普陆1-6H井钻井及试采工程

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：成都艺博环美环保科技有限公司

二〇二三年九月

# 1、概述

## 1.1项目背景

\*\*\*。

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、污水池，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，则将勘探井转为生产井，另行完善环评手续。

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。根据国家生态环境部制定的《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）”的建设项目，环评类别为编制环境影响报告书。

本项目位于达州市宣汉县清溪镇长青村七组，根据水利部办公厅关于印发《全国水士保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）的通知，本项目属于四川省国家级水土流失重点治理区名单中所列区县，详见下表。

表1.1-1 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10），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-重点预防区、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、毛坝镇、胡家镇、花池乡、土主乡、南坪乡、观山乡（34） |

本项目涉及水土流失重点预防区，故应当编制环境影响报告书。

中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司委托成都艺博环美环保科技有限公司承担本项目环境影响评价工作（见附件）。成都艺博环美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，编制《普陆1-6H井钻井及试采工程环境影响报告书》。

## 1.2建设项目特点

本项目为天然气勘探井及天然气试采工程，具有如下特点：

（1）钻井期间主要为钻井废水、固废的环境影响分析及井场占地生态影响。

（2）天然气试采工程主要为试采站占地生态影响。

（3）本项目输送介质为含硫天然气及气田水，试采期需考虑环境风险影响。

## 1.3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：

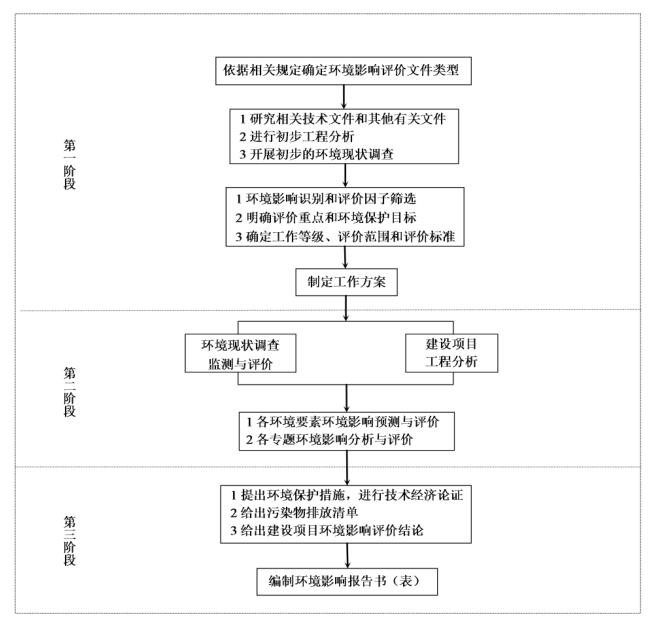


图1.1-1 环境影响评价程序

## 1.4分析判定相关情况

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》与《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2019年本）>的决定》（2021年修订）及相关环保政策要求。

本项目未位于四川省达州市划定的生态保护红线区域内，与四川省“三线一单”不冲突；本项目建设不占用永久基本农田，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，拟建井场不涉及集中式饮用水源保护区。

## 1.5关注的主要环境问题

（1）废气：施工期主要是开挖扬尘、部分机械设备运行产生的废气（主要污染物NOx、CO）等；试采期主要为水套加热炉废气、非正常工况下的检修废气和事故放空废气。环评中注重施工期废气的环境影响分析和试采期废气的达标排放及影响分析。

（2）废水：施工期主要是钻井废水、洗井废水、压裂返排液以及施工人员生活污水；试采期主要为分离器产生的气田水。环评中注重施工期废水处理的可行性和可靠性论证，试采期气田水依托处置可行性分析。

（3）噪声：施工期为各类机械设备产生的噪声；试采期主要为试采站节流阀、各生产设备等因节流或流速改变造成部件的机械振动而产生的一定噪声以及放空噪声。环评中注重施工期和试采期噪声控制措施的可行性论证。

（4）固体废物：施工期主要是废弃土石方、生活垃圾、水基钻井固废（油基钻井固废）、废油等。环评中注重施工期固体废物处理的可行性进行论证。

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

（6）环境风险：主要为站内输气管道、设备等受影响而产生泄漏风险以及井喷事故的环境风险。

## 1.6环境影响评价的主要结论

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

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

# 2总则

## 2.1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、水、声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并论证环保措施的可行性；分析污染物总量控制要求；并就项目建设环境可行性和选址的合理性做出结论，为环境保护部门提供可靠的决策依据，为项目顺利建设和运行提供有效的污染防治措施，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。

## 2.2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。

## 2.3编制依据

### 2.3.1法律、法规

（1）《<中华人民共和国环境保护法>（2014修订）》，2015年1月1日起施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法（2018修订）》，2018年12月29日施行；

（3）《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日起施行；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》，2016年1月1日起施行；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法（2021修订）》，2022年6月5日施行；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年修订；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日起实施）；

（8）《中华人民共和国土地管理法》，2020年1月1日实施；

（9）《中华人民共和国城乡规划法》，2007年10月28日；

（10）《中华人民共和国水土保持法》，2011年3月1日起施行；

（11）《中华人民共和国水法》，2016年7月2日修订；

（12）《中华人民共和国突发事件应对法》（2007年11月1日起实施）

（13）《中华人民共和国节约能源法》（2018年12月修订）；

（14）《中华人民共和国清洁生产促进法》，（2012年2月29日）；

（15）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018年10月26日修订）；

（16）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）。

### 2.3.2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，1996.83）；

（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）《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）；

（6）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8修订）；

（7）《土地复垦条例》（国务院令592号，2011.2.22）；

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

（9）《全国生态保护与建设规划》（2013~2020年），2013.10；

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

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

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

（13）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7修订）。

### 2.3.3部门规章

（1）《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)；

（2）《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）；

（3）《环境影响评价公众参与办法》（2018年7月16日）；

（4）《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号，2015.6.5）；

（5）《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)；

（6）《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）；

（7）《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；

（8）《产业结构调整指导目录》（2019年修订）（2020.1.1施行）；

（9）《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2019年本）>的决定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第49号）（2021年修订）；

（10）《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办〔2014〕48号）；

（11）《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）；

（12）《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；

（13）《国家危险废物名录》环境保护部令第15号，2021.1.1起施行；

（14）《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）；

（15）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号）；

（16）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165号）；

（17）《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)；

（18）《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)；

（19）《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13号）；

（20）《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）；

（21）《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）；

（22）《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）；

（23）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。

### 2.3.4地方性法规及规范性文件

（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）《四川省生态功能区划》（2010年）；

（6）《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）；

（7）《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》（2012.7.27）；

（8）《四川省<中华人民共和国水土保持法>实施办法》（2012.12.1）；

（9）《四川省固体废物污染环境防治条例》（2022.6.9修订）；

（10）《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》（2021.2.2）；

（11）《四川省自然保护区管理条例》（2018.9.30 修订）；

（12）《四川省生态保护红线实施意见》（2016.9.30）；

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

（14）《四川省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）；

（15）《四川省饮用水水源保护管理条例》（2012.1.1施行）；

（16）《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》（2017.6.13）；

（17）《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》（征求意见稿）；

（18）《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）。

### 2.3.5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》 （HJ/T349-2007）；

（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》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号公布 自2022年1月1日起施行）。

### 2.3.6石油天然气行业技术规范

（1）《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283－1997）；

（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）《高含硫气田水处理及回注工程设计规范》（SY/T6881-2012）；

（28）《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》(SY/T0612-2014)；

（29）《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）；

（30）《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）；

（31）《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5081-2017）。

### 2.3.7相关技术及工作文件

（1）环境影响评价委托书；

（2）《普陆1-6H井钻井及试采工程可行性研究报告》；

（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。

## 2.4环境影响识别与评价因子筛选

### 2.4.1环境影响识别

本项目为生态影响型建设工程，主要就工程建设及运行对区域生态环境及其他环境要素所造成的影响进行识别。

**1、生态环境影响**

本项目生态环境影响主要体现在施工期。工程施工期间对生态环境的影响主要是土石方工程开挖（本项目土石方开挖量较小，除管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道外不新增占地）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。

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

**2、地表水环境影响**

（1）钻井期废水对地表水的影响；

（2）施工人员产生的生活污水对地表水环境的影响；

（3）试采期气田水对地表水环境的影响。

**3、地下水环境影响**

（1）本项目施工期对地下水的影响是钻井过程中井套密封不严泄漏对地下水的影响；

（2）本项目普陆1井台不涉及污水处理构筑物，涉及污水储存设施（污水罐）。本项目试采期对地下水的影响是污水罐发生泄漏对地下水的影响。

**4、大气环境影响**

（1）施工机械排放的废气；

（2）施工产生的扬尘；

（3）本项目试采期水套加热炉废气、非正常工况外排的废气，非正常工况事故放空废气通过新建的放散管进行放空。

**5、声环境影响**

（1）施工期施工机械产生的机械噪声；

（2）试采期场站设备产生的机械噪声及场站输气产生的气流噪声。

**6、固体废物环境影响**

（1）施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、土石方、施工废料、钻井固废等；

（2）本项目普陆1试采站无人值守（依托P305集气站对普陆1-6H生产过程进行监控），无生活垃圾产生。

**7、土壤环境影响**

（1）施工期钻前工程等造成土壤扰动；

（2）施工期施工废水对土壤的影响；

（3）施工期施工机械废机油渗漏对土壤的影响；

（4）试采期依托的污水罐，可能存在地面漫流及垂直入渗污染土壤环境。

本项目环境影响具体内容见表2.4-1。

表2.4-1 本项目施工期和试采期环境影响分析表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **时段** | **项目建设活动** | | **环境影响内容** |
| 施工期 | 站场施工及钻完井工程 | 钻前工程 | 破坏植被，改变自然地形地貌，占用土地，改变土地利用现状，新增水土流失。建设过程中车辆运行噪声、扬尘，废水和生活垃圾等 |
| 钻完井工程 | 钻井废水、洗井废水、压裂返排液、初期雨水、生活污水；钻井岩屑、废泥浆及生活垃圾等；泥浆泵、钻机等设备噪声 |
| 原材料运输 | 运输车辆产生尾气、噪声和扬尘；  临时料场占用土地，短期影响土地的使用功能或类型 |
| 施工机械操作 | 产生机械尾气和噪声 |
| 施工便道建设及使用 | 临时占用部分土地，产生扬尘及噪声；  施工结束后恢复，不改变土地利用的原有功能 |
| 施工人员日常生活 | 施工人员生活污水、生活垃圾产排 |
| 施工作业场地 | 临时占用部分土地，短期影响土地的使用功能或类型，破坏生态环境 |
| 运营期 | 普陆1井台 | | 废水：天然气试采产生气田水；  废气：水套加热炉废气、异常工况下站场检修排放的少量天然气以及超压放空排放废气；  噪声：水套加热炉、分离器、节流阀噪声等设施运行产生的噪声；  固废：/；  环境风险事故：钻井阶段井喷风险事故等；站内管线、设备发生泄漏、火灾、爆炸事故对周围环境和人员的影响；非正常生产时，系统超压和站场检修时经放空装置直接排放的天然气燃烧后排放的废气 |

根据环境影响矩阵表，分析环境影响因子的影响类型和影响程度，其结果见表2.4-2。

表2.4-2 环境影响要素矩阵

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **类别** | **环境因子** | **工程施工** | | | | **正常运行** | | | | **非正常工况** | | | |
| **有利**  **影响** | **不利**  **影响** | **影响**  **较大** | **影响**  **较轻** | **有利**  **影响** | **不利**  **影响** | **影响**  **较大** | **影响**  **较轻** | **有利**  **影响** | **不利**  **影响** | **影响**  **较大** | **影响**  **较轻** |
| 环境质量 | 地表水 |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |
| 环境空气 |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ | √ |  |
| 声环境 |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |  | √ |
| 自然生态环境 | 地形地貌 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 生态环境 |  | √ |  | √ |  |  |  | √ |  | √ |  | √ |
| 土壤 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  | √ |  | √ |
| 植被 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  | √ |  | √ |
| 水土流失 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 土地利用 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 社会环境 | 农业生产 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 交通出行 |  | √ |  | √ |  |  |  |  |  | √ |  | √ |
| 社会经济 |  | √ |  | √ | √ |  | √ |  |  | √ | √ |  |
| 人体健康 |  |  |  |  |  |  |  |  |  | √ |  | √ |
| 景观 |  | √ | √ |  |  |  |  |  |  | √ |  | √ |
| 旅游 |  |  |  | √ |  |  |  |  |  | √ | √ |  |
| 减少温室效应 |  |  |  |  | √ |  |  |  |  |  |  |  |

根据表2.4-1和表2.4-2的分析结果可知，就环境影响因子影响而言，拟建工程主要影响生态环境。

### 2.4.2评价因子筛选

根据工程环境影响要素识别结果，确定环境质量现状、影响评价的主要评价分析因子如下：

表2.4-3 评价因子筛选表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 环境要素 | 现状评价因子 | 影响评价因子 |
| 环境空气 | PM10、PM2.5、SO2、NOX、CO、O3、H2S、非甲烷总烃 | 颗粒物、NOX、非甲烷总烃 |
| 地表水 | pH、氯化物、CODCr、BOD5、NH3-N、挥发酚、石油类、六价铬、S2- | /（进行污水处理设施依托可行性分析） |
| 地下水 | 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、石油类 | CODMn、石油类、氯化物 |
| 土壤 | （1）建设用地：①重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍；②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a,h〕蒽、茚并〔1,2,2-cd〕芘、萘。④特征因子：pH、石油烃、氯化物；  （2）农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、氯化物 | /（采用定性描述与类比分析） |
| 声环境 | 等效声级 | 等效声级 |
| 固体废物 | / | 临时土石方、钻井固废、废油、废包装材料、生活垃圾、建筑垃圾 |
| 环境风险 | / | 定性分析 |

项目主要建设内容为新建普陆1-6H井方井1座，钻前工程利用原普陆1井西侧井架基础，另一条井架基础新建；发电机房基础利旧，泥浆泵、循环罐、泥浆不落地、储备罐、高压房等设备基础采用20cm素混凝土修复，清水池、污水池、放喷池等修复利旧，并配套相关设施设备进行试采，以上均不涉及新增占地，仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道为新增占地，施工运营期生态环境影响主要表现在施工运营活动对物种、生境、生物群落、自然景观、生态系统、生物多样性等方面的影响。

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2.4-4 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 | 新建普陆1-6H井方井1座，钻前工程利用原普陆1井西侧井架基础，另一条井架基础新建；发电机房基础利旧，泥浆泵、循环罐、泥浆不落地、储备罐、高压房等设备基础采用20cm素混凝土修复，清水池、污水池、放喷池等修复利旧，并配套相关设施设备进行试采等，间接影响；  管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道新增占地等，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 |
| 自然景观 | 景观多样性、完整性等 |

表2.4-5 运营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 | 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 |
| 自然景观 | 景观多样性、完整性等 |

## 2.5环境功能区划与评价标准

### 2.5.1环境功能区划

（1）大气环境功能区划

工程建设区域内主要为农业耕作区，散居农户较少，属乡村区域环境，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，本项目周边地表水州河为《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

工程场站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，项目所在区域地下水均属于III类地下水功能区。

（4）声环境功能区划

参照《达州市中心城区环境噪声标准适用区域划分规定》，工程建设区域内主要为散居农户，属一般居住环境，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），功能区划属2类区域。

（5）生态功能区划

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

（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。

### 2.5.2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）Ⅲ类水域标准，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（Ⅲ类） 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

本项目所在区域地下水质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **污染物** | **pH** | **氯化物** | **耗氧量** | **六价铬** | **铁** | **锰** | **总硬度** | **石油类\*** |
| Ⅲ类 | 6.5～8.5 | ≤250 | ≤3.0 | ≤0.05 | ≤0.3 | ≤0.1 | ≤450 | ≤0.05 |
| **污染物** | **SO42-** | **氨氮** | **硝酸盐（以N计）** | **亚硝酸盐（以N计）** | **氰化物** | **砷** | **汞** | **挥发性酚类** |
| Ⅲ类 | ≤250 | ≤0.5 | ≤20 | ≤1.0 | ≤0.05 | ≤0.01 | ≤0.001 | ≤0.002 |
| **污染物** | **铅** | **氟** | **镉** | **溶解性固体** | **总大肠菌群**（MPN/100ml） | | **菌落总数**  （CFU/ml） | |
| Ⅲ类 | ≤0.01 | ≤1.0 | ≤0.005 | ≤1000 | ≤3.0 | | ≤100 | |

注：\*为参考地表水标准。

（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；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 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内土壤环境质量标准执行《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，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，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 | |

土壤环境监测指标中农用地石油烃参考第一类建设用地筛选值为826mg/kg。

### 2.5.3污染物排放标准

（1）废水

剩余钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至普光11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11井回注站回注；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。为防止压裂返排液对地面集输管线造成腐蚀，设置分离），站场投产期间采气废水进入污水罐，由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/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光11井回注站回注；P103井台无人值守，运营期无生活污水产生。

（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）（2020年9月1日起）；钻井期间备用柴油机废气和试采期间放散废气排放执行《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）。

表2.5-7 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2.5-8 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 |
| NMHC | 120 | 10 | / | 排放高度15m |

表2.5-9 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2.5-10 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120 mg/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≥2 kg/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

项目施工期噪声执行《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2.5-11。

表2.5-11 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

一般固体废物参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；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》。

## 2.6评价工作等级和评价范围

### 2.6.1地表水环境

（1）评价工作等级

剩余钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至普光11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11井回注站回注；施工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。项目钻井期间无废水外排。为防止压裂返排液对地面集输管线造成腐蚀，设置分离器对天然气预处理，站场投产期间采气废水进入污水罐，由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注；试采期普陆1井台无人值守，无生活污水产生。

因此，本项目废水均不直接外排，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（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、废水的产生情况和气田水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。

### 2.6.2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。

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2.6-2。

表2.6-2 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；根据现场问询，评价范围内农户饮水均为山泉水或井水，基本为1户1井或2户1井。因此，评价区地下水环境敏感程度为**“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，项目属II类项目、环境敏感程度为较敏感，最终确定本次地下水环境评价等级确定为二级。

（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。

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、构造、地表水文及水文地质条件，本项目背面东面以山脊为界，南面以山坳为界，西面以州河为界。根据测算，本项目地下水环境影响评价范围共计约3.47km2。

图2.6-1 项目所在区地下水环境评价范围图

### 2.6.3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）的规定，依据污染物最大地面浓度占标率确定空气环境评价等级。

根据天然气开发项目环境影响特点，大气环境影响为钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气，试采期间正常工况下将产生水套加热炉燃烧废气和采气、集输设备检修或事故状态下时产生少量的放空燃烧废气。由于施工期较短暂，钻井工程工期较短，试采期产生的水套加热炉燃烧废气经15m高排气筒排放，采气、集输设备检修或事故状态下时产生少量的放空废气通过15m高放空管放散。

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2.6-3），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1.7-3 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 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 水套炉烟气 | 加热炉 | NO2 |  |  |  | 二级 |
| 颗粒物 |  |  |  |

根据表1.7-3判定结果，本项目加热炉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普陆1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。

### 2.6.4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2.6-5 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 | 厂界噪声达标，区域声环境质量变化程度小 | 变化幅度约小于3dB（A） |
| 受影响人口的数量 | 受噪声影响人口数量变化不大 | 受噪声影响人口数量较少 |

（2）评价范围

项目场界（含进场道路、放散区、放喷池等）周边外200m范围。

图2.6-2 声环境评价范围图

### 2.6.5土壤环境

（1）评价工作等级

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。根据工程分析，项目对土壤环境的影响主要为污染物泄漏对其造成污染，属于污染影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表2.6-6，土壤环境影响评价工作等级划分见表2.6-7。

表2.6-6 污染影响型项目敏感程度分级表表

|  |  |
| --- | --- |
| 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2.6-7 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、居民、公益林等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感；本项目占地面积小于5hm2，因此占地规模为小型。因此，根据污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

（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占地范围内全部和占地范围外0.2km。

图2.6-3 土壤环境评价范围图

### 2.6.6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2.6-8 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 | 土壤200m影响范围涉及公益林，最近处位于井场西南侧，距离井场约120m，具体见上图 |
| 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 |

本项目主要为在普陆1井台内新建普陆1-6H井1口并配套设施进行试采。项目所在地为城市近郊区及农村生态环境，站场所在区域不涉及特殊生态敏感区（自然保护区、世界文化和自然遗产地），项目不涉及风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等其他重要生态敏感区。但项目周边土壤200m影响评价范围内涉及公益林，与公益林相对位置关系图见前文。因此，根据项目特点及《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022），本项目的生态环境影响评价工作等级定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2007）关于评价范围的划分原则和本项目现场踏勘调查实际情况，确定本评价范围如下：

普陆1试采站（含井场、污水池、清水池、放喷池、事故池、进场道路，管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道）周边2000m。

### 2.6.7环境风险

（1）评价工作等级

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

施工期天然气所含的甲烷和油类物质的Q值计算结果为\*\*\*，Q值＜1；试采期天然气所含的甲烷的Q值计算结果为\*\*\*，Q值＜1。因此，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

表2.6-9 环境风险评价工作等级划分

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 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”。

（2）评价范围

简单分析不设置风险评价范围。

## 2.7相关政策、规范符合性分析

### 2.7.1产业政策及相关文件符合性分析

1、与《产业结构调整指导目录》的符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》与《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2019年本）>的决定》（2021年修订），本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019年本）鼓励类中第七条“石油、天然气”中的第二款：“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。

因此本项目建设符合国家产业政策。

2、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2.7-1 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。 | 本项目属于气田的开发建设，占地较少，废水收集集中处置，废物收集集中处置。 | 符合 |
| 2 | 油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。 | 本项目无国际公约禁用化学物质，符合要求。 | 符合 |
| 3 | 在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。 | 本项目无需炸药，油罐区设置地面硬化防渗和设置集油池，符合要求。 | 符合 |
| 4 | 在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。 | 本项目采用水基钻井液（若遇特殊地层情况，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。 | 本项目酸化残液、压裂残液和返排液暂存放喷池后外运处置，压裂放喷返排入罐率为100%，采取了防漏、防溢措施，全部外运处理，符合要求。 | 符合 |
| 二 | 生态保护 | | |
| 1 | 在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。 | 放喷过程中不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧。放喷池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。 | 本剩余钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至普光11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11井回注站回注。 | 符合 |
| 2 | 固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。 | 固体废物收集、贮存、处理处置设施均按照标准要求采取分区防渗措施。完井后对泥浆不落地操作平台清理后复垦。 | 符合 |
| 3 | 应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。 | 不涉及原油，本工程在井口及易产生油污的生产设施底部进行防渗处理，收集可能产生的废油，完钻后统一收集交有资质单位处置。 | 符合 |
| 4 | 对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。 | 不涉及原油，废油很少，通过采取防渗措施，总体不会造成土壤的油污染。 | 符合 |
| 四 | 运行风险和环境管理 | | |
| 1 | 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。 | 本项目业主制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。 | 符合 |
| 2 | 加强油气田建设、开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。 | 本项目制定有环境监理计划。 | 符合 |
| 3 | 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。 | 本项目制定了套管检测和维护计划和制度，防止天然气泄露污染地下水。 | 符合 |
| 4 | 油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。 | 本项目业主单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。 | 符合 |
| 5 | 油气田企业应对开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。 | 本项目业主对钻井工程设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子。 | 符合 |

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。

3、与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》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2.7-2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析表

| **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。 | 2007年，《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》经原环保部审批，报告中已分析了普光气田主体区块相关内容。2018年6月，中原油田普光分公司组织开展了普光气田开发工程环境影响后评价，明确了普光气田主体区块的建设内容和建设进度，后评价报告在国家生态环境部进行备案，非含新开发和滚动开发项目。本项目为验证普光东向斜须家河组气藏认识，评价落实可动用储量和气井产能，试验适用于普光须家河组的井型及配套工艺，针对落实程度最高的普陆1井-老君2井区带须三2砂组部署本项目，为后续进一步开采提供依据。同时普光气田其地质结构较为复杂，且目前对普光区块产能储量仍未探明，暂不具备区块开发条件。并且本次评价提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。充分论证了施工期和试采期各污染物处置的可行性。 | 符合 |
| 三 | 强化生态环境保护措施 | | |
| （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回注处理，无废水外排。 | 符合 |
| （2） | 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。 | 本项目属于天然气钻井及试采工程。剩余钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至普光11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11井回注站回注。赵家坝污水处理站和普光11井回注站已取得环评批复，并已开展竣工环保验收。 | 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。如遇特殊地层，本项目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。 | 本项目废水等污染物均为罐装，天然气均密闭输送。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。普陆1试采站加热炉采用的燃料气为站外管线返输至站内的净化后天然气作为燃料，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。 | 符合 |
| （6） | 陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。 | 本项目不涉及油气长输管道。 | 符合 |
| （7） | 油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。 | 本项目不涉及油气储存。本项目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。本次评价落实了地下水污染防治和跟踪监测要求。 | 符合 |
| （8） | 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。 | 建设单位制定了突发环境事件应急预案，项目建成后，纳入预案进行统一管理，并根据项目情况对现有预案进行修订，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。

4、与其他环保政策及规定的符合性分析

本项目涉及行业和地方的一些油气开发和环境保护政策，包括《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》（环发〔2015〕92号）、《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）、《土壤污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》等，与其相关内容符合性分析如下。

表2.7-3 与其他环保政策符合性分析

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 规划名称与规划内容 | 本项目情况 | 符合性 |
| 1 | **《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见环发》〔2015〕92号**  重点开发区域环境政策：成渝、黔中、滇中、藏中南等区域需严控有色金属产业项目审批，积极推动有色金属采冶的环境健康风险评估。要重视饮用水安全及水污染产生的环境健康问题和矿产资源开发带来的人群健康风险问题。  成渝、黔中、滇中、藏中南等区域要强化酸雨污染防治，加强流域水土流失和水污染防治，加强石漠化治理、高原湖泊保护、大江大河防护林建设，保护和增强藏中南地区生态系统多样性及适应气候变化能力，优化并合理布局水电开发，开展有色金属采冶的环境健康风险评估。 | 本项目为陆地天然气勘探开发项目，实施总体对水环境影响很小，不涉及重金属污染，施工期加强水土保持措施、生态防护措施和各项污染物治理措施，以减少水土流失和生态影响，符合政策要求。 | 符合 |
| 2 | **《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37）号）**  加快清洁能源替代利用。加大天然气、煤制天然气、煤层气供应。到2015 年，新增天然气干线管输能力1500亿立方米以上，覆盖京津冀、长三角、珠三角等区域。  优化天然气使用方式，新增天然气应优先保障居民生活或用于替代燃煤；鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，限制发展天然气化工项目；有序发展天然气调峰电站，原则上不再新建天然气发电项目。扩大城市高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。结合城中村、城乡结合部、棚户区改造，通过政策补偿和实施峰谷电价、季节性电价、阶梯电价、调峰电价等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 | 本项目实施有利于加大天然气供应，总体符合文件要求。 | 符合 |
| 3 | **《土壤污染防治行动计划》**  加强工业废物处理处置。全面整治尾矿、煤矸石、工业副产石膏、粉煤灰、赤泥、冶炼渣、电石渣、铬渣、砷渣以及脱硫、脱硝、除尘产生固体废物的堆存场所，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施，制定整治方案并有序实施。加强工业固体废物综合利用。 | 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，及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用。 | 符合 |
| 4 | **《水污染防治行动计划》**  防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填 | 本项目提出了钻井及采气井场的防渗要求，对废弃井提出封井要求，符合要求。 | 符合 |

5、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2.7-4 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。

