | 有流动水排放时按季度监测，如监测一年无异常情况，可放宽至每年开展一次监测 | | HJ1248-2022 |
| 地下水 | 1#新建雷页1试验井组中心西南侧489m泉水点 | pH值、总硬度、六价铬、铁、锰、耗氧量、TDS、COD、石油类、氯化物 | 开工前环评阶段1次，完钻后竣工环保验收时1次，发生事故时加密监测；试采期每年对1#点位例行监测两次，事故时加密监测 | | HJ1209-2021 |
| 2#普建雷页1试验井组东侧379m泉水点 |
| 3#新建雷页1试验井组东北侧89m泉水点 |
| 建议建设单位在后期开展井场地质勘探时，可保留1个井场地下水流向下游的钻孔用作后期地下水环境质量跟踪监测井，按照《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）中“5.1.1环境监测井建设要求”建设。 | | | | |

### 生态监测计划

生态环境管理和监控是政府环境保护机构依据国家和地方制定的有关自然资源和生态保护的法律、法规、条例、技术规范、标准等所进行的行政工作。因此，接受环境管理和监管是建设单位日常工作的一个重要组成部分。本评价根据项目建设的性质、规模、生态影响的程度和范围、项目所在地的自然、经济、社会等因素提出如下生态监控目标和要求。

监测目标：

①防止区内自然体系生产能力进一步下降；

②防止区内水土流失日趋严重；

③防止区内人类活动给自然体系增加更大的压力。

监测要求：

（一）监测物种类别

1、陆生植物

监测陆生植被物种主要为评价区的马尾松、麻栎、青冈、栓皮栎为主的乔木林植被，野桐、盐肤木、芒、白茅为主的灌草丛植被。

2、陆生动物

两栖类主要为：常见的蛙类和蟾蜍类。

爬行类主要为：蜥蜴类、蛇类和壁虎类。

鸟类主要为：雉科、鸦科、雀科、鹭科、雉科及燕科的鸟类。

兽类主要为：食肉目鼬科，啮齿目鼠科，兔形目兔科的中小型兽类。

（二）监测范围

包括陆生植被监测、植被恢复效果监测、陆生动物监测。

1、 陆生植被监测

监测内容及方法：根据陆生生物组成设置固定样地5个，根据各样线群落面积确定设置的样地数量，着重调查植物的水平分布变化趋势。此外，监测过程中应密切关注外来入侵种的种类、数量、入侵速度。

监测时间及频次：常规监测。

2、植被恢复效果监测

监测内容：项目退役后，植被恢复初期，在各施工迹地设置1-2个20m×20m或5m×5m的小样方，对小样方内植物生长情况进行调查，包括植物成活率、萌发情况、幼树长势、植被覆盖率、植物种类变化等。

监测时间及频次：常规监测。

3、陆生动物监测

监测内容及方法：根据陆生生物组成设置固定样线3-4条，统计兽类、鸟类、两栖类、爬行类的物种出现率。还可进行民间访问和市场调查来了解野生动物的情况。

监测频次：常规监测。

### 应急监测

本项目主要存在试采站场天然气泄漏（天然气泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染）、污水泄漏、油类物质泄漏等事故。因此，在发生事故时应当进行应急监测。

参考《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021），在发生风险事故后，根据污染态势初步判别结果，编制应急监测方案。应急监测方案应包括但不限于突发环境事件概况、监测布点及距事发地距离、监测断面（点位）经纬度及示意图、监测频次、监测项目、监测方法、评价标准或要求、质量保证和质量控制、数据报送要求、人员分工及联系方式、安全防护等方面内容。

采样断面（点）的设置一般以突发环境事件发生地及可能受影响的环境区域为主，同时应注重人群和生活环境、事件发生地周围重要生态环境保护目标及环境敏感点，重点关注对饮用水水源地、人群活动区域的空气、农田土壤、自然保护区、风景名胜区及其他需要特殊保护的区域的影响，合理设置监测断面（点），判断污染团（带）位置、反映污染变化趋势、了解应急处置效果。应根据突发环境事件应急处置情况动态及时更新调整布设点位。对被突发环境事件所污染的地表水、大气、土壤和地下水应设置对照断面（点）、控制断面（点），对地表水和地下水还应设置削减断面（点），布点要确保能够获取足够的有代表性的信息，同时应考虑采样的安全性和可行性。

应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，环境监测部门应立刻进行现场监测，并通知当地环保部门赴事故现场进行调查，做到及时提供事故监测分析报告，以便及时做出整改并采取补救措施，使事故造成的不良环境影响降至最低。

对事故监测可根据事故性质、事故影响大小等具体情况监测气、土壤、水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