6、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2.7-5 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··· | 本项目在施工及运营期均严格落实各项环境保护措施，全过程加强对环境的管理。 | 符合 |
| 5 | ···重点支持普光经济开发区开展天然气钻井岩屑资源化利用··· | 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。

7、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2.7-6 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（浅层钻采用清水配制的膨润土浆、设置了分区防渗等）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，并采了取防护性措施；  （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。

8、与达州市“三区三线”的符合性分析

表2.7-7 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。 | 本项目为利用原有普陆1井台进行建设，仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道为新增占地。 | 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。 | 本项目为利用原有普陆1井台进行建设，仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道为新增占地，普陆1井台原有用地手续已到期，正在办理用地手续，施工期结束后立即对临时占地部分进行复垦。 | 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。 | 本项目不涉及永久基本农田。 | 符合 |
| 6 | 城镇开发边界：在一定时期内，可以进行城镇开发和集中建设的地域空间边界，包括城镇现状建成区、优化发展区，以及因城镇建设发展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。

### 2.7.2规划符合性分析

1、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。

2、与《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》的符合性分析

2007年中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托北京师范大学环境科学研究所编制完成了《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》，2007年12月14日取得原国家环境保护总局《关于中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书的批复》（环审〔2007〕376号），查阅了《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》（以下称“报告书”），《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程环境影响报告书》（以下称“报告书”）要求“气田后续开发过程中，如新增加建设项目，应当按照国家的有关规定开展相应的环境影响评价工作”，本项目拟建的普陆1-6H井在《报告书》中尚未进行评价，按照《报告书》要求，需开展相应的环境影响评价工作。

3、与四川省主体功能区规划的符合性分析

**（1）四川省主体功能区规划概述**

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

1）重点开发区域

主要包括成都平原、川南、川东北和攀西地区19市（州）中的89个县（市、区），以及与之相连的50个点状开发城镇，该区域面积10.3万平方公里，占全省幅员面积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），本项目所在地属国家重点开发区域，不属于重点生态功能区，该地区无国家级自然保护区、世界文化遗产、国家风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园。项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省主体功能区规划》要求。

4、与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 |

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。

5、与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

（1）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开发项目，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。

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

本项目与《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）对比分析详见下表。

表2.7-9 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。

6、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，属于致密气非常规天然气勘探项目。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（2016-2020年）》及其规划环评的符合性分析**

《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》于2017年经国土资源部审批后由四川省国土资源厅会同省发改委、财政厅、环保厅、商务厅、经信委联合发布实施，本项目与之符合性分析见下表。

表2.7-10 与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》符合性分析表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 文件内容 | 本项目情况 | 符合性 |
| 第三章、第二节：拓展矿产资源调查评价  能源矿产，重点加强四川盆地及盆周山区天然气、页岩气、煤层气和川北地区铀矿资源的调查评价，因地制宜开展地热水资源和浅层地温能潜力评价 | 本项目为四川盆地及盆周山区天然气开发评价 | 符合 |
| 第五章、第一节：确保矿产资源有效供给  能源矿产，加大天然气、页岩气……等勘查开发力度，力争获得重大突破，增强供应基础并加快供应，优化能源开发利用结构，减轻对环境的负面影响…… | 本项目为四川盆地及盆周山区天然气开发，利于增强供应基础并加快供应，优化能源开发利用结构，减轻对环境的负面影响 | 符合 |

2017年5月，四川省国土勘测规划研究院及四川省煤田地质工程勘察设计研究院编制完成了《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）环境影响报告书》，2017年7月原国家环境保护部以“环审〔2017〕102号”出具了《关于<四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）环境影响报告书>的审查意见》。本项目与之符合性分析见下表。

表2.7-11 与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）环境影响报告书》及其审查意见符合性分析表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 文件内容 | 本项目情况 | 符合性 |
| 严格保护生态空间  引导优化《规划》空。间布局。将自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等环境敏感区及四川省生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，依法实施强制性保护。与生态保护红线存在空间冲突的勘查区、开采区、规划矿区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。 | 本项目不在四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）的相关要求。同时，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等各类自然保护地。 | 符合 |
| 严格矿产资源开发的环境准入条件。  针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、佥沙江等水系总磷超标；有色金属矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。 | 本项目为天然气勘探试采项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）和《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）中所列的区域管控行业，项目施工期、试采期产生的废水及固废均得到妥善处置，不外排外环境，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题。本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少重能源废气排放量，对改善区域环境空气质量有积极作用。 | 符合 |
| 加强环境保护监测和预警。  结合自然保护区、饮用水水源保护区、重点生态功能区保护要求和土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立完善地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。适时组织开展重点开采区的生态恢复效果评估，针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等建立预警机制。 | 本项目按照导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤及噪声跟踪监测计划，并要求按照本次风险影响评价要求制定了相应的环境风险应急预案。 | 符合 |

本项目为天然气勘探试采工程，不属于限制开采的矿产资源，项目位于达州市宣汉县清溪镇长青村七组，所在区域不属于四川省矿产资源勘查开采规划区中的重点勘查区、限制勘查区和禁止勘查区，也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，不在规划环评提出的11个省级限制开采区、4个省级禁止开采区范围，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试采，符合《四川省矿产资源总体规划（2016-2020年）》和规划环评及审查意见要求。

**（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：**主要矿产资源实现找矿新突破。**加大政府性投资勘察项目投入，提高重要矿产资源综合勘察水平，天然气、页岩气铁、锰、铜、铅锌、金、锂、稀土、磷、钾盐、石墨、优质玄武岩等主要矿产保障程度进一步提升，新发现和评价战略性矿产资源大中型矿产地10-15处。有力支撑川渝天然气千亿产能基地、攀西战略资源创新开发试验区和乐山稀土深加工产业发展。

川南能源化工勘查开发区。包括自贡、宜宾、泸州、内江4市，加快培育壮大优势产业集群，打造全省第二经济增长极。重点推进川南页岩气勘查开发试验区建设，持续推荐长宁-威远页岩气田已发现规模开发，**打造川渝天然气千亿产能基地**；加快煤层气勘查开发，推动采煤采气一体化；优化煤炭勘查开发布局，加快淘汰落后产能，保障无烟煤安全供应；从严配置水泥、玻璃、陶瓷原料等矿产资源，遏制过剩产能，提高综合开发利用效益。

本项目属于石油天然气行业的勘探试采项目，本项目的建设有利于评价下一步页岩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。

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

《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中，强调要打造中国“气大庆”，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到630亿立方米。大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气田滚动开发，加快川南长宁、威远、泸州等区块页岩气建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到2.25万公里以上，年输配能力达700亿立方米。

本项目处于川东北气田开发区块，项目开发建设可以加快川东北地区天然气产能开发，促进该地区的发展，因此本项目符合四川省国民经济和社会发展规划纲要。

8、本项目与水源地合理性分析

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

### 2.7.3“三线一单”符合性分析

1、项目与“三线一单”符合性

本次评价根据《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》（川环办函〔2021〕469号）相关要求对项目“三线一单”进行了符合性分析，具体如下。

表2.7-12 项目与“三线一单”符合性分析

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **类别** | **项目与“三线一单”符合性分析** | **符合性** |
| 生态保护红线 | 根据《四川省生态保护红线方案》（川府发〔2018〕24号）和达州市人民政府《关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（达市府发〔2021〕17号）项目所在地不在达州市生态保护红线范围内。 | 符合 |
| 环境质量底线 | 项目所在区域的环境质量底线为：环境空气质量目标为《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，水环境质量目标为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，声环境质量目标为《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类，土壤环境质量目标为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值。项目地环境质量现状较好，在严格执行环评提出的相关污染防治措施后，本项目对区域环境影响较小，环境质量可保持现有水平。因此本项目不触及区域环境质量底线。 | 符合 |
| 资源利用上线 | 本项目为天然气井建设及天然气试采工程，主要为地区产业发展提供可靠的基础能源设施。本项目通过内部管理、设备选择、原辅材料的选用和管理、废物回收利用、污染治理等多方面采取合理可行的防治措施，以“节能、降耗、减污”为目标，有效地控制污染，资源消耗未达到区域资源利用上限。 | 符合 |
| 环境准入负面清单 | 本项目符合国家产业政策，项目采取有效的三废治理措施，具备污染物控制处理的条件，符合当地环保规划的要求。根据四川省政府常务会议2019年8月19日审议通过的相关实施细则，对长江经济带发展实行负面清单管控，明确列出了禁止投资建设的项目类别，管控重点为污染物排放量大、产能过剩严重、环境问题突出的产业，本项目为天然气井建设及天然气试采工程，不属于环境准入负面清单中的项目。 | 符合 |

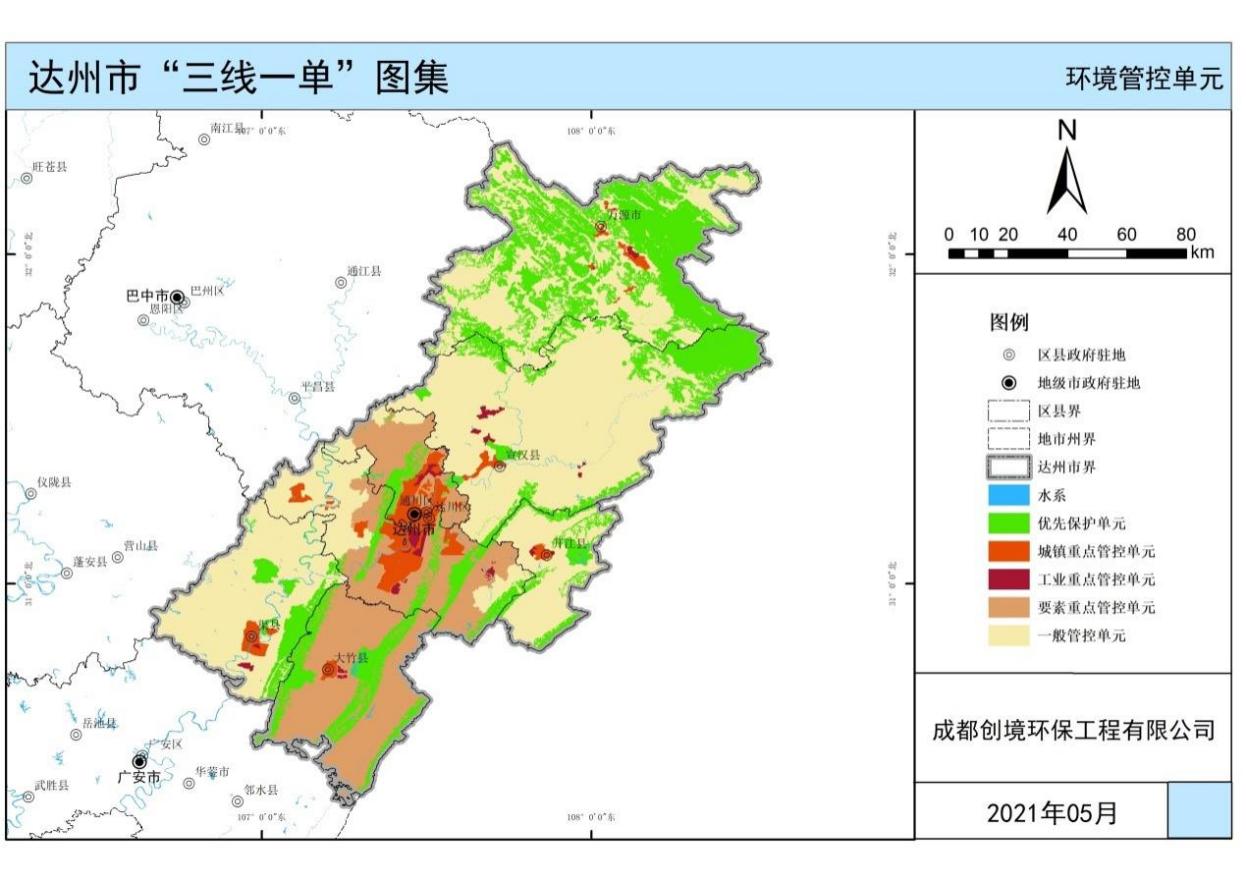
根据四川省发展和改革委员会关于印发《四川省国家重点生态功能区产业准人负面清单（第一批）（试行）》及《四川省重点生态功能区产业准人负面清单（第二批）（试行）》的通知，本项目不在四川省重点生态功能区产业准入负面清单中。同时，根据《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》（川长江办[2022]17号），本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、湿地公园、水产种质资源保护区、饮用水源一级保护区、饮用水源一级保护区等。项目与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》（川长江办[2022]17号）符合性分析见下表。

表2.7-13 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

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **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。 | 本工程不涉及长江。 | 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 |

**综上所述，本项目不在生态保护红线内、未超出环境质量底线及资源利用上线、不属于当地环境准入负面清单所列项目，不在四川省、重庆市长江经济带发展负面清单内。**

本项目与达州市环境管控单元位置关系见下图。



项目所在地

图2.7-1 项目与达州市环境管控单元位置关系图

2、与环境管控单元符合性分析

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。

项目涉及环境管控单元如下。

表2.7-14 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** |
| ZH51172230001 | 宣汉县一般管控单元 | 达州市 | 宣汉县 | 环境管控单元 | 环境综合管控单元一般管控单元 |
| YS5117223210001 | 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 |
| YS5117222320006 | 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 |



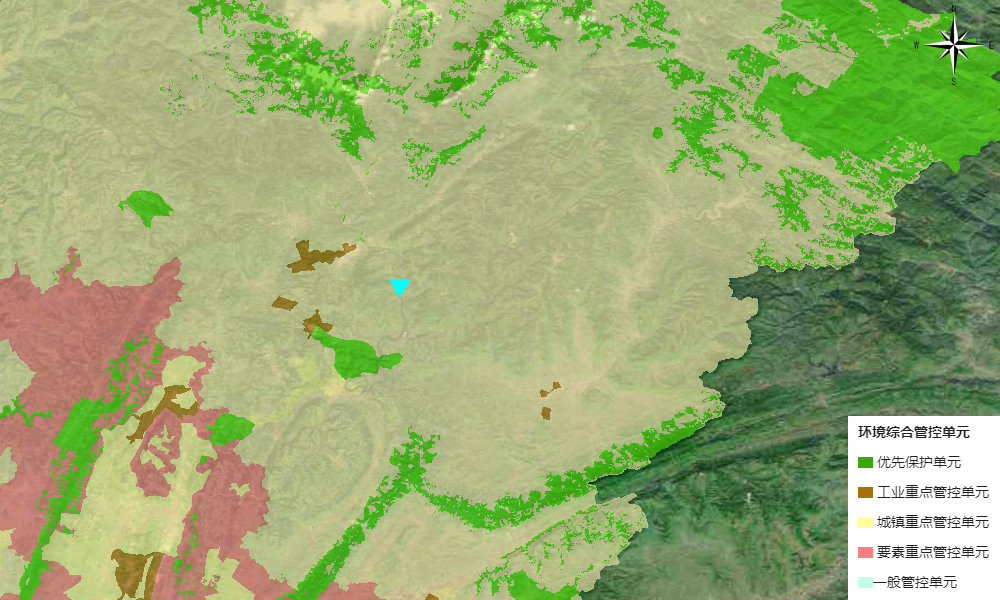


图2.7-2 项目所在地与区域环境综合管控单元位置关系图

表2.7-15 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** |
| / | 达州市总体管控要求 | 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。  拟新增：  -禁止在长江流域河湖管理范围内倾倒、填埋、堆放、弃置、处理固体废物。  **限制开发建设活动的要求：**  -按照相关要求严控水泥新增产能。  拟新增：  -涉及法定保护地，严格按照国家及地方法律法规、管理办法等相关要求进行控制。配套旅游、基础设施等建设项目，在符合规划和相关保护要求的前提下，应实施生态避让、减缓影响及生态恢复措施。  -按照相关要求严控水泥新增产能。  -禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。  **不符合空间布局要求活动的退出要求：**  -针对现有水泥企业，强化污染治理和污染物减排，依法依规整治或搬迁。  拟新增：  -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。 | 本项目为天然气钻井和试采工程，不涉及空间约束管控内容。 | 符合 |
| 污染物排放管控 | **现有源提标升级改造：**  -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。  **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。  拟更新：  -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。 | 剩余钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至普光11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11井回注站回注，不外排。 | 符合 |
| 环境风险防控 | **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。  拟新增：  -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。  拟新增：  -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。不涉及环境风险防控要求。 | 符合 |
| 资源开发效率 | **水资源利用效率要求：**  更新：  -到2025年，农田灌溉水有效利用系数达到0.57以上。  -达州市2025年用水控制总量14.6亿m3（其中地下水开采控制量1.09m3），2035年用水控制总量为15.0亿m3（其中地下水开采控制量1.09m3）。  **能源利用效率要求：**  -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。  拟更新：  -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。 | 项目为天然气钻井和试采工程，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。 | 符合 |
| ZH51172230001 | 宣汉县一般管控单元 | 空间布局约束 | **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。  **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。 | 本项目为天然气钻井和试采工程，符合空间布局要求。 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 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。  -其他参照达州市一般管控单元总体准入要求。 | 本项目为天然气钻井和试采工程，不属于重点污染企业。 |
| 环境风险防控 | -其他参照达州市一般管控单元总体准入要求。 | / |
| 资源开发效率 | -其他参照达州市一般管控单元总体准入要求。 | / |
| YS5117223210001 | 州河宣汉县张鼓坪控制单元 | 空间布局约束 | 无 | / | / |
| 污染物排放管控 | 无 | / | / |
| 环境风险防控 | 无 | / | / |
| 资源开发效率 | 无 | / | / |
| YS5117222320006 | 宣汉县大气环境布局敏感重点管控区 | 空间布局约束 | 无 | / | / |
| 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  新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代 | 项目区域执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值；项目属于排污许可登记管理 | 符合 |
| 环境风险防控 | 无 | / | / |
| 资源开发效率 | 无 | / | / |

3、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号符合性如下表2.7-16所示。

表2.7-16 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。 | 本项目为天然气钻探和试采工程，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要求日常管理要求，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。 | 本项目为天然气钻探和试采工程，不涉及以上总体生态环境管控要求。 | 符合 |

4、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。

本项目为天然气钻探和试采工程，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，设备检修或系统超压时排放少量天然气通过15m高放空管放空，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。

本项目位于达州市四川省达州市宣汉县清溪镇长青村七组，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。

综上，本项目的建设满足区域“三线一单”的环境管理要求。

### 2.7.4与场镇规划符合性分析

根据现场调查，项目位于农村地区，距离清溪镇约5km，普光镇约6km，远离乡镇，不涉及乡镇规划建城范围；项目井场等主要为利用原有占地，不占用永久基本农田，仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道涉及新增临时占地，综上，本项目不涉及所属乡镇建城规划范围。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。

### 2.7.5项目用地符合性分析

本项目原有井场、进场道路、放喷池及巡检通道、清水池、污水池等均需重新办理用地手续，且需新增管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道，建设单位需按相关要求对用地办理相关用地手续。

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

表2.7-17 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。 | 本项目所涉及的永久用地与临时用地均按要求办理用地许可 | 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。 | 项目除管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道外不新增占地，均为依托原有占地并完善用地手续，对于临时占地确定无后续开发计划时将按照规定及时进行复垦 | 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。 | 符合 |
| 4 | 临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。  严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。 | 建设单位不会转让、出租、抵押临时用地。若临时用地期满且后续不在利用，建设单位将在用地期满之日起一年内完成土地复垦。并按照当地主管部门恢复用地性质 | 符合 |

综上所述，本项目用地与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）中相关要求相符。

## 2.8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）调查项目建设现状，对污染源污染治理设施、污染物排放方式和去向进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；

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

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

（5）调查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；

（6）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/T349-2007)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。

## 2.9环境保护目标

### 2.9.1外环境关系

1、井场外环境简况

本工程拟选址位于四川省达州市宣汉县清溪镇长青村七组（原普陆1井台），场区东北部地形较高，属丘陵地形，地势较为陡峭，场区西南部约20m处为州河。井场外区域属于农村生态环境，耕地种植有季节性蔬菜、番薯等农作物，普陆1井台北侧约17m处为P305集气站，井场周边200m范围内有散居农户分布，主要位于南侧与西南侧。

项目所在地道路较发达，大多为水泥路，周边铺设了电网。项目位于清溪镇北侧、普光镇南侧，距离清溪镇场镇约5km，距离普光镇场镇约6km。该项目外环境关系情况见附图2。

图2.9-1 项目及周边照片

2、井场周边人居及地下水现状

根据现场调查，本项目位于宣汉县清溪镇长青村七组，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，井场海拔高程约337m，区域地下水资源丰富，土地类型主要为林地与耕地，降雨补给地下水较多。井场中心（以井口为中心）方圆0m～100m范围无居民分布；方圆100m～300m范围约18户72人；方圆300m～500m范围约7户28人；井场中心方圆500m范围内共计25户人口100人。

项目区域内地下水类型以基岩裂隙水与碎屑岩类裂隙水为主。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1户1井或2户1井。

项目周边居民及水井照片见图2.9-2。

图2.9-2 项目周边居民、水井照片

3、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。

根据现场勘察，本项目最近的河流为场区西侧20m处州河，州河由南江、巴河、渠江三段自然河段组成，州河在渠县三汇镇汇入渠江，南流至合川后注入嘉陵江。

项目周边地表水体和植被照片见图2.9-4。

图2.9-4 项目周边地表水体及植被照片

4、放喷池及放空区外环境简况

依托原普陆1井台放喷池1座，根据调查，放喷池布置在井场外井口西侧，距离井口约87m处，区域主导风向为东北风，位于井场区域最大风向的侧风向。根据现场调查，放喷池周围50m范围内除清废水池、与事故应急池外无民房等各类设施。放喷池四周主要为荒草地与耕地，放喷池在三面面均将设置挡火墙，仅在北侧设置入口；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。

拟建放空区为荒草地，周边分布有荒草地与耕地，其选址是符合相关规范要求的。

图2.9-5 项目放喷池及周边植被照片

图2.9-6 拟建放空区

5、井场道路周边外环境简况

本项目利旧本井场已建的进场道路，位于井场北侧，进场道路较短，周边均无珍稀动植物和保护区分布。

图2.9-7 井场道路现场照片

### 2.9.2主要环境保护目标

本项目位于四川省达州市宣汉县清溪镇长青村七组（原普陆1井台），根据前文介绍的外环境关系，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。主要环境保护目标见表2.9-1。

表2.9-1环境敏感点统计表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 类别 | 方位及距离 | | | 主要环境敏感点 | 规模及性质 |
| 大气  环境 | 距井口500m范围内 | 0～100m | | 分散居住农户 | 无 |
| 100～300m | | 分散居住农户 | 18户72人 |
| 300～500m | | 分散居住农户 | 约7户28人 |
| 井口北侧约501m | | | 三斗河村民点 | 约8户32人 |
| 井口西北侧约510m | | | 二郎滩村民点 | 约13户52人 |
| 井口南侧约880m | | | 三斗村村民点 | 约50户200人 |
| 井口西南侧约1250m | | | 棺木岩村民点 | 约40户160人 |
| 井口西南侧约1450m | | | 沙溪咀村民点 | 约25户100人 |
| 井口南侧约2250m | | | 李家坝村民点 | 约20户80人 |
| 井口东南侧约540m | | | 红岩头村民点 | 约40户160人 |
| 井口东北侧约870m | | | 观音矸村民点 | 约5户20人 |
| 井口东北侧约1830m | | | 金银湾、陈家湾村民点 | 约60户240人 |
| 地下水环境 | 地下水评价范围内居民水井 | | | 农户饮用水井 | 1户1口或2户1口，50m范围内约20口 |
| 地下水评价范围 | | | 具有饮用功能的潜水 | 其环境功能类别不因项目建设而受影响 |
| 地表水环境 | 平台西侧约20m | | | 州河 | 河宽约200m，项目所在区域水域功能主要为灌溉泄洪，最近处与项目井口高程差-5m |
| 声环境 | 平台南侧约85m处 | | | 长青村七组1#居民点 | 约8户32人 |
| 平台西南侧约136m处 | | | 长青村七组2#居民点 | 约10户40人 |
| 生态  环境 | 厂界周围2000m范围内 | | | 林木、耕地、公益林（最近处位于井场西南侧，距离井场约120m）、动植物等 | 满足当地生态环境功能区划的要求 |
| 环境风险 | 距井口500m范围内 | | 0～100m | 分散居住农户 | 无 |
| 100～300m | 分散居住农户 | 18户72人 |
| 300～500m | 分散居住农户 | 约7户28人 |
| 土壤环境 | 厂界四周200m范围内 | | | 耕地、民房 | 200m范围内的耕地、民房 |

## 2.10工程方案的合理性分析

### 2.10.1项目选址合理性分析

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下表。

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 | 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，不涉及各类保护区即环境敏感区，符合规划和国土管理方面的规定，其选址比较理想。本项目为在原普陆1井台基础上进行建设，仅新增少部分用地，能够有效的降低项目建设和运营对区域生态环境的影响。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。

### 2.10.2平面布置合理性分析

1、钻井工程平面布局合理性分析

本项目施工期工程主要位于原普陆1井台，场平工程量小。钻井井场沿西北-东南方向布置，井场长约100m，宽约55m；已建放喷池位于井场外西侧，距离井口（普陆1-6H井）约85m，开口朝向东北侧方向设置；进场道路依托普陆1井台已建道路，从东南侧乡村道路接入，路基宽4.5m，总长度约30m。

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，尽量减少了占地，降低了钻前工程工程量，施工期钻井工程布局是合理的。

普陆1-6H井位于井场靠近中央区域，能确保井口与周边居民点满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)要求的安全距离。

**（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下表。

表2.10-2 噪声源布局合理性

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 井位编号 | 标准及规范要求 | 本工程噪声源布置 | 是否符合要求 |
| 普陆1-6H井 | 《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（东南侧），周边最近居民点与其距离大于100m，受噪声影响农户相对较少。 | 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下表。

表2.10-3 放喷池布置合理性

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 井位编号 | 标准及规范要求 | 本工程放喷池布置 | 是否符合要求 |
| 普陆1-6H井 | 《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。 | 放喷池位于井场外西侧，距离井口约85m，位于井场侧风向。 | 符合要求 |

综上所述，本工程钻井期井场布置合理，钻井期间平面布置图见附图5。

2、试采工程平面布局合理性分析

普陆1试采站内布置较为简单，集输设备布置在站场的南侧，辅助生产用房布置在站场的北侧，中间为气井。

据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）规定，普陆1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2.10-4 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（41）** | 5 | 15 | - |  |  |  |  |
| 装卸车鹤管 | 15 | 10 | 15 | 15 | - |  |  |  |
| 天然气凝液单罐<50 m³ | - | - | 9 | 22.5 | 25 | - |  |  |
| **计量仪表间、值班室** | **9（32）** | 5 | 10 | **10（88）** | 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（56）** | 5 | 5 | **5（70）** | 5 | - | **10（58）** | 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、水套加热炉撬块、分离器撬块、污水罐、分子筛脱水撬及外输阀组和辅助生产用房（配电间、控制室）等。工艺流程区（水套加热炉撬块、分离器撬块、污水罐、分子筛脱水撬）位于站场东南部，污水罐位于西北部，配电间、控制室位于试采站北侧，放空区位于试采站外东南侧，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、污水罐、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。

普陆1-6H井采用雨污分流设计，其中普陆1试采站边沟保存完好，可利旧，内排污沟需新建。新建0.3m宽环状排污沟330m，放坡坡度i=0.5%。井场场地东高西低，，污水池位于试采站西侧，与场地内环沟相连，场地内雨污水可经内环沟自留进入污水池，试采站整体平面布置合理。

# 3工程分析

## 3.1现有工程建设情况

### 3.1.1环保手续履行情况

普陆1平台内现有普陆1井、普陆1-2H井2口井。本项目依托的平台环评、竣工环境保护验收履行情况见表3.1-1。

表3.1-1 依托工程环境保护手续履行情况一览表

### 3.1.2项目现状

普陆1平台内现有普陆1井、普陆1-2H井，根据咨询建设单位与资料收集，上述2口井在完钻初期进行了试气，试气效果不理想，未进行进一步开采利用。

普陆1平台西侧有与东南侧各有容积为300m3放喷池1个，西侧紧邻放喷池设置有一个2500m3的污水池（该污水池分为两格，包括1200m3泥浆池和1300m3废水池），一个600m3的岩屑池以及一个容积为1000m3的清水池。

### 3.1.3现有工程污染防治措施及排放情况

根据普陆1井与普陆1-2H井验收意见可知：

废水处置措施：剩余的钻井废水、作业废水暂存于原有普陆1井污水池，进行达标处理后用罐车拉运至毛开1井进行回注；生活污水收集后用于农肥。

废气处理措施：针对钻井过程中使用气体钻时产生的粉尘，在气体钻的排屑管上安装了湿式除尘装置。

固废处置措施：生活垃圾按环评要求进行了处理，空气钻岩屑用作井场填筑，水基钻井岩屑和钻井泥浆固化后运至宣汉县水泥厂烧结制水泥辅料，油基钻井废泥浆及岩屑由危废暂存间暂存，定期交由资质单位处置。

噪声治理措施：采取选用低噪设备和消声、减振等降噪措施。

生态保护措施：基本落实了井场的生态恢复、水土保持措施。

地下水保护措施：项目污水池、岩屑池设置有防雨棚，污水池采取了防渗措施，防渗工程通过了工程质量验收。

### 3.1.4项目存在的主要环境问题及整改措施

根据现场调查，普陆1井与普陆1-2H井钻井施工期产生的各类污染物均已得到妥善的处置，现场无遗留，普陆1井与普陆1-2H井现处于关井状态，除保留的井场、进场道路、放喷池（2座）、污水池、放散区、岩屑池、清水池等，其余临时占地均已复垦，植被恢复良好。根据本次在污水池、放喷池、平台地下水流向下游设置的土壤柱状样监测点可知项目建设至今未对区域土壤造成污染影响，根据本次在污水池地下水流向上下游设置的2个包气带现状监测可知区域包气带未受到污染影响。厂界噪声满足相关标准要求。现阶段为关井状态，厂界内的非甲烷总烃均满足相关环境质量标准，不存在其他需“以新带老”的环境问题。

经走访调查及咨询，普陆1井与普陆1-2H井施工期未发生污染事故及投诉事件。本次建设仅依托井场西侧现有的放喷池1座，井场东南侧的放喷池本次不使用，建设单位应进一步核实后续开发计划，若无后续开发计划或井场东南侧放喷池等其他建构筑物后期确定不使用，则应及时对该放喷池等其他建构筑物进行拆除并复垦。

### 3.1.5设施依托可行性

本项目依托普陆1井台（含钻井）已建的井场、放喷池、污水池、放散区、岩屑池、清水池、进场道路等开展钻井工程及试采。

（1）普陆1井台（施工期）

普陆1井台长约100m，宽约55m，利用原普陆1井西侧井架基础，另一条井架基础新建；发电机房基础利旧，泥浆泵、循环罐、泥浆不落地、储备罐、高压房等设备基础采用20cm素混凝土修复。沿设备基础一圈新建内排污沟，总长330m。普陆1-6H井井场不再进行场地硬化。

（2）放喷池

本项目修复利旧井场西侧已建的容积为300m3放喷池1座。

（3）污水池

西侧紧邻放喷池设置有一个2500m3的污水池（该污水池分为两格，包括1200m3泥浆池和1300m3废水池），本项目对其进行修复利旧，均作为废水池进行使用。

（3）岩屑池

污水池旁设置有一个600m3的岩屑池，本项目对其进行修复，并作为事故应急池使用。

（4）清水池

污水池旁设置有一个容积为1000m3的清水池，本项目对其进行修复利旧。

上述池体修复利旧主要采用如下修复工艺：池壁、底板增设防水涂料层，做法为：

原有面层表面凿毛后修补，用1:2水泥砂浆抹面厚20mm，池内壁、池底内表面增设防水涂料层，做法见17CG10-1《LEAC丙烯酸聚合物水泥防水涂料应用构造》P16水池1、2（防水层为SC-2，面层为10mm厚聚合物水泥砂浆抹面）。LEAC丙烯酸聚合物水泥防水涂料用量每平方米不小于1.5kg。修复后依托可行。

（5）排污沟

普陆1-6H井采用雨污分流设计，其中普陆1平台边沟保存完好，可利旧，内排污沟需新建。新建0.3m宽环状排污沟330m，放坡坡度i=0.5%。

（6）进场道路

普陆1井台现有进场道路长约30m，路基宽度约4.5m，为水泥混凝土结构，能够满足本项目施工及试采使用，依托可行。

## 3.2项目概况

### 3.2.1建设项目基本情况

项目名称：普陆1-6H井钻井及试采工程；

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：宣汉县清溪镇长青村七组；

建设规模：项目投产后采气规模最大5×104m3/d，不含凝析油；

项目投资：6131万元；

构造位置：四川盆地川东褶皱带东北段普光-双石构造带东侧；

井型：勘探实验井；

目的层位：须家河组（T3x）；

完钻层位：须家河组；

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、钻完井工程（试采工程）、地面集输工程。

钻前工程：利用原普陆1井场，新建方井1座、井架基础1座，修复泥浆泵、循环罐、储备罐等设备基础及配套设施，钻井预留导管1项，修复利旧放喷池1座、清水池1座、废水池1座、事故应急池1座。

钻完井工程（试采工程）：井型为水平井，套管完井，造斜点为3100米，水平段长1070米。采用三开井身结构：导管下深30米；一开钻至井深301米，下Φ339.7mm套管；二开钻至井深2774米，下Φ244.5mm套管；三开自3100米造斜至设计井深4862.77米（斜深）/3531.33米（垂深）完钻，下入Ф139.7mm套管。全井采用常规钻井液体系，一开采用膨润土浆，二开采用聚合物防塌钻井液，三开采用钾盐聚合物封堵防塌钻井液（若遇特殊地层情况，三开段可能会转为油基钻井）。

采用“分段多簇+变粘滑溜水+双暂堵+组合粒径支撑”体积压裂工艺模式。水平段长1070米，设计分14段压裂，施工排量18-20立方米/分钟，井口最高压力106兆帕，总液量27760立方米，压裂全过程开展地面微地震监测工作。首段采用连续油管射孔，后续采用泵送桥塞+电缆射孔联作工艺。完井采用Φ60.3mm×4.83mmN80EU扣组合油管作为完井管柱。采用DD级140兆帕压裂井口和70兆帕采气树，配套70兆帕地面控制系统。

地面集输工程：井口气经站内加热、节流、分离、脱水后输至P305集气站燃料气系统，进入普光主体燃料气管网。普陆1试采站内新建水套加热炉撬块1座、分离器撬块1座、污水罐1座、分子筛脱水撬1座及外输阀组等设施，配套建设自控、电力、结构等设施。新建普陆1试采站~P305集气站内燃料气返输管线 50m，规格型号为Φ88.9×5.0 20 SMLS。本项目试采期暂定2年。

### 3.2.2气藏地质特征

\*\*\*。

3.2.3项目组成及建设内容

项目组成包括施工期钻前工程、钻完井工程和地面集输工程。其中钻井工程包括钻井作业、完井测试及测试完成后污染物处置；地面集输工程包括测试放喷完成后试采站的建设与试采。

3.2.3.1施工期

**（1）钻前工程**

利用原普陆1井台，新建方井1座、井架基础1座，修复泥浆泵、循环罐、储备罐等设备基础及配套设施，钻井预留导管1项，修复利旧放喷池1座、清水池1座、废水池1座、事故应急池1座。本项目钻前工程项目组成见表3.2-13。

表3.2-13 钻前工程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 | 场地平整 | 利用原普陆1井台，新建方井1座、井架基础1座，修复泥浆泵、循环罐、储备罐等设备基础及配套设施，不新增占地 | 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。 | 修复利旧 |
| 井口方井 | 新建方井1口，钻井预留导管1项 | 新建 |
| 设备、设施基础 | 采用ZJ50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，重点防渗处理 | 新建 |
| 放喷池 | 1个，容积为300m3，用于测试放喷，池内重点防渗 | 修复利旧 |
| 清水池 | 1个，容积为1000m3，池内重点防渗 | 修复利旧 |
| 污水池 | 1个，容积为2500m3，池内重点防渗 | 修复利旧 |
| 储运工程 | 表土临时堆场与弃土场 | 本项目不涉及表土剥离，井架基础、设备基础等产生挖土方300m³，弃土300m³，堆存于井场东南侧新增的表土临时堆场与弃土场，占地面积约0.5亩 | 新建 |
| 进场道路 | 依托普陆1井台现有进场道路，长约30m | 利旧 |
| 环保工程 | 生活污水收集 | 新建生态厕所 | 生活污水 | 新建 |
| 排水、排污沟 | 普陆1-6H井采用雨污分流设计，其中普陆1平台边沟保存完好，可利旧，内排污沟需新建。新建0.3m宽环状排污沟330m，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 | 利旧+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 |

**（2）钻、完井工程**

钻井工程主要包括利用钻前工程构筑的井场以及设备基础对场内布置的普陆1-6H 实施钻井、套管固井及压裂试气作业。主要工程内容和工程量见表3.2-14。

表3.2-14 钻、完井工程项目组成及主要环境影响一览表

| **名称** | **建设内容** | | **建设规模** | **可能产生的环境影响** | **备注** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 主体工程 | 钻井作业 | | 设计井深4862.77米（斜深）/3531.33米（垂深），全井采用常规钻井液体系，一开采用膨润土浆，二开采用聚合物防塌钻井液，三开采用钾盐聚合物封堵防塌钻井液（若遇特殊地层情况，三开段可能会转为油基钻井） | 作业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 |
| 完钻测试作业 | | 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 |
| 辅助工程 | 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882kW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（310m2） | | 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） | 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 |
| 20m3岩屑固化罐4个（位于清洁化操作平台储备罐区） | 新建 |
| 3m3岩屑收集罐8个（位于清洁化操作平台储备罐区） | 新建 |
| 化学品存放区：固化材料堆放棚（位于材料区），主要摆放固化材料、水处理药剂等 | 新建 |
| 放喷池及放喷管线 | | 300m3放喷池1座。放喷管使用双四通、二条放喷管线。改造部分主要为放喷管线与放喷通道需重新完善设置 | 放喷废气、燃烧热辐射 | 修复利旧 |
| 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，1个共1m3 | 新建 |
| 公用工程 | 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，采用水泵从周边的州河取水，存放于生产水罐中  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 | / | 利旧 |
| 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 | 利旧+新建 |
| 产污区的废水经集水坑和井口方井集水坑通过泵入清洁生产操作平台废水罐处理回用 | 新建 |
| 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 | 新建 |
| 水罐区雨水排入自然水系。油罐区设置隔油池1座处理排入自然水系 | 新建 |
| 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 | 依托 |
| 供电 | | 周边已建10kV高压电网供电，普陆1井台已引入 | / | 依托 |
| 仓储  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 |
| 泥浆储备罐 | | 储罐2个，每个容积40m3 | 泄漏污染 | 新建 |
| 压裂液储藏罐 | | 40个40m3压裂液储罐 | 新建 |
| 环保工程 | 废水处理 | 污水池 | 容积2500m3，为钢筋混凝土结构，位于井场东侧，事故状态下作为应急池，完钻后可用于废水临时储存 | 渗漏污染土壤、地下水、地表水环境 | 修复利旧 |
| 钻井废水暂存 | 钻井废水全部回用于钻井补充泥浆的配置，完钻阶段钻井废水暂存在清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注 | 新建 |
| 钻井废水完井处置 | 废水储存在废水罐（新建）和污水池（利旧）中，经预处理后装车拉运至赵家坝污水处理站（依托）处理达标后管输至普光11井回注站（依托）回注 | 新建+利旧+依托 |
| 废气处理 | 施工粉尘 | 硬化进出口并采取冲洗、洒水等措施控制扬尘 | / | 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 |
| 固废处理 | 废水基泥浆及岩屑处置 | 本项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。项目产生的废弃泥浆与常规钻产生的废岩屑暂存于固废临时堆放区，及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用 | 泄漏污染 | 新建 |
| 油基钻井废泥浆、岩屑 | 如遇特殊地层，油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的20m3危险废物暂存间，泥浆和油基钻井岩屑及时后交由有资质的单位处置（如未使用油基钻井液则无需设置） | 新建 |
| 生活垃圾 | 井场区域设1个垃圾箱，完工后外运交由普光镇环卫集中收集卫生填埋处置 | / | 新建 |
| 废油 | 钻井机械保养维修产生的废油由回收桶收集，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，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 | 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 | 生态保护 | 依托放喷池，建挡墙较小热辐射影响；对热辐射破坏的植被进行补偿 | / | 依托+新建 |
| 生态恢复 | 根据《土地管理法》规定相关地方规定对工程占地进行补偿 | / | 新建 |
| 围堰 | | 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 |
| 事故应急池 | | 将现有的岩屑池修复作为事故应急池，容积600m3 | 修复 |

3.2.3.2试采期

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，普陆1试采站内新建水套加热炉撬块1座、分离器撬块1座、污水罐1座、分子筛脱水撬1座及外输阀组等设施，配套建设自控、电力、结构等设施。新建普陆1试采站~P305集气站内燃料气返输管线 50m，规格型号为Φ88.9×5.0 20 SMLS。井口气经站内加热、节流、分离、脱水后输至P305集气站燃料气系统，进入普光主体燃料气管网。本项目地面集输工程项目组成见表3.2-15。

表3.2-15 地面集输工程项目组成及主要环境影响一览表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 工程类别 | 建设规模及主要内容 | | 主要环境问题 | 备注 |
| 主体工程 | 普陆1试采站内新建水套加热炉撬块1座、分离器撬块1座、污水罐1座、分子筛脱水撬1座及外输阀组等设施，配套建设自控、电力、结构等设施进行试采。新建普陆1试采站~P305集气站内燃料气返输管线50m，规格型号为Φ88.9×5.0 20 SMLS。 | | 废气、废水、噪声、环境风险 | 新建 |
| 外输管线 | 新建普陆1试采站~P305集气站内燃料气返输管线50m，规格型号为Φ88.9×5.0 20 SMLS | 噪声、环境风险 | 新建 |
| 辅助公用工程 | 放散区 | 普陆1平台新建放散区1处，位于集气站外东南侧，设置15m高放散管 | 废气、噪声 | 新建 |
| 供配电 | 依托现有10kV已建电网 | / | 依托 |
| 通讯工程 | 新建通讯工程 | / | 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 | / | 新建 |
| 办公生活设施 | 本项目无人值守，站内设置有辅助生产用房（新建配电间、控制室），依托P305集气站进行管理 | | / | 新建 |
| 环保工程 | 废气 | 水套加热炉燃烧废气：通过水套加热炉自带的8m高排气筒外排  检修放散废气：新建15m高放散管排放 | / | 新建 |
| 废水 | 分离器分离的气田水进入污水罐暂存，暂存一定量后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11井回注站回注处理，不外排 | / | 新建 |
| 固废 | / | / | / |
| 风险 | 事故放空：事故状态下站场内天然气通过普陆1井台的放散管放散 | / | 新建 |
| 生态保护 | 站场周边修建排水沟，进行绿化建设 | / | 依托+新建 |
| 风险防范措施 | 项目建成后运行过程中风险依托现有设施、设备，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 | | / | / |

### 3.2.4主要设备

1、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ZJ50钻机，并配备顶驱装置。井架设备和井场监控自动化设备共用，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3.2-16。

表3.2-16 本项目钻井工程所用主要设施一览表

2、试采期

普陆1试采站新建主要设备一览表见表3.2-17。

表3.2-17 普陆1试采站新建主要设备一览表

### 3.2.5原辅材料消耗

3.2.5.1施工期

**（1）钻井作业材料消耗**

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）。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）。本工程导管段使用清水钻井液钻进，一开采用膨润土浆，二开采用聚合物防塌钻井液，三开采用钾盐聚合物封堵防塌钻井液（若遇特殊地层情况，三开段可能会转为油基钻井），项目钻井液不涉及聚磺体系泥。钻井液初期在场地内配备并储存于钻井泥浆罐中循环使用，调配钻井液原料（如膨润等，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）。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2-4 钻井液材料计划表

**钻井液性质及作用：**钻井液是钻探过程中，孔内使用的循环冲洗介质。钻井液是钻井的血液，又称钻孔冲洗液。钻井液按组成成分可分为清水、泥浆、无粘土相冲洗液、乳状液、泡沫和压缩空气等。泥浆是广泛使用的钻井液，主要适用于松散、裂隙发育、易坍塌掉块、遇水膨胀剥落等孔壁不稳定岩层。

**钻井液主要功用：**①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井、液罐、经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

**本工程钻井液类型及组成：**钻井液的类型较多，根据不同的地层地质情况，选用不同的泥浆。泥浆主要分为水基钻井液和油基钻井液两种基本类型。

**钻井液主要成分的物理化学特性：**

表2-5 钻井液主要材料物理化学特性

**（2）固井作业材料消耗**

固井作业主要原辅材料、能源消耗及来源统计如下表3.2-26。

表3.2-26 固井作业主要原辅材料和能源种类及用量

**（4）储层改造**

\*\*\*。

表4-8 普陆1-6H井压裂液量统计表

表4-9 普陆1-6H井支撑剂用量统计表

3.2.5.2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将消耗一定的天然气，本项目新建水套加热炉1座，试采工程主要原辅材料消耗情况见下表3.2-30。

表3.2-30 试采工程材料消耗一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称 | 单位 | 数量 |
| 1 | 天然气 | 万m3/a | 4.45（本项目自采） |
| 2 | 电 | 万kw·h/a | 28.99 |
| 3 | 新鲜水 | m3/a | 49 |

### 3.2.6项目给排水及供电

1、项目给水

本项目施工期的生产用水就近采用周边地表水（可从州河罐车拉运或水泵抽取），生活用水车辆拉运桶装水至场地。试采期用水为车辆拉运桶装水至场地。

2、项目排水

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，部分回用于钻井过程，不可回用于钻井过程的钻井废水、洗井废水（固液分离的上清液）与压裂返排液一起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11井回注站回注，不外排；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。项目天然气试采产生的采气废水（气田水）用污水罐收集暂存，暂存一定量后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11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。

### 3.2.7工程占地及土石方平衡

本项目利用普陆1井台进行施工，普陆1井台已建成多年，现状处于关井状态，井场内已硬化，保留了放喷池、污水池、放散区、岩屑池、清水池、进场道路等。工程占地及土石方情况如下。

1、工程占地

本项目利旧普陆1井台占地建设，普陆1井台占地正在完善用地手续中，新增占地主要为管线施工临时占地、管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道占地。项目占地主要包括井场（试采站）占地、放喷池、污水池、放散区、岩屑池、清水池、进场道路、管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道、管线施工临时占地等，工程的具体占地情况见表3.2-31。

表3.2-31 工程占地类型一览表 单位：m2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **用地项目** | **用地面积（m2）** | **占地类型** | **土地类型** |
| 1 | 普陆1井场及边坡 | 6000 | 永久 | 原有占地 |
| 2 | 污水池、岩屑池、清水池 | 1400 | 永久 |
| 3 | 放喷池 | 467 | 永久 |
| 4 | 放喷管线 | 400 | 临时 | 荒地 |
| 5 | 弃土场 | 333 | 永久 | 荒地 |
| 6 | 放空区及巡检便道 | 150 | 永久 | 荒地 |
| 7 | 外输管线 | 500 | 临时 | 荒地+交通运输用地 |
| 合计 | | 14446 | / | / |

2、工程土石方工程量

本项目依托普陆1井台建设，钻前工程量小，本项目主要土石方产生来源为井场设备基础开挖与清理碎石施工产生的弃土、外输管线施工土石方与拆除工程产生的建筑弃渣，项目土石方平衡见下表3.2-32。

表3.2-32 本项目土石方平衡一览表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 挖方量/m3 | 填方量/m3 | 调入量/m3 | 调出量/m3 | 弃方量/m3 | 借方量/m3 |
| 井场平整 | 300 | 0 | 0 | 0 | 300 | / |
| 外输管线 | 340 | 340 | 0 | 0 | / | / |
| 合计 | 640 | 340 | 0 | 0 | 300 | / |

从上表可以看出，本项目弃方约300m3，堆存于新设置的表土临时堆场与弃土场。

### 3.2.8劳动定员及工作制度

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，本项目依托原普陆1井台建设，施工工期约60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。施工工期约100天。

3、采气工程

采气工程单井压裂作业时间约38天，采气工程作业人员40人，仅白天施工，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90天，仅白天施工，夜间不作业。

5、试采工程

项目试采站依托普陆1井台进行建设，普陆1试采站为无人值守站场，依托P305集气站进行管理，实行连续24h不间断生产，年运行365天。

## 3.3建设项目工程分析

本项目包含钻前工程、钻完井工程、采气工程及地面集输工程。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。

图3.3-1 项目工艺概况图

### 3.3.1施工期工程分析

施工期主要有钻前工程、钻井工程、采气工程（含储层改造与完井测试）、地面集输工程（试采站建设与试采），总的施工期工艺流程如下图。

图3.3-2 施工工艺流程示意图

3.3.1.1钻前工程

本项目主要依托普陆1井台的永久占地，原钻井井场、放喷池、污水池、放散区、岩屑池、清水池、进场道路等都满足本项目使用需求，本项目仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道为新增占地。

**（1）钻前工程工艺流程简述**

利用原普陆1井台，新建方井1座、井架基础1座，修复泥浆泵、循环罐、储备罐等设备基础及配套设施，放喷池、污水池、清水池等修复利旧。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3.3-3所示。

图3.3-3 钻前工程施工过程及主要环境影响示意图（本项目依托的普陆1井台已完成场地平整与道路硬化，满足项目所需）

1）道路工程

本项目利旧普陆1井台的进场道路，原道路路基宽度4.5m，路面宽度4.0m，长度约30m，道路完好，无需新建或改建。

2）井场平整及硬化

①井场平整：新建方井1座、井架基础1座，修复泥浆泵、循环罐、储备罐等设备基础及配套设施；

②硬化区域：井场已全部硬化，普陆1-6H井井场不再进行场地硬化；

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3.3-4。

图3.3-4 井场场基结构图

3）井场建设

本项目井场利旧原井场（普陆1井台）建设，仅建设少量设备基础，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3.3-5 井场基础设计结构图

4）清污分流

本项目可利用普陆1井台既有四周外环沟，便于排除场地内雨水等清水。井场采用雨污分流设计，其中普陆1平台边沟保存完好，可利旧，内排污沟需新建。新建0.3m宽环状排污沟330m，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下图3.3-6。

350

350

图3.3-6 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，化学品存放区1处。

6）放喷池

普陆1井台建设有2座放喷池，本次仅利用井场西侧放喷池，距离井口约87m处，容积为300m3。放喷管使用双四通、二条放喷管线，放喷池具体结构图见图3.3-7。

图3.3-7 井场放喷池结构图

7）分区防渗

本项目井场内除放喷池、污水池、清水池、事故应急池外，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、污水池、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。

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

本项目主要利旧原普陆1井台进行建设，属于永久占地。本项目仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道为新增占地，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。

3.3.1.2钻井工程

钻井工程是本项目施工期最主要的施工活动之一，主要包括钻井、固井、完井阶段。钻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3.3-8。

图3.3-8 钻井工程工艺流程及产污环节图

\*\*\*。

**（2）钻完井工程产污环节分析**

1）钻井工程

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、废油等固体废物。

2）完井测试

压裂作业主要污染为压裂过程中会产生噪声、施工人员生活垃圾和生活污水，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。

3.3.1.3站场及线路工程

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，普陆1试采站内新建水套加热炉撬块1座、分离器撬块1座、污水罐1座、分子筛脱水撬1座及外输阀组等设施，配套建设自控、电力、结构等设施进行试采。新建普陆1试采站~P305集气站内燃料气返输管线 50m，规格型号为Φ88.9×5.0 20 SMLS。

图3.3-12 新建站场及管线工艺流程及产污情况

**（1）站场工程**

\*\*\*。

### 3.3.2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，本项目新建普陆1试采站试采，运营期无需新增占地。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，井站其它装置、房屋搬迁，井口设立标志。

**1、采气试采工艺流程**

图3.3-12 试采期工艺流程及产污节点图

图3.3-12 普陆1-6H流程简图

\*\*\*。

**（2）采气试采产污环节**

普陆1井台正常生产时主要产生气田水以及设备检修废水，气田水为工艺装置分离器与分子筛脱水撬分离出的天然气中的游离水，设备检修废水为装置设备检修产生的废水。试采站内水套加热炉以天然气（自产天然气）为燃料，会产生燃烧废气；试采站设备运行时产生设备噪声。

### 3.3.3退役期工程分析

**（1）退役期工艺流程工艺流程**

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终导致天然气井进入退役期（若试采效果不理想，也会提前进入退役期）。退役期内，将进行井口封固和搬迁，除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复（若试采站与井口有后续开发计划，则井口封井后与试采站留待后续开发使用，生态恢复纳入后续建设工程）。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复。退役期基本工艺流程如图3.3-15所示。

图3.3-13 井站退役期工艺流程及产污节点图

**（2）退役期产污环节分析**

当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离站场，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。退役期仅在井站恢复时会产生少量搬迁和生态恢复施工的噪声、粉尘、尾气和污水。

## 3.4污染源源强核算

### 3.4.1施工期污染源强分析

3.4.1.1钻前工程

本项目依托已有普陆1井台进行建设，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，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、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁废水等，及道路施工遇雨水产生的地表径流，产生地点分散，产生量较小，污染因子以石油类和SS为主。本项目在施工现场设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。

**（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**

施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

**（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

本项目利旧普陆1井台建设，仅管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道为新增占地，新增占地面积较小。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（灌草丛）变为工业用地，将导致粮食减产（植被生物量降低）等。对于工程的占地，建设方应按国家相关法律法规办理用地手续。

2）土壤侵蚀

在井场平整、设备基础开挖过程，将造成地面裸露，形成水土流失。

3.4.1.2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，网电已接入井场，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，井场同时使用备用3台（2用1备）柴油动力机运行功率882kW（2用1备）和2台（1用1备）320kW柴油发电机组。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。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采油发电机组主要污染物排放情况见表2.3-13。

表2.3-13 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。

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，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。

3）压裂作业废气

压裂作业废气主要为压裂车施工机械尾气，主要污染物为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。

4）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。

5）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。

拟建项目测试放喷废气为目的层须家河组测试放喷废气环境影响，目的层测试放喷量按预测气量估算（压裂前的无阻流量，32.7×104m3/d）在放喷池内，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，包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、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管输至普光11井回注站回注，不外排。

根据普光气田钻井工程的类比分析（根据普陆4井钻井工程建设项目（实际井深4622m）竣工环境保护验收调查表可知其施工期整体作业废水实际产生量约为2197m3，根据普陆5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为0.2m3。本项目钻井进尺4862.77m，产生的钻井废水为972.55m3。

污水池内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池废水类比，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）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。

本项目压裂液用量约25200m3，根据该区域已完钻钻井工程可知，该区域钻井工程酸液返排率约30%，则本项目返排液量为7560m3。返排液排至经防腐防渗处理的放喷池或污水池中暂存，返排周期为3天～5天。本项目洗井采用碱水，项目洗井废水产生约100m3。

本项目压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池或者污水池，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11井回注站回注。根据普光气田钻井工程类比调查，作业废水污染物浓度情况见表3.4-4。

表3.4-4 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 |

4）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定期由密闭罐车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下表3.4-5。