## 排污许可申请

本项目为天然气勘探及试采项目，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）可知，本项目为登记管理的行业，因此不需申请排污许可证，只需登记备案。

## 竣工环境保护验收

为加强建设项目竣工环境保护验收管理，监督落实环境保护设施与建设项目主体工程同时设计、同时投产、同时使用，防治环境污染，根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）等相关文件要求，建设单位应积极自主开展环境保护验收。

表10.5‑1施工期竣工环境保护验收措施及要求一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **分项** | **验收项目及位置** | | **验收指标及要求** |
| 环境 管理 | 环境管理制度 | | 具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立各类废水、岩屑、 泥浆等转移联单制度，提供完整的交接清单资料备查。 |
| 环境风险管理 | | 具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并定期培训、演练，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制。 |
| 污染防治措施 | 废水 | 钻前施工废水 | 沉淀后洒水降尘 |
| 钻前生活污水 | 利用当地居民厕所收集处置 |
| 钻井废水 | 部分回用，剩余的暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。 |
| 洗井废水 | 部分回用，剩余的暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。 |
| 压裂返排液 | 部分回用，剩余的暂存于放喷池、压裂液储罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，不外排。 |
| 试压废水 | 沉淀后回用于洒水降尘 |
| 场地雨水 | 井场清污分流，井场四周设置排水沟，并设置集污坑，雨水依靠井站设置的地面坡度，就地散排至排水沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至废水收集罐或放喷池。 |
| 钻井工程、储层改造工程和油气集输工程生活污水 | 经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。 |
| 地下水 | | 按要求分区防渗；按要求进行跟踪监测。 |
| 废气 | 施工扬尘 | 施工场地围挡、洒水，运输车辆覆盖篷布，施工营地内设1套车辆冲洗装置。 |
| 备用柴油发电机尾气 | 仅在网电无法使用时使用，自带消烟除尘装置处理后6m高排气筒排放。 |
| 压裂作业车辆机械尾气 | 采用合格燃油、加强设备保养减少尾气排放 |
| 油气集输工程焊接烟尘 | 自带焊烟净化器处理后排放 |
| 储层改造工程测试放喷废气试 | 采用地面灼烧处理，建设放喷设施（套）、放喷池等，无固定、长期污染源，测试放喷期间应临时撤离放喷口周边500m的居民，通过区域环境质量监测确保区域环境功能未发生改变，事故放喷通过专用的放喷管线将天然气引至放喷池进行点火放喷，并建立警戒点进行24小时警戒，严禁居民靠近。 |
| 固废 | 清水岩屑 | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后暂存于钻井固废暂存区，及时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。 |
| 水基钻井固废 |
| 油基钻井废泥浆、岩屑 | 油基钻井废泥浆、岩屑暂存于危险废物暂存场所（若使用油基岩屑钻井时设置，共用1处，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时交由有资质的单位处置。 |
| 生活垃圾 | 生活垃圾设置垃圾桶集中收集，交由当地环卫部门处置。按当地环卫部门要求妥善处理，现场无遗留。 |
| 废包装材料 | 回收利用或送当地废品回收站，现场无遗留。 |
| 废油、含油抹布和手套等含油固废 | 收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和含油抹布手套一起交有资质的单位进行处理，现场无遗留。 |
| 油气集输工程废焊条、废材料桶等废材料 | 由施工单位带走处置，不在现场暂存 |
| 建筑垃圾 | 可回收利用部分收集后回用，剩余不可回收部分由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。 |
| 噪声 | 钻井、压裂及测试放喷噪声 | 优先选用网电，选用低噪声设备，备用发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；钻井设备、泥浆泵基础设置减震垫； 空压机和增压机安装在房间内，隔声并安装减震垫层等防治措施，做好沟通协调工作，取得居民谅解，避免噪声扰民和环保投诉。 |
| 生态保护措施 | 表土堆场 | | 按照要求设置表土堆场，将施工期井场工程产生的表土集中堆放，用于结束后的覆土、复耕工作。 |
| 生态保护 | | 新建放喷池，建挡墙较小热辐射影响；对热辐射破坏的植被进行补偿。 |
| 场地水土流失控制措施 | | 井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地四周修建排 水沟（已硬化区域除外）；道路沿线修建可靠的护坡、堡坎、排水沟等水保措施；工程施工迹地进行恢复；管道开挖后的临时占地进行恢复。根据《中华人民共和国土地管理法》规定和相关地方规定对工程占地进行补偿。 |
| 环境风险 | | | 泥浆储备罐罐区、柴油罐区周边设置围堰。 |