表3.4-5 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 |

5）初期雨水

其中钻井期间污水池收集的初期雨水，与钻井废水一同由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11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池处理。污水池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管输至普光11井回注站回注，不外排。

初期雨水量按照如下公示计算：

V=q×ψ×F×t×60÷1000

式中：V-初期雨水最大量，m3；

t-降雨历时，min；

ψ-径流系数，取0.85；

F-汇水面积，hm2，本次计算整个施工井场内部占地面积，按6000m2计，即0.6hm2。

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195.53m3/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管输至普光11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、压裂作业区等，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；

③事故放喷噪声：事故放喷时产生的高压气流噪声。

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ZJ50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3.4-6 项目钻井工程主要噪声源设备噪声值表

**（4）固废**

1）水基钻井固废

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，项目钻井液总用量约为1120m3，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112m3（根据普陆4井钻井工程建设项目（实际井深4622m）竣工环境保护验收调查表可知其施工期废泥浆实际产生量约为63m3），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。

水基钻井岩屑：

\*\*\*

本项目清水、水基岩屑产生量约为775m3。如遇特殊地层，三开段可能使用油基钻井液，则上述的三开段水基岩屑将变更为油基岩屑，根据上述计算公式可知，油基岩屑的产生量约为229.41m3，最大废弃油基钻井泥浆112m3，则废油基泥浆与油基岩屑产生量约为341.41m3。

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，故岩屑和废弃泥浆产生量约1395t，其性质为第Ⅱ类一般工业固体废物。

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，废弃泥浆完井后及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用。同时对固废临时堆放区进行防渗，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。

如遇特殊地层，油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的20m3危险废物暂存间，泥浆和油基钻井岩屑及时后交由有资质的单位处置。

2）废油及含油固废

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潜洗钻具、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（根据普陆4井钻井工程建设项目竣工环境保护验收调查表可知其施工期废油实际产生量约为0.74m3，根据普陆5勘探评价井工程建设项目竣工环境保护验收调查表可知其施工期废油实际产生量约为0.57m3，综合考虑本项目废油产生总量按0.7m3确定）。站内设置废油桶集中收集，废油桶置于暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，并做好“防风、防雨、防晒、防渗漏”四防措施，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，则和不能继续使用的废油桶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。

3）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。

4）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下表。

表3.4-8 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 |
| 废油及其他含油固废 | HW08 | 900-249-08 | 0.7m3 | 钻井机具 | 半固态 | 废润滑油 | 润滑油 | 钻井期间 | T/I | 废油桶收集，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 |

平台危险废物贮存场所（设施）基本情况见表2.3-27。

表3.4-9 单个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 |

本项目固体废物产生量见表3.4-10。

表3.4-10 钻井工程固体废物产生及处置情况一览表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 固废种类 | 水基钻井固废（t） | 生活垃圾 | 废包装材料(t) | 废油(m3) | 建筑垃圾 | 不能继续使用废油桶、其他含油固废 |
| 产生量 | 1395 | 22.5kg/d | 2.0 | 0.7 | 少量 | 少量 |
| 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固废临时堆放区，定期用密闭罐车及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用 | 集中收集，交由当地环卫部门处置 | 集中收集后部分回用，剩余的送当地废品回收站处理 | 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，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理 | 施工队伍统一收集清运至政府指定地方 | 交由有资质的单位处理 |

**（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，所含废液经渗露、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；油罐区存储的柴油泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。

3.4.1.3油气集输工程

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，普陆1试采站内新建水套加热炉撬块1座、分离器撬块1座、污水罐1座、分子筛脱水撬1座及外输阀组等设施，配套建设自控、电力、结构等设施进行试采。新建普陆1试采站~P305集气站内燃料气返输管线50m，规格型号为Φ88.9×5.0 20 SMLS。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，占地均位于原永久占地范围内，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。

**（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等，产生量较少，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。

**（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。

**（5）固废**

站场建设产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。施工人员多为当地民工，租住在附近农户，无集中生活垃圾产生，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4、施工期“三废”汇总表

综上所示，本项目施工期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表3.4-11 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 | 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、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 |
| 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、SO2 | 少量，短期排放，点火燃烧处理 | | |
| 测试放喷废气 | NOx、CO2、颗粒物、SO2 | 少量，短期排放，点火燃烧处理 | | |
| 废水 | 钻井废水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | 972.55m3 | / | 由罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注，不外排 |
| 洗井废水 | 100m3 | / |
| 压裂返排液 | 石油类、悬浮物、COD等 | 7560m3 | / |
| 初期雨水 | 石油类、悬浮物、COD等 | 195.53m3/次 | / |
| 钻井生活污水 | CODCr、BOD5、SS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 |
| 钻前生活污水 | 少量 | 少量 | 利用农户已有的设施进行收集处置 |
| 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 |
| 噪声 | 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 |
| 钻前、试采站施工噪声 | 82~101dB（A） | | | 选用低噪声设备、加强维护保养 |
| 固废 | 水基钻井固废 | 废水基泥浆、岩屑 | 1395t | 0 | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后暂存于固废临时堆放区，定期用密闭罐车及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用 |
| 油基钻井固废 | 废油基泥浆、油基岩屑 | 341.1t | 0 | 如遇特殊地层，油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的20m3危险废物暂存间，泥浆和油基钻井岩屑及时后交由有资质的单位处置 |
| 废油 | 润滑油等 | 0.7m3 | 0 | 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 |
| 钻前、完井搬迁与试采站建设建筑垃圾 | 包装袋，废弃建筑材料 | 少量 | / | 施工队伍统一收集清运至政府指定地方 |
| 生态 | 试采站占地 | 井场及试采站利旧普陆1井台建设，新增占地为管线施工临时占地、管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道占地，引起地表、植被破坏，水土流失 | | | 施工完后，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 | | | | |

### 3.4.2试采期污染源强分析

**3.4.2.1废气**

试采期普陆1井台正常生产情况下，流程设备、管线、阀室等工艺设备为高压密闭作业，无废气产生。试采期正常情况下主要废气为水套加热炉废气，非正常运行状态主要有检修废气或系统超压等情况产生的事故放空废气。

（1）水套加热炉废气

根据可研单位核算，本项目需配套建设1台400kW水套加热炉，所用的燃料为本项目处理后的天然气。根据可研报告，试采站每年消耗燃料气4.45×104m3，按年运行333天计算，则水套加热炉燃气量约为5.57m3/h。水套加热炉在运行过程中使用站场自产的天然气作燃料，不含硫，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3.4-11。

表3.4-11 单台水套加热炉相关设计参数

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 水套加热炉功率 | 排气筒高度(m) | 排气筒内径(m) | 自耗气量(m3/h) | 排放时间(h/a) | 排放工况 | 烟气出口温度(K) |
| 400kW | 8 | 0.2 | 5.57 | 7992 | 连续 | 150 |

烟气量：1Nm3天然气燃烧后理论上可以产生10.52Nm3的烟气，但是为了保证天然气充分燃烧，在燃烧时通入的空气往往大于2倍的天然气，这个空气过量值叫做空气过量系数，数值约为3.2，即1份天然气在燃烧时实际上需要6.4份氧气（30.48份空气），则实际烟气量为31.48Nm3，本项目水套加热炉天然气使用量为4.45万m3/a，则产生烟气量为140.01万m3/a。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），燃气锅炉排污系数为：颗粒物=2.86千克/万立方米-燃料；氮氧化物（无低氮燃烧）=18.71千克/万立方米-燃料；氮氧化物（低氮燃烧）=9.36千克/万立方米-燃料。则颗粒物排放量为0.013t/a（0.0016kg/h），排放浓度为9.09mg/m3；NOX排放量为0.042t/a（0.0048kg/h），排放浓度为29.75mg/m3。

水套加热炉的污染物排放情况见表3.4-13。

表3.4-13 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** |
| 水套加热炉燃烧废气 | 烟气流量 | / | 140.01万Nm3/a | 8m | 0.20m | 150 | 有组织排放，连续24小时，年333天 |
| NOx | 29.75mg/m3 | 0.042t/a；0.0048kg/h |
| 烟尘 | 9.09mg/m3 | 0.013t/a；0.0016kg/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、颗粒物（烟尘）：20mg/m3的排放浓度限值要求。

（2）设备检修或系统超压时排放少量天然气

本项目运营期依托普陆1井台新建的15m放散管，放散频率约2~5Nm3/次，每次持续时间2~5min，废气产生量较小。

**3.4.2.2废水**

本项目试采期无人值守，因此无生活污水产生，主要废水为采气废水与非正常工况井下作业废水。

1）采气废水

根据可研报告核算，并类比区块同地层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产生量约为10m3/d（试采初期压裂返排液未完全返排，含压裂返排液的气田水可达100~200m3/d，本项目确定为试采初期气田水产生量为200m3/d）。分离气田水进入普陆1井台的污水罐暂存（初期水量较大时可依托污水池暂存），暂存一定量后用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11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，详见下表。

表3.4-12 采气废水水质一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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，将废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光11井回注站回注。

3）生活污水

本项目运营期无人值守，无生活污水产生。

**3.4.2.3噪声**

本项目试采站噪声主要来自水套加热炉、分离器、分子筛脱水撬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。

**3.4.2.4固废**

本项目运营期无人值守，无生活垃圾等固体废弃物产生。

**3.4.2.5生态环境**

本项目试采期不涉及新增占地（运营期仅增加该部分用地占地时长）。

**3.4.2.6土壤环境**

试采期若废水未妥善处置转运，发生泄露后可能会对区域土壤环境造成污染影响。试采期水套加热炉燃烧烟气沉降后也会对周边土壤环境造成一定的影响。

**3.4.2.7环境风险**

本项目试采期环境风险主要表现为采气管线或设备发生破裂造成天然气泄漏事故以及泄露气体遇明火引起火灾或爆炸对附近人群生命财产造成伤害与损失，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。污水罐存储的采气废水泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。

**3.4.2.8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3.4-13 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 | 水套加热炉烟气 | NOx | 0.042t/a | 0.042t/a | | 水套加热炉燃烧废气通过自带8m高排气筒排放 |
| 烟尘 | 0.013t/a | 0.013t/a | |
| 设备检修或系统超压时排放少量天然气 | CH4 | 少量 | 少量 | | 经15m高放散管放散 |
| 废水 | 采气废水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | 10m3/d（初期可达200m3/d） | / | | 将废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光11井回注站回注 |
| 非正常工况井下作业废水 | 50m3/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 | / | / | / | / | | / |
| 生态 | 试采站、放散区、进场道路等占地 | 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露气体遇明火引起火灾或爆炸对附近人群生命财产造成伤害与损失。  2、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、污水罐存储的采气废水泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等 | | | | | |

### 3.4.3退役期污染源强分析

随着井站开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期（若试采效果不理想，也会提前进入退役期，若试采站与井口有后续开发计划，则井口封井后与试采站留待后续开发使用，生态恢复纳入后续建设工程）。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复，主要措施及方案为：

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

（2）固体废物的清理和收集：井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定建筑垃圾填埋场处置。

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

若试采站已确定无进一步生产计划，建议建设单位参照企业拆除活动污染防治技术规定（试行）进行拆除，在拆除活动施工前，组织识别和分析拆除活动可能污染土壤、水和大气的风险点，以及周边环境敏感点。重点防止拆除活动中的废水、固体废物，以及遗留物料和残留污染物污染土壤。尽量降低项目退役期拆除工程对环境的影响。

## 3.5项目改扩建前后的“三本账”情况

原普陆1井与普陆1-2H井不涉及运营期，因此本次改扩建后，仅涉及本项目普陆1-6H井的污染物，普陆1井台扩建前后“三本帐”见下表。

表3.5-1 本项目普陆1井台改扩建前后“三本账”

| **类别** | **污染物** | **现有工程排放量** | **拟建项目排放量** | **“以新带老”削减量** | **改扩建工程完成后总排放量** | **增减变化量** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 水套加热炉燃烧烟气 | NOx | 0 | 0.042t/a | 0 | 0.042t/a | 0 |
| 烟尘 | 0 | 0.013t/a | 0 | 0.013t/a | 0 |
| 设备检修或系统超压时排放少量天然气 | CH4 | 0 | 少量 | 0 | 少量 | 少量 |
| 采气废水 | 水量 | 0 | 3650t/a | 0 | 3650t/a | +3650t/a |
| 非正常工况井下作业废水 | 水量 | 0 | 50t/a | 0 | 50t/a | 0 |
| 生活污水 | 水量 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 生活垃圾 | 生活垃圾 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

# 

# 4环境现状调查与评价

## 4.1自然环境现状

### 4.1.1地理位置

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

本项目位于达州市宣汉县清溪镇长青村七组。项目地理位置见附图1。

### 4.1.2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。

### 4.1.3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。州河是达州市境内流域面积最大的一条河流，它起源于大巴山南麓的宣汉县、万源市境内，流经通川区、达县，于渠县三汇镇与巴河汇合注入渠江。州河在达县境内长约50公里，从南外镇、河市镇、新兴、金垭、申家、渡市、木头等乡流过。

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。

### 4.1.4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75%，每年5~10月份为多雨季，降水量占全年总降水量约80%，3月份为旱季，降水量约占全年降水量8~12%，无霜期长达10个月，冬季多雾，雨季多暴雨，雨后往往形成洪流。

宣汉县主要气象要素见下表：

表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 |

### 4.1.5地质构造与地震

1、地质构造

本项目区位于宣汉县清溪镇长青村七组，区域构造上位于四川盆地川东北褶皱带的东北段，华蓥山断裂带北端黄金口构造带，因受燕山、喜山运动影响，断裂发育，但构造变形强度较弱，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。须家河组顶、自流井组顶、千佛崖组顶和下沙溪庙组顶部构造形态是相似的，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，构造相对较低。在普光1—普光3—普光7井一线以西，地层很陡，而在普光3井以东构造非常平缓。此外，工区内地面海拔300-1200m，属中－低山区，相对高差20～600m。全区乡村公路纵横交错，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。

### 4.1.6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。碎块石成份主要为砂岩碎块石，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。

### 4.1.7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。

### 4.1.8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。

## 4.2环境质量现状评价

### 4.2.1环境空气质量现状

本次评价采用了现场实测和资料复用相结合的方法。

根据项目工程特点和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。本评价对普陆1井台所在地进行大气环境质量现状监测数据以及引用《宣汉县2021年度环境质量公告》环境空气质量公报数据。

**1、达标判断**

本项目位于达州市宣汉县，项目所在区环境空气功能分区为二类区。根据《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）与《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次评价收集了达州市宣汉生态环境局于2022年2月25日发布的《宣汉县2021年度环境质量公告》，“宣汉县2021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341天，达标率为93.4%。其中：优237天，占64.9%，良104天，占28.5%，轻度污染21天，占5.8%，中度污染2天，占0.5%，重度污染1天，占0.3%。县城区二氧化硫年均值为7微克/立方米，二氧化氮年均值为19微克/立方米，可吸入颗粒物年均值为43微克/立方米，细颗粒物年均值为26微克/立方米，臭氧年均值为74微克/立方米，一氧化碳年均值为1.2毫克/立方米，宣汉县城区环境空气质量年均值达到《环境空气质量标准》（GB3095—2012）中二级标准。”具体见下表：

**表3-1 2021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 | 7 | 60 | 达标 |
| NO2 | 19 | 40 | 达标 |
| PM10 | 43 | 70 | 达标 |
| PM2.5 | 26 | 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 | 74 | 160 | 达标 |

根据公告内容，宣汉县2021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2021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，位于场界外西南侧200m居民点处。

（2）监测项目：非甲烷总烃。

（3）监测频次：连续采样7天。

（4）采样及分析方法

采样及分析方法按国家有关规定进行。

（5）评价标准

本次非甲烷总烃环境质量现状评价，执行标准采用《大气污染物综合排放标准详解》浓度限值2.0mg/m3。

（6）评价方法

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

Pi——为第i个污染物的最大监测浓度占标率，%；

Ci——为第i个污染因子的最大实测浓度（mg/m3）；

Coi——为第i个污染物相对应的评价标准（mg/m3）。

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

（7）监测结果及评价结论

表4.2-1 环境空气质量现状监测结果 单位：mg/m3

表4.2-3 环境空气质量现状及评价

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。

### 4.2.2地表水环境质量现状

本项目位于州河流域，州河属于渠江流域，根据《2023年4月达州市地表水水质月报》：2023年4月全市35个河流断面中，优（Ⅰ~Ⅱ类）良（Ⅲ类）水质断面30个，占比85.7%；轻度污染（Ⅳ类）水质断面5个，占比14.3%。

全市河流超标情况为：御临河双河口大桥、任市河联盟桥、袁驿河速建桥、平滩河碧山中学、平滩河牛角滩断面受到轻度污染，主要污染指标为高锰酸盐指数、化学需氧量。

达州市生态环境局公布的2023年1月~2023年6月达州市地表水水质月报，根据月报可知，2023年1月~2023年6月州河干流位于车家河（市城区）监测断面的国考断面地表水水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类水质标准限值要求，因此满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水质标准限值要求。

### 4.2.3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：根据项目情况及环境特征，本次环评布设噪声监测点6个。监测点布置具体见附图2，噪声监测布点统计见表4.2-4。

表4.2-4 项目噪声监测点位一览表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 井号 | 编号 | 方位 | 距离 | 备注 |
| 普陆1井台 | 1# | 普陆1-6H井场东北侧距井场1m处 | 1m | 厂界 |
| 2# | 普陆1井台南侧 | 1m | 厂界 |
| 3# | 普陆1-6H井场东南侧距井场1m处 | 1m | 厂界 |
| 4# | 普陆1井台北侧 | 1m | 厂界 |
| 5# | 普陆1-6H井场南侧居民点窗外1m处 | 84m | 居民点 |
| 6# | 普陆1-6H井场西南侧居民点窗外1m处 | 138m | 居民点 |

监测因子：连续A声级。

监测频率及时间：连续2天（2023年6月23日~6月24日），每天昼、夜间各一次，监测时项目区处于关井状态，无明显的噪声源，能基本代表区域声环境质量状况，监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定测量方法进行。

监测工况：现场监测时普陆1井台内无任何生产、生活与施工活动，站内无各类产噪设施设备，处于当地环境本底值的监测工况。

**（2）监测及评价结果**

监测及评价结果见表4.2-5。

表4.2-5 环境噪声监测结果（单位：dB（A））

由表4.2-5可知，各监测点昼间夜间噪声监测值中，背景点和敏感点噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区标准，项目拟建地声环境质量良好。

### 4.2.4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5个地下水水质现状监测点，具体监测点位分布见附图3和表4.2-6：

表4.2-6 项目井场地下水监测点位统计表

本项目所设置的5个地下水水质监测点中，1个监测点（3#）位于项目所在地地下水流向侧游，2个监测点（1#、2#）位于地下水流向上游，2个监测点（4#、5#）位于地下水流向下游，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）。

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）基本水质因子和特殊水质因子进行评价地下水现状评价，评价结果见表4.2-7。

表4.2-7 区域地下水质量现状监测结果 单位：mg/L

注：“ND”标识未检出，“\*”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，可知项目建设未对区域地下水环境造成不利影响。本项目所在地区地下水质量总体上良好，施工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4.2-8。

表4.2-8 区域地下水阴阳离子含量比例及各水样矿化度一览表

由表4.2-8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260.4mg/L-310.1mg/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。同时受地形地貌和河流等蓄水体的蓄水补给影响，靠近丘谷和河流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4.2-9，点位分布见图附图3。

表4.2-9 本项目区域地下水水位统计一览表

### 4.2.5土壤环境质量现状

**4.2.5.1 土壤理化性质调查、利用状况调查**

本次评价重点针对平台周边200m范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国1km土壤类型图），本项目周边土壤类型属棕色壤土。为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价委托四川省允诺信检测技术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4.2-10。

表4.2-10 土壤理化特性调查表

**4.2.5.2 土壤环境质量现状调查**

本次评价委托四川省允诺信检测技术有限公司于2023年6月17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；场地外布置布置2个表层样，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，监测布点见附图2。

（1）监测点位及监测因子

本次评价土壤监测布点情况见表4.2-11。

表4.2-11 本项目土壤环境监测布点情况

（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。

（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4.2-12、表4.2-13、表4.2-14。

表4.2-12 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

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

表4.2-14 场内土壤环境现状监测结果

由表4.2-12、表4.2-13、表4.2-14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。

### 4.2.6 包气带污染情况调查

为了解本项目所在区域包气带污染现状，本次评价委托四川省允诺信检测技术有限公司对普陆1井台污水池（原放喷池）处包气带现状进行了监测。监测布点见附图2。

（1）监测布点

共布设2个监测点，平台污水池（原放喷池）地表径流下游设置一个点位，污水池（原放喷池）地表径流上游设置一个点位，分别在0~20cm和20~60cm处取样，进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。

（2）监测因子

pH、氨氮、挥发酚、石油类、六价铬、氯化物。

（3）监测时间与频率

2023年6月17日，监测一次。

（4）监测结果及评价

本项目所在地周边包气带监测及评价结果见表4.2-15。

表4.2-15 本项目包气带污染现状监测与评价表 单位：mg/L（pH除外）

通过对比污水池上下游结果可知本项目用地内外包气带未受到污染。

## 4.3生态环境调查与评价

### 4.3.1生态功能区划

本项目位于四川盆地亚热带湿润气候生态区，属于大巴山水源涵养与土壤保持生态功能区（I-3-2），该生态功能区的主导功能是水源涵养功能，土壤保持功能。面临的主要环境问题是多洪灾，滑坡崩塌强烈发育，水土流失严重。项目区的生态功能区划见下表4.3-1。

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-3盆北秦巴山地常绿阔叶林-针阔混交林生态亚区 | I-3-2大巴山水源涵养与土壤保持生态功能区 | 多洪灾，滑坡崩塌强烈发育，水土流失严重 | 水源涵养功能，土壤保持功能 | 保护森林植被和生物多样性，巩固长江上游防护林建设、天然林保护和退耕还林成果。合理开发和利用自然资源，发展特色农业，绿色和有机农产品。拓展生态农业产业链，培育新的经济增长点。规范和严格管理矿产、水电、生物资源的开发，防止对生态环境和生态系统的不利影响 |

### 4.3.2生态环境现状调查方法

**1、基础资料收集**

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

**2、生物资源调查方法**

**（1）野外生态信息数据的采集与处理**

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

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

**（2）GPS地面类型及植被调查取样**

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

1）GPS读出测点的海拔值和经纬度；

2）记录样点植被类型，以群系或群丛为单位，同时记录样点坡向、坡度；

3）记录样点优势植物以及观察动物活动的情况；

4）拍摄典型植被外貌与结构特征。

**（3）陆生植被调查**

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

样方布点原则：

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

\*\*\*。

### 4.3.7生态系统类型调查与评价

\*\*\*。

### 4.3.12项目所在区环境敏感区调查

**1、文物保护单位**

本项目站场主要位于宣汉县境内乡镇，位于农村地区，根据调查，本项目站场及临时占地周边均不涉及文物保护单位。

**2、饮用水源保护区**

根据《达州市人民政府关于划定万源市、宣汉县和大竹县乡镇及以下集中式饮用水水源地保护区的批复》（达市府函〔2020〕124号），本项目不涉及集中式及分散式饮用水源保护区。

**3、自然保护区及风景名胜区**

根据调查，本项目不涉及自然保护区及风景名胜区的穿越。

# 5环境影响预测与评价

## 5.1施工期环境影响分析

### 5.1.1施工期生态环境影响分析

**5.1.1.1对土地利用类型的影响**

施工期本项目主要依托普陆1井台的已有占地，原钻井井场、放喷池、污水池、放散区、岩屑池、清水池、进场道路等都满足本项目使用需求等，以上均不涉及新增占地，新增占地为管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道。

由于生活区占地将会临时改变土地利用方式，减少地表植被。新增占地主要以蔬菜等植被类型为主，这些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。

**5.1.1.2对植被及生物量的影响**

（1）项目占地

项目新增占地主要包括生活区等，为临时占地，新增占地0.14hm2，新增占地主要占用原有生活区复垦的耕地，占地范围内不涉及国家保护野生植物和四川省重点保护野生植物。

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、白茅、飞蓬、蛇莓、芒、芒萁、蕨等灌草丛植被，其物区系组成成分不会发生变化，损失的只是局部群落及部分生产力和生物量，项目占地损失总生产力0.71tc/a，损失总生物量为1.07t，占评价区总生产力和总生物量的比例为0.01%和0.001%，占比极低，主要因为项目占地面积小，且占地为生态效能较低的灌草丛。损失植被类型及生物量见表5.1-1。

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 | 灌草丛植被 | 0.14 | 0.71 | 1.07 | 白茅、飞蓬、蛇莓、芒、芒萁、蕨 |
| 合计 | | 0.14 | 0.71 | 1.07 |  |

（2）人员进驻及施工活动

在项目建设运营期间，大量人员和车辆、机械的进场和建设活动将给施工区的生态环境造成一定的影响。施工人员的活动等都会对生活在本区域内的植被产生影响，主要表现在施工人员活动产生的废水、废渣、废气等废弃物对生态环境的影响等方面。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，项目施工新增占地0.14hm2，使得在栖息在这片土上的生物资源受到影响，灌草丛植被因生境发生改变而死亡，以此为栖息地的其他动物、微生物则失去原栖息场所，导致动、植物资源量减少，生物量受到一定影响。但项目占地相对整个宣化县比例则极小，不会对该地区造成较大影响，同时，退役后，随着临时设施拆除、封井及植被恢复措施的实施及植被自然演替更新，占地影响也将逐渐消失。

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。

**5.1.1.3对景观生态的影响分析**

**（1）对自然生态体系稳定性的影响**

①恢复稳定性影响分析

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

②阻抗稳定性影响分析

占地损失的物种主要为白茅、飞蓬、蛇莓、芒、芒萁、蕨等群系均属广布种，对物种种类没有影响，仅损失部分生物量。在景观异质性影响方面，本评价范围的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，随着临时设施拆除、植被恢复措施的实施及植被自然演替更新等，评价范围内森林植被还将是当地的模地，模地不会动摇，景观的异质性不会发生质的变化。

**（2）景观生态体系质量影响评价**

根据表4.3-15，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 | 53.21 | 68.31 | 60.14 | 60.45 | 60.45 | 0 |
| 灌丛 | 3.72 | 2.95 | 2.48 | 2.91 | 2.91 | 0 |
| 灌草丛 | 2.99 | 2.18 | 1.56 | 2.07 | 2.07 | -0.02 |
| 耕地 | 25.42 | 35.21 | 30.51 | 30.41 | 30.41 | 0 |
| 河流水面 | 2.87 | 0.69 | 0.69 | 1.24 | 1.24 | 0 |
| 人工生态系统 | 11.79 | 4.89 | 4.64 | 6.49 | 6.47 | 0.02 |

由表5.1-2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是0.02%，灌草丛拼块变幅为-0.02%，其他拼块则无变化。

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）自然景观协调性分析**

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；施工便道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。

**5.1.1.4对生态系统类型影响分析**

根据项目《附图 生态系统类型图》，利用GIS软件，采用图形叠置分析可知，新增占地生态系统类型主要为草丛生态系统，面积为0.14hm2，占评价范围比例为0.01%。

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，项目占地共损失生产力0.71tc/a，损失生物量1.07t，占评价区总生产力和总生物量的比例均为0.01%和0.001%，占比较低。

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，随着退役后临时占地的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。

**5.1.1.5对生态系统结构稳定性分析**

项目新增占地主要为生活区，约0.14hm2，占评价范围总面积的0.01%，不会对该区域植被分布情况和植被群落结构造成任何改变，项目对评价区内的森林、灌丛和草地等自然生态系统的类型完整性和结构稳定性影响可忽略不计，随着退役后临时占地的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。

**5.1.1.6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，随着临时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，项目建设和运营过程中采取的技术措施可最大程度减少负面影响，项目建设对环境质量的影响很小。

4、对物种多样性的影响

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

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

**5.1.1.7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。

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

（2）对其它生态服务功能的影响

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

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

**5.1.1.8对物种多样性的影响分析**

项目新增占地生态系统类型主要为灌草丛生态系统，面积为0.14hm2，占评价范围比例为0.01%。

项目建设影响的只是临时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，对未占地区域的物种多样性无直接影响。

**5.1.1.9对陆生野生动物的影响分析**

①施工占地

项目新增占地类型主要为灌草丛。生活在这类土地的动物均为常见种，如鸟、兔、鼠类等，施工占地等会改变周边小生境，对其生存环境有短暂影响，对于依赖灌草丛为栖息、活动、隐蔽场所的野生动物来说，其生境在某种程度上会受到一定的影响，但在非施工区也可以找到相同或相似生境，可迁移到合适生境中生活，对其生存不会造成威胁，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。

**5.1.1.10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植物。

据调查和访问，评价区内有2种国家Ⅱ级重点保护鸟类，为雀鹰、画眉，偶见于评价区内的针叶林、阔叶林林。

由于评价区人类活动较为频繁，适宜的栖息地相对比较少，因此主要为过境取食及活动，并无栖息地。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，严禁捕捉野生动物，同时，要文明施工，将人为影响降至最低。

### 5.1.2施工期钻前工程环境影响分析

根据现场调查，本项目主要依托普陆1井台的永久占地，原钻井井场、放喷池、污水池、放散区、岩屑池、清水池、进场道路等都满足本项目使用需求。

1、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60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。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。**

2、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。

3、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露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。

4、固废影响分析

本项目依托普陆1井台建设，钻前工程工程量小，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、弃渣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。

### 5.1.3施工期钻井工程环境影响分析

1、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、压裂作业废气、无组织挥发性废气、完井测试放喷废气。

**（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。燃料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。

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，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。

**（3）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。

**（4）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。

**（5）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，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。

2、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定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理；项目产生的钻井废水、洗井废水和压裂返排液被贮存于井场泥浆不落地装置污水罐、放喷池中。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、放喷池容积能够满足钻井废水、洗井废水、压裂返排液贮存要求；当发生事故排水时，废水直接汇入泥浆不落地装置或放喷池中，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、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，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至泥浆不落地装置或放喷池。

根据现场勘察，本项目最近的河流为场区西侧约20m处的州河，项目所在区域水域功能主要为灌溉泄洪，本项目区域内雨水排入井场旁沟渠，井场场地内及场地周围地表水仅在暴雨期间会对附近沟渠造成影响，属于正常的雨水排放，进入州河，不会对其水体功能造成影响。在暴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、污水池、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。且项目设置了600m3的事故应急池，进一步避免废水对州河造成污染影响。

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），生活用水使用拉运桶装水。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，周边居民使用井水或山泉水，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定期由密闭罐车拉运至周边生活污水处理厂处理；项目产生的钻井废水经固控设备固液分离后满足要求的全部回用于钻井过程，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管输至普光11井回注站回注，不外排；压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池或者污水池，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11井回注站回注，不外排；初期雨水收集后进入泥浆不落地处理系统处理后用于配置钻井液。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属可接受范围。

**（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。

3、施工期噪声环境影响分析

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，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）预测评价方法**

本工程选址区域声环境功能区划为2类区，根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中关于工作等级划分的要求，声环境影响预测按二级进行评价，评价范围为井口周边300m。

评价各噪声源通过噪声衰减模式计算对不同预测点的噪声贡献值，再将各自预测点的噪声贡献值叠加即得到本项目对各预测点的噪声贡献值，最后与监测点的噪声现状值叠加，得到各预测值，绘制等声级线图，并进行达标分析。

**（2）预测模式**

根据《环境影响评价技术导则·声环境》中工业噪声预测模式中室外点声源模式：

LA（r）=LA（r0）-A=LA（r0）－Adiv－Aatm－Agr－Abar－Amisc

式中：LA（r）——距声源r处的A声级

LA（r0）——参考位置r0处的A声级

Adiv——声波几何发散引起的倍频带衰减量

Aatm——空气吸收引起的倍频带衰减量

Agr ——地面效应引起的倍频带衰减量

Abar——屏障引起的倍频带衰减量

Amisc——其他多方面效应引起的倍频带衰减量

A——选择对A声级影响最大的倍频带计算，一边选择中心频率500HZ的倍频带计算。

本项目以几何发散衰减为主：Adiv＝201g(r/r0)

由于钻井噪声较大，声源的地势较空旷，评价周边居民远，地势高差对噪声影响为保守起见，可忽略，同时考虑属于施工期短期影响，评价主要以几何发散衰减计算，同时考虑井场围墙及设备用房的衰减，与井场间有山丘相隔的居民考虑屏障引起衰减量，距离200m以上的考虑地面效应衰减。

**（3）钻井噪声环境影响预测及分析**

1）正常工况（网电）

正常工况（网电工况）下本项目优先使用网电，网电钻井期间同时作业的设施有钻机1台、泥浆泵2台、振动筛2台，以及设备棚内的泥浆处理装置若干。根据各噪声设备的噪声级和布置，噪声源主要分布在井场井口周边20m内，在预测敏感点的噪声值时，将各噪声源简化为1个噪声源点。根据噪声叠加模式计算各主要噪声设备近似点源的噪声值为99.5dB(A)。

根据平面布置，主要噪声设备位于井口及后场，厂界距离井口约26m～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)，本项目与周边较近居民点地势差异较大，100m范围外敏感点考虑地面及设备用房的衰减量为4dB(A)，预测结果如下。

表5.1-3 本项目正常工况钻井噪声影响 单位：dB(A)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目  点位 | | 贡献值 | | 达标情况 | |
| 最近场界处 | 昼间 | 72.3 | | 超标 | |
| 夜间 | 72.3 | | 超标 | |
| 最远场界处 | 昼间 | 59.9 | | 达标 | |
| 夜间 | 59.9 | | 超标 | |
| 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 | 57.5 | 52 | 58.6 | 达标 |
| 夜间 | 57.5 | 39 | 57.6 | 超标 |
| 距井口200m处 | 昼间 | 49.5 | 52 | 53.9 | 达标 |
| 夜间 | 49.5 | 39 | 49.9 | 达标 |
| 敏感点标准60dB（A）（昼间）、50dB（A）（夜间） | | | | | |

由于昼夜连续作业，昼夜噪声变化不大，正常工况下昼间场界噪声均出现超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011的标准限值情况（最远厂界处昼间场界噪声能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011的标准限值）。由于钻井作业的特点以及场地小等特点，在当前技术经济条件下，难以满足场界达标。仅考虑距离衰减情况下，周边最近居民点（井口300m外）处声环境能达标，为了进一步了解噪声对环境的影响分析，并充分考虑高程差和树林的遮挡、地面吸收衰减等效应，本次评价采用EIAN噪声预测软件进行噪声影响预测，本项目钻井期正常工况噪声贡献值预测结果见图5.1-1。

图5.1-1 普陆1井台钻井期网电工况噪声贡献值等声级线图（未考虑遮挡与地面衰减）

根据图5.1-1预测结果可知，项目场界在昼间、夜间有超标现象出现，对环境敏感点叠加背景值（昼间52dB(A)、夜间39dB(A)）后预测结果见图5.1-2。

昼间

夜间

图5.1-2 普陆1井台钻井期网电工况噪声等声级线图（未考虑遮挡与地面衰减）

根据图5.1-2预测结果叠加本底值后可知，普陆1井台钻井期间网电工况下的噪声达标距离昼间在距井口75m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198m处，该区域内无居民分布，项目钻井施工对对周边居民造成噪声污染影响比预测结果更小。总的来看，项目的建设会对周围居民（均位于井口周边300m范围外）基本无影响。

2）非正常情况（柴油机工况）

网电无法使用的非正常工况下，钻井期间同时作业的设施有柴油动力机2台、发电机1台、钻机1台、泥浆泵2台、振动筛2台，以及设备棚内的泥浆处理装置若干。根据各噪声设备的噪声级和布置，其中主要噪声源为柴油机组和钻机，其他噪声源主要分布在井场井口周边20m内，在预测敏感点的噪声值时，将各噪声源简化为1个噪声源点。位置为井口位置。根据噪声叠加模式计算各主要噪声设备近似点源的噪声值为101.8dB(A)。

根据平面布置，主要噪声设备位于井口及后场，厂界距离井口约23m～95m，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)，本项目与周边较近居民点地势差异较大，100m范围外敏感点考虑地面及设备用房的衰减量为4dB(A)，最近居民点搬迁后井口周边300m范围内无居民等敏感目标分布，预测结果如下。

表5.1-4 普陆1井台非正常工况钻井噪声影响 单位：dB(A)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目  点位 | | 贡献值 | | 达标情况 | |
| 最近场界处 | 昼间 | 74.6 | | 超标 | |
| 夜间 | 74.6 | | 超标 | |
| 最远场界处 | 昼间 | 62.2 | | 达标 | |
| 夜间 | 62.2 | | 超标 | |
| 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 | 59.8 | 52 | 60.5 | 超标 |
| 夜间 | 59.8 | 39 | 59.8 | 超标 |
| 距井口200m处 | 昼间 | 51.8 | 52 | 54.9 | 达标 |
| 夜间 | 51.8 | 39 | 52.0 | 超标 |
| 敏感点标准60dB（A）（昼间）、50dB（A）（夜间） | | | | | |

由于昼夜连续作业，昼夜噪声变化不大，柴油机工况下昼夜间场界噪声均出现超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011的标准限值情况。由于钻井作业的特点以及场地小等特点，在当前技术经济条件下，难以满足场界达标。仅考虑距离衰减情况下，周边居民点处（位于井口300m范围外）声环境均能满足相关标准，为了进一步了解噪声对环境的影响分析，并充分考虑高程差和树林的遮挡、地面吸收衰减等效应，本次评价采用EIAN噪声预测软件进行噪声影响预测，考虑高程差和树林的遮挡、地面吸收衰减后，本项目钻井期非正常工况下噪声贡献值预测结果见图5.1-3。

图5.1-3 普陆1井台钻井期柴油机工况噪声贡献值等声级线图（未考虑遮挡与地面衰减）

根据图5.1-3预测结果，项目场界在夜间有超标现象出现。对环境敏感点叠加背景值（昼间52dB(A)、夜间39dB(A)）后预测结果见图5.1-4。

昼间

夜间

图5.1-4 普陆1井台柴油机工况下钻井期昼间噪声等声级线图（未考虑遮挡与地面衰减）

图5.1-4预测结果叠加本底值后可知，非正常情况下普陆1井台钻井期间柴油机工况下的噪声达标距离昼间在距井口103m处，超标区域内无居民分布；夜间噪声达标距离在无树林等遮挡的空旷处距井口240m处，超标区域内无居民分布。同时项目区周边树林较为茂密，项目钻井施工对对周边的居民造成噪声污染影响比预测结果更小。总的来看，项目的建设对周边声环境影响较小。

根据预测结果，当网电不能正常使用启用柴油发电机后，项目施工对外环境的噪声影响明显加大，超标范围扩大，因此要求建设单位施工前与地方供电部门协调好项目用电，尽量避免使用备用柴油发电机。同时注意夜间施工噪声控制，尽量降低噪声对外环境的影响。

**（4）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，则本工程压裂期间叠加后的噪声源强为107dB(A)。

根据平面布置，主要噪声设备位于井口及后场，厂界距离压裂设备约10m～40m，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)，本项目与周边较近居民点地势差异较大，100m范围外敏感点考虑地面及设备用房的衰减量为4dB(A)，预测结果如下。

表5.1-5 普陆1井台压裂作业噪声影响 单位：dB(A)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目  点位 | | 贡献值 | | 达标情况 | |
| 最近场界处 | 昼间 | 79.8 | | 超标 | |
| 夜间 | 79.8 | | 超标 | |
| 最远场界处 | 昼间 | 67.6 | | 达标 | |
| 夜间 | 67.6 | | 超标 | |
| 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 | 65.0 | 52 | 65.2 | 超标 |
| 夜间 | 65.0 | 39 | 65.0 | 超标 |
| 距井口200m处 | 昼间 | 57.0 | 52 | 58.2 | 达标 |
| 夜间 | 57.0 | 39 | 57.1 | 超标 |
| 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160m范围内，此范围内均无居民分布。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，对周围居民影响是可接受的。

**（5）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。

4、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、NOx、CO、颗粒物及挥发性有机物等，主要来源于场地施工机械、柴油发电机、压裂车、放喷燃烧等。大气污染物通过降雨或沉降进入土壤，从而引起土壤污染。

根据对已建天然气项目的调查，通过施工单位严格施工管理，天然气开发过程中周边大气中一般不会出现重金属、挥发性有机物超标的情况，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，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

在全面落实污染防控措施的情况下，污染物的地面漫流对土壤影响较小。

②垂直入渗

对于泥浆不落地装置区及泥浆循环系统、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、污水池、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。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，本项目浅层钻采用清水钻井，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，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**

本项目利旧普陆1井台已有占地进行建设，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周边P103集气站、毛坝1试采站平台内监测数据进行分析（P103集气站、毛坝1试采站涉及施工钻井期与运营采气期，因此具有可比性）。

根据上述2个平台的土壤环境现状监测数据，在已钻井施工完成的P103集气站、毛坝1试采站内各布置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，P103集气站、毛坝1试采站的建设并未对土壤环境造成污染，因此可类比本项目的建设与运营对土壤环境影响较小。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析、P103集气站、毛坝1试采站的监测结果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。

5、固体废物环境影响分析

**（1）钻井固废影响分析**

水基泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质。水基钻井固废为经泥浆不落地工艺对钻井泥浆及岩屑等进行固液分离后产生的固相废渣，属于第Ⅱ类一般工业固体废物，按照《一般工业固体废物贮存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1395t，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转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用，不会对区域环境造成影响。如遇特殊地层，油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的20m3危险废物暂存间，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）废油影响分析**

井场内设备保养润滑用油及跑冒滴漏产生的少量含油属于危险废物（物类别为HW08，废物代码900-214-08），按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）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、防雨、防晒、防渗漏”四防措施，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。若因为个别特殊情况存在不能综合利用的废油，则和不能继续使用的废油桶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，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。

### 5.1.4施工期试采站工程环境影响分析

1、大气环境影响分析

试采站及外输管线施工涉及少量地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）、及施工机械、运输车辆排放的尾气。针对施工扬尘，项目工程施工作业时，设置围栏或部分围栏、洒水抑尘等措施，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目站场施工对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。施工机械、运输车辆排放的尾气中污染物主要为NOX、烟尘及少量CO等，施工机械使用合格燃油、加强设备保养、运输车辆控制车速等，最终产生的废气量较小。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在，对大气环境影响小。

2、地表水环境影响分析

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）。站场建设工程量小，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。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。

4、固废影响分析

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，施工废料部分可回收利用，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。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。

## 5.2试采期环境影响分析

5.2.1试采期生态环境影响分析

**5.2.1.1对土地利用类型的影响**

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

**5.2.1.2对植被及生物量的影响**

（1）工程占地

本项目依托普陆1井台不涉及新增占地，对植被及生物量无直接影响。

（2）人员活动

本项目为无人值守站场，项目运营对其影响较小。

**5.2.1.3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，为无人值守站场，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，项目运营对其影响较小。

**5.2.1.4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植物。

本项目试采期不涉及新增占地，为无人值守站场，项目区可能出现的重点保护鸟类雀鹰、画眉主要为过境取食及活动，并无栖息地。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，项目运营对其影响很小。

**5.2.1.5对景观生态和生态系统影响分析**

项目试采期不涉及新增占地，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。

5.2.2大气环境影响分析

废气主要来自水套加热炉燃烧所产生的废气与设备检修或系统超压时排放少量天然气。本项目水套加热炉废气通过自带的8m高排气筒外排，设备检修或系统超压时排放少量天然气通过15m高放散管放散，对环境影响较小。

5.2.3地表水环境影响分析

**（1）采气废水影响分析**

根据普陆1井台测试气质组分情况，类比区块普光气田开发井日产气田水情况，预估普陆1井台气田水产生量约为10m3/d（试采初期因含有压裂返排液，气田水产生量可达100~200m3/d）。井口天然气经过普陆1井台新建的分离器进行气液分离，分离气田水进入普陆1井台建设的污水罐（30m3）暂存（试采初期水量大时可在污水池暂存），暂存一定量后（低于容积80%前）用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/T 6596-2016）中注入水基本要求后管输至普光11井回注站回注处理，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，本项目新建的污水罐和依托配套环的保设施处理能力满足本项目需求，改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，本项目试采期采气废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，本项目单井排放量为50m3/a，将废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光11井回注站回注。

**（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。

5.2.4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、分子筛脱水撬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，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。

工艺流程区位于井场中后部偏后场靠近井口布置。噪声影响预测结果见表5.2-1。

表5.2-1 试采期噪声影响预测

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 监测点 | 预测点位置 | 距离(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# | 东南厂界 | 8 | / | / | 20.2 | 20.2 | / | / | 达标 | 达标 |
| 2# | 西南厂界 | 10 | / | / | 28.2 | 28.2 | / | / | 达标 | 达标 |
| 3# | 西北厂界 | 80 | / | / | 24.2 | 24.2 | / | / | 达标 | 达标 |
| 4# | 东北厂界 | 23 | / | / | 32.6 | 32.6 | / | / | 达标 | 达标 |
| 5# | 南侧居民点 | 93 |  |  |  |  |  |  | 达标 | 达标 |
| 6# | 西南侧居民点 | 137 |  |  |  |  |  |  | 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表4.4-10。

表4.4-10 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 |

由表4.4-11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。

5.2.5固废影响分析

本项目为无人值守站场，依托P305集气站统一管理，因此无固体废弃物产生。

5.2.6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。对于污水罐区，在事故情况下会造成污染物的泄露，通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。

本项目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；采气废水暂存于污水罐，罐车外运行处理；非正常工况井下作业废水用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经普光11井回注站回注；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，井站也无生产固废产生和堆放。同时井站设置了清污分流，污水罐区和方井设置了围堰拦截污水罐事故状态下泄露的污水，同时污水罐周围设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置有排水沟与自然沟渠连接，便于疏导场地雨水。此外，本项目试采期对污水罐区、方井周边采取重点防渗，工艺区进行一般防渗，污水罐暂存地层水及时转运，污水发生泄露进入土壤环境可能性较小，在加强土壤环境的跟踪监测在后，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。

## 5.3地下水环境影响分析

### 5.3.1项目区水文地质条件

1、地下水类型及补给、径流和排泄

普光气田区含有地下水的层位主要有侏罗系蓬莱镇组、遂宁组和上沙溪庙组，地形不同、地表出露地层不同，其主要含有地下水的层位也不同。

普光气田开发区内地下水类型包括松散堆积层孔隙水、碎屑岩裂隙孔隙水和基岩裂隙水，其中本项目所在区域以基岩裂隙水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

\*\*\*。

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，主要由项目区北东向南西径流，于地势较低及构造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州河。经调查，当地地下水水质良好，无原生水文地质环境问题。

2、地下水开发利用现状

经调查，评价区内无集中地下水水源地，评价区内分布有多口水井，居民多为一户一井或2户1井。

3、环境水文地质调查

按照地下水环境影响评价导则，针对本项目特征，本次调查包括：①原生水文地质问题调查；②地下水污染源分布及类型调查。

**（1）原生水文地质问题调查**

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

**（2）地下水污染源调查**

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

### 5.3.2地下水环境功能与环境保护目标

1、地下水功能划分

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

**（1）地下水功能及其划分**

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

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

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

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

**（2）地下水环境调查**

通过对项目区地下水、地表水、居民用水及环境状况调查，本项目位于四川省达州市宣汉县清溪镇长青村七组（原普陆1井台），评价区内有居民分布，均为饮用的井水或山泉水，居民多为一户一井或2户1井。

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

2、地下水环境保护目标

根据外环境调查，结合项目场地所处水文地质条件，区域地下水总体流向为北东至南西，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”。

### 5.3.3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、高锰酸盐指数、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，普陆1井台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。

### 5.3.4水文地质参数识别

本次评价充分参考《中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司普光分公司P3021产能建设项目地下水环境影响评价专题》、《大湾406滚动勘探井地下水环境影响评价专题报告》、《M506-1T井产能建设项目地下水环境影响评价专题报告》、《大湾4井探工程地下水环境影响评价专题报告 西南交通大学地球科学与环境工程学院 2018.8》的地下水环境影响评价成果来选取水文地质参数。根据附图11可知P3021井、大湾406井、大湾4井与M506-1T井均位于本项目周边较近区域，地下水类型均以裂隙水为主。地下水赋存于侏罗系上统蓬莱镇组（J3p1、J3p2）构造裂隙中，砂岩为主要含水层。

### 5.3.5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；采气试采期产生气田水由污水罐收集后外运处理，污水罐设置于防渗区，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；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。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、废钻井泥浆、作业废液、放喷池污水以及柴油机房、储备罐中的油类物质等的泄漏和外溢，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压裂过程井筒破裂，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。本项目采取分区分级防渗：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）、泥浆储备罐区、循环罐区、柴油罐区、放喷池、污水池、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。本项目除放喷池与污水池直接采用池体外，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的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

本项目在井场界外修建有放喷池1座，设计容积300m3，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）；本项目在井场界外修建有污水池1座，设计容积2500m3，尺寸为30m×20m×4.16m（有效高度），主要用于钻井废水的临时储存和应急，储存时间短，钻井废水等应及时转运。因污水池与放喷池发生风险事故后泄露情景相似，且污水池池底面积较大，发生风险事故概率大于放喷池，因此假定污水池池底产生裂缝，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，染源类型为短时源强。根据污水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，参考中石化、中石油污水池、放喷池检修过程中池子破损的面积统计数据，2500m3污水池破损面积在0~10%之间，大于10%的池体破损还未发现过。假定污水池渗漏面积为池底总面积的10%（60m2），废水池中存储有废水，废水进入地下属于有压渗透，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4.16m；

D—地下水埋深，按最不利场地取5m；

A—池底泄漏面积（m2），取60m2。

根据计算，本项目泄漏量约为9.5m3/d，污水池储存周期最长为10天，即持续渗漏持续时间为10d，渗漏量为95m3。

②压裂过程井筒破裂

事故工况下，压裂过程中导致井筒破裂，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（平均约1983m3）用量的10%，泄露时间假定为10min，因此瞬时泄漏量为198m3，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 |
| 污水池破裂 | CODCr | 5000 | 475 | 10d | 潜水 |
| 石油类 | 200 | 19 | 潜水 |
| 氯化物 | 4000 | 380 | 潜水 |
| 压裂过程中井筒破裂 | CODCr | 5000 | 990 | 10min | 潜水 |
| 石油类 | 200 | 39.6 | 潜水 |
| 氯化物 | 4000 | 792 | 潜水 |

### 5.3.6地下水环境影响预测及评价

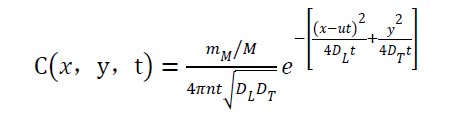
1、地下水环境影响预测原则

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20～30m，本次取30m。

②瞬时注入的示踪剂质量mM：项目在压裂过程井筒破裂发生渗透性漏失、污水池泄漏，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：评价区地下水含水层岩性为砂砾岩，本评价渗透系数取值0.1028m/d，水力坡度约为0.1，因此地下水的渗流速度v=KI=0.0103m/d，水流速度取实际流速u=v/n=0.1028m/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=1.028m2/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0.1028m2/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。

根据现场勘察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有居民水井分布，因此评价对地下水流向下游最近的居民水井处预测在事故发生后不同时间段的污染物浓度变化情况。

**（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CODMn取值为2.76mg/L，石油类未检出取值未0mg/L，氯离子取值20.9mg/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，CODMn、Cl-标准限值参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，CODMn为3mg/L、Cl-为250mg/L；石油类标准限值参照《地表水环境质量标准GB3838-2002》Ⅲ类标准，为0.05mg/L；CODMn影响浓度为3.06mg/L（检出限+背景值），石油类影响浓度为0.05mg/L（检出限+背景值），Cl-影响浓度为45.9mg/L（标准值的十分之+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

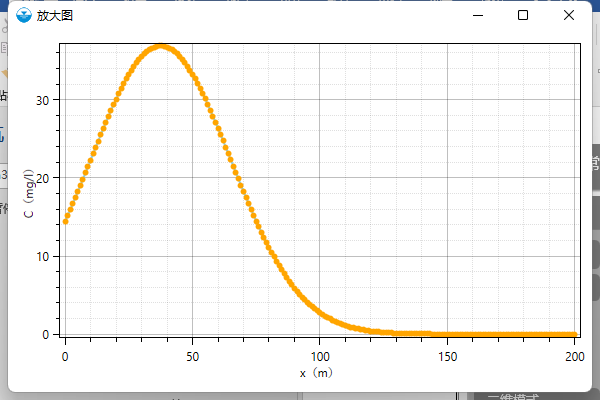
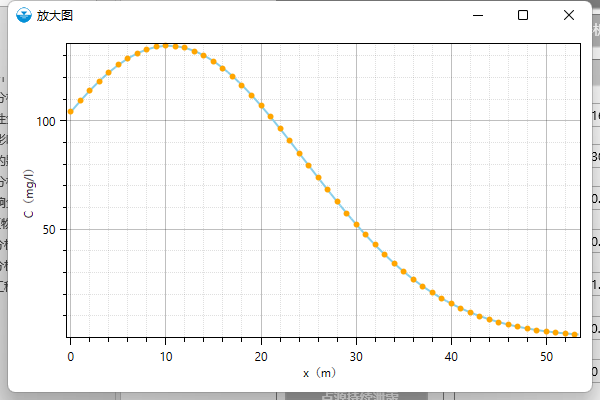
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 污染物 | CODMn | 氯化物 | 石油类 |
| 背景值 | 2.76 | 20.9 | 0 |
| 标准限值（mg/L） | 3 | 250 | 0.05 |
| 影响浓度（mg/L） | 3.06 | 45.9 | 0.05 |

1）污水池泄漏

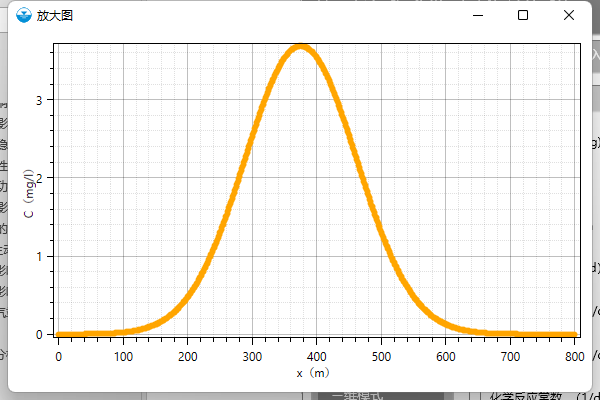
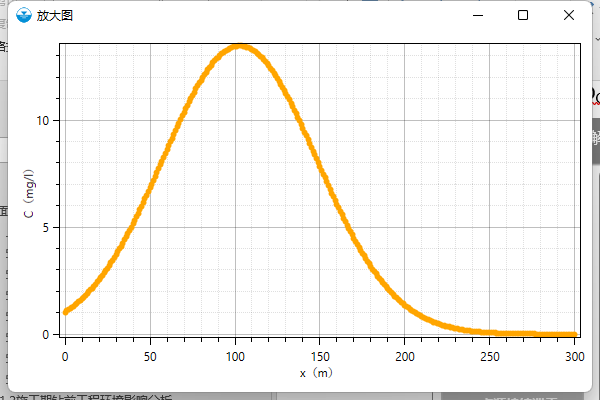
①地下水中CODMn的超标及影响距离计算结果见表5.3-3及图5.3-1。