表10.5‑2 试采期竣工环保验收措施及要求一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **分项** | **验收项目及位置** | | **验收指标及要求** |
| 环境管理 | 环境管理制度 | | 具有环保机构，环保资料和档案齐全。 |
| 环境风险管理 | | 具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并定期培训、演练，建立与当地村、乡镇、县相关部门联动机制。 |
| 污染防治措施 | 废水 | 气田水 | 暂存于采出水罐后及时外输至雷页1试采站再通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不排入附近地表水体。 |
| 地下水 | | 按要求分区防渗；按要求进行跟踪监测。 |
| 废气 | 火炬及放空系统长明灯燃烧废气 | 通过15m高放空火炬排放。 |
| 油罐挥发废气 | 罐为固定顶罐，密闭措施良好。 |
| 非正常放空废气 | 引至放空火炬系统燃烧后通过15m高放空火炬排放。 |
| 水套加热炉燃烧废气 | 水套加热炉燃用净化后的反输天然气，水套加热炉废气经自带排气筒排放，排气筒高度8m。 |
| 固废 | 试采期固废 | 妥善处置，未对环境造成二次污染。 |
| 噪声 | 试采期噪声 | 泵机组和电机处设隔声罩，厂界噪声满足《工业企业厂界环 境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。 |
| 生态保护措施 | 临时占地恢复 | | 本项目在施工结束后立即对施工期临时占地进行复垦，试采站场周边修建排水沟，进行绿化建设，管线周边复垦复植。 |

# 

# 结论与建议

## 项目概况

本项目位于达州市宣汉县\*\*\*，以\*\*\*为主要目的层，建设内容包括施工期钻前工程、钻井工程及储层改造工程和试采期试采工程，预计开采不含硫天然气20×104m3/d，试采期为2年。

本项目总投资\*\*\*万元，环保投资\*\*\*万元，环保投资占总投资的2.44%。

## 环境质量现状

本项目所在区域属环境空气2类区、地表水Ⅲ类水域功能区和声环境2类功能区。根据本项目环境本底监测结果显示，本项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；根据《达州市2023年环境空气质量状况》，本项目所在的达州市属于达标区，本项目位于州河流域，其水质良好；地下水监测所有指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值要求；项目区域土壤以耕地为主，有少量果林地，土壤环境所有指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB15618—2018）》中对应筛选值要求。项目所在地环境质量现状良好。

## 项目产业政策符合性分析与选址合理性分析

（1）项目产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号），该项目属于其中第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》（〔2012〕18号）要求；项目实施经中国石油化工股份有限公司中原油田分公司以“中原油分投资〔2024〕63号”文出具了可研批复，因此，本项目符合国家产业政策。

（2）项目选址合理性分析

本项目建设符合石油天然气开发规划。不在城镇规划区域内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，主要发展农业。本项目建设不违背老君乡、普光镇规划要求。本项目不涉及生态红线，符合“三线一单”管控要求，井口周边100m内和输气管线周边5m范围内无农村分散居民，井口500m范围内无医院、学校等敏感目标，总体选址环境不敏感。本项目的平面布置执行《钻前工程及井场技术要求》（SY/T 5466-2013），总体上符合环保要求。

## 环境影响评价结论

（1）大气环境

钻井和天然气试采期，优先使用网电，废气污染物排放量少，钻井期无组织挥发性有机物排放量小，测试放喷采用放喷管线接至放喷池并经燃烧后放喷，试采期水套加热炉与火炬长明灯使用的燃料气为自产不含硫天然气，废气能达标排放，非正常放空废气通过放空火炬燃烧排放，油罐挥发废气产生量小、自然扩散后对环境影响小，且排放时间短，对所在地大气环境的影响是可接受的。

（2）地表水

钻前工程施工废水经沉淀处理后循环使用，不外排。钻前工程人员生活污水依托周边农户已建设施处理，不外排。钻井工程钻井废水与场地初期雨水一并经不落地装置处理后大部分回用于配制钻井液，剩余不能回用部分暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，定期装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注；钻井期间施工人员生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。储层改造阶段产生的压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池或者压裂液储罐中，优先回用于周边其他井场压裂液配置，不能回用时用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光3井回注站回注，储层改造期间施工人员生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理，均不外排。油气集输工程建设期间施工人员生活污水经生态厕所收集后定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理。天然气试采期间，产生的废水后拉运至赵家坝污水处理站达标后（达《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）中注入水基本要求）管输至普光3井回注站回注，不外排。对区域地表水环境影响甚微。