表5.3-3 污水池泄漏地下水中CODMn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 | 10 | 131.38 | 136.68 | 41 | 64 |
| 365d | 38 | 36.64 | 41.94 | 75 | 131 |
| 1000d | 103 | 13.43 | 18.83 | / | 244 |
| 3650d | 375 | 3.69 | 9.09 | / | 606 |



100d 365d



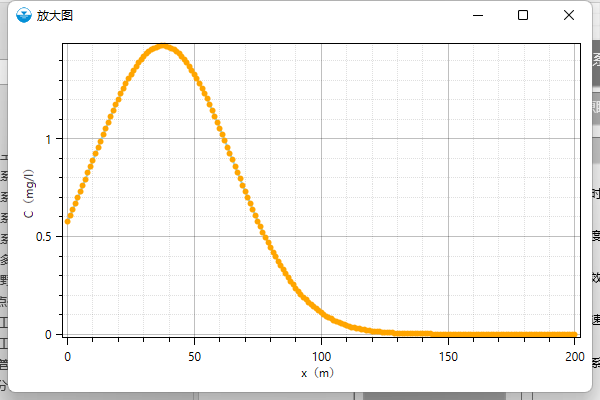
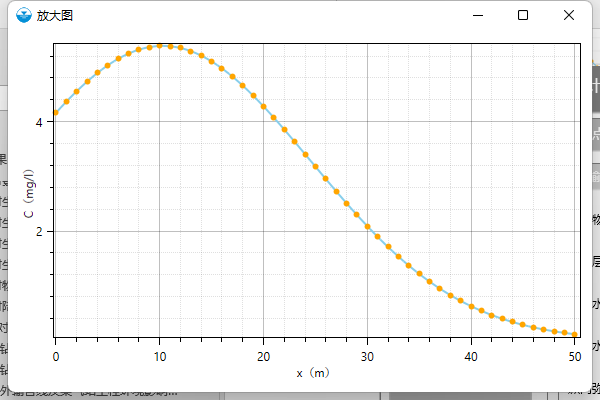
1000d 3650d

图5.3-1 污水池泄漏不同预测时间CODMn贡献值与距离浓度关系图

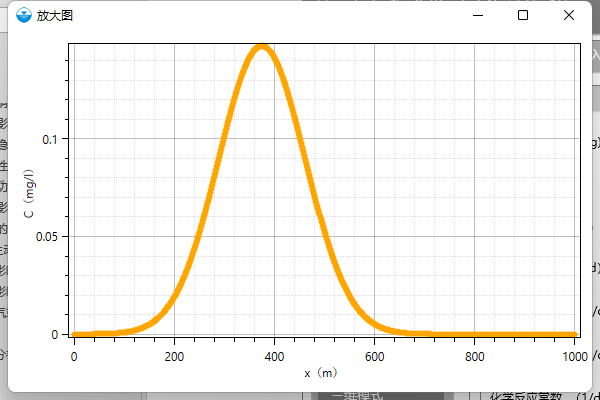
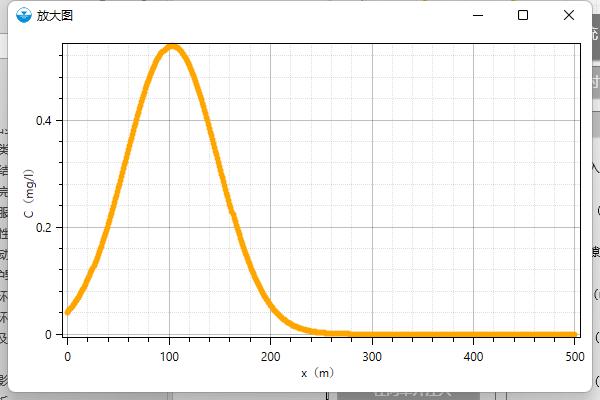
②地下水中石油类的超标及影响距离计算结果见表5.3-4及图5.3-2。

表5.3-4 污水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 | 10 | 5.26 | 5.30 | 51 | 51 |
| 365d | 38 | 1.47 | 1.51 | 113 | 113 |
| 1000d | 103 | 0.54 | 0.58 | 230 | 230 |
| 3650d | 375 | 0.15 | 0.19 | 576 | 576 |



100d 365d



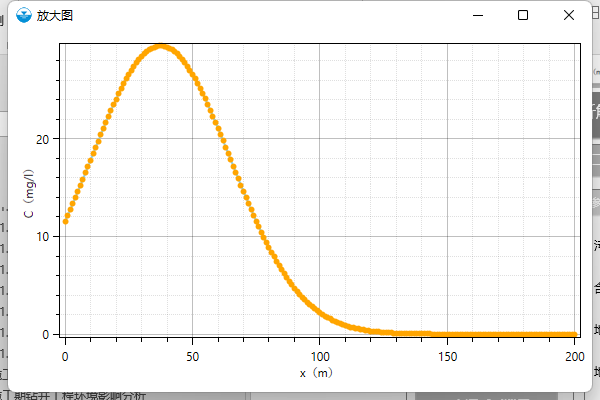
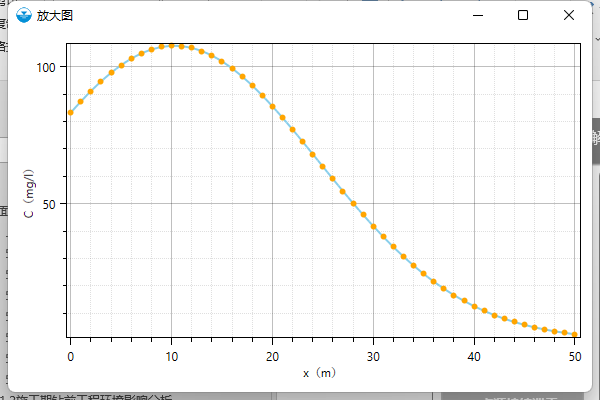
1000d 3650d

图5.4-2 污水池泄漏不同预测时间石油类贡献值与距离浓度关系图

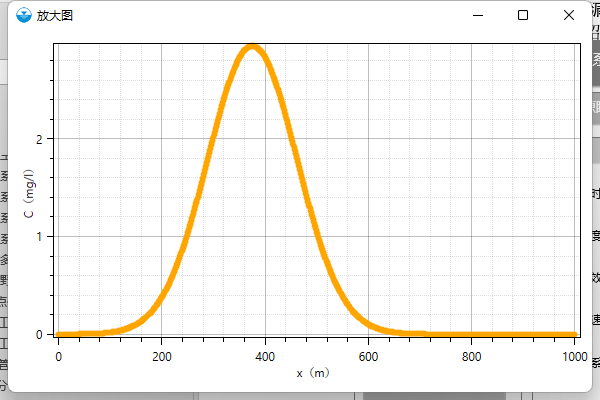
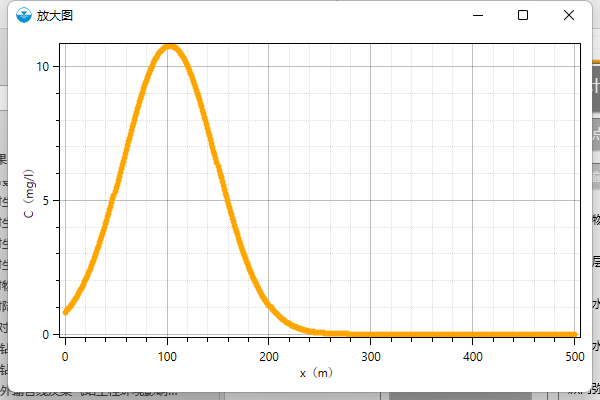
③地下水中氯离子的超标及影响距离计算结果见表5.3-5及图5.3-3。

表5.3-5 污水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 | 10 | 105.10 | 125.90 | / | 35 |
| 365d | 38 | 29.31 | 50.11 | / | 53 |
| 1000d | 103 | 10.74 | 31.54 | / | / |
| 3650d | 375 | 2.95 | 23.75 | / | / |



100d 365d



1000d 3650d

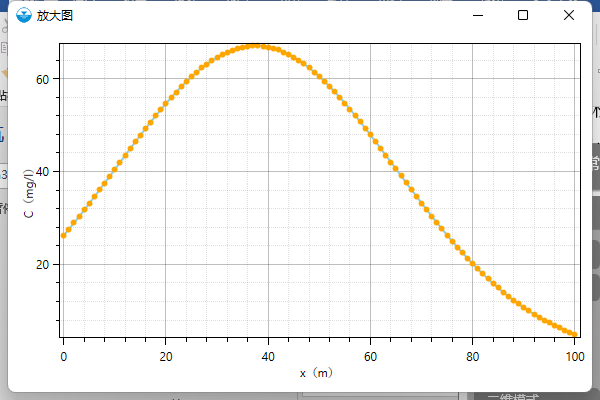
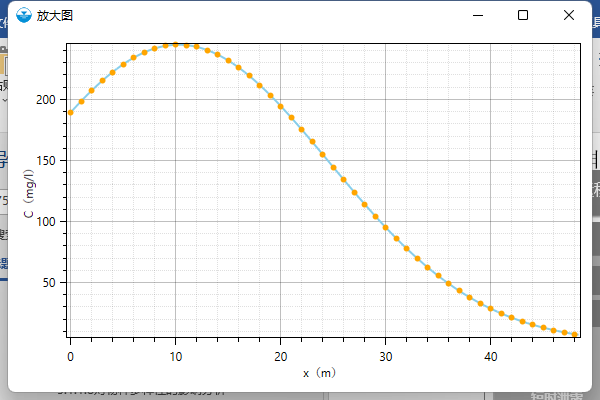
图5.3-3 污水池泄漏不同预测时间氯离子贡献值与距离浓度关系图

2）压裂过程中井筒破裂

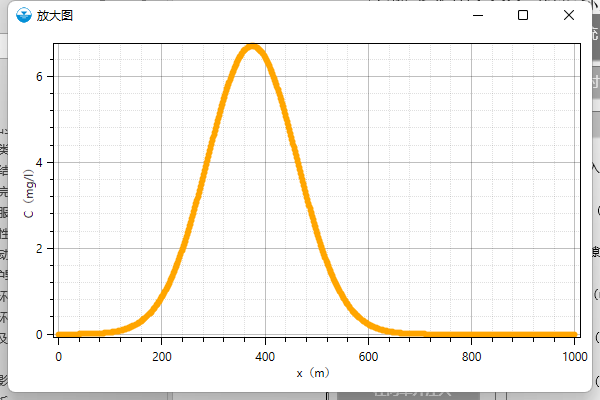
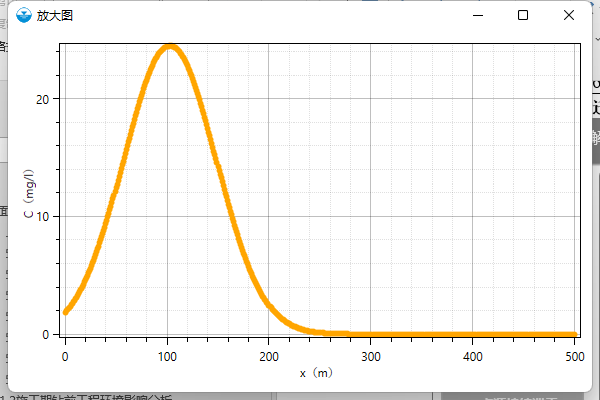
①地下水中CODMn的超标及影响距离计算结果见表5.3-6及图5.3-4。

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 | 10 | 238.87 | 243.27 | 45 | 74 |
| 365d | 38 | 66.61 | 71.15 | 68 | 109 |
| 1000d | 103 | 24.42 | 29.82 | 149 | 252 |
| 3650d | 375 | 6.70 | 12.10 | / | 626 |



100d 365d



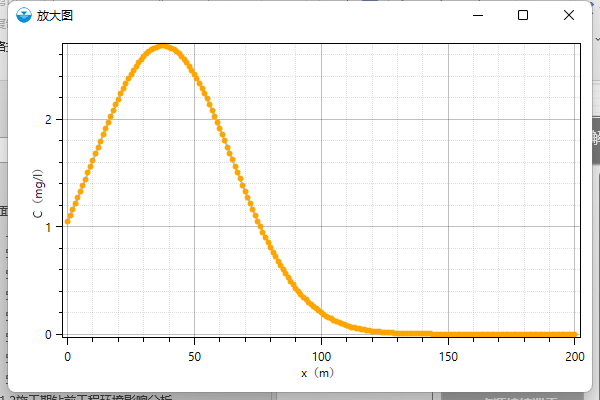
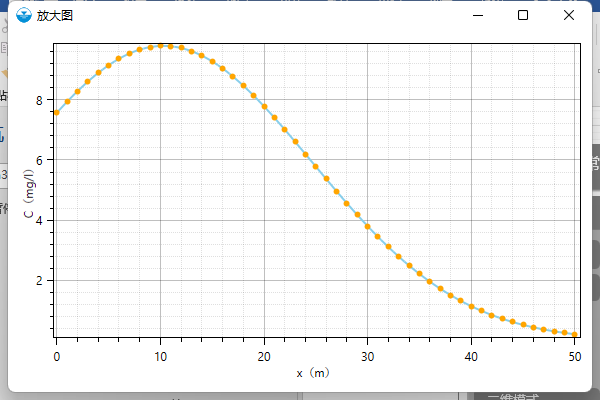
1000d 3650d

图5.3-4 井筒破裂不同预测时间CODMn贡献值与距离浓度关系图

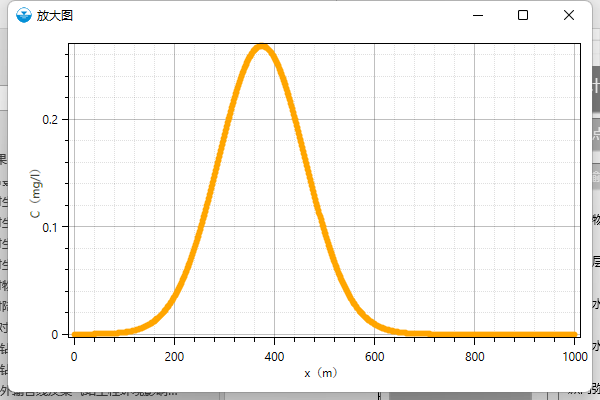
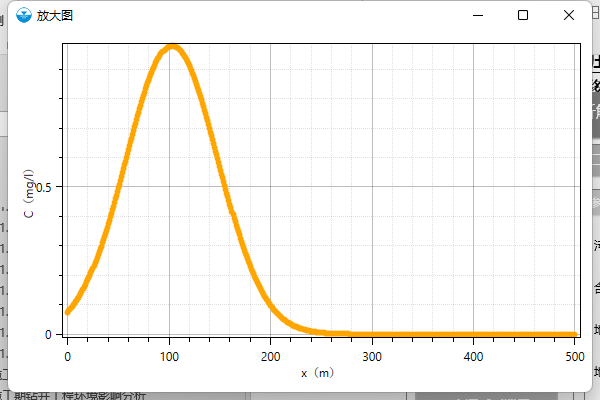
②地下水中石油类的超标及影响距离计算结果见表5.3-7及图5.3-5。

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 | 10 | 9.55 | 9.59 | 57 | 57 |
| 365d | 38 | 2.66 | 2.70 | 114 | 114 |
| 1000d | 103 | 0.98 | 1.02 | 213 | 213 |
| 3650d | 375 | 0.27 | 0.31 | 530 | 530 |



100d 365d



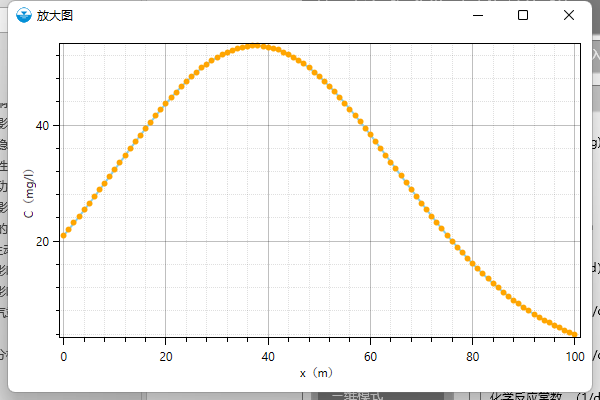
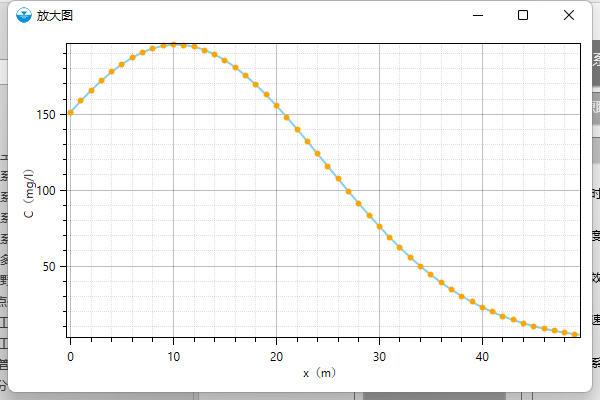
1000d 3650d

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

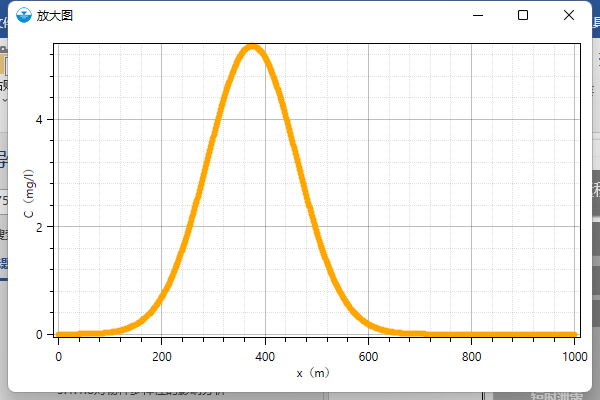
③地下水中氯离子的超标及影响距离计算结果见表5.3-8及图5.3-6。

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 | 10 | 191.09 | 211.89 | / | 39 |
| 365d | 38 | 53.29 | 74.09 | / | 71 |
| 1000d | 103 | 19.54 | 40.38 | / | / |
| 3650d | 375 | 5.36 | 26.16 | / | / |



100d 365d



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）污水池池体破裂

①CODMn在污水池池体破裂365d时最远超标距离为下游75m，最高浓度为36.64mg/L（38m处），在1000d时，已无超标范围。

②石油类在污水池池体破裂3650d时最远超标距离为下游576m，最高浓度为0.15mg/L（375m处）。

③氯化物在污水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

①CODMn在井筒破裂1000d时最远超标距离为下游149m，最高浓度为24.42mg/L（103m处），在3650d时，已无超标范围。

②石油类在污水池池体破裂3650d时最远超标距离为下游530m，最高浓度为0.27mg/L（375m处）。

③氯化物在污水池破裂整个工况下中心点处均未出现超标现象。

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4.3-9。

表4.3-9 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 | 备注 |
| 1 | 压裂井筒破裂 | 西南侧 | 10 | 按最不利估算 |
| 2 | 污水池泄漏 | 西南侧 | 8 |

本项目发生事故后会对地下水流向下游的居民水井造成污染影响，最大可能超标居民饮用水井为10户。

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污水池风险泄漏初期除小范围地区地下水水质超标外，超标范围较小，超标范围内约10户居民饮用水井分布，超标范围内无集中式饮用水源取水点，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，严密监控压裂液及污水池、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。且对超标范围内的居民采取水罐车运水等方式，解决居民用水，直到居民水井水质恢复为止。

在对下游居民水井加强监控后，项目建设对周围居民水井的影响较小，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；采气废水暂存于污水罐，密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11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。污水罐区采取了围堰并重点防渗，污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，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、退役期地下水环境影响

项目退役期进行站场拆除、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制定地点处理，避开雨季对固废的淋滤，退役期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，项目下游西南方向水井最近距离井口约170m，超标范围内有居民水井分布，在事故发生后采取替代用水措施，因此对项目附近地下水水源影响很小。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或用水产生不利影响，也不会对地下水环境造成明显不利影响，项目建设对地下水的影响是可接受的。

## 5.4退役期环境影响分析

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终将进入服役期满（若试采效果不理想，也会提前进入退役期，若试采站与井口有后续开发计划，则井口封井后与试采站留待后续开发使用，生态恢复纳入后续建设工程）。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声等对环境的影响将会消失。

服役期满的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。井场设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

# 

# 6环境风险分析

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（不包括认为破坏或自然灾害），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，同时关注生产污水池、放喷池泄漏等对当地耕地、水体的环境风险影响。

## 6.1评价依据

### 6.1.1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、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，存在发生火灾、泄露、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，井站试采期由工艺系统分离产生的气田水、试采的天然气。

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32.7×104m3/d，15min井喷天然气量为3406m3。CH4含量最高可达99.09mol％，即CH4含量为796259mg/m3，15min井喷CH4量为2.71t。

本项目涉及危险物质数量及分布情况见下表。

表5.3-1 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 | 972.55m3 | 废水收集罐 |
| 3 | 柴油 | 16t | 柴油罐区 |
| 5 | 废油 | 0.085t | 油桶区 |
| 6 | 甲烷 | 2.71t（按井喷15min计算） | 单井井喷失控 |
| 8 | 施工期（压裂测试） | 压裂液（含压裂返排液） | 4100m3 | 井场压裂液储罐+污水池 |
| 9 | 300m3 | 放喷池 |
| 10 | 柴油 | 16t | 柴油罐区 |
| 11 | 试采期 | 甲烷 | 0.12t | 井口和站场工艺设备、管线 |
| 13 | 气田水 | 30m3 | 污水罐区 |

本项目涉及的危险物质物理化学特性及毒理性如下：

**（1）水基泥浆、固井水泥及添加剂危险性分析**

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成份和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等20多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆中影响环境的主要成分是有机物类、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**

采气废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，采气废水泄漏后会对地表水、地下水和土壤产生一定危害。

**（5）甲烷危险性分析**

从地层中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，主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为5%～15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)将使用或产生甲烷(CH4)的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表6.1-1。

表6.1-1 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，可佩带供气式呼吸器。 | | | |
| 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，迅速撤离泄露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休。 | | | | |

**（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6.1-4。

表6.1-4 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、鼻刺激症状，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。 | | |
| 第四部分泄露应急处理 | | | |
| 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。如大量泄露，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）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、粘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，主要危害为废油泄露后地表水、地下水和土壤的影响。

**（8）二氧化碳**

二氧化碳可以溶解在水中，生成碳酸，引起电化学腐蚀。钢材中二氧化碳腐蚀的产物都是易溶的，不易形成保护膜，特别是随二氧化碳浓度的增加，腐蚀速度增加很快。

根据NACE（美国腐蚀工程师协会）有关CO2分压腐蚀的标准，CO2分压大于0.2MPa就属于严重腐蚀区，本项目气藏CO2分压大于0.2MPa。CO2腐蚀的主要形态为点蚀、台地状腐蚀、环状腐蚀和冲刷腐蚀等，且腐蚀穿孔的速度很快。在影响CO2腐蚀速率的各个因素中，CO2分压和温度是最重要的两个参数。CO2分压越高，其腐蚀产物FeCO3膜的保护性越差，且CO2的腐蚀速度随温度升高而增加，60℃～110℃为CO2腐蚀的敏感区域，本项目深层气藏地层平均温度＞110℃，因此井下设备存在CO2腐蚀的风险。

二氧化碳是一种窒息性气体，对人的最低毒性浓度体积分数为2％，超过此浓度可引起呼吸器官的损害，达到10%会使人窒息。

### 6.1.2环境风险潜势初判

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，将建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ+级。

危险物质数量与临界量比值（Q）



式中：q1，q2,···，qn―每种危险物质的最大存在量，t；

Q1，Q2,···，Qn―每种危险物质的临界量，t；

当Q＜1时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当Q≥1时，将Q值划分为：1）1≤Q＜10；2）10≤Q＜100；3）Q≥100。

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、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、柴油和废油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到甲烷（CH4）和油类（柴油、废油）三类物质。根据周边其他勘探井情况，本项目单井预计最大产气量为5×104m3/d。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2.71t，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。

试采期：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、分离设备及内外输管线内单井天然气量约200m3，其中甲烷在线量为0.12t，小于其临界量10t；硫化氢在线量为0.04t，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

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 施工期 | 序号 | 物质 | qn，储存量，t | Qn，临界量，t | Q |
| 1 | 甲烷 | 2.71 | 10 | 0.27 |
| 2 | 油类 | 16.085 | 2500 | 0.006 |
| 合计 | | | | 0.276 |
| 试采期 | 序号 | 物质 | qn，储存量，t | Qn，临界量，t | Q |
| 1 | 甲烷 | 0.12 | 10 | 0.012 |
| 合计 | | | | 0.012 |

根据表6.1-6计算可知，企业的主要危险物质：施工期天然气所含的甲烷和油类物质的Q值计算结果为0.276，Q值＜1；试采期天然气所含的甲烷的Q值计算结果为0.012，Q值＜1。因此，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

### 6.1.3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”。

## 6.2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。

## 6.3环境风险识别

### 6.3.1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、钻井废水、压裂液及返排液、废油和采气废水等，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）和油类物质等。

### 6.3.2生产系统风险识别

**（1）井喷失控造成天然气释放**

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

②遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

③压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

④操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

**（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、废压裂返排液及气田水通过罐车转运回用或送至有处理能力和处理资质的单位进行处理。废水转运过程中可能存在罐体泄漏、运输车侧翻导致污水外溢的风险。如途径集中式饮用水水源地、水产种质保护区等特别敏感区域时发生泄漏，将产生一定的影响。

**（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、外输管线或站内设备泄漏。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分离器、水套加热炉或分子筛脱水撬等。本项目站内外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，本项目井口100m范围内无居民分布，区域大气扩散条件较好，天然气中预计不含硫化氢，发生泄漏后及时关闭阀门，泄露的天然气量较少，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。

### 6.3.3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。

## 6.4环境风险分析

### 6.4.1 井喷失控环境风险分析

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。

### 6.4.2 钻井过程中地层间气体涌出

根据现阶段钻井情况，所穿地层可能含不连续可燃气体，属于浅层气。钻井过程中地层之间的气体如果出气量较大，则会引发气体溢流。钻井过程中钻遇的层间气体可能含有硫化氢，当钻井设备测量到硫化氢气体后，立刻关闭防喷器，避免气体溢出，如气量较大，则引至放喷池点燃，如气量较小，往钻井液中配加氢氧化钠进行中和，从而消除钻井过程中硫化氢气体的影响。

### 6.4.3 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂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。由于该井目的层预计不含硫化氢，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。

### 6.4.4 钻井辅助设施环境风险识别

污水池、配液罐、放喷池等在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起周边土壤污染。柴油、压裂返排液、水基钻井液及油基钻井液拉运至井场过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。水池中污水所含的其他有机处理剂使水体的COD、SS增高，水体污染会对地势低于水池的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。

本项目中的柴油及油基钻井液的拉运车辆均为特种车辆拉运，且均外委具有相应资质的单位运输到到场，按照各自行业规范防范环境风险的发生，为此本评价不再详细分析其运输到用户过程中的车辆环境风险防范措施。

### 6.4.5 地下水井涌事故风险影响分析

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生含压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。在钻井液钻井过程中发生井涌，混合钻井液的地下水涌出地表流入地表水体，会造成一定的污染。

### 6.4.6 柴油罐、油基钻井液储备罐事故影响分析

柴油罐、油基钻井液储备罐布置在井场地势较高处，风险影响主要是罐体区泄漏的火灾爆炸。油罐设置在水泥基础上，基础周边设置围堰。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隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的机率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地或水田，对旱地、水田土壤造成污染，造成经济影响。

### 6.4.7 废水转运事故影响分析

本剩余钻井废水暂存于清洁生产操作平台的废水罐内，经预处理后装车拉运至普光11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11井回注站回注；采出水（气田水）暂存于污水罐，装车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注。

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。

本项目废水转运罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的几率很小，罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险在环境可防可控。

### 6.4.8 集输过程中环境风险分析

（1）甲烷泄漏环境风险分析

在集输过程中，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。

（2）采气分离废水泄漏污染水环境

根据前述非正常工况下采气分离废水泄漏对地下水环境影响预测可知，本项目采气分离废水泄漏对站场周边地下水水质有一定影响。运营期建设单位应加强巡检，及时采取补救措施。

## 6.5环境风险防范措施

### 6.5.1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《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）种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。

### 6.5.2废水、油类外溢或泄露等风险防范措施

钻井期废水收集罐、试采期污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。试采期站内污水罐安装溢外报警器，以便及时发现外溢情况。同时项目设置有600m3的事故池，可进一步降低废水、油类外溢或泄露等风险。

### 6.5.3物质外运风险防范措施

1）废水、钻井固废转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄漏。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

2）运输前规划运输路线，废水、钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

3）废水、钻井固废转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

4）尽量避免雨天和大雾天运转废水。

5）本工程废水、钻井固废运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

6）承包废水、钻井固废转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装GPS系统，并纳入建设方的GPS监控系统平台，以便随时掌握废水、钻井固废运输车辆位置和行驶路线，确保废水、钻井固废转运至相应的目的地。

7）废水、钻井固废运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

8）废水、钻井固废转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水、钻井固废运输应急预案，每次废水、钻井固废运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

9）废水、钻井固废产生单位和废水、钻井固废转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水、钻井固废产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。在发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水、钻井固废泄漏。

### 6.5.4井漏防范措施

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，有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。

### 6.5.5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。

### 6.5.6油类使用、储运过程中的风险防范措施

（1）提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

（2）加强对柴油和废油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油气的产生和积聚。油罐区均设置有围堰，可防止油罐破损泄露的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布(沥青、玻璃纤维布)作防渗处理。油桶选择完好无损的油桶，置于防渗区，保持盖子紧盖，及时综合利用。

（3）按照危险物品贮存场地相关要求，对柴油和废油储存和使用场所设置标识标牌。

（4）柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。加强油罐、油桶的管理及安全检查，防止发生结构安全事故引起重大泄露。

（5）建设方将柴油和废油储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

### 6.5.7试采工程风险防范措施

（1）场站应按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；加强污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）污水罐区设置防渗围堰，防止泄露废水外溢。

（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。

### 6.5.8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，确保项措施得到合理有效的落实。

### 6.5.9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指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井喷失控等风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边500m范围）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，还需在井口周边500m范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区居民和企业员工撤离。

（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、废油桶、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。

## 6.6应急措施

### 6.6.1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500m范围内散居农户和企业员工，以及场镇镇居民、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。抢险方案制订及实施，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。

### 6.6.2井喷或场站泄露应急疏散预案

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。撤离路线：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。

### 6.6.3天然气窜层泄露进入地表应急措施

由于天然气窜层泄露时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄露，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露量，此类环境风险是可控的。

### 6.6.4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。

### 6.6.5废水、油类物质泄露应急措施

（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。

### 6.6.6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，发生翻车泄露的机率很小，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露量、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。

### 6.6.7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。

### 6.6.8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，尽可能切断泄露源。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。

### 6.6.9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。

### 6.6.10风险管理措施

普光分公司成立专门的为应对油气勘探、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。

### 6.6.11应急联动

（1）上层联动：本项目所在的达州市、宣汉县、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。

### 6.6.12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6.6-2。

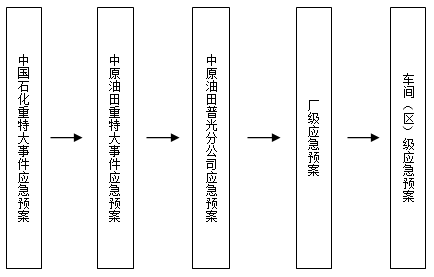


图6.6-3 普光分公司应急预案体系图

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6.6-4，普光分公司专项应急预案框架见图6.6-5。

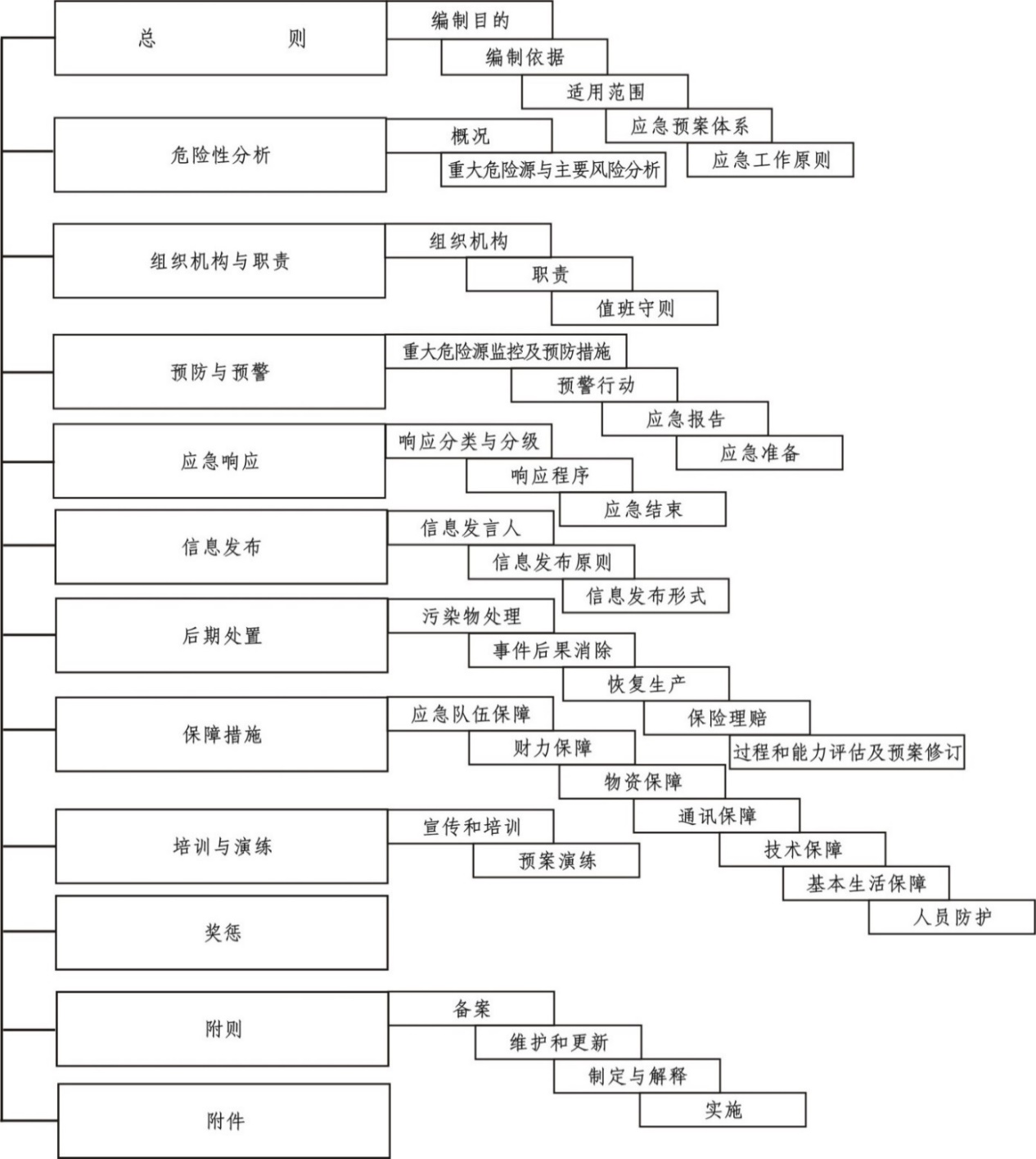


图6.6-4 普光分公司综合应急预案框架图

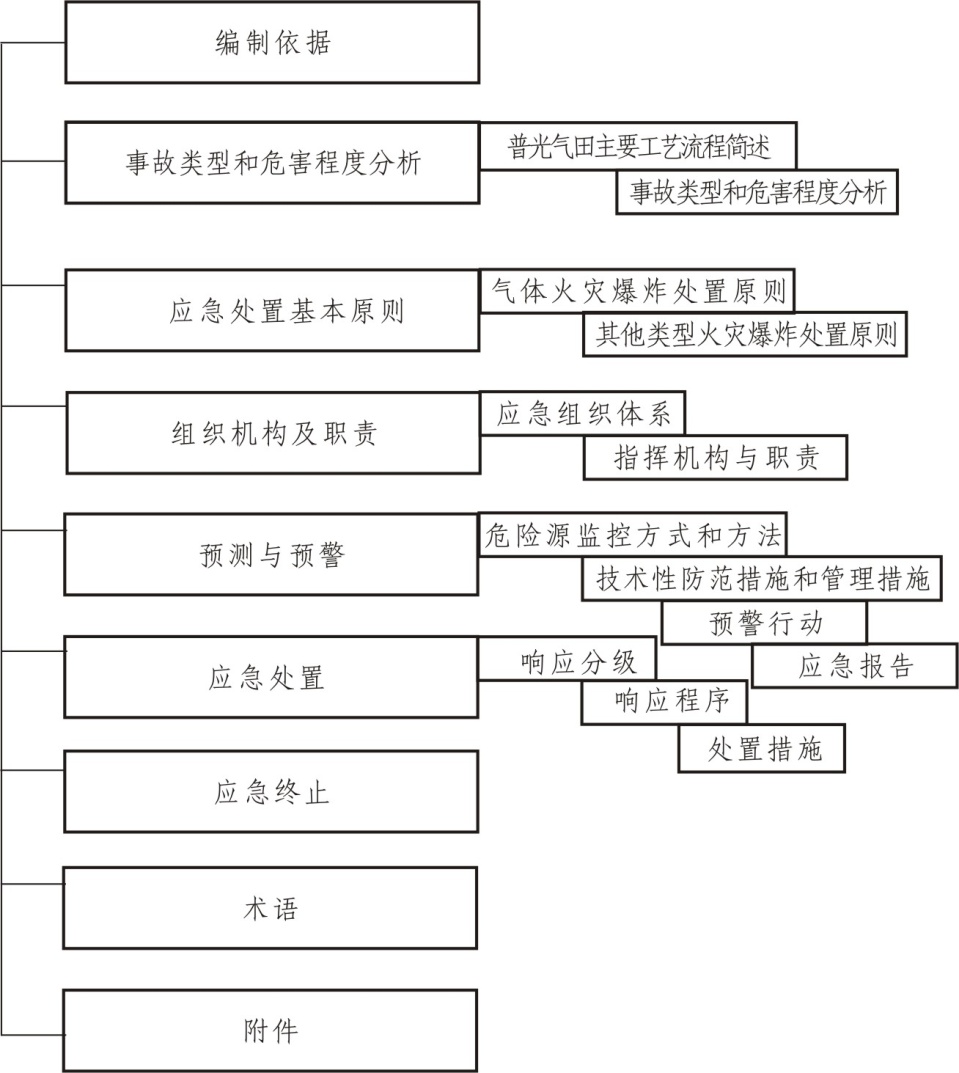


图6.6-5 普光分公司专项应急预案框架图

（3）普光分公司应急组织机构

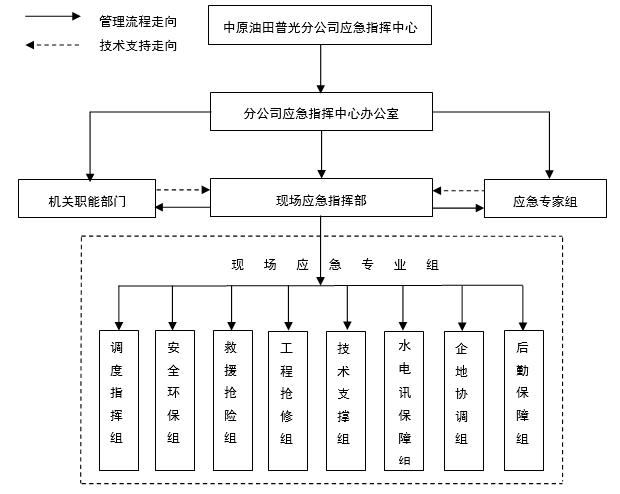


图6.6-6 应急管理组织机构框图

（4）应急响应

1）分类与分级

①分类

分公司各所属单位应根据应急事件的发生过程、性质和机理，按照工业生产事件、公共卫生事件、自然灾害事件和社会安全事件的类别，经危害识别、风险评估，确定单位内可能发生或易发生的应急事件。

②分级

为了有效处置各类突发事件，按照突发事件的性质、危害程度、可控性、影响范围、人员伤亡和财产损失等因素，并依据机构设置情况，由高到低分为五个级别：Ⅰ（中国石化）级、Ⅱ（中原油田）级、Ⅲ（分公司）级、Ⅳ（厂）级、Ⅴ（车间、区）级等。

2）响应程序

①应急启动条件

符合以下条件之一时，应启动本预案：

a）中原油田要求分公司启动应急预案时；

b）市、县级人民政府要求分公司启动应急预案时；

c）发生Ⅲ（分公司）级及Ⅲ级以上事件时；

d）所属单位请求时。

②应急指令

发生突发事件时，应急指令下达程序见下图。

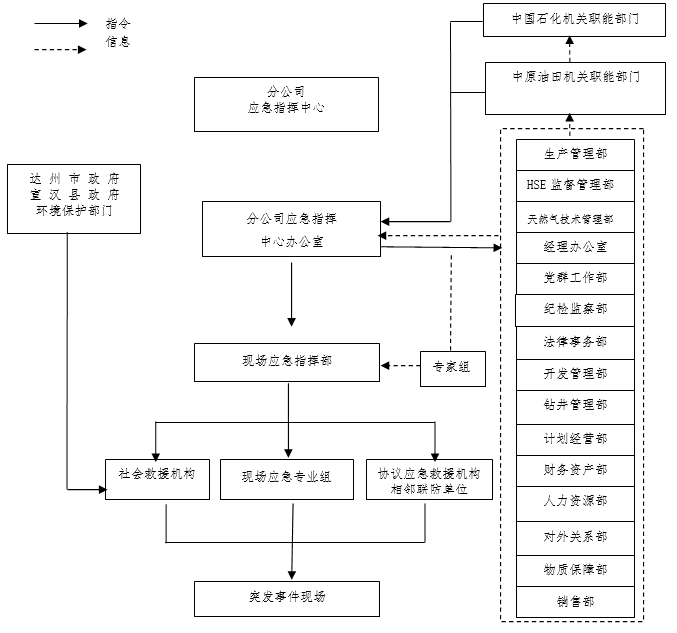


图6.6-7 普光分公司应急指令下达程序框图

③应急处置

当符合应急预案启动条件时，分公司应急指挥中心应立即下达启动本预案的指令，并按照本预案中相应专项应急预案的要求实施应急处置。

当事件难以控制时，分公司应急指挥中心应请求启动相应的应急预案，并向市级政府应急管理办公室报告，请求支援。

**（5）应急结束**

经应急处置后，现场应急指挥部确认满足专项应急预案终止条件时，向分公司应急指挥中心报告，分公司应急指挥中心可下达应急终止指令。

应急终止后，现场应急指挥部负责编写应急总结，应急指挥中心办公室负责对现场应急指挥部的应急总结、值班记录等资料进行汇总、归档，经理办公室负责起草分公司应急指挥中心的应急总结上报材料。现场应急指挥部向事件调查组移交相关材料。分公司应急指挥中心负责向中原油田上报应急总结。

**（6）应急保障**

1）应急队伍保障

分公司应急救援队伍由采气厂、净化厂、应急救援中心和社会应急资源组成。应急队伍配备必要的人员、装备等，平时加强应急队伍的业务培训和应急演练，提高应急人员业务水平；与社会应急资源签订互助协议，提供应急期间的消气防、医疗卫生、治安保卫、交通维护和运输等应急救援力量的保障。

2）财力保障

事件处置过程中的费用，由计划财务部门负责保障；事件应急处置结束后，各级应急指挥中心办公室对应急处置费用进行整理汇总，计划财务部给予核销。

3）物资保障

分公司应急物资由物资保障部应急物资、应急救援中心应急物资、所属单位应急物资和社会救援物资组成。为满足应急处置的需求，同社会救援物资单位签订协议，在应急状态下，由分公司应急指挥中心统一调配使用。

4）通讯保障

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。

### 6.6.13本项目环境风险应急预案

**（1）钻井****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。同时环评要求建设单位在钻井工程施工前编制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。

**1）应急预案编制内容及要求**

根据前述环境风险事故分析，本次评价将针对本项目钻井作业及试采作业的特点，结合企业制定的应急预案，提出环境风险事故应急预案编制要求，供企业及有关部门参考。见表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指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。 |
| 11 | 公众教育和信息 | 对井场邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息：  安全距离内居民进行公众教育，发宣传册。钻井工程前，要向可能危及居民安全范围内进行H2S安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育，提出紧急情况下的安全撤离要求。  施工单位应主动联系当地政府，对紧急撤离区范围内的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。同时应在进入含硫气层前对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）污水池垮塌、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，同时修复污水池，彻底消除污染事故隐患。

对于受污染的居民饮用水井（本项目地下水流向下游不涉及居民饮用水井），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。抢险方案制订及实施，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。

f、当空气中H2S浓度达到15mg/m3（10ppm）的阈限值时，现场应：

①安排专人观察风向、风速确定危险区。

②切断危险区不防爆电器的电源。

③安排专人佩戴正压式空气呼吸器到危险区检测泄漏点。

④非作业人员撤入安全区。

⑤继续监测空气中H2S浓度（进行监测）。

g、当空气中H2S浓度达到30mg/m3（20ppm）的安全临界浓度时，应：

①启动报警音响，戴上正压式空气呼吸器。

②实施井控程序，控制H2S泄漏源。

③切断作业现场所有可能的着火源。

④立即向上级部门报告。

⑤指派专人在井口100m、500m、1000m、2220m和5000m处进行H2S监测，需要时监测点可适当加密。

⑥设立警戒区，任何人未经许可不得入内。

⑦撤离现场的非应急处置人员。

⑧清点现场人员。

⑨通知救援机构，救护人员进入戒备状态。

h、当井喷失控时，应采取如下措施：

①立即通知并协助当地政府疏散井口500m范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

②关停生产设施。

③请求援助。

i、当井喷失控、空气中H2S浓度达到150mg/m3（100ppm）的危险临界浓度时，现场作业人员应按预案立即撤离井场，通知当地政府和其他有关机构，同时向上级主管部门报告。

j、在确保人员安全前提下，将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区。

k、点火条件及点火时间

①含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作；

②井喷失控后，在5min内完成井口点火燃烧泄漏天然气，将H2S燃烧转化为SO2和H2O。

l、含硫气井井口点火程序：

①含硫气井井喷或井喷失控事故发生后，应防止着火和爆炸。

②发生井喷后应采取措施控制井喷，若井口压力有可能超过允许关井压力，需点火放喷时，井场应先点火后放喷。

③井喷失控后，在人员的生命受到巨大威胁、人员撤离无望、失控井无希望得到控制的情况下，作为最后手段应按抢险作业程序对油气井井口实施点火。

④气井点火程序的相关内容应在应急预案中予以明确。油气井点火决策人宜由建设单位代表或其授权的现场负责人来担任，并列入应急预案中。

⑤井场应配备自动点火装置，并备用手动点火器具。点火人员佩戴防护器具，在上风方向，尽量远离井口使用移动点火器具点火；其他人员集中到上风方向的安全区。

⑥点火后应对下风方向尤其是井场工人点、周围集中居住区、医院、学校等人员聚集场所的二氧化硫的浓度进行监测。

m、井喷发生后，及时安排消防车、救护车、医护人员和技安人员到现场。

n、在邻近江河、湖泊、环境敏感区以及交通干线等地区，要在进行处置井喷事故的同时，充分考虑到事故和次生事故对环境可能造成的威胁，要严密制定并采取对环境敏感区和易受损资源的保护措施，防止事态扩大和引发次生灾害。

o、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。

**6）H2S中毒应急救援预案**

①在钻井作业中严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）的规定；在可能存在H2S的场所设立H2S中毒的警示标志和风向标，作业人员尽可能在上风口位置作业；为避免H2S外溢造成人、牲畜伤亡，在即将钻入含H2S地层时，实施现场警戒施工当天应提前疏散村民及牲口，疏散的范围由应急领导小组确定，提前24小时通知当地村社干部。

②在井场按规定配置H2S检测仪，并保证其灵敏可靠；在可能产生H2S的场所工作的员工每人配备防毒面具和空（氧）气呼吸器，并保证有效使用；

③向周围居民进行井喷和防H2S中毒的防护知识的宣传，并调查了解附近居民的分布情况，掌握其最有效的联系方式；

④听到H2S报警信号后立即戴上防毒面具或氧气呼吸器；

⑤发出警报信号（鸣喇叭），全队处于应急状态；当班人员按“四七”动作控制井口；非当班人员立即赶到井场作救护准备；卫生员准备担架、氧气袋和急救箱到井场；HSE监督（安全员）检查空气呼吸器并搬出备用；

⑥救护人员戴好空气呼吸器到岗位检查井口是否控制住，有无人员中毒；若发现有人员中毒立即抬至空气流通处施行现场急救，同时与挂钩医院联系；

⑦由队长和钻井技术员组织处理消除井内的H2S外逸工作。

**7）应急疏散预案**

当井喷失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口500m范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

a、疏散方向原则

总体原则为远离泄漏源。①首先向远离泄漏源的方向撤离；②其次向上风向或侧风向撤离；③向高处撤离；④向交通方便处撤离。

b、考虑高程情况下应急撤离路径选择原则

①首先确保应急撤离路径为远离泄漏源的路径；②选择与泄漏源同一高程或高程增加的应急撤离路径；③选择交通方便的主要应急撤离路径。

c、井场人员撤离方式方法

指挥小组根据对事故发展的预测，撤离警报发出后，调度组将井场两处出口通道开至最大，指挥井场内人员及车辆离开，并禁止再次进入，同时指挥外部救援车辆有序进入场区进行事故抢险。

岗位操作人员，根据当班调度的指令，采取控制事故扩大的措施进行紧急工艺处理（含紧急停车）。非事故岗位人员按照要求关闭电器设备后，并根据当时风向撤离井场前后两集合点。并根据毒物扩散情况，适时撤离到安全地点。撤离时全体人员带上应急自救器材，发现有人受伤时，应先判断环境的安全性再进行救助。人员清点，由后勤保障组长或安全环保组组长指定人员统计应到人数，并及时报告领导小组，以便及时了解是否存在员工滞留在事故区。全体人员在指定的安全点停留，直到警报解除。

d、周边区域的单位、村居人员的疏散方式方法

指挥小组根据事故发展趋势的预测，通过警报器向周边单位、村居民发出疏散警报，警报一声表示井场发生严重事故；连续警报不停，告知周边单位、村居人员要进行疏散。对外联系组立即通过电话报告普光镇、宣汉县政府等行政主管部门，申请联动应急救援，同时通知周边单位，村居负责人。周边单位、村居负责人立即组织本单位、村居人员，根据自己所处的位置，徒步有序地疏散到乡镇设定的安全集合点。疏散人员要带上湿毛巾衣物，当闻到臭鸡蛋气味时将口鼻捂住。疏散时HSE管理组、后勤保障组、对外关系组应全力配合乡镇政府的疏散工作。

周边居民安全须知和硫化氢泄漏逃生方向示意图见图5.3-12，静风条件下硫化氢泄漏逃生方向示意图见图5.3-13。

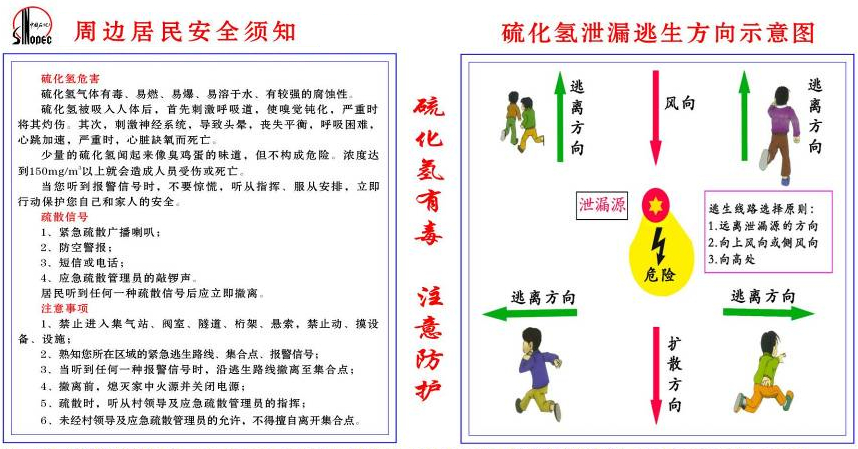


图5.3-12 周边居民安全须知和硫化氢泄漏逃生方向示意图

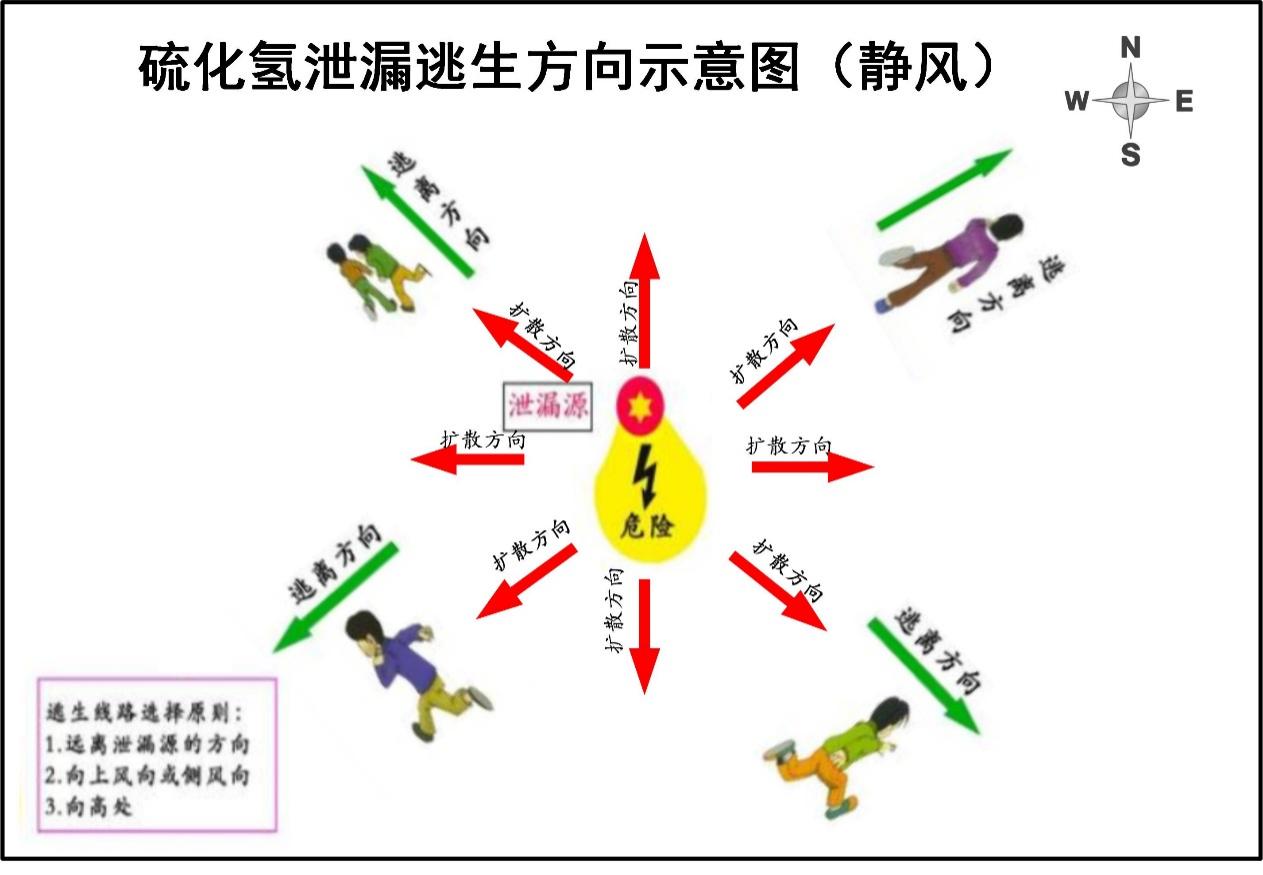


图5.3-13 静风条件下硫化氢泄漏逃生方向示意图

**8）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（考虑该工程管道据居民房屋近的特点，还应组织附近居民的疏散）；

④安全监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施应急救援；

⑤通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；

⑥后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障；

⑦站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）；

⑧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带防火帽，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。