（3）声环境

钻井期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，采用噪声源合理布局，为产噪大的设备安装消声器和减振基础，随着工程的完工，噪声影响消失。通过对井场周围居民的影响预测可知，在采取合理措施后，井口周边仅西侧有最多为5户20人超标，其他均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，加强与周边居民的沟通协调后，对声环境影响小。

天然气试采期间，厂界噪声能实现达标排放，周边声环境敏感点噪声能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，不会噪声扰民。

（4）固体废物

项目产生弃土用于生态恢复，做到土石方平衡；生活垃圾交由环卫部门处理，水基钻井固废收集后定期用密闭罐车及时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，废油及含油抹布手套设置废油桶分类集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理。油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的60m2危险废物暂存场所（采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物），泥浆和油基钻井岩屑及时后交由有资质的单位处置，不会对区域环境造成影响。各类固体废物经分类收集，严格做好固体废物的暂存管理，并采取有效的处置措施，使固体废物均得以妥善处置，对环境不会造成污染影响。

（5）地下水

本项目不涉及浅层钻井，对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。若钻井过程中出现废水泄漏、外溢等事件，将造成井场或井筒周围小范围内的地下耗氧量、石油类和氯离子超标，该范围以外的地区，地下水质量维持现状，对周边散居农户水井的影响较小。天然气试采期间废水集中收集，输水管线设置了完善的监控截断系统，不会对地下水造成影响。

（6）土壤环境

本项目仅新增占地面积小，采取了清污分流、分区分级防渗等措施，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据类比调查，同地区天然气钻采项目均未出现过土壤环境污染现场和投诉，项目不会对土壤环境造成影响。

（7）生态环境

本项目临时占地在施工结束后进行恢复种植，后期将进行植被修复，恢复当地生态，有效削弱了对生态环境的影响。

## 环境风险分析

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

## 清洁生产和总量控制

本项目在原辅材料及资源能源的利用、生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产技术指标、环境管理等方面基本达到清洁生产国内先进水平。建议主要提高清洁生产水平途径为废弃钻井泥浆的再利用、回收，减少废弃量，建议废弃钻井泥浆经处理后用于周边其他新钻井工程。

由于本项目实行排污许可登记管理，施工期时间短且采用网电，试采期水套加热炉与放空火炬长明灯均能做到达标排放，废水依托污水处理站或回注站回注，不外排；试采期间无其他常年稳定连续的污染物排放源，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，建议不核定总量指标。

## 环境经济损益分析

本项目的建设具有较好的社会-经济-环境综合效益，只要该项目在各个实施阶段过程中积极做好污染治理、环境保护和安检措施等工作，基本上可以满足当地环境容量要求和环保管理需求，达到可持续发展目标。项目的建成，必将产生显著的经济效益、社会效益和环境效益。

## 公众参与调查结论

根据建设单位提供公众参与说明，本次环境影响评价期间，由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按《环境影响评价公众参与办法》组织建设项目环境影响评价公众参与，进行了第一次公示、第二次公示和报批前公示。第一次公示于2024年6月3日在凤凰山下网站进行。第二次征求意见稿公示采用3种方式同步公开：①2024年2月20日在凤凰山下网站上公示；②2024年7月4日、2024年7月5日在达州晚报上进行公众参与公示；③2024年7月8日在**\*\*\***张贴本项目公众参与公示，以征求项目周边公众对本项目的看法。第三次公示于2024年8月6日在凤凰山下网站上进行报批前公示。公示期间提供了环境影响报告书征求意见稿全文的网络链接及查阅纸质报告书的方式和途径，公众意见表的网络链接，以及提交意见的方式和途径。公示期间未收到工作递交的公众意见表，未收到反对意见。符合《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）的相关要求。

## 评价总结论

该项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对增加清洁能源天然气供应量，探明地区天然气储存情况，促进区域社会、经济发展，调整改善区域的环境质量有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地下水质量现状总体较好；项目建设期间产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气环境影响小，对声环境影响产生短期影响，不改变区域的环境功能；该项目符合清洁生产要求，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。本项目井喷失控事故天然气泄漏事故对环境的影响较小，且事故发生机率低，通过严格按行业规范和环评要求完善事故防范措施和制定较详尽有效的事故应急方案，环境风险值会大大的降低，环境风险可接受。

综上所述，在严格落实本项目钻井设计和本评价提出的各项环保措施和环境风险防范以及应急措施后，从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

## 建议

（1）建设单位在工程实施期间，应加强对各项环保措施的建设、运转进行监理，以确保环保措施的有效性。

（2）妥善解决好占用土地、作物、植被等所造成的恢复赔偿问题。

（3）根据项目试采情况，满足验收条件后对项目进行验收，及时完善环保手续。

（4）项目完成后，对周围环境进行跟踪监测。