**a、硫化氢泄漏应急疏散预案**

当硫化氢气体泄漏时，必须立即向当地政府报告，同时通知事故影响范围内的厂矿企业和居民立即撤离，并组织和协助当地政府作好事故影响范围内居民的疏散工作。根据当地情况，应立即组织周边居民向管道上风向方向进行撤离。考虑风向、地形、人口密度、受影响程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

为了在紧急突发事件情况下防止H2S中毒，保障每位员工和站场周围群众的生命安全，应按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，集气站员工由集气站组织撤离；

②集气站操作人员戴上正压式空气呼吸器撤离逃生；

③无正压式空气呼吸器者用干净湿毛巾捂住口鼻逃生；

④逃生时要注意风向，一要沿上风（逆风）方向逃生，二要沿着地面上的高处跑，不要接触低凹处的水源。若所处位置沿上风方向逃生时的近道要经过H2S严重污染区，则横向绕道避开站场吹来的下风，到达非污染区后，再沿上风方向逃生（离站场越远越好）；若所处位置在站场下风方向的较远处，且风速较小，不能沿上风方向逃生而又无横向逃生小道时，可以最快捷的方式顺风逃生到有横向绕道的地方，再横向逃生避开污染区后向上风方向及沿着地面上的高点方向逃生；

⑤时间就是生命，紧急逃生时，不要因收贵重物品等事宜延误时间，并且要轻装撤离逃生；

⑥当所处位置离站场很远时，则只要偏离风向往离站场越来越远的方向逃生即可。

**b、硫化氢中毒应急救援预案**

①场站内需设置硫化氢气体泄漏检测报警系统，对站场天然气泄漏进行检测及报警。硫化氢气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。工艺设备区及井口安装固定式硫化氢探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，控制器接收到超标信号，传送至配套喇叭进行报警。RTU的数据上传至集气站控制室、脱硫净化厂中控室。硫化氢气体检测报警1级报警值10mg，2级报警值20mg，工作人员应根据报警值采取相应处理措施。同时在站内设置便携式硫化氢气体检测报警仪1套，对天然气泄漏进行定期巡检。在可能产生硫化氢的场所工作的员工每人配备防毒面具和空（氧）气呼吸器，并保证有效使用；

②向周围居民进行防硫化氢中毒的防护知识的宣传，并调查了解附近居民的分布情况，掌握其最有效的联系方式；

③听到硫化氢报警信号后立即戴上防毒面具或氧气呼吸器；

④发出警报信号（鸣喇叭），全队处于应急状态；工作人员需立即赶往现场，按“四七”动作控制井口至脱硫塔前区域；做好站场救护准备；卫生员准备担架、氧气袋和急救箱到站场；HSE监督（安全员）检查空气呼吸器并搬出备用；

⑤救护人员戴好空气呼吸器到岗位检查井口区域是否控制住，有无人员中毒；若发现有人员中毒立即抬至空气流通处施行现场急救，同时与挂钩医院联系；

⑥由技术员组织处理消除井内的H2S外逸工作。

**4）应急监测**

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。

## 6.7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，发生泄露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 | 普陆1-6H井钻井及试采工程 | | | |
| 建设地点 | 宣汉县清溪镇长青村七组 | | | |
| 地理坐标 | 经度 | 107.789055452°东 | 纬度 | 31.481460339°北 |
| 主要危险物质及分布 | 1、施工期：柴油及废油，总存在量16.085t，油罐暂存井场防渗区内，废油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；甲烷井喷失控泄露量为2.71t。  2、试采期：甲烷设备在线量为0.12t。 | | | |
| 环境影响途径及危害后果 | 1. 油类危害途径及危害后果为：柴油在使用、储运过程中的风险主要来自于柴油罐自身缺陷、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拉运至井场过程中出现交通事故可能引起柴油泄漏污染水体、土壤； 2. 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，试采期对污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。 | | | |

# 7环境保护措施及其可行性论证

## 7.1施工期环境保护措施及可行性分析

本项目利旧普陆1井台建设，除新增的管线施工临时占地、管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道占地外均位于原占地范围内。钻前施工期间通过洒水抑尘等措施对扬尘进行控制，合理使用机械车辆，对燃油废气进行控制；生活污水依托周边居民旱厕收集处理，生产废水沉淀后循环使用；生活垃圾收集后依托当地环卫部门处理，少量建筑垃圾用于道路修整；夜间不施工，采取了噪声控制措施。通过现场调查可见钻前工程对周边环境影响很小。

### 7.1.1施工期生态环境保护措施及可行性分析

1、陆生生物及其生态系统保护措施

（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施工前印发环境保护手册，对施工人员进行环保意识的宣传教育。

③根据施工总体平面布置，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。

④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。

⑤在项目建设过程中，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

提高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，建议本项目开工之前，尽量做好施工规划前期工作，做好工程退役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，同时也可减少项目施工建设对动物栖息地的破坏。

（4）生态恢复与补偿措施投资保障

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。。

2、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。

3、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预防区，本项目未位于生态红线范围内，本项目在原有平台基础上建设，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。

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。

### 7.1.2施工期大气污染防治措施及可行性分析

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、压裂测试机械、车辆尾气减缓措施

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。

4、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低辐射影响。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10m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。

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。根据本井场已经完钻的原普陆1井台和其他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。

### 7.1.3施工期废水污染防治措施及可行性分析

1、治理措施

**（1）钻井废水、洗井废水**

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管输至普光11井回注站回注，不外排；固体为钻井固废用密闭罐车及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用。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。

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）压裂返排液**

加砂压裂返排液放喷时由放喷管排入压裂液储罐或放喷池，放喷池中压裂返排液全部通过泵抽入至压裂液储罐，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11井回注站回注，不外排。

图7.1-2 项目压裂返排液回收利用工艺流程图

**（3）生活污水**

钻井期间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。

**（4）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冲沟、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，避免泄露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污水池、放喷池、事故池，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，污水池、事故池有足够容积。

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，污水池有足够容积，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、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），同时项目设置有2500m3的污水池1个，废水临时存放能力达到2660m3。本项目钻井期间污水经固控设备固液分离后，钻井废水972.55m3，井站设立污水定期拉运机制，井场的泥浆不落地装置与污水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100m3，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。

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。返排过程中压裂返排液及时用密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注，不外排，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。

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”处理装置与污水池有效容积达到2660m3，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195.53m3），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人入厕需求，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。

3、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，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。

4、钻井废水、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，经泥浆不落地处理后的钻井废水、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。将钻井废水、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。因此将钻井废水、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。本项目钻井废水、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，因此将钻井废水、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，因此钻井、洗井废水量能全部用于区域内压裂液配置。将钻井废水、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。

5、不可回用钻井废水、洗井废水、压裂返排液、气田水转运预处理和回注可行性分析

不可回用钻井废水、洗井废水、压裂返排液、气田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11井回注站回注，不外排。

（1）赵家坝产出水处理站依托可行性分析

赵家坝产出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11井回注，污水处理系统采用“氧化除硫+混凝沉降+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，本项目未能回用的作业废水。根据产生量定期运输，根据周边钻井经验和采气期气田水产生情况，钻井期日运输量不超过50m3/d，同时在建项目处理量按照100m3/d计算，试采期该项目日产水量约为30m3/d（最大量，将随着开采逐渐减少），故赵家坝污水处理站也完全有能力处理本项目钻井期未能回用的作业废水和试采期产生的气田水。

（2）普光11井污水回注站

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11井回注地层。普光11井位于达州市宣汉县普光镇，天然气净化厂东1.6km处，属于普光主体工程，普光11井主要接收赵家坝污水站来水，约为350m3/d。该井站回注层位为飞仙关组（井段5552m～5716m），回注水量储集空间为132×104m3，井口高压管线设计压力为35MPa，目前回注压力4.5MPa，污水回注设计规模为800m3/d，目前回注量为350m3/d。累计注水65×104m3，剩余回注空间67×104m3。因此本项目钻井期间普光11井有相应的回注能力及空间。因此，本项目未能回用完的作业废水和气田水可由赵家坝污水处理站通过“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺处理本项目废水，处理后能够满足《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）表1中标准，并且有足够处理能力，处理后能够通过普光11井回注地层，同时普光11井已稳定运行10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日气田水产生量，剩余储集空间较大，满足回注要求。

普陆1试采站内普陆1-6H井建成后所采天然气脱水分离产生的气田水暂存于污水罐中，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11井回注站回注处理，不外排，能得到妥善处置，因此本气田水处置模式有效可行。

6、施工期生活污水处置的可行性分析

项目位于宣汉县农村地区，项目钻前工程施工人员为当地居民，其生活污水由自家厕所收集后农用，不会增加当地厕所及林地等的处理负荷。钻井期井队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，本项目所在地周边有较多的生活污水处理厂，本项目生活污水产生量较小，且主要施工人员均为该区域已有工作人员，所产生的少量生活污水用密闭罐车拉运至周边有富余处理能力的生活污水处理厂处理有效可行。

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。

### 7.1.4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。导管段选用清水钻进，一开、二开段钻井时选用较清洁的水基泥浆，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）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，并置于泥浆不落地装置区，做好“防风、防雨、防晒、防渗漏”的四防措施。

（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）、泥浆储备罐区、循环罐区、柴油罐区、放喷池、污水池、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 |
| 污水池 | 污水池壁和池底 |
| 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 |
| 埋地管道 | 管道本身 | 选用符合重点防渗要求的管材 |
| 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≥1.5m，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 |
| 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2口居民水井作为地下水例行监测点，监测方案见下表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#井场西南侧225m处居民水井 | 潜水层 | pH值、总硬度、六价铬、铁、锰、耗氧量 | TDS、COD、石油类、氯化物（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2#点位例行监测一次，事故时加密监测 |
| 2#井场南侧140m处居民水井 | 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。

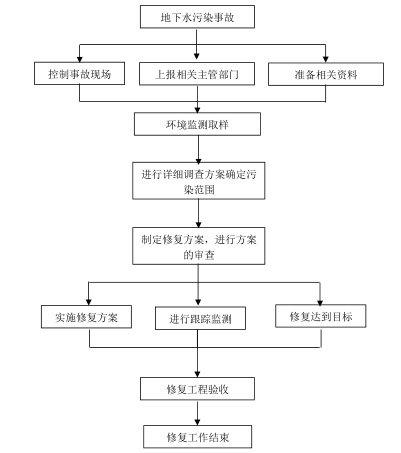


图7.1-3 地下水污染应急响应程序图

**（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，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。根据本井场已经完钻的原普陆1井台和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。

### 7.1.5施工噪声防治措施及可行性分析

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，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）放喷池设置三面建3m的围墙，可以降低一定的噪声；

（7）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。根据本井场已经完钻的原普陆1井台和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。

### 7.1.6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、污水池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置0.5m高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置0.15m高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于0.5m，避免废水进入；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。根据本井场已经完钻的原普陆1井台和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。

### 7.1.7施工期固体废物污染防治措施

1、治理措施

**（1）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。

**（2）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。

**（3）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转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用。本项目水基钻井固废产生量约1395m3，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以及参照《四川油气田钻井废弃物无害化处理技术规范》（Q/SY XN0276—2007）防渗要求。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转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用，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。

如遇特殊地层，三开段可能使用油基钻井液，则上述的三开段水基岩屑将变更为油基岩屑，根据上述计算公式可知，油基岩屑的产生量约为229.41m3，最大废弃油基钻井泥浆112m3，则废油基泥浆与油基岩屑产生量约为341.41m3。油基钻井废泥浆、岩屑暂存于新建的20m3危险废物暂存间，泥浆和油基钻井岩屑及时后交由有资质的单位处置。

**（4）废油及其他不能使用含油废物**

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、不能继续使用的废油桶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。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。

**（5）废包装材料等其他一般固废**

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。

2、水基钻井固废依托措施的可行性分析

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及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用。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为其主要成份，其与砖、水泥生料成份有相似之处，类比固废烧结厂钻井废弃物处置项目，利用钻井废弃物烧结后综合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。

4、危险废物依托措施的可行性分析

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》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号公布 自2022年1月1日起施行）、《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**

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，并做“防风、防雨、防晒、防渗漏”等措施。暂存区严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设置安全照明设施和观察窗口，钢结构房间地面无裂缝，废油用废油桶收集后放置于暂存区内，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）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、不能继续使用的废油桶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，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）、《危险废物转移管理办法》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号公布自2022年1月1日起施行）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《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）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。

11）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。

**（3）危险废物处置可行性分析**

本项目钻井施工期危废主要为HW08 900-214-08废油危废，由于HW08 900-214-08废油危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废油产生，产生量进一步减小，一般不会超过周边危废处置单位处置能力，交由危废资质单位处置措施可行。

5、生活垃圾处置措施

钻井队作业人员的生活垃圾储存于生活垃圾桶，交由当地环卫部门处理，措施可行。

6、废包装材料处置措施

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，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。根据本井场已经完钻的原普陆1井台和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。

### 7.1.8陆生生物及其生态系统保护措施

（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施工前印发环境保护手册，对施工人员进行环保意识的宣传教育。

③根据施工总体平面布置，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。

④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。

⑤在项目建设过程中，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

提高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）生态恢复与补偿措施投资保障

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。

## 7.2试采期环境保护措施及可行性分析

### 7.2.1试采期大气环境污染防治措施可行性分析

1、水套加热炉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本项目自采净化后的天然气，不含硫，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加热炉燃气废气治理措施有效可行。

3、设备检修或系统超压时排放少量天然气

本项目运营期依托普陆1井台新建的15m放散管，放散频率约2~5Nm3/次，每次持续时间2~5min，废气产生量较小，且不含硫，在采取上述措施后设备检修或系统超压时排放少量天然气治理措施有效可行。

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。

### 7.2.2废水污染物防治措施

1、治理措施

**（1）生活污水**

本项目试采期无生活污水产生。

**（2）采气废水**

本项目试采期气田水产生量约为10m3/d（试采初期因含有压裂返排液，气田水产生量可达100~200m3/d），由站内1个30m3污水罐进行收集，定期拉运能保证井站污水罐对项目废水的收纳，试采初期因其天生产量较大，可临时暂存与废水池并及时外运处置。井站设置污水罐于防渗区，做好污水罐的保养检查，杜绝污水泄露；本项目采气废水经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注，不外排，应做好采气废水转运计划，及时转运采气废水，确保废水得到有效处置。

2、采气废水依托措施的可行性分析

本项目采气废水经密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注，回注量小，根据前文分析，赵家坝污水处理站站和回注站接收处理能力满足试采期采气废水处理要求。

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，因此，废水处理措施合理、可行。

### 7.2.3地下水和土壤环境防治措施可行性分析

项目实施对地下水及土壤可能造成的影响主要发生在施工期间。试采期井站暂存废水等污染物较少，污水罐区进行了防渗和设置围堰，废水难以泄露，有完善的防漏洒措施，难以对地下水和土壤环境造成影响。

地下水和土壤污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。本项目试采期方井、污水罐区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。在方井或污水罐垮塌或外溢、泄漏，防渗失效等极端情况下，本项目一般应设置备用污水罐，封闭外环沟，及时将泄漏的污水转移至备用污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，本项目污水罐和生产流程区置于地面上，污水泄露后可以及时发现处理，因此污水罐区、生产流程区属于一般防渗区，污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，若上诉防渗区无法满足建设时，应至少做一般防渗，并在污水罐罐区修建围堰，围堰内容积要足够储存污水罐泄露的污水。因此污水罐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。

### 7.2.4噪声防治措施

根据泵的噪声频谱特性，采取的噪声控制措施为隔声、减震等，具体措施为：

（1）平面布置时进行合理布局，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。

### 7.2.5固体废弃物处置措施

本项目试采期无固体废弃物产生。

### 7.2.6陆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。

## 7.3退役期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。

评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响，措施可行。

# 

# 8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。

## 8.1环保投资估算

本项目总投资\*\*\*。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（已建）等 |  |
| 试采期：水套加热炉、放散管保养维护 |  |
| 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，污水池（已建） |  |
| 试采期：新建的1个30m3污水罐，污水罐区防渗，废水定期转运 |  |
| 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 |  |
| 试采期：合理布局，基础减振等 |  |
| 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 |  |
| 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 |  |
| 生态恢复 | 青苗（林木）赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等 |  |
| 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 |  |
| 风险防控措施 | 施工期：地表水三级防控，分区防渗，测试放喷应急措施等  试采期：污水罐区设置围堰和防渗，污染监控 |  |
| 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 |  |
| 合计 | / |  |

## 8.2“三效益”分析

### 8.2.1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6131万元建设本项目，产气规模预计5×104m3/d，在天然气价格1684.4元/千m3条件下，项目整体税后内部收益率8.49%，达到企业内部基准收益率标准。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。

### 8.2.2社会效益

根据项目建设内容，社会环境影响分析见下表。

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书和灌木林地。 | 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。

### 8.2.3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。

## 8.3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。

# 9清洁生产与总量控制

## 9.1清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入环境保护部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本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。

### 9.1.1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。

另外利用原普陆1井台进行钻井，可利用原井场、进场道路、污水池等，可有效减少井场等建设用地，有利于减小对生态环境的扰动。符合清洁生产的要求。

### 9.1.2产品的清洁性分析

项目产品为天然气，属清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的温室气体CO2只是煤炭的一半左右，比石油少三分之一，天然气与电力比较，在燃料费用上的节省是显著的，但投资费用较大；与焦炭、原煤比较，虽无价格优势，但环保性和产品质量优势明显；与汽油、液化气相比，其价格和环境性能也有明显优势，天然气替代工业用油和液化石油气，有直接的经济效益，容易被用户接受，同时技改的投资少，属清洁产品。

### 9.1.3清洁生产措施

（1）废水处理措施

本项目钻井废水和压裂返排液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密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注，不外排，对地表水和浅层地下水无影响。

（2）施工期生产生活污水

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，无废气外排，紧急情况下的外排废气采用引至15m高的放散管放散。

（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转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用；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。

### 9.1.4清洁生产结论

本项目贯彻了清洁生产原则，符合清洁生产的要求及国家目前有关节能减排要求。为保持良好的清洁生产水平，鉴于钻井工程属高风险行业，本评价建议主要是加强管理，减少生产中的跑、冒、滴、漏现象，同时按照钻井行业规范做好井控和防喷措施，做好现场的应急措施。加强人员培训，提高职工清洁生产意识，尽可能的避免环境风险事故的发生，将本项目清洁生产维持在国内先进水平。

## 9.2总量控制

本项目为天然气开发勘探项目，根据《关于做好固定污染源排污许可清理整顿和2020年排污许可发证登记工作的通知》（环办环评函〔2019〕939号）和《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），本项目实行登记管理。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司在达州地区各个试采站场均无总量控制指标要求，水套加热炉、放散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。

项目钻井废水、洗井废水和压裂返排液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11井回注站回注，不外排，采气废水密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11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。

# 10环境管理与环境监测

## 10.1环境管理

### 10.1.1环境管理的目的和意义

环境管理是协调经济、社会、环境有序发展的重要手段。环境管理就是以环境科学理论为基础，运用经济、法律、技术、行政、教育等手段去约束人类的社会经济活动，达到不超出环境容量的极限，又能满足人类日益增长的物质生活需要，并使经济发展与生态环境维持在相互可以接受的水平。实践证明，要解决好建设项目的环境问题，首先必须强化其环境管理。

项目建成后应加强环境管理工作，按照国家的环保政策，建立环境管理制度，治理污染源，减少污染物的排放，最大限度的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。

### 10.1.2施工期环境管理

1、建立有效的环保措施落实监督检查机制

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。

在压裂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，营地拆出后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

### 10.1.3试采期环境管理

1、加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，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。

## 10.2污染物排放清单

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）相关要求，建设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 | — |
| 水套加热炉燃烧产生的烟气 | SO2 | — | — |  | 水套加热炉燃烧废气通过自带8m高排气筒排放 | 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 | — | — | 0.042t/a |
| 烟尘 | — | — | 0.013t/a |
| 设备检修或系统超压时排放少量天然气 | CH4 | — | — | 少量 | 经15m高放散管排放 | 偶尔 | 对周围环境影响较小 | 无 |
| 水污染物 | 钻井废水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | — | — | 972.55m3 | 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 | — | — | 100m3 | 无 |
| 压裂返排液 | 石油类、悬浮物、COD等 | — | — | 7560m3 | 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 |
| 采气废水 | 石油类、悬浮物、COD及氯化物等 | — | — | 10m3/d（短期100~200m3/d） | 密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11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 | 水基钻井固废 | 1395t（或油基岩屑341.1t） | | | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用（或油基岩屑交由资质单位处置） | 钻井期定期转运 | 妥善处置，不会对环境造成二次污染 | |
| 废油 | 0.7m3 | | | 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 |
| 钻前及完井搬迁及试采站建设的建筑垃圾 | 少量 | | | 施工队伍统一收集清运至政府指定地方 | 完井搬迁期与试采站建设期 |

## 

## 10.3环境监测

### 10.3.1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）与《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248—2022）中的有关规定要求，针对本项目产排污特点，制定本项目的监测计划。

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，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，按照地下水专项评价所列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 | 对于一类单元，本项目在污水池下游设置1个深层土壤监测点，在污水池下游设置1个表层土壤监测点。对于二类单元，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 | 其中表层土壤监测频次为1次/年，深层土壤为1次/3年 | 定期 | HJ1209-2021 |
| 大气 | 井场场界、放喷口周围、最近居民点处 | CH4、H2S | 测试和事故放喷时根据事故控制情况布置监测 | 事故过程 | / |
| 水套加热炉 | 颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度 | 1次/年 | 定期（每年10％抽检） | HJ1248—2022 |
| 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#井场西南侧225m处居民水井 | pH值、总硬度、六价铬、铁、锰、耗氧量、TDS、COD、石油类、氯化物 | 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2#点位例行监测一次，事故时加密监测 | 背景值监测点 | HJ1209-2021 |

### 10.3.2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。

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。

## 10.4排污许可申请

本项目为天然气勘探试采项目，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。

## 10.5环保设施竣工验收

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 施工期竣工环保验收措施及要求一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **分项** | **验收项目及位置** | | **验收指标及要求** |
| 环境 管理 | 环境管理制度 | | 具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立各类废水、岩屑、 泥浆等转移联单制度，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 | 钻井废水、洗井废水、压裂返排液 | 钻井废水、洗井废水、压裂返排液收集后及时拉运至有处理能力和处理资质的单位进行处理 |
| 场地雨水 | 井场清污分流，井场四周设置排水沟，并设置集污坑，雨水依靠井站设置的地面坡度，就地散排至排水沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至废水收集罐或放喷池 |
| 生活污水 | 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，运输车辆覆盖蓬布，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 |
| 钻井废气、测试 | 采用地面灼烧处理，建设放喷设施（套）、放喷池等，无固定、长期污染源，通过区域环境质量监测确保区域环境功能未发生改变 |
| 固废 | 水基钻井固废 | 经泥浆不落地工艺进行固液分离后定期用密闭罐车及时转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用 |
| 生活垃圾 | 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 |
| 废油等含油固废 | 收集并综合利用，若不能全部回用，剩余废油和废油桶、含油抹布手套一起交有资质的单位进行处理，现场无遗留 |
| 施工废料 | 可回收利用部分收集后回用，剩余不可回收部分依托当地环卫部门有偿清运 |
| 噪声 | 钻井、压裂及测试放喷噪声 | 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 | 弃土场 | | 本项目钻前工程产生的少量弃土堆存于井场旁设置的弃土场内 |
| 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 |

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 | 暂存于污水罐后及时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11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 | 放散废气 | 经15m高的放散管放散 |
| 水套加热炉燃烧废气 | 水套加热炉燃用净化后的自采天然气，水套加热炉废气经自带排气筒排放，排气筒高度8m |
| 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 | | 本项目井场、放喷池、污水池、管线施工临时占地、弃土场、放空区及巡检便道等属于永久占地，施工结束后立即对无后续开发计划的临时用地进行复垦 |

# 

# 11结论与建议

## 11.1项目概况

本项目位于达州市宣汉县清溪镇长青村七组，以须家河组为主要目的层，预计单井采气量约5×104m3/d。

本项目总投资\*\*\*万元，环保投资\*\*\*万元，环保投资占总投资的\*\*\*%。

## 11.2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《宣汉县2021年度环境质量公告》，本项目所在的宣汉县属于达标区，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、林地为主，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。

## 11.3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（2019年本）》与《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2019年本）>的决定》（2021年修订），该项目属于其中第一类“鼓励类”第七条“石油类、天然气”第二款“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，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“中原普光〔2023〕100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。本项目利旧普陆1井台占地区域进行建设，其选址位于原井场内，本项目建设不违背普光镇规划要求。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内无居民等敏感目标分布，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。

## 11.4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，试采期水套加热炉废气能达标排放，设备检修废气通过15m高放散管排放，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

钻前施工废水回用于降尘，钻井期间，钻井废水和洗井废水经固控设备固液分离后满足要求的全部回用于钻井过程，剩余不可回用部分暂存于污水罐，定期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11井回注站回注，不外排；压裂返排液密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达标后管输至普光11井回注站回注，不外排；天然气试采期间，产生的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11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震基础，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，井场周边居民等敏感目标均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

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，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转运至达州地区环保手续齐全、环保设施稳定运行固废烧结厂进行烧结后综合利用，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。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，不会对地下水造成影响。

（6）土壤环境

本项目采取了清污分流、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，永久占地后期进行植被修复，恢复当地生态，有效削弱了对生态环境的影响。

## 11.5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。

## 11.6清洁生产和总量控制

本项目在原辅材料及资源能源的利用、生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产技术指标、环境管理等方面基本达到清洁生产国内先进水平。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，试采期水套加热炉废气能做到达标排放，废水依托污水处理站或回注站回注，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。

## 11.7环境经济损益分析

本项目的建设具有较好的社会-经济-环境综合效益，只要该项目在各个实施阶段过程中积极做好污染治理、环境保护和安检措施等工作，基本上可以满足当地环境容量要求和环保管理需求，达到可持续发展目标。项目的建成，必将产生显著的经济效益、社会效益和环境效益。

## 11.8公众参与调查结论

根据建设单位提供公众参与说明，本项目在环境影响评价信息公示平台进行了建设项目首次环评信息公开，在环境影响评价信息公示平台、报纸及张贴公告三种方式同步进行了第二次环境影响评价信息公开，在环境影响评价信息公示平台进行了报批前公示，公示期间未收到任何反对意见，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。

## 11.9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，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流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。

## 11.10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